



Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Postgrado

Viabilidad técnico-económica de la generación fotovoltaica orientada al autoconsumo en industria del sector alimentario

Autor: Alberto Rodríguez Fernández

Máster en Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos

Director: Juan de la Casa Higuera

Departamento del director: Ingeniería Electrónica y Automática

Fecha: 09/2020



CREA



Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Postgrado

VIABILIDAD TÉCNICO- ECONÓMICA DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ORIENTADA AL AUTOCONSUMO EN INDUSTRIA DEL SECTOR ALIMENTARIO

Alumno/a: Rodríguez Fernández, Alberto

Tutor/a: Prof. D. Juan de la Casa Higuera

Dpto: Ingeniería Electrónica y Automática

Septiembre, 2022



Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Postgrado

Máster en Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos

D. **JUAN DE LA CASA HIGUERAS**, tutor del Trabajo Fin de Máster titulado: **VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ORIENTADA AL AUTOCONSUMO EN INDUSTRIA DEL SECTOR ALIMENTARIO**, que presenta **ALBERTO RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ**, autoriza su presentación para defensa y evaluación en el Centro de Estudios de Postgrado de la Universidad de Jaén.

Jaén, a **17 de septiembre de 2022**

El/la estudiante:

El/la Tutor/a

ALBERTO RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ

JUAN DE LA CASA HIGUERAS

ÍNDICE

1.	MEMORIA DESCRIPTIVA.....	6
1.1.	ALCANCE Y OBJETIVOS DEL PROYECTO	6
1.2.	ANTECEDENTES	6
1.3.	UBICACIÓN O EMPLAZAMIENTO.....	6
1.4.	NORMAS Y REGLAMENTACIÓN APLICABLE.....	9
1.5.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y SUS CARACTERÍSTICAS	10
1.5.1.	GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	10
1.5.2.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	11
1.5.3.	ESTRUCTURA	12
1.5.4.	INVERSOR	13
1.5.5.	MONITORIZACIÓN	15
1.5.6.	CABLEADO	17
1.5.7.	CANALIZACIÓN	19
1.5.8.	PUESTA A TIERRA.....	19
1.5.9.	PROTECCIONES.....	20
1.5.10.	CUADROS ELÉCTRICOS	23
1.6.	JUSTIFICACIÓN DE LAS SOLUCIONES ADOPTADAS.....	24
1.7.	BIBLIOGRAFÍA Y CONSULTAS REALIZADAS	39
2.	ANEXOS A LA MEMORIA.....	40
2.1.	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	40
2.1.1.	CONFIGURACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	40
2.1.2.	CABLEADO ELÉCTRICO.....	42
2.1.3.	PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	43
2.1.4.	PUESTA A TIERRA.....	44
2.2.	HOJAS DE CARACTERÍSTICAS	45
2.3.	ESTUDIO ECONÓMICO	71
2.4.	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD	75
3.	PLANOS.....	79
4.	PLIEGO DE CONDICIONES.....	80
4.1.	OBJETO	80
4.2.	GENERALIDADES.....	80
4.3.	DISEÑO	80
4.4.	COMPONENTES Y MATERIALES.....	81

4.5.	RECEPCIÓN Y PRUEBAS	86
4.6.	GARANTÍAS.....	86
5.	PRESUPUESTO	88

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Ubicación de la instalación	7
Ilustración 2 Emplazamiento de la instalación	7
Ilustración 3 Naves de la empresa	8
Ilustración 4 Tejado de la instalación	8
Ilustración 5 Módulo fotovoltaico	12
Ilustración 6 Estructura coplanar	13
Ilustración 7 Inversor Huawei	15
Ilustración 8 Smartlogger Huawei	16
Ilustración 9 Vatímetro Huawei DTSU666-H	16
Ilustración 10 Cable de corriente continua	18
Ilustración 11 Cable de corriente alterna	18
Ilustración 12 Diámetro exterior de los tubos	19
Ilustración 13 Tubo PVC	19
Ilustración 14 Cable de puesta a tierra	20
Ilustración 15 Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.	20
Ilustración 16 Fusible de corriente continua	21
Ilustración 17 Interruptor automático magnetotérmico	22
Ilustración 18 Interruptor diferencial	22
Ilustración 19 Cuadro eléctrico IDE	23
Ilustración 21 Periodo Tipo A	25
Ilustración 20 Periodo Tipo B	25
Ilustración 22 Periodo Tipo B1	25
Ilustración 23 Periodo Tipo C	26
Ilustración 24 Periodo Tipo D	26
Ilustración 25 Consumo mensual por periodo	29
Ilustración 26 Consumo mensual en horas solares por periodo	33
Ilustración 27 Consumo total vs consumo en horas solares	33
Ilustración 28 Producción energética de un 1kWp	34
Ilustración 29 Implantación fotovoltaica.	38
Ilustración 30 Valores orientativos de la resistividad en función del terreno.	44

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Características del módulo fotovoltaico TRINA VERTEX TSM-DE21	11
Tabla 2 Resumen horario anual	27
Tabla 3 Consumo horario anual	27
Tabla 4 Consumo en horario solar	28
Tabla 5 Consumo en horario no solar	28
Tabla 6 Inicio y apagado de la planta	29
Tabla 7 Horas solares diarias.....	30
Tabla 8 Horas solares mensuales	31
Tabla 9 Porcentajes de radiación sobre el anual.....	31
Tabla 10 Porcentaje de horas solares disponibles en cada periodo	32
Tabla 11 Consumo eléctrico en horario solar	32
Tabla 12 Producción energética total	34
Tabla 13 Autoconsumo de la fábrica.....	35
Tabla 14 Vertido de excedentes.....	35
Tabla 15 Consumo de la red eléctrica	36
Tabla 16 Datos previos a la instalación fotovoltaica	36
Tabla 17 Datos posteriores a la instalación fotovoltaica	37
Tabla 18 Porcentaje de autoconsumo	37
Tabla 19 Porcentaje de autosuficiencia	38

1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1. ALCANCE Y OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objeto de la presente memoria descriptiva, proyecto de instalación solar fotovoltaica de 72,36 kWp para autoconsumo con vertido de excedentes, es realizar una descripción de la misma incluyendo sus infraestructuras eléctricas y demás elementos integrantes de la instalación situadas en la localidad ciudarreal de Malagón.

El objetivo del proyecto será abastecer lo máximo posible la demanda energética de la industria. El principal objetivo será que la industria pueda autoconsumir la mayor cantidad de energía eléctrica posible, siendo el vertido de excedentes una ventaja para la instalación, pero no un objetivo.

Se buscará reducir el coste de la empresa en energía eléctrica, además de una colaboración a la sostenibilidad del medio ambiente.

1.2. ANTECEDENTES

Se dispone de una industria del sector alimentario dedicada a la producción de frutos secos y derivados de estos. La empresa se sitúa en la localidad ciudarreal de Malagón.

El elevado precio a pagar por la energía eléctrica que ha sufrido la industria en los últimos años, ha sido el principal motivo para realizar la instalación.

1.3. UBICACIÓN O EMPLAZAMIENTO

La nave industrial se encontrará en la calle Magallanes, número 5 de la localidad de Malagón (Ciudad Real).

Malagón tiene una extensión de 365 km². Limita al norte con Los Cortijos, al este con Fuente el Fresno, al sur con Fernán Caballero y Torralba de Calatrava y al oeste con Porzuna, todos ellos de la provincia de Ciudad Real.

Malagón está situado a unos 25 km de Ciudad Real, siendo su caracterización geográfica la siguiente:

Longitud: 3° 51' 17''O.

Latitud: 39° 10' 18''N.

Altitud sobre el nivel del mar de 638 m.

La referencia catastral será 6865601VJ2366N0001UT.

La nave tendrá una superficie de 748m².

Dentro del sistema territorial castellano-manchego, Malagón pertenece a la comarca Montes Norte. Su población actual es de 7842 (Instituto Nacional de Estadística).

La provincia de Ciudad Real goza de unas condiciones de irradiación solar favorables, encontrándose en zona 4, donde se presentan valores de radiación solar muy altos.



Ilustración 1 Ubicación de la instalación

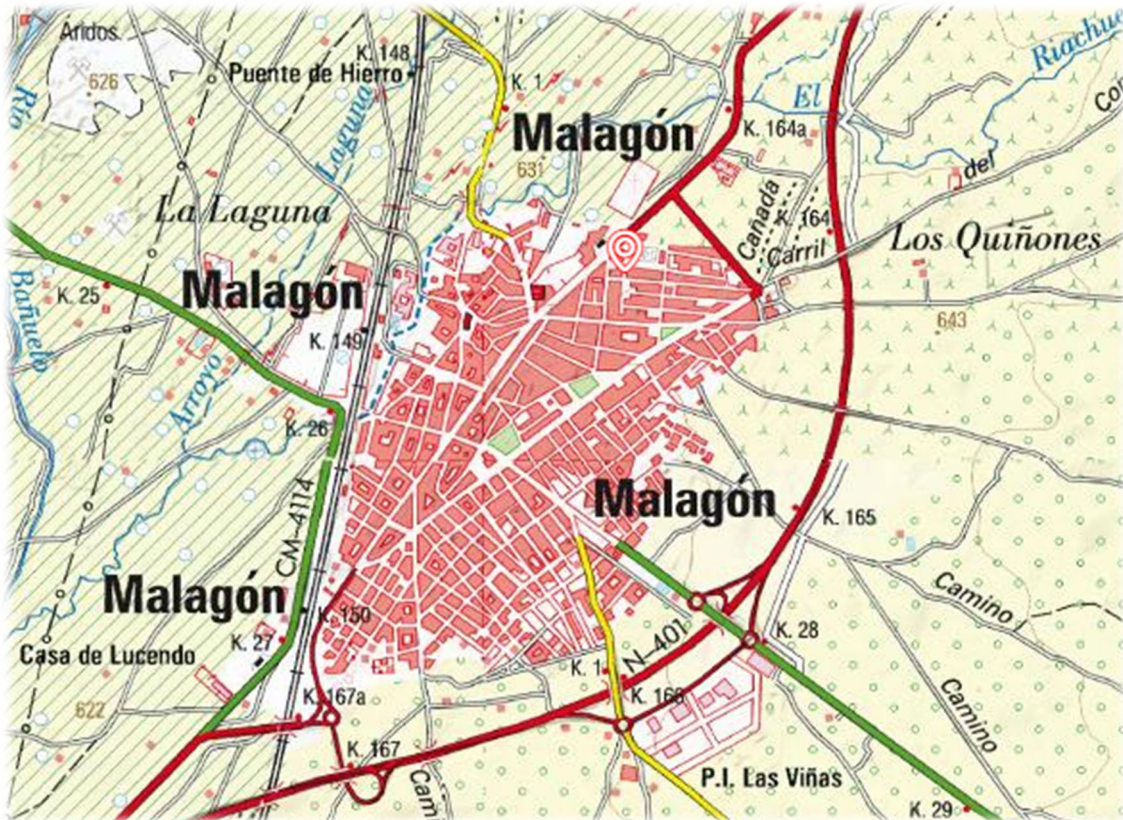


Ilustración 2 Emplazamiento de la instalación

La empresa dispone de dos naves, una de ellas dedicada a oficinas y otra dedicada al desarrollo de su actividad alimentaria.



Ilustración 3 Naves de la empresa



Ilustración 4 Tejado de la instalación

1.4. NORMAS Y REGLAMENTACIÓN APLICABLE

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

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 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el reglamento electrotécnico de baja tensión.

Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico.

Real Decreto 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

1.5. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y SUS CARACTERÍSTICAS

El proyecto a realizar será de una instalación de autoconsumo fotovoltaico acogida a compensación de excedentes. El vertido de excedentes estará permitido al ser una energía procedente de una fuente de energía renovable y no superar los 100kW.

El proyecto tendrá una potencia de 72,36kWp. Se encontrará en el término municipal de Malagón (Ciudad Real) y se basará en un sistema de generación eléctrica procedente de la energía renovable procedente del sol, dentro de un entorno de gran radiación solar.

El sistema fotovoltaico transformará la energía procedente de la luz solar en energía eléctrica de corriente continua a través de los módulos fotovoltaicos, y mediante el uso de inversores de corriente que transformarán la energía obtenida en corriente continua a corriente alterna todo ello en baja tensión a 400V. Posteriormente, el inversor se conectará al cuadro eléctrico de la nave para abastecer la demanda energética en la mayor cantidad posible, además, la energía excedentaria será vertida a la red eléctrica para su correspondiente compensación económica en la factura eléctrica.

Los principales componentes del sistema son:

- Instalación de 108 módulos fotovoltaicos de 670W de potencia, encargados de convertir la luz solar en electricidad.
- Estructura soporte coplanar al tejado 01.1V, especial para cubiertas metálicas, de perfil continuo, vertical y de fijación a correas, compatibles con los módulos fotovoltaicos escogidos.
- Cableado de distribución de la energía eléctrica y protecciones eléctricas correspondientes.
- Inversor de corriente Huawei SUN2000-60KTL-M0, encargado de convertir la energía de corriente continua en corriente alterna.
- Sistema de monitorización adicional SmartLogger.
- Cuadro general de mando y protección.
- Sistema de puesta a tierra que garantice la seguridad eléctrica de la instalación.

1.5.1. GENERADOR FOTOVOLTAICO

El generador fotovoltaico estará compuesto por 108 módulos fotovoltaicos TRINA SOLAR VERTEX TSM-DE21 670W como se describirá en el siguiente apartado. Tendrá una potencia instalada total de 72,36kWp.

Para calcular los módulos fotovoltaicos conectados en serie y en paralelo se deberán estudiar las condiciones climáticas más extremas que se producirán a lo largo del año. Estas condiciones serán 70°C y -10°C.

Además, se deberán estudiar las condiciones de funcionamiento del inversor, garantizándose la tensión mínima de arranque del mismo y evitando provocar averías en el inversor por sobretensiones, siendo el objetivo principal maximizar la producción eléctrica.

El generador fotovoltaico estará formado por 6 strings de 18 módulos en serie en cada uno.

Los strings irán directamente conectados al inversor (sin combiner box), con sus respectivas protecciones eléctricas.

1.5.2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos elegidos para realizar la instalación serán de la marca TRINA modelo VERTEX TSM-DE21 de tecnología monocristalina y potencia nominal de 670W. Su potencia de salida estará garantizada hasta 25 años con garantía lineal. Cada módulo contará con las siguientes características:

CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO 670W	
Marca	TRINA SOLAR
Modelo	TSM-DE21
Tipo de célula	Silicio monocristalino
Potencia máxima nominal	670W
Tensión en circuito abierto	46,1V
Corriente de cortocircuito	18,62A
Tensión de máxima potencia	38,2V
Corriente de máxima potencia	17,55A
Coeficiente de temperatura de tensión	-0,25%/°C
Coeficiente de temperatura de corriente	0,04%/°C
Coeficiente de temperatura de potencia	-0,34%/°C
Tensión máxima del sistema	1500V
Dimensiones	2.384x1.303x35mm
Peso	33,3kg
Eficiencia del módulo	21,6%

Tabla 1 Características del módulo fotovoltaico TRINA VERTEX TSM-DE21

Los módulos fotovoltaicos deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.



Ilustración 5 Módulo fotovoltaico

1.5.3. ESTRUCTURA

La nave industrial objeto de la instalación dispone de una cubierta a dos aguas con orientación norte-sur. La inclinación de la cubierta es de 16° . En la parte orientada al sur, la cubierta tiene un azimut de 7° , por lo que es un tejado muy apropiado para una instalación fotovoltaica con estructura coplanar.

Se utilizará una estructura coplanar debido a que estas se integran de una manera adecuada al tejado de la instalación, produciendo un menor efecto vela frente a fuertes vientos que las instalaciones inclinadas, esta estructura es más económica que la inclinada debido a que solo serían necesarios soportes y anclajes.

Además, la superficie disponible en la parte orientada al sur del tejado será disponible para cubrir la totalidad de los módulos fotovoltaicos que se instalarán. Con este tipo de estructura apenas será necesario dejar separación ya que los módulos no harán sombra entre ellos.

Para la correcta fijación de los módulos fotovoltaicos al tejado al tejado se utilizará la estructura de la marca SUNFER. La estructura será coplanar al tejado, especial para cubiertas metálicas, de perfil continuo y con fijación a correas. Los módulos fotovoltaicos se instalarán en forma vertical. La cubierta será tipo sándwich y la estructura será compatible con este.

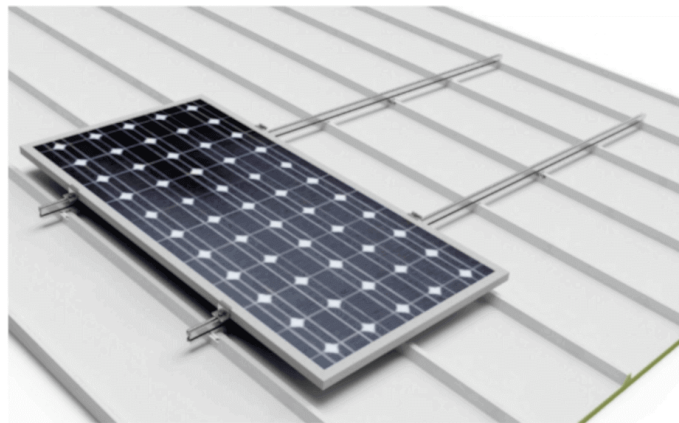


Ilustración 6 Estructura coplanar

1.5.4. INVERSOR

El inversor eléctrico es el encargado de transformar la corriente continua de la entrada procedente del generador fotovoltaico a corriente alterna con la magnitud y frecuencia necesaria para conectarse a la red eléctrica (o a un transformador en caso de ser necesario, no lo será en nuestro proyecto).

El inversor será del tipo adecuado para ser conectado al cuadro eléctrico de la nave, con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico pueda proporcionar a lo largo del día.

El inversor deberá cumplir las siguientes normas:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos.

- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia.

- IEC 62116: Pruebas de prevención de aislamiento para inversores fotovoltaicos.

Además, deberán cumplir incorporar protecciones frente a:

- Tensiones de contacto peligrosas. Protegiendo a las personas durante la instalación el funcionamiento.

- Cortocircuitos en corriente alterna. En caso de interruptor del suministro de la red eléctrica o de una batería auxiliar, el inversor se desconectará, evitando funcionar en modo isla y volviendo a conectarse cuando se haya restablecido la tensión mínima de funcionamiento.

- Tensión fuera de rango: Si la tensión está por encima o por debajo del rango de tensión de funcionamiento del inversor, este se desconectará de forma automática, hasta tener unas condiciones de tensión más favorables de funcionamiento.

- Frecuencia fuera de rango. En caso de que la frecuencia de red esté fuera de rango, el inversor detendrá automáticamente su funcionamiento. Esto se debe a que la red puede estar funcionando de una forma inestable.

- Sobretensiones, mediante varistores o protecciones similares.

-Perturbaciones presentes en la red como pulsos, defectos de ciclos, ausencia, micro cortes o retorno de la red.

-Temperatura elevada. En caso de que la temperatura interior del inversor aumente, el inversor trabajará con menos potencia a fin de no sobrepasar la temperatura. El inversor dispone de un sistema de refrigeración, en caso de no encontrarse en las condiciones de temperatura adecuadas, este se desconectará automáticamente.

El inversor elegido para el proyecto será un inversor trifásico central. Las especificaciones técnicas son las siguientes:

MODELO	SUN2000-60KTL-M0	
MARCA	HUAWEI	
SALIDA	Potencia de salida	66kW
	Corriente de salida máxima.	95,3A
	Tensión de salida (Vac)	230V/400V
	Frecuencia	50/60Hz
	Corriente de distorsión armónica (THDi)	<3%
	Factor de potencia (cosφ)	1
ENTRADA	Tensión MPPT	[200-1000] V
	Tensión máxima DC	1100 V
	Número de entradas	2
	Número de MPPT	6
	Intensidad máxima DC	22 A
	Intensidad CC DC máxima	30 A
RENDIMIENTO	Eficiencia máxima	98,7%
DIMENSIONES	Dimensiones	1075x555x300mm
	Tipo de ventilación	Convección natural
	Peso (kg)	74kg
ENVOLVENTE	Grado de protección	IP65
	Temperatura ambiente de trabajo	[-25°C-60°C]
	Humedad relativa	[0-100%]
	Max. Altitud	4000m
PROTECCIONES	Protección general DC	Fusibles
	Protección de sobretensiones	Tipo II
CERTIFICACIONES	Normativa EMC y de seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683 Estándares de conexión a red eléctrica IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413.



Ilustración 7 Inversor Huawei

1.5.5. MONITORIZACIÓN

Para la monitorización de la instalación se utilizará el dispositivo SmartLogger 3000A. Este dispositivo será necesario, ya que el inversor escogido no incluye la función de monitorización al ser de potencia superior a 30kW.

Este dispositivo se encargará de registrar los datos de la instalación en cada instante. El dispositivo será capaz de trabajar con varios inversores, realizando la monitorización de forma conjunta. Será necesario añadir un vatímetro que sea compatible con el inversor escogido para que haga las lecturas de consumos de la instalación.

El dispositivo enviará información obtenida en la instalación, para ello incorpora los siguientes interfaces:

- Puerto Ethernet.
- Conexión Wifi.
- Conectividad 2G/3G/4G.
- Conexiones RS485.
- Modbus.
- Señales analógicas y digitales.



Ilustración 8 Smartlogger Huawei

Será necesario añadir un vatímetro que mida los datos de la instalación en forma bidireccional.

Se utilizará el vatímetro bidireccional Huawei DTSU666-H, trifásico, compatible con el inversor utilizado.

Es un vatímetro diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas. Puede mostrar la producción solar, la demanda de la instalación y puede ser programado para inyección cero a la red eléctrica. Se comunicará con el inversor mediante el puerto RS485.



Ilustración 9 Vatímetro Huawei DTSU666-H.

1.5.6. CABLEADO

El cableado eléctrico será de corriente continua desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor y de corriente alterna desde el inversor hasta el cuadro eléctrico.

Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y sobrecalentamientos. Los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior a 1,5% tanto en corriente alterna como en corriente continua. Para el cálculo de sección del cableado se utilizarán los métodos de intensidad máxima admisible y de máxima caída de tensión permisible en el cable.

Los módulos fotovoltaicos se conectarán entre sí mediante el cable que viene incluido en el módulo. Los strings irán directamente conectados al inversor central de la instalación, por lo que este será el único tipo de cable que habrá que dimensionar para corriente continua.

Posteriormente, en corriente alterna, habrá un tipo de cable que conectará el inversor con el cuadro eléctrico.

En corriente continua se instalará el cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K apto para instalaciones fotovoltaicas, con certificado IEC62930 y EN50618. Este cable es adecuado para instalaciones solares, tanto huertos solares como de autoconsumo y plantas flotantes. Se trata de un cable muy flexible adecuado para la conexión de paneles fotovoltaicos al inversor. Este cable puede ser instalado a la intemperie o directamente enterrado en plenas garantías. Dispone un aislamiento libre de halógenos, tipo II, ideal para una instalación fotovoltaica.

Este cable es capaz de soportar 1,8kV de tensión en corriente continua, una temperatura máxima de 120°C, una temperatura máxima de cortocircuito de 250°C durante 5 segundos y una temperatura mínima de servicio de -40°C.

Además, evitará la propagación de llamas. Dispone de baja emisión de humos y gases corrosivos. Su transmitancia luminosa será superior al 60%.

Dispone de una excelente resistencia a grasas, aceites, ataques químicos y rayos ultravioleta. Su vida útil es aproximadamente de 30 años.

Se utilizará el cable de 4mm^2 de sección. Este cable tendrá un diámetro de 5,3 mm y un peso de 57kg/km.

Para el cableado de corriente continua se utilizará el color rojo para el terminal positivo y el color negro para el terminal negativo, siendo la toma de tierra de color amarillo y verde.

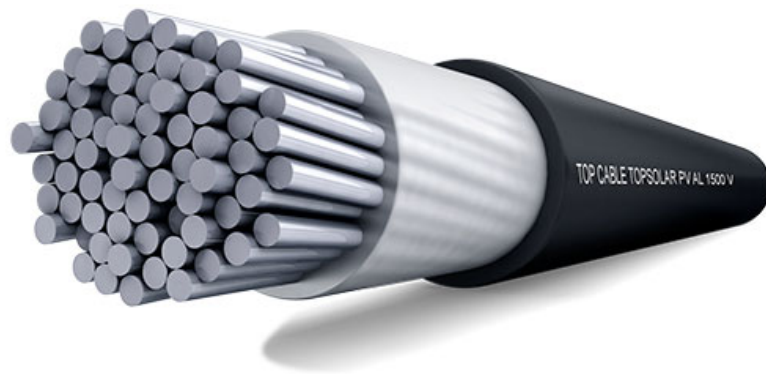


Ilustración 10 Cable de corriente continua

En corriente alterna se instalará el cable RZ1-K XLPE LSZH de 25mm^2 de sección. Se trata cable tripolar, flexible de alimentación y control diseñado para aplicaciones fijas de interior.

El cable es de cobre y no es apto ser directamente enterrado.

Es un cable libre de halógenos, que no emite gases tóxicos ni humos en caso de incendio, adecuado para instalaciones como edificios y zonas en las que se concentran muchas personas o equipos de valor.

Es un cable revestido, estable frente a la radiación ultravioleta y adecuado para estar expuesto directamente a la luz solar.

Está preparado para soportar temperaturas de entre -15°C y 90°C y es capaz de soportar una tensión de 0,6/1kV.

El cable tendrá un diámetro de 0,41mm.



Ilustración 11 Cable de corriente alterna

1.5.7. CANALIZACIÓN

Para la adecuada elección de las canalizaciones de la instalación se seguirá el reglamento electrotécnico de baja tensión (ITC-BT-21).

Se utilizarán canalizaciones aéreas, una por conductor. El cableado de corriente continua tendrá una sección de 4mm^2 , por lo que la canalización correspondiente tendrá un diámetro de 12mm, de acuerdo con el reglamento.

Sección nominal de los conductores (mm^2)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40

Ilustración 12 Diámetro exterior de los tubos



Ilustración 13 Tubo PVC

1.5.8. PUESTA A TIERRA

Para garantizar la correcta protección de las personas y de los equipos de la instalación se realizará una instalación de puesta a tierra. Se realizará una instalación con generador flotante, en ella toda la instalación de corriente continua se encontrará aislada de tierra. Los componentes de la instalación se conectarán a la tierra de protección del sistema. De esta forma la instalación se conectará a tierra mediante un único electrodo.

La puesta a tierra consistirá en un cable enterrado de 16mm^2 , uniendo todas las estructuras en una única barra equipotencial. Según el ITC-BT-18, para secciones entre 16 y 25mm^2 de conductores, el cable de puesta a tierra tendrá una sección de 16mm^2 .

Se utilizará el cable DZ1-K 0,6/1Kv, con temperatura de servicio 90°C , temperatura de cortocircuito 250°C , no propagador de la llama y baja emisión de humos.



Ilustración 14 Cable de puesta a tierra

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Ilustración 15 Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.

1.5.9. PROTECCIONES

Se instalarán protecciones eléctricas tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna.

Para asegurar la imposibilidad de accidentes por contactos indirectos en la parte de corriente continua de la instalación, el inversor dispone de detección de fallos de aislamiento.

Se realizará una separación física de los elementos susceptibles de estar en tensión de la parte continua y se separarán los positivos y negativos de la instalación a fin de evitar un contacto simultáneo accidental de alguna persona con ambos polos. Todos los componentes de la parte de corriente continua serán de aislamiento clase II, esto incluye: módulos, cableado...

Se instalarán fusibles en cada string de módulos fotovoltaicos conectados en serie, tanto en el polo positivo como en el polo negativo. Si se produjese una anomalía que implicase el paso de una corriente muy superior a lo normal por una rama, el fusible realizaría su función impidiéndolo. Además, los fusibles permiten el seccionamiento de todos los string para las tareas de mantenimiento, tanto preventivo como correctivo.

Sobre el generador fotovoltaico se pueden generar sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada de corriente continua del inversor mediante dispositivos de protección clase II (integrado en el inversor).

De esta forma se instalarán protecciones frente a sobretensiones y sobreintensidades.

La incidencia que la sobretensión puede tener en la seguridad de las personas, instalaciones y equipos, así como su repercusión en la continuidad del servicio es función de:

- La coordinación del aislamiento de los equipos.
- Las características de los dispositivos de protección contra sobretensiones, su instalación y su ubicación.
- La existencia de una adecuada puesta a tierra.

Se debe realizar una protección frente a sobrecargas, para ellos los fusibles o interruptores automáticos instalados deberán garantizar el corte del circuito a una intensidad menor que la intensidad máxima admisible de los conductores.

Además, el inversor incluirá un sistema de detección de resistencia de aislamiento en corriente continua.

Se instalarán dos fusibles de 30A en cada string, uno para el polo positivo y otro para el polo negativo.

Adicionalmente, se instalará una base portafusibles DC 1000V 30A, compatible con los fusibles utilizados.



Ilustración 16 Fusible de corriente continua

En la parte de corriente alterna se instalarán un interruptor automático magnetotérmico y un interruptor diferencial, además de las protecciones ya incorporadas en el inversor.

Estas protecciones tendrán las mismas funciones que las protecciones instaladas en corriente continua.

Para la parte de corriente alterna, el inversor incluirá un relé de aislamiento de salida y un descargador de sobretensiones.

En descargador de sobretensiones incluido en el inversor será de tipo II.

Se instalará un interruptor automático magnetotérmico trifásico de 125A, con cuatro polos y una tensión de trabajo de 400V.



Ilustración 17 Interruptor automático magnetotérmico

El interruptor diferencial será trifásico, con cuatro polos, una tensión de trabajo de 400V, una intensidad nominal igual a la del interruptor automático magnetotérmico, 125A y una sensibilidad de 300mA, clase B.



Ilustración 18 Interruptor diferencial

1.5.10. CUADROS ELÉCTRICOS

Se utilizará un cuadro eléctrico de la marca IDE con grado de protección IP65. Dispone de unas dimensiones 231x166x113mm, incluye un raíl DIN, pesa 0,75kg, soporta una temperatura entre 40°C y -25°C y una tensión de máxima de 1500V en corriente continua y 1000V en corriente alterna. El cuadro eléctrico se utilizará para las protecciones de corriente alterna, así como para el vatímetro.



Ilustración 19 Cuadro eléctrico IDE

1.6. JUSTIFICACIÓN DE LAS SOLUCIONES ADOPTADAS

La fábrica dispone de la tarifa contratada 3.0 TD, distinguiendo seis horarios de consumo y tres de potencia contratada. La fábrica dispone de seis tramos de potencia contratada P1, P2, P3, P4, P5 y P6 de 120kW.

Las características de esta tarifa son las siguientes:

- Seis términos de potencia contratada y seis términos de energía.
- La tensión de suministro se realizará en baja tensión, siendo inferior a 1kV.
- La potencia contratada será superior a 15kW en alguno de los seis periodos horarios.
- Las potencias contratadas serán tales que la potencia de un periodo será igual o mayor a la del periodo anterior.

La tarifa tiene discriminación horaria de seis periodos en función del mes del año, la hora del día y el día de la semana, tanto en potencia contratada como en energía.

Las temporadas serán las siguientes:

- Temporada alta: enero, febrero, julio y diciembre.
- Temporada media alta: marzo y noviembre.
- Temporada media: junio, agosto y septiembre.
- Temporada baja: abril, mayo y octubre.

Los tipos de días se clasifican en:

- Tipo A: de lunes a viernes no festivos en temporada alta.
- Tipo B: de lunes a viernes no festivos en temporada media alta.
- Tipo B1: de lunes a viernes no festivos en temporada media.
- Tipo C: de lunes a viernes no festivos en temporada baja.
- Tipo D: sábados, domingos y festivos.

A continuación, se muestran los periodos horarios a aplicar en función del tipo de día:



Ilustración 21 Periodo Tipo A



Ilustración 20 Periodo Tipo B

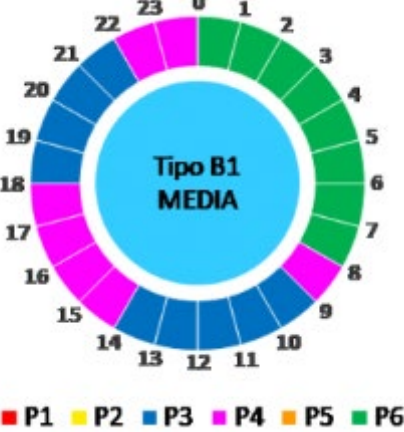


Ilustración 22 Periodo Tipo B1



Ilustración 23 Periodo Tipo C



Ilustración 24 Periodo Tipo D

A continuación, se muestra un resumen horario anual con los periodos correspondientes:

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

Tabla 2 Resumen horario anual

Para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica se partirá de los datos de consumo de la fábrica. Se ha realizado una media del consumo horario mensual de la fábrica:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	67,15	56,98	39,61	68,79	93,15	251,48	796,27	160,61	351,88	2236,60	258,34	97,79
1:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	23,17	94,28	1,16	32,04	279,99	96,88	392,95
2:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	45,66	187,92	3,49	64,09	279,99	96,88	392,95
3:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	45,66	207,03	3,49	64,09	279,99	96,88	392,95
4:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	45,66	187,92	3,49	64,09	279,99	96,88	392,95
5:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	45,66	187,92	3,49	64,09	279,99	96,88	392,95
6:00	1196,81	1063,27	236,08	196,94	523,13	45,66	187,92	3,49	64,09	1048,30	516,67	1474,01
7:00	1689,28	1417,99	314,52	263,03	697,62	251,48	940,87	16,29	351,88	1397,73	710,42	1964,75
8:00	2113,55	1771,80	392,95	329,13	872,11	479,79	1411,62	30,26	671,72	1747,17	871,88	2457,27
9:00	1013,61	850,98	1675,87	1401,50	558,23	525,45	1882,38	33,75	735,21	610,39	1289,66	1474,03
10:00	1689,88	1417,99	1675,87	1401,50	930,16	502,96	1976,66	32,59	703,77	1016,94	2581,34	2457,27
11:00	1127,12	944,72	1675,87	1401,50	930,16	502,96	3086,97	32,59	703,77	1016,94	2064,67	983,26
12:00	2591,58	2173,40	1815,66	1518,85	1860,66	1413,47	199,39	1881,92	1538,74	2032,76	4387,67	2259,91
13:00	2479,67	2078,74	1675,87	1401,50	2325,74	2120,88	298,76	2823,46	2308,41	2541,23	4129,33	2162,11
14:00	1555,59	1304,04	1675,87	1401,50	1395,58	1696,30	238,88	2823,46	2308,41	1524,29	3871,00	2259,91
15:00	946,46	794,00	1536,86	1285,50	1116,47	2120,88	398,13	3012,00	2462,59	1219,66	4129,33	1376,21
16:00	473,23	397,00	837,94	701,42	465,08	2827,62	258,63	2259,00	1846,49	508,47	2837,66	688,11
17:00	473,23	397,00	628,26	526,07	279,12	565,66	59,88	1881,92	1538,74	304,63	730,61	688,11
18:00	406,08	340,02	359,56	300,80	279,12	282,83	40,13	188,54	154,18	304,63	645,84	590,31
19:00	337,34	283,97	197,25	164,57	93,15	282,83	99,37	188,54	154,18	101,92	559,05	295,16
20:00	111,91	94,66	17,86	14,84	93,15	251,48	796,27	160,61	351,88	2236,60	343,10	97,79
21:00	111,91	94,66	17,86	14,84	93,15	251,48	796,27	160,61	351,88	2236,60	171,55	97,79
22:00	67,15	56,98	17,86	14,84	93,15	251,48	796,27	160,61	351,88	2236,60	129,17	78,23
23:00	67,15	56,98	17,86	14,84	93,15	251,48	796,27	160,61	351,88	2236,60	258,34	78,23
TOTAL	20026,41428	17015	15124	12685	13489	15082	15926	16026	17590	27958	30970	23545

Tabla 3 Consumo horario anual

Se dividirá el consumo anual, en consumo en horario solar y consumo en horario solar, ya que la estimación de potencia instalada se basará en el consumo en horario solar.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	1417,99	157,26	131,52	697,62	251,48	940,87	16,29	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	1056,78	1771,80	392,95	329,13	872,11	479,79	1411,62	30,26	671,72	0,00	435,94	0,00
9:00	1013,61	850,98	1675,87	1401,50	558,23	525,45	1882,38	33,75	735,21	610,39	1289,66	1474,01
10:00	1689,88	1417,99	1675,87	1401,50	930,16	502,96	1976,66	32,59	703,77	1016,94	2581,34	2457,27
11:00	1127,12	944,72	1675,87	1401,50	930,16	502,96	3086,97	32,59	703,77	1016,94	2064,67	983,26
12:00	2591,58	2173,40	1815,66	1518,85	1860,66	1413,47	199,39	1881,92	1538,74	2032,76	4387,67	2259,91
13:00	2479,67	2078,74	1675,87	1401,50	2325,74	2120,88	298,76	2823,46	2308,41	2541,23	4129,33	2162,11
14:00	1555,59	1304,04	1675,87	1401,50	1395,58	1696,30	238,88	2823,46	2308,41	1524,29	3871,00	2259,91
15:00	946,46	794,00	1536,86	1285,50	1116,47	2120,88	398,13	3012,00	2462,59	1219,66	4129,33	1376,21
16:00	473,23	397,00	837,94	701,42	465,08	2827,62	258,63	2259,00	1846,49	508,47	2837,66	688,11
17:00	236,62	397,00	628,26	526,07	279,12	565,66	59,88	1881,92	1538,74	304,63	365,30	344,05
18:00	0,00	0,00	359,56	300,80	279,12	282,83	40,13	188,54	154,18	304,63	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	164,57	93,15	282,83	99,37	188,54	154,18	50,96	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	7,42	93,15	251,48	796,27	80,30	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	125,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	13170,53741	13547,67108	14107,83805	11972,78392	11896,33378	13950,33886	11687,9424	15284,63747	15126,20287	11130,89705	26091,89703	14004,84764

Tabla 4 Consumo en horario solar

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	67,15	56,98	39,61	68,79	93,15	251,48	796,27	160,61	351,88	2236,60	258,34	97,79
1:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	23,17	94,28	1,16	32,04	279,99	96,88	392,95
2:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	45,66	187,92	3,49	64,09	279,99	96,88	392,95
3:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	45,66	207,03	3,49	64,09	279,99	96,88	392,95
4:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	45,66	187,92	3,49	64,09	279,99	96,88	392,95
5:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	45,66	187,92	3,49	64,09	279,99	96,88	392,95
6:00	1196,81	1063,27	236,08	196,94	523,13	45,66	187,92	3,49	64,09	1048,30	516,67	1474,01
7:00	1689,28	0,00	157,26	131,52	0,00	0,00	0,00	0,00	351,88	1397,73	710,42	1964,75
8:00	1056,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1747,17	435,94	2457,27
9:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:00	236,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	365,30	344,05
18:00	406,08	340,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	645,84	590,31
19:00	337,34	283,97	197,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	50,96	559,05	295,16
20:00	111,91	94,66	17,86	7,42	0,00	0,00	0,00	80,30	351,88	2236,60	343,10	97,79
21:00	111,91	94,66	17,86	14,84	93,15	125,74	796,27	160,61	351,88	2236,60	171,55	97,79
22:00	67,15	56,98	17,86	14,84	93,15	251,48	796,27	160,61	351,88	2236,60	129,17	78,23
23:00	67,15	56,98	17,86	14,84	93,15	251,48	796,27	160,61	351,88	2236,60	258,34	78,23
TOTAL	6855,876867	3467,328922	1016,161951	712,2160783	1592,66622	1131,661139	4238,057598	741,3625272	2463,797133	16827,10295	4878,102965	9540,152356

Tabla 5 Consumo en horario no solar

A continuación, se mostrará una gráfica del consumo mensual por periodos:

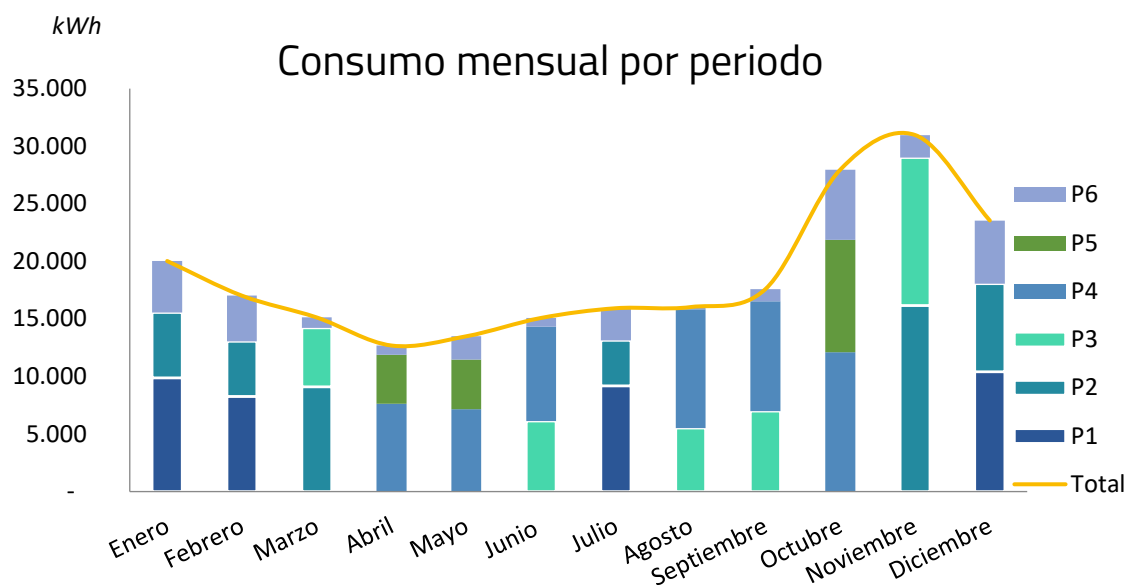


Ilustración 25 Consumo mensual por periodo

Conocidos los consumos en horario solar y por periodos, se realizará el dimensionamiento de la instalación. Lo primero será conocer las horas solares disponibles en la ubicación de la fábrica a lo largo del año.

	Inicio Planta	Apagado Planta
Enero	8:30	17:30
Febrero	8:00	18:00
Marzo	7:30	19:00
Abril	7:30	20:30
Mayo	7:00	21:00
Junio	7:00	21:30
Julio	7:00	21:00
Agosto	7:30	20:30
Septiembre	8:00	20:00
Octubre	9:00	19:30
Noviembre	8:30	17:30
Diciembre	9:00	17:30

Tabla 6 Inicio y apagado de la planta

Cada periodo tendrá un número de horas solares diarias para cada mes siendo las siguientes:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Enero	5,0	4,0	-	-	-	-
Febrero	5,0	5,0	-	-	-	-
Marzo	-	6,0	5,0	-	-	0,5
Abril	-	-	-	7,5	5,0	0,5
Mayo	-	-	-	8,0	5,0	1,0
Junio	-	-	8,5	5,0	-	1,0
Julio	8,0	5,0	-	-	-	1,0
Agosto	-	-	7,5	5,0	-	0,5
Septiembre	-	-	7,0	5,0	-	-
Octubre	-	-	-	6,5	4,0	-
Noviembre	-	5,0	4,0	-	-	-
Diciembre	5,0	3,5	-	-	-	-

Tabla 7 Horas solares diarias

Multiplicando estos valores por los días de cada mes, se obtendrán las horas solares mensuales de cada periodo:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Nº de Horas/mes
Enero	155,0	124,0	-	-	-	-	279,0
Febrero	145,0	145,0	-	-	-	-	290,0
Marzo	-	186,0	155,0	-	-	15,5	356,5
Abril	-	-	-	225,0	150,0	15,0	390,0
Mayo	-	-	-	248,0	155,0	31,0	434,0
Junio	-	-	255,0	150,0	-	30,0	435,0
Julio	248,0	155,0	-	-	-	31,0	434,0
Agosto	-	-	232,5	155,0	-	15,5	403,0
Septiembre	-	-	210,0	150,0	-	-	360,0
Octubre	-	-	-	201,5	124,0	-	325,5
Noviembre	-	150,0	120,0	-	-	-	270,0
Diciembre	155,0	108,5	-	-	-	-	263,5

Tabla 8 Horas solares mensuales

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Enero	4%	3%	0%	0%	0%	0%
Febrero	3%	3%	0%	0%	0%	0%
Marzo	0%	4%	4%	0%	0%	0%
Abril	0%	0%	0%	5%	4%	0%
Mayo	0%	0%	0%	6%	4%	1%
Junio	0%	0%	6%	4%	0%	1%
Julio	6%	4%	0%	0%	0%	1%
Agosto	0%	0%	5%	4%	0%	0%
Septiembre	0%	0%	5%	4%	0%	0%
Octubre	0%	0%	0%	5%	3%	0%
Noviembre	0%	4%	3%	0%	0%	0%
Diciembre	4%	3%	0%	0%	0%	0%

Tabla 9 Porcentajes de radiación sobre el anual

Se mostrará el porcentaje de cada periodo en el que habrá horas solares disponibles:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Enero	56%	57%	0%	0%	0%	0%
Febrero	56%	71%	0%	0%	0%	0%
Marzo	0%	67%	71%	0%	0%	6%
Abril	0%	0%	0%	83%	71%	6%
Mayo	0%	0%	0%	89%	71%	13%
Junio	0%	0%	94%	71%	0%	13%
Julio	89%	71%	0%	0%	0%	13%
Agosto	0%	0%	83%	71%	0%	6%
Septiembre	0%	0%	78%	71%	0%	0%
Octubre	0%	0%	0%	72%	57%	0%
Noviembre	0%	56%	57%	0%	0%	0%
Diciembre	56%	50%	0%	0%	0%	0%

Tabla 10 Porcentaje de horas solares disponibles en cada periodo

Se muestra a continuación, el consumo eléctrico en horario solar:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
Enero	8.901,9	4.268,7	-	-	-	-	13.170,5
Febrero	7.465,8	4.663,8	-	-	-	1.418,0	13.547,7
Marzo	-	8.878,7	5.071,9	-	-	157,3	14.107,8
Abril	-	-	-	7.597,6	4.243,6	131,5	11.972,8
Mayo	-	-	-	7.070,4	4.128,3	697,6	11.896,3
Junio	-	-	6.008,6	7.690,3	-	251,5	13.950,3
Julio	8.379,9	2.367,1				940,9	11.687,9
Agosto	-	-	5.261,7	10.006,6		16,3	15.284,6
Septiembre	-	-	6.298,3	8.828,0	-	-	15.126,2
Octubre	-	-	-	7.573,8	3.557,0	-	11.130,9
Noviembre	-	14.452,7	11.639,2	-	-	-	26.091,9
Diciembre	9.336,6	4.668,3	-	-	-	-	14.004,8

Tabla 11 Consumo eléctrico en horario solar

Se muestra el consumo mensual en horas solares agrupado por periodos:

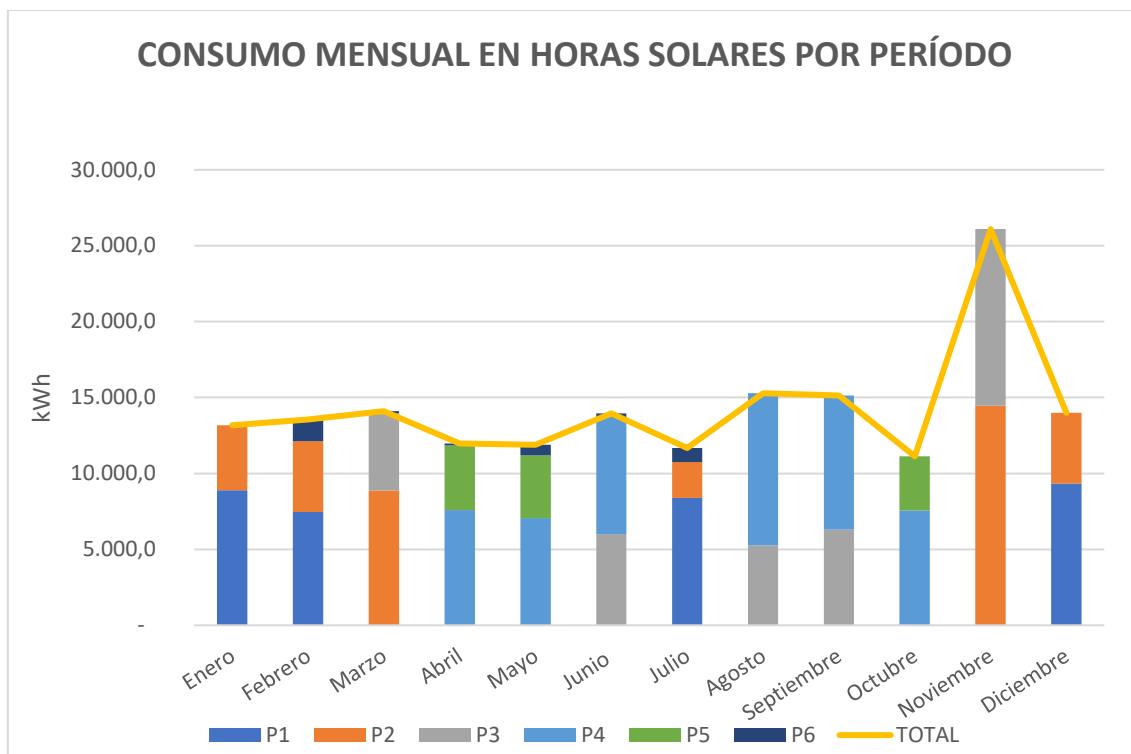


Ilustración 26 Consumo mensual en horas solares por periodo

Se muestra el consumo total frente al consumo en horas solares. El estudio de consumos y producción se realizará sobre el consumo en horario solares, debido a que es el horario dónde la instalación fotovoltaica podrá producir energía para compensar la demanda eléctrica.

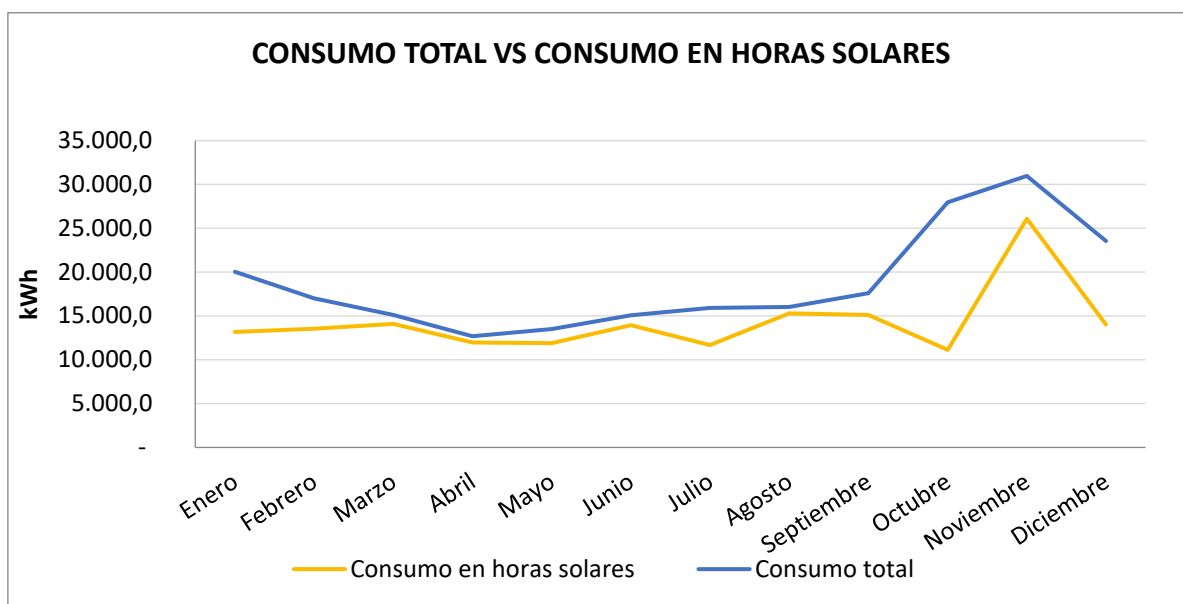


Ilustración 27 Consumo total vs consumo en horas solares

A continuación, se obtendrán los datos de energía de la ubicación mediante el software PVGIS. Se ha realizado una media horario mensual para todo el día. Los datos obtenidos son una media del año 2016 a 2020 para las condiciones de la fábrica.

Los datos que se muestran a continuación se encuentran en kWh/kWp:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	1,14	1,47	1,92	0,59	0,60	0,50	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	6,64	5,98	1,65	5,23	3,46	3,36	3,65	1,94	6,12	0,00	0,00	0,00
9:00	10,22	11,83	5,46	10,64	9,03	7,90	9,84	6,78	10,88	4,48	4,77	5,63
10:00	11,64	15,94	7,60	14,36	13,99	12,90	16,14	12,15	16,50	9,44	4,87	11,57
11:00	12,87	17,14	12,98	19,38	18,53	16,90	22,10	17,02	17,83	13,37	12,44	16,54
12:00	12,92	12,49	16,16	24,36	15,30	20,19	24,59	20,83	19,90	17,46	11,28	19,42
13:00	13,78	7,39	17,99	25,97	15,79	22,33	25,32	23,36	20,46	19,40	10,56	18,20
14:00	12,69	6,87	20,04	20,63	13,59	22,88	24,72	24,03	18,50	19,65	11,82	9,56
15:00	10,77	8,37	18,42	17,75	24,42	22,09	20,67	22,43	16,97	18,43	12,75	7,02
16:00	8,57	6,60	14,18	15,80	25,11	19,71	21,78	20,59	8,31	15,35	7,66	3,80
17:00	5,01	2,00	9,30	10,40	21,31	16,18	10,80	17,45	5,36	10,84	3,14	1,58
18:00	0,00	0,00	3,40	4,18	11,20	11,78	8,22	11,92	3,45	5,78	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,78	6,74	7,60	7,54	6,20	1,52	0,46	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,38	2,49	2,85	1,35	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	105,110144	95,7631288	128,652709	171,408928	180,426092	187,15246	198,975663	186,634729	145,802101	134,654726	79,2789663	93,3172747

Ilustración 28 Producción energética de un 1kWp

Multiplicando los datos de energía mostrados anteriormente por la potencia pico a instalar se obtendrá la producción total de la planta para cada tramo horario alrededor del año. La potencia pico a instalar se ha estimado en función del consumo de la fábrica en horario solar, siendo el principal objetivo el autoconsumo energético de esta. El criterio de elección de la potencia ha sido cubrir el consumo en horario solar de la fábrica en el mes con menor consumo en horario solar, de forma que en el resto de meses se consuma energía de la red eléctrica cuando sea necesario, evitando así, el vertido de excedentes, realizándose este de manera ocasional.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	82,22	106,24	138,60	42,45	43,26	36,06	42,10	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	480,26	432,70	119,52	378,78	250,22	243,22	264,41	140,22	442,78	0,00	0,00	0,00
9:00	739,76	856,16	395,41	770,06	653,57	571,94	712,06	490,86	787,40	324,32	345,30	407,66
10:00	842,01	1153,12	549,94	1039,31	1012,15	933,15	1167,62	878,85	1193,79	682,82	352,34	836,90
11:00	931,62	1240,50	938,95	1402,05	1340,81	1222,75	1599,40	1231,68	1290,14	967,14	900,06	1197,11
12:00	934,92	903,86	1169,04	1762,82	1107,05	1460,80	1779,49	1507,20	1440,11	1263,39	815,97	1405,10
13:00	996,89	534,86	1301,98	1879,54	1142,50	1616,10	1831,84	1690,23	1480,42	1403,44	763,85	1316,83
14:00	918,24	497,44	1449,93	1492,56	983,06	1655,25	1788,94	1739,15	1338,89	1421,95	855,04	691,92
15:00	779,64	605,90	1333,22	1284,03	1766,93	1598,42	1495,55	1622,94	1227,96	1333,47	922,76	507,76
16:00	620,01	477,58	1025,86	1143,56	1817,11	1426,48	1575,82	1490,14	600,98	1110,91	554,22	274,74
17:00	362,42	145,08	672,95	752,86	1542,22	1170,50	781,58	1262,94	387,64	784,72	227,08	114,42
18:00	0,00	0,00	246,28	302,37	810,17	852,64	594,91	862,30	249,95	418,18	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	56,61	487,90	549,98	545,68	448,96	110,19	33,28	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	99,50	180,32	206,54	97,33	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,55	17,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	7605,77	6929,42	9309,31	12403,15	13055,632	13542,352	14397,879	13504,889	10550,24	9743,616	5736,626	6752,438

Tabla 12 Producción energética total

Se instalará una potencia pico de 72,36kWp, siendo la potencia nominal en inversores de 66kWn.

Conocidos los datos de consumo en horario solar de la fábrica y la producción horaria de la instalación, se podrán conocer los datos horarios de autoconsumo, vertido de excedentes y consumo eléctrico de la red.

Si el consumo de la fábrica es mayor que la producción, el autoconsumo será igual a la producción, siendo la diferencia entre consumo y producción obtenida de la red eléctrica.

En caso de que la producción sea mayor que el consumo, el consumo será igual al autoconsumo, siendo la diferencia entre producción y consumo vertida a la red eléctrica como excedente.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	82,22	106,24	131,52	42,45	43,26	36,06	16,29	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	480,26	432,70	119,52	329,13	250,22	243,22	264,41	30,26	442,78	0,00	0,00	0,00
9:00	739,76	850,98	395,41	770,06	558,23	525,45	712,06	33,75	735,21	324,32	345,30	407,66
10:00	842,01	1153,12	549,94	1039,31	930,16	502,96	1167,62	32,59	703,77	682,82	352,34	836,90
11:00	931,62	944,72	938,95	1401,50	930,16	502,96	1599,40	32,59	703,77	967,14	900,06	983,26
12:00	934,92	903,86	1169,04	1518,85	1107,05	1413,47	199,39	1507,20	1440,11	1263,39	815,97	1405,10
13:00	996,89	534,86	1301,98	1401,50	1142,50	1616,10	298,76	1690,23	1480,42	1403,44	763,85	1316,83
14:00	918,24	497,44	1449,93	1401,50	983,06	1655,25	238,88	1739,15	1338,89	1421,95	855,04	691,92
15:00	779,64	605,90	1333,22	1284,03	1116,47	1598,42	398,13	1622,94	1227,96	1219,66	922,76	507,76
16:00	473,23	397,00	837,94	701,42	465,08	1426,48	258,63	1490,14	600,98	508,47	554,22	274,74
17:00	236,62	145,08	628,26	526,07	279,12	565,66	59,88	1262,94	387,64	304,63	227,08	114,42
18:00	0,00	0,00	246,28	300,80	279,12	282,83	40,13	188,54	154,18	304,63	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	56,61	93,15	282,83	99,37	188,54	110,19	33,28	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,15	180,32	206,54	80,30	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	7333,18688	6547,87727	9076,69517	10862,3119	8269,90983	10856,753	5579,25731	9915,46323	9325,884	8433,72918	5736,626	6538,59424

Tabla 13 Autoconsumo de la fábrica

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,81	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	0,00	0,00	49,65	0,00	0,00	0,00	109,96	0,00	0,00	0,00	0,00
9:00	0,00	5,18	0,00	0,00	95,34	46,49	0,00	457,11	52,19	0,00	0,00	0,00
10:00	0,00	0,00	0,00	0,00	82,00	430,19	0,00	846,26	490,02	0,00	0,00	0,00
11:00	0,00	295,78	0,00	0,55	410,65	719,79	0,00	1199,10	586,37	0,00	0,00	213,84
12:00	0,00	0,00	0,00	243,97	0,00	47,33	1580,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13:00	0,00	0,00	0,00	478,04	0,00	0,00	1533,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14:00	0,00	0,00	0,00	91,06	0,00	0,00	1550,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15:00	0,00	0,00	0,00	0,00	650,46	0,00	1097,42	0,00	0,00	113,82	0,00	0,00
16:00	146,78	80,58	187,92	442,14	1352,03	0,00	1317,19	0,00	0,00	602,44	0,00	0,00
17:00	125,80	0,00	44,69	226,79	1263,10	604,84	721,70	0,00	0,00	480,09	0,00	0,00
18:00	0,00	0,00	0,00	1,57	531,05	569,81	554,78	673,76	95,77	113,54	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	394,74	267,15	446,30	260,42	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,35	0,00	0,00	17,02	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	272,583118	381,542728	232,614829	1533,75523	4785,72217	2685,59904	8818,62169	3589,42577	1224,356	1309,88682	0	213,843765

Tabla 14 Vertido de excedentes

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	67,15	56,98	39,61	68,79	93,15	251,48	796,27	160,61	351,88	2236,60	258,34	97,79
1:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	23,17	94,28	1,16	32,04	279,99	96,88	392,95
2:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	45,66	187,92	3,49	64,09	279,99	96,88	392,95
3:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	45,66	207,03	3,49	64,09	279,99	96,88	392,95
4:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	45,66	187,92	3,49	64,09	279,99	96,88	392,95
5:00	301,54	283,97	62,90	52,61	139,38	45,66	187,92	3,49	64,09	279,99	96,88	392,95
6:00	1196,81	1063,27	236,08	196,94	523,13	45,66	187,92	3,49	64,09	1048,30	516,67	1474,01
7:00	1689,28	1335,77	208,28	131,52	655,17	208,22	904,81	0,00	351,88	1397,73	710,42	1964,75
8:00	1633,29	1339,10	273,43	0,00	621,88	236,57	1147,22	0,00	228,94	1747,17	871,88	2457,27
9:00	273,85	0,00	1280,47	631,44	0,00	0,00	1170,32	0,00	0,00	286,07	944,36	1066,35
10:00	847,87	264,87	1125,93	362,19	0,00	0,00	809,04	0,00	0,00	334,12	2228,99	1620,37
11:00	195,50	0,00	736,92	0,00	0,00	0,00	1487,58	0,00	0,00	49,80	1164,61	0,00
12:00	1656,66	1269,54	646,62	0,00	753,61	0,00	0,00	374,72	98,63	769,37	3571,70	854,81
13:00	1482,78	1543,88	373,89	0,00	1183,24	504,79	0,00	1133,23	828,00	1137,79	3365,48	845,28
14:00	637,35	806,60	225,94	0,00	412,52	41,05	0,00	1084,31	969,52	102,34	3015,95	1567,99
15:00	166,82	188,10	203,65	1,47	0,00	522,47	0,00	1389,07	1234,63	0,00	3206,57	868,45
16:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1401,14	0,00	768,87	1245,51	0,00	2283,44	413,37
17:00	236,62	251,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	618,98	1151,10	0,00	503,53	573,69
18:00	406,08	340,02	113,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	645,84	590,31
19:00	337,34	283,97	197,25	107,96	0,00	0,00	0,00	0,00	43,99	68,64	559,05	295,16
20:00	111,91	94,66	17,86	14,84	0,00	71,16	589,73	80,30	351,88	2236,60	343,10	97,79
21:00	111,91	94,66	17,86	14,84	93,15	233,93	796,27	160,61	351,88	2236,60	171,55	97,79
22:00	67,15	56,98	17,86	14,84	93,15	251,48	796,27	160,61	351,88	2236,60	129,17	78,23
23:00	67,15	56,98	17,86	14,84	93,15	251,48	796,27	160,61	351,88	2236,60	258,34	78,23
TOTAL	12693,2274	10467,1227	6047,30483	1822,68805	5219,09017	4225,24704	10346,7427	6110,53677	8264,116	19524,2708	25233,374	17006,4058

Tabla 15 Consumo de la red eléctrica

A continuación, se mostrarán dos tablas resumen de la instalación fotovoltaica a realizar, la primera incluirá los datos de la fábrica previos a la instalación fotovoltaica, siendo el consumo de la fábrica total, el consumo en horario solar y el consumo en horario no solar, la segunda incluirá los datos de la fábrica una vez realizada la instalación fotovoltaica, siendo la producción solar de la instalación, el autoconsumo de la fábrica, el vertido de excedentes en caso de producirse y la energía que se consumirá de la red eléctrica.

Mes	Consumo (kWh)	Consumo en horario solar (kWh)	Consumo en horario no solar (kWh)
Enero	20.026	13.171	6.856
Febrero	17.015	13.548	3.467
Marzo	15.124	14.108	1.016
Abril	12.685	11.973	712
Mayo	13.489	11.896	1.593
Junio	15.082	13.950	1.132
Julio	15.926	11.688	4.238
Agosto	16.026	15.285	741
Septiembre	17.590	15.126	2.464
Octubre	27.958	11.131	16.827
Noviembre	30.970	26.092	4.878
Diciembre	23.545	14.005	9.540
TOTAL	225.436	171.972	53.464

Tabla 16 Datos previos a la instalación fotovoltaica

Mes	Producción solar (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Excedentes (kWh)	Energía de red (kWh)
Enero	7.606	7.333	273	12.693
Febrero	6.929	6.548	382	10.467
Marzo	9.309	9.077	233	6.047
Abril	12.403	10.862	1.534	1.823
Mayo	13.056	8.270	4.786	5.219
Junio	13.542	10.857	2.686	4.225
Julio	14.398	5.579	8.819	10.347
Agosto	13.505	9.915	3.589	6.111
Septiembre	10.550	9.326	1.224	8.264
Octubre	9.744	8.434	1.310	19.524
Noviembre	5.737	5.737	-	25.233
Diciembre	6.752	6.539	214	17.006
TOTAL	123.531	98.476	25.048	126.960

Tabla 17 Datos posteriores a la instalación fotovoltaica

A continuación, se mostrarán los porcentajes de autoconsumo y autosuficiencia de la instalación, siendo el porcentaje de autoconsumo la división del autoconsumo entre la producción de la instalación y el porcentaje de autosuficiencia el autoconsumo entre el consumo total de la fábrica.

Autoconsumo

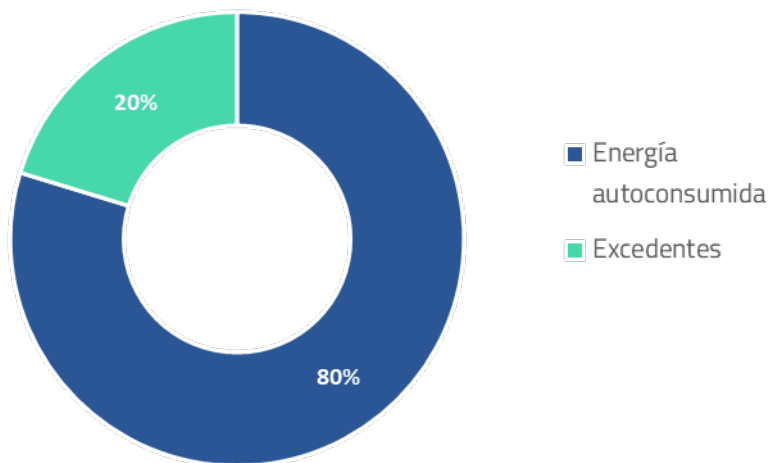


Tabla 18 Porcentaje de autoconsumo

Autosuficiencia

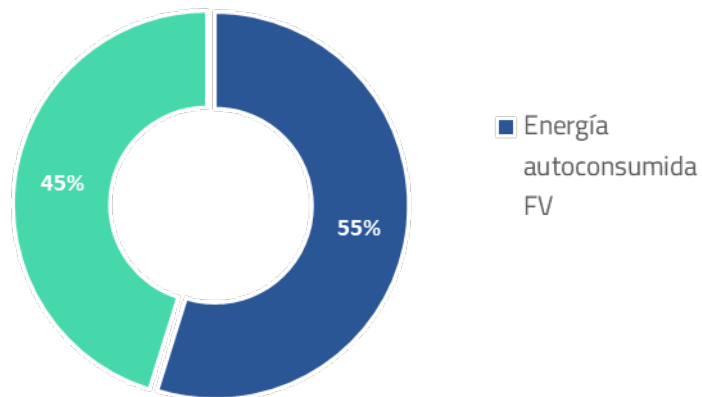


Tabla 19 Porcentaje de autosuficiencia

Finalmente, se muestra imagen de la fábrica, una vez realizada la implantación:

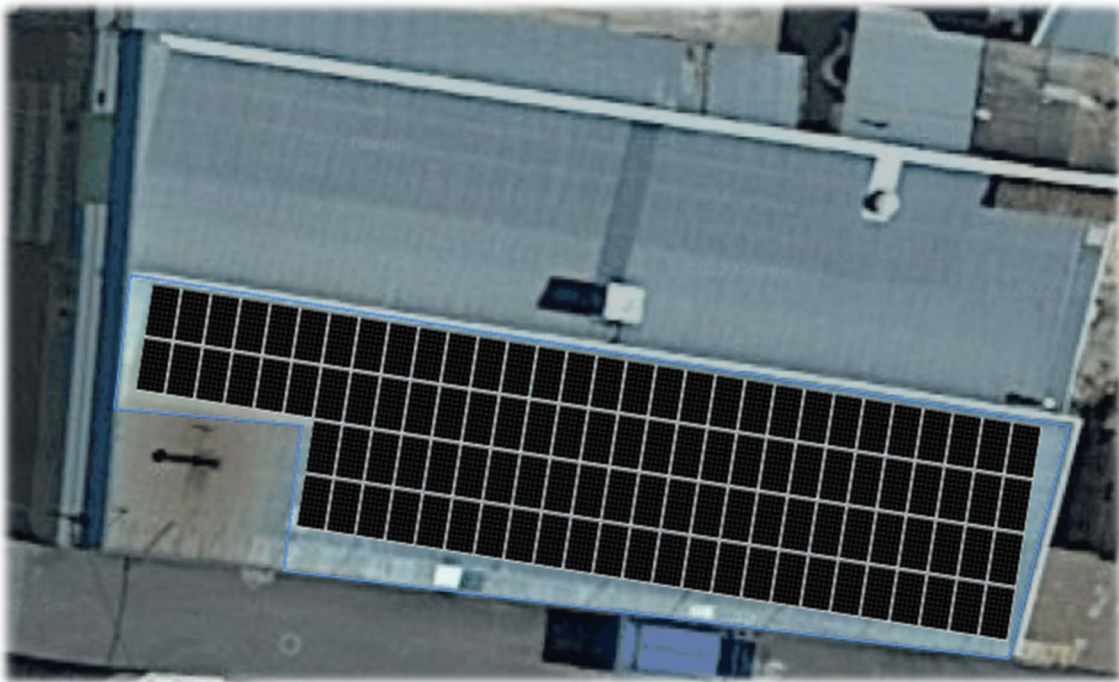


Ilustración 29 Implantación fotovoltaica.

1.7. BIBLIOGRAFÍA Y CONSULTAS REALIZADAS

Para la realización del proyecto se han utilizado los siguientes softwares:

- SolarEdge.
- AutoCad.
- Iberpix.
- IGN.
- PVGIS.
- Arquímedes.
- Microsoft Excel.
- Google Earth.

Se ha consultado la siguiente bibliografía:

- Energía solar fotovoltaica. Autor: Méndez Muñiz, Javier María. Editorial: Madrid: Fundación Confemetal, 2007.
- Instalaciones fotovoltaicas. Autor: Hontoria. Editorial: Joxman Editores Multimedia, 2012.
- Electricidad solar fotovoltaica. Autor: Lorenzo, Eduardo. Editorial: Mairena del Aljarafe (Sevilla): Progenisa, 2006.
- Ingeniería Fotovoltaica. Volumen III. Autor: E. Lorenzo.
- Cálculo de instalaciones y sistemas eléctricos: proyectos a través de supuestos prácticos. Edición:2. Autor: Diego Carmona Fernández. Editorial: Abecedario.

2. ANEXOS A LA MEMORIA

2.1. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

2.1.1. CONFIGURACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

El generador fotovoltaico estará compuesto por 108 módulos fotovoltaicos de 670Wp, formado una potencia total instalada de 72,36kWp.

La configuración de este será de 18 módulos fotovoltaicos por string, siendo un total de 6 strings en la instalación.

Se realizará el estudio partiendo de las condiciones de temperatura más desfavorables a las que se encontrarán los módulos durante el año, siendo 70°C y -10°C.

Para unas condiciones estándar de medida (STC), a 25°C de temperatura, 1000W/m² de irradiancia, 1.5G AM de distribución espectral, los módulos fotovoltaicos tendrán las siguientes características:

P_{max}=670W.

V_{mppt}=38,2V.

V_{oc}=46,1V.

I_{mppt}=17,55A.

I_{sc}=18,62A.

Coefficiente de pérdidas por potencia=-0,34%/°C.

Coefficiente de pérdidas por tensión=-0,25%/°C.

Coefficiente de pérdidas por intensidad=0,04%/°C.

El inversor tendrá las siguientes características a la entrada:

Rango de funcionamiento MPPT= [200-1.000]V.

Tensión máxima de entrada= 1.100V.

Tensión nominal de entrada= 600V.

Corriente máxima de entrada por MPPT=22A.

Corriente de cortocircuito máxima=30A.

Cantidad de MPPT=6.

Cantidad máxima de entradas por MPPT=2.

Se empezará calculando la tensión en las situaciones más desfavorables:

$$V_{MOD,OC}(T=-10^{\circ}C)=V_{MOD,OC,STC}(1+(-10-25)\beta_{MOD,OC})=46,1*(1+(-10-25)*(-0,0025))=50,134V.$$

$$V_{MOD,M}(T=70^{\circ}C)=V_{MOD,M,STC}(1+(70-25)\beta_{MOD,MPP})=38,2*(1+(70-25)*(-0,0025))=33,902V.$$

A continuación, se calculará el número máximo y mínimo de módulos en serie que soportará el sistema, mediante los datos del inversor y los datos de tensión más desfavorable de los módulos.

$$\text{Max}(N_{ms})=\text{Int}\left[\frac{V_{inv,M}}{V_{mod,OC}(T_c=-10^{\circ}C)}\right]=\text{Int}\left[\frac{1100}{50,134}\right]=21,94.$$

$$\text{Min}(N_{ms})=\text{Int}\left[\frac{V_{inv,m,MPPT}}{V_{mod,M}(T_c=70^{\circ}C)}\right]=\text{Int}\left[\frac{600}{33,902}\right]=17,67.$$

Un string deberá tener un mínimo de 18 módulos fotovoltaicos conectados en serie y un máximo de 21 módulos fotovoltaicos conectados en serie para su correcto funcionamiento durante todo el año.

A continuación, se deberá obtener el número de strings que se conectarán en paralelo.

$$N_{mp}=\text{Int}(N/N_{ms}).$$

Se comenzará realizando el cálculo con 18 módulos fotovoltaicos conectados en serie ($N_{ms}=18$). Siendo el número total de módulos fotovoltaicos de la instalación igual a 108.

$$N_{mp}=108/18=6.$$

Para este caso, se obtendrían 6 strings conectados en paralelo. Se deberá realizar a continuación, la comprobación por intensidad:

La corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito será de 18,62A, mientras que la corriente el punto de máxima potencia será de 17,55A.

El inversor admitirá 22A de corriente máxima por MPPT y 30A de corriente de cortocircuito máxima. Este dispondrá de 6 entradas MPPT, por lo que se utilizará una entrada para cada string, cumpliendo las condiciones de este:

$$17,55 < 22$$

$$18,62 < 30$$

El inversor dispondrá de 2 entradas por MPPT. No obstante, solo se podrá utilizar una entrada para cada MPPT, debido a que la intensidad que entraría en cada MPPT sería $2*17,55$ o $2*18,62$ respectivamente, superando la corriente máxima que admite cada MPPT.

Por ello, la configuración de 18 módulos en serie y 6 strings en paralelo será válida para la instalación.

En caso de elegir 19 módulos en serie, el número de strings sería 5,68.

En caso de elegir 20 módulos en serie, el número de strings sería 5,4.

En caso de elegir 21 módulos en serie, el número de strings sería 5,14.

Estos tres casos serían inviables debido a que los strings no tendrían el mismo número de módulos fotovoltaicos conectados en serie de forma que se producirían notables pérdidas por mismatching.

La configuración para la instalación será de 6 strings con 18 módulos fotovoltaicos cada uno.

2.1.2 CABLEADO ELÉCTRICO

Para dimensionar el cableado eléctrico se utilizarán los métodos de intensidad máxima admisible y de máxima caída de tensión permisible en el cable.

Se comenzará con el dimensionado del cableado de corriente continua.

El criterio de intensidad máxima admisible indica que el cable de cada string debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar de medida del string.

Siendo:

$$1,25 \cdot 18,62 = 23,275 \text{ A.}$$

El cable se instalará al aire libre, por lo que el valor mínimo de intensidad será 30A, correspondiendo con una sección de $1,5 \text{ mm}^2$.

El criterio de caída de tensión permisible indica que esta no puede ser superior al 1,5% de la tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida.

$$S = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 30 \cdot 17,55}{0,015 \cdot 18 \cdot 38,2 \cdot 56} = 1,823 \text{ mm}^2.$$

$$\sigma = \text{Conductividad del cobre } 56 \text{ m}/(\Omega \text{ mm}^2).$$

Se estima una longitud de rama de corriente continua de 30m.

La sección normalizada correspondiente será de $2,5 \text{ mm}^2$.

No obstante, se utilizará un cable de sección de 4 mm^2 , debido a que los cables de sección inferior son propensos a la ruptura.

Todos los strings tendrán el cableado anteriormente descrito.

Se utilizarán los mismos criterios para el cableado de corriente alterna.

La intensidad nominal de salida del inversor será de 86,7A.

$$1,25 \cdot 86,7 = 108,375 \text{ A.}$$

La sección normalizada para este caso será de 25 mm^2 , siendo la intensidad máxima admisible de este caso 115A.

Los cables serán tripolares aislados con XLPE, tres conductores de cobre instalados en el aire.

A continuación, se realizará el cálculo por el método de caída de tensión.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{ac} \cdot I_{inv,ac} \cdot \cos \Phi}{\Delta V_{ac} \cdot V_{inv,ac} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 86,7 \cdot 1}{0,015 \cdot 400 \cdot 56} = 4,469 \text{ mm}^2.$$

El inversor se instalará en el interior de la nave, cerca del cuadro eléctrico por lo que se estima una longitud de cable de corriente alterna de 10 metros.

El criterio más desfavorable indica que el cable a instalar deberá tener una sección de 25 mm^2 .

2.1.3 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

En la parte de corriente continua se instalarán descargadores de tensión y fusibles para proteger la instalación frente a sobretensiones y sobreintensidades, respectivamente.

Los descargadores de tensión vienen incluidos en el inversor escogido. Será un descargador de sobretensiones tipo II.

Se instalarán fusibles para la protección frente a sobreintensidades tipo gPV, en serie con cada string de módulos fotovoltaicos tanto en el polo positivo como en el negativo.

Se deberá cumplir la siguiente norma:

$$1,5 \cdot I_{mod,sc,stc} < I_n < 2 \cdot I_{mod,sc,stc}$$

$$1,5 \cdot 18,62 < I_n < 2 \cdot 18,62$$

$$27,93 < I_n < 37,24$$

Se instalarán fusibles de corriente nominal 30A.

En la parte de corriente alterna se instalarán un interruptor automático magnetotérmico y un interruptor diferencial, adicionalmente a las protecciones eléctricas ya incluidas en el inversor.

Se instalará un interruptor automático magnetotérmico trifásico, con la siguiente intensidad nominal:

$$I = 1,25 \cdot \frac{P_{INV,ac}}{3 \cdot 230} = 1,25 \cdot \frac{66000}{3 \cdot 230} = 119,56 \text{ A.}$$

Se instalará un interruptor automático magnetotérmico trifásico de 125A, con cuatro polos y una tensión de trabajo de 400V.

El interruptor diferencial será trifásico, con cuatro polos, una tensión de trabajo de 400V, una intensidad nominal igual a la del interruptor automático magnetotérmico, 125A y una sensibilidad de 300mA, clase B.

2.1.4 PUESTA A TIERRA

Para el cálculo de la puesta a tierra se seguirán las directrices establecidas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión ITC-BT-18. El reglamento indica que el valor de la resistencia a tierra no puede superar los 50V.

Mediante la página web del instituto geográfico nacional (www.ign.es), se ha consultado la composición del suelo para la ubicación del proyecto, estando compuesto principalmente por limo, por lo que se utilizará una resistividad del suelo de 60Ωm (valor medio para este tipo de composición), según el ITC-BT-18.

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Ilustración 30 Valores orientativos de la resistividad en función del terreno.

Se utilizará una pica de 2 metros de longitud. El electrodo a instalar será una pica vertical:

$$R = \frac{r}{L} = \frac{60}{2} = 30\Omega$$

Siendo r la resistividad del terreno y L la longitud de la pica del conductor.

La resistencia de puesta a tierra tendrá un valor de 30Ω.

2.2. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

Hoja de características de los módulos fotovoltaicos.

Mono Multi Solutions



BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: **TSM-DE21**

POWER RANGE: **650-670W**

670W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.6%

MAXIMUM EFFICIENCY





High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 670W

- Up to 21.6% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

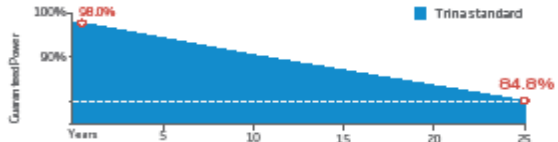
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



Years	Current (kW) Power (%)
0	98.0%
25	84.8%

Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716

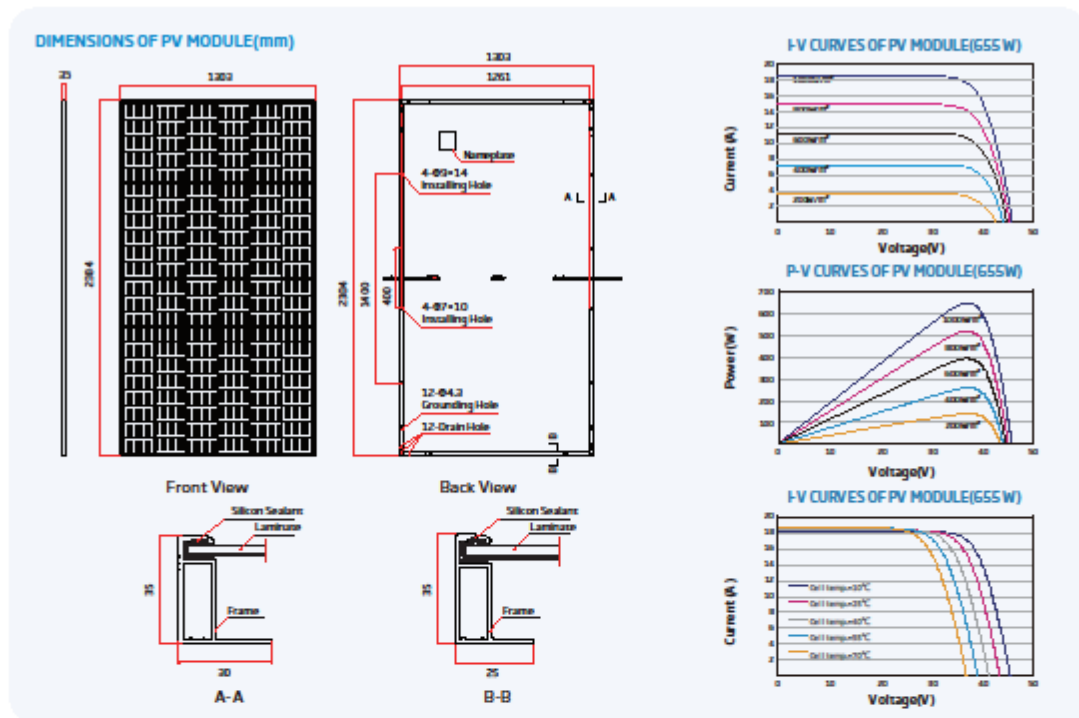
ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System

ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System



**ELECTRICAL DATA (STC)**

Peak Power Watts-P _{max} (W _p)*	650	655	660	665	670
Power Tolerance-P _{max} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency η_m (%)	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

*STC: irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, Air Mass 1.5, γ_m measuring standard: JIS C 8991.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P _{max} (W _p)	492	496	500	504	508
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01

NOCT: irradiance 800W/m², ambient temperature 45°C, wind speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384*1303*35 mm (93.86*51.30*1.38 inches)
Weight	33.3 kg (73.4 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmittance, Low Iron, Tempered Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²). Portrait: 350/280 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2/ TS4*

*Please refer to regional standards for specific connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (ambient temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Maximum System Voltage	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12-year Product Workmanship Warranty
25-year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

Please refer to product warranty for details.

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 558 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2022 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EN_2022_A

www.trinasolar.com

Hoja de características del inversor.

SUN2000-60KTL-M0 Smart String Inverter



Inteligente

Monitorización a nivel de string



Eficiente

Eficiencia máxima del 98,7 %



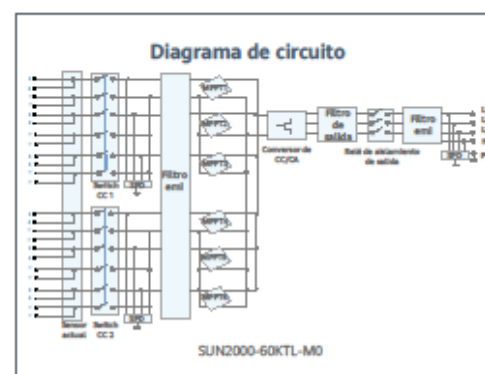
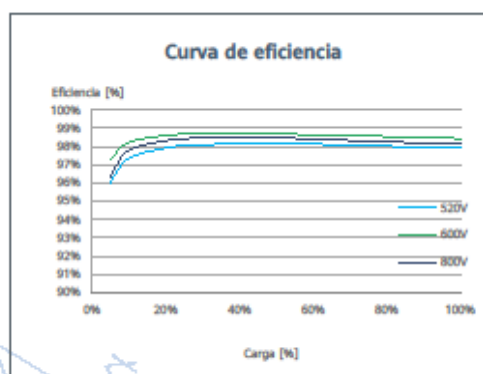
Seguro

Diseño sin fusibles



Reliable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



SUN2000-60KTL-M0
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas		SUN2000-60KTL-M0
Eficiencia		
Máxima eficiencia		98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada		98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V
Entrada		
Tensión máxima de entrada ¹		1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT		22 A
Corriente de cortocircuito máxima		30 A
Tensión de arranque		200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²		200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada		600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Cantidad de MPPTs		6
Cantidad máxima de entradas por MPPT		2
Salida		
Potencia activa		60,000 W
Max. Potencia aparente de CA		66,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)		66,000 W
Tensión nominal de salida		220 V / 380 V, 230 V / 400 V, por defecto 3W + N + PE; 3W + PE opcional en configuraciones; 277 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA		50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida		91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. intensidad de salida		100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Factor de potencia ajustable		0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima		< 3%
Protecciones		
Dispositivo de desconexión del lado de entrada		SI
Protección anti-Isola		SI
Protección contra sobreintensidad de CA		SI
Protección contra polaridad inversa CC		SI
Monitorización a nivel de string		SI
Descargador de sobretensiones de CC		Type II
Descargador de sobretensiones de CA		Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC		SI
Monitorización de corriente residual		SI
Comunicación		
Display		Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485		SI
USB		SI
Monitorización de BUS (MBUS)		SI (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales		
Dimensiones (W x H x D)		1,075 x 555 x 300 mm
Peso (Incluida ménsula de montaje)		74 kg
Rango de temperatura de operación		-25°C ~ 60°C
Enfriamiento		Convección natural
Max. Altitud de operación		4,000 m
Humedad de operación relativa		0 ~ 100%
Conector CC		Amphenol Hellios H4
Conector CA		Terminal PG Impermeable + conector OT
Grado de protección		IP65
Topología		Sin transformador
Consumo de energía durante la noche		< 2 W
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)		
Seguridad		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica		IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11

* 1 El voltaje de entrada máxima es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañará el inversor.

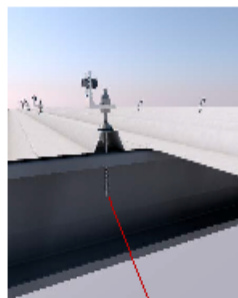
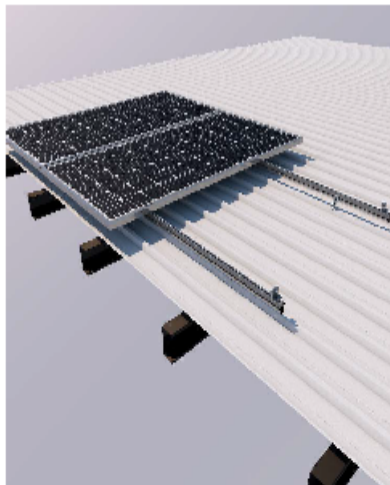
* 2 Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

Versión No.:03-(20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

Hoja de características de la estructura.

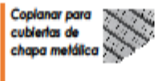
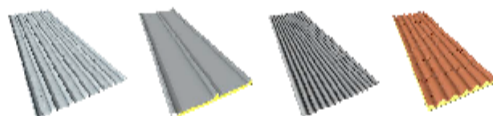
01.1V Soporte coplanar continuo fijación a correas



Componentes del Kit

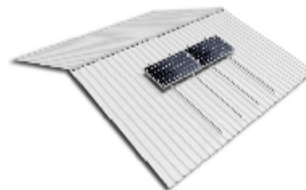


Cubiertas compatibles con la fijación

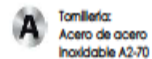


Especificaciones	
Superficie de instalación	
Superficie de anclaje	
Tamaño máximo del panel	Sistema Kit: 2279x1150 Sistema PS: 2400x1350
Espesor del panel	de 30 a 45 mm
Kits disponibles	1 - 6 módulos
Sistema de unión de kits	S15
Tomillería de anclaje	Tornillo autotaladrante con arandela de sellado
Junta de estanqueidad	EPDM
Velocidad del viento	Hasta 150 km/h (Ver documento de velocidades del viento)

Ejemplos de instalación



Ficha técnica



Hoja de características del SmartLogger.

SmartLogger3000A

**Inteligente**

Diseño de control de exportación inteligente cero

**Seguro**

Fácil de instalar en el sitio

**Fiable**

Protección contra sobretensiones

Especificaciones técnicas	SmartLogger3000A
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
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 pared, se necesita antena externa.² Para recomendada lista y dígitos de portadores en frecuencia compatibles, póngase en contacto con los distribuidores locales.

Version No.02-(20190512)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

Hoja de características del vatímetro.

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			
Cable RS485 (10 m)			
Accesorios	1 CT 100 A/40 mA (5 m)		3 CT 250 A/50 mA (5 m)
			



SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

Hoja de características del cable de corriente continua.

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K



TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

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.



D_{ca} - s2, d2, a2

Aislamiento

Goma libre de halógenos

Cubierta

Goma libre de halógenos de color negro o rojo.

APLICACIONES

El cable Topsolar 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. Compatible con la mayoría de conectores. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.



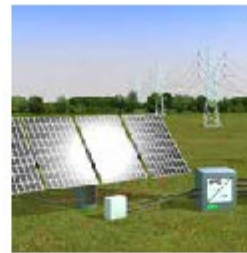
SOLAR



www.topcable.com

113

TOPSOLAR PV HIZ2Z2-K



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



D_{ca}-s2, d2, a2

**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. Transmisión luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.
Reacción al fuego CPR: D_{ca}-s2, d2, a2 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.

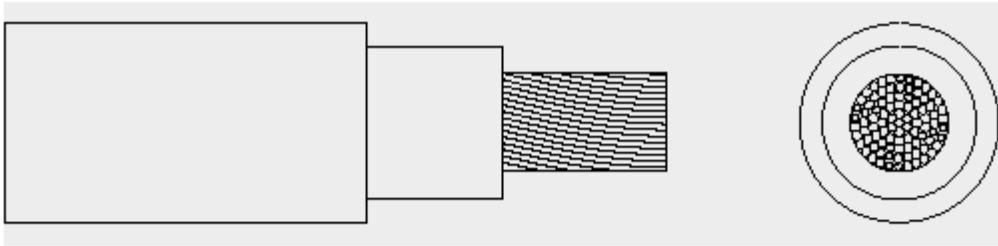
**Condiciones de instalación**

Al aire.
Enterrado.

**Aplicaciones**

Instalaciones solares fotovoltaicas.

TOPSOLAR PV H1ZZZ2-K



DIMENSIONES

Sección (mm)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Alte libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adya- cente a Superficie (A)	Calda 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

SOLAR

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

Hoja de características del cable de corriente alterna.





RZ1-K XLPE LSZH Flexible Cable



Eland Product Group: **A9R**

APPLICATION

For installation where fire, smoke emission and toxic fumes create a potential threat to life and equipment. A flexible power and control cable designed for fixed applications. Manufactured with flexible conductors in order to facilitate installations with sinuous courses.

STANDARDS

IEC 60502-1, EN 60228

Flame Retardant according to IEC/EN 60332-1-2, IEC/EN 60332-3-24

Low Smoke Zero Halogen according to IEC/EN 60754-1/2, IEC/EN 61034-1/2

CHARACTERISTICS

Voltage Rating Uo/U
0.6/1kV

Temperature Rating
-15°C to +90°C

Minimum Bending Radius
5 x overall diameter

ISO/IEC 17025 LABORATORY TESTED

This product is subject to the Quality Assurance protocols of The Cable Lab®, an ISO/IEC 17025 accredited cable testing laboratory. Testing includes vertical flame, conductor resistance, tensile & elongation, and dimensional consistency, verified to published standards and approved product drawings.





CONSTRUCTION

Conductor
Class 5 flexible copper conductor

Insulation
XLPE (Cross-Linked Polyethylene)

Sheath
LSZH (Low Smoke Zero Halogen)

Core Identification
 3 core: ● Green/Yellow ● Blue ● Brown
 4 core: ● Green/Yellow ● Brown ● Black ● Grey
 5 core: ● Green/Yellow ● Blue ● Brown ● Black ● Grey
 7 core: ● Black with □ White numbers

Sheath Colour
 ● Green
 ● Black available on request

REGULATORY COMPLIANCE

This cable is compliant with European Regulation EN 50575, the Construction Products Regulation.



This cable meets the requirements of the Low Voltage Directive 2014/35/EU and the RoHS Directive 2011/65/EU. RoHS compliance has been tested and confirmed by The Cable Lab® as meeting the requirements of the BSI RoHS Trusted Kitmark™.





UK T 020 7241 8787 | F 020 7241 8700 | sales@elandcables.com | www.elandcables.com
 International T +44 20 7241 8740 | F +44 20 7241 8700 | international@elandcables.com

technicalspecification | 1 of 5



Click here for more information:
elandcables.com | RZ1-KXLPE LSZH Flexible Cable

DIMENSIONS

ELAND PART NO.	NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	NOMINAL THICKNESS OF INSULATION mm	NOMINAL OVERALL DIAMETER mm	NOMINAL WEIGHT kg/km
A9R01025LS	1	2.5	0.7	5.2	45
A9R01040LS	1	4	0.7	5.8	61
A9R01060LS	1	6	0.7	6.35	80
A9R0110LS	1	10	0.7	7.25	120
A9R0116LS	1	16	0.7	8.3	174
A9R0125LS	1	25	0.9	9.95	258
A9R0135LS	1	35	0.9	11.15	349
A9R0150LS	1	50	1	12.75	484
A9R0170LS	1	70	1.1	14.8	676
A9R0195LS	1	95	1.1	16.9	885
A9R01120LS	1	120	1.2	18.9	1124
A9R01150LS	1	150	1.4	20.95	1393
A9R01185LS	1	185	1.6	23.9	1655
A9R01240LS	1	240	1.7	26.2	2214
A9R01300LS	1	300	1.8	28.3	2697
A9R01400LS	1	400	2	31.4	3389
A9R01500LS	1	500	2.2	37.4	4776
A9R01630LS	1	630	2.4	42.7	6276
A9R02016LS	2	1.5	0.7	8.2	94
A9R02025LS	2	2.5	0.7	9.2	122
A9R02040LS	2	4	0.7	10.3	165
A9R02060LS	2	6	0.7	11.3	216
A9R0210LS	2	10	0.7	13.2	319
A9R0216LS	2	16	0.7	16.4	503
A9R03015LS	3+E	1.5	0.7	8.6	108
A9R03025LS	3+E	2.5	0.7	9.5	144
A9R03040LS	3+E	4	0.7	10.7	198
A9R03060LS	3+E	6	0.7	12	263
A9R0310LS	3+E	10	0.7	13.8	405
A9R0316LS	3	16	0.7	17.3	638
A9R0325LS	3	25	0.9	20.9	938
A9R0335LS	3	35	0.9	23.5	1255
A9R0350LS	3	50	1	31.5	1730
A9R0370LS	3	70	1.1	35.7	2422
A9R04015LS	4+E	1.5	0.7	9.3	129
A9R04025LS	4+E	2.5	0.7	10.3	175
A9R04040LS	4+E	4	0.7	11.7	243
A9R04060LS	4+E	6	0.7	13	328
A9R0410LS	4+E	10	0.7	15.2	498
A9R0416LS	4	16	0.7	19.7	783
A9R0425LS	4	25	0.9	23.2	1168



Click here for more information:
elandcables.com | RZ1-K XLPE LSZH Flexible Cable



ELAND PART NO.	NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	NOMINAL THICKNESS OF INSULATION mm	NOMINAL OVERALL DIAMETER mm	NOMINAL WEIGHT kg/km
A9R0435LS	4	35	0.9	26.2	1573
A9R0450LS	4	50	1	31.2	2178
A9R0470LS	4	70	1.1	34.8	3055
A9R0495LS	4	95	1.1	39.7	3985
A9R04120LS	4	120	1.2	44.6	5086
A9R04150LS	4	150	1.4	49.8	6294
A9R04185LS	4	185	1.6	54.9	7534
A9R04240LS	4	240	1.7	62.3	10034
A9R05015LS	5	15	0.7	12.0	150
A9R05025LS	5	25	0.7	13.15	204
A9R05040LS	5	4	0.7	14.5	286
A9R05060LS	5	6	0.7	16.1	387
A9R0510LS	5	10	0.7	18.1	598
A9R0516LS	5	16	0.7	21.3	931
A9R0526LS	5	26	0.9	25.4	1407
A9R0535LS	5	35	0.9	28.4	1091
A9R0550LS	5	50	1	34.3	2654

CONDUCTORS

Class 5 Flexible Copper Conductors for Single Core and Multi-Core Cables

NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	MAXIMUM DIAMETER OF WIRES IN CONDUCTOR mm	MAXIMUM RESISTANCE OF CONDUCTOR AT 20°C ohms/km
		Plain Wires
2.5	0.26	7.98
4	0.31	4.95
6	0.31	3.3
10	0.41	1.91
16	0.41	1.21
25	0.41	0.78
35	0.41	0.554
50	0.41	0.386
70	0.51	0.272
95	0.51	0.206
120	0.51	0.161
150	0.51	0.129
185	0.51	0.1
240	0.51	0.0801
300	0.51	0.0641
400	0.51	0.0486
500	0.61	0.0384
630	0.61	0.0287

The above table is in accordance with EN 60028



Click here for more information:
elandcables.com | [RZ1-K XLPE LSZH Flexible Cable](#)

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	CURRENT CARRYING CAPACITY Amps		MAXIMUM DC RESISTANCE AT 20°C Amps
		In Air at 40°C	In Earth at 35°C	
RZ1-K LSZH Cable - 1 Core				
1	2.5	29	36	17.624
1	4	38	46	10.932
1	6	49	58	7.288
1	10	68	77	4.218
1	16	91	100	2.672
1	25	116	128	1.723
1	35	144	154	1.224
1	50	175	183	0.852
1	70	224	224	0.601
1	95	271	256	0.455
1	120	314	302	0.356
1	150	363	342	0.285
1	185	415	383	0.234
1	240	490	442	0.177
1	300	563	500	0.142
1	400	823	464	0.108
1	500	946	525	0.085
1	630	1088	596	0.064
RZ1-K LSZH Cable - 2 Core				
2	1.5	24	27	29.374
2	2.5	33	36	17.624
2	4	45	46	10.932
2	6	57	58	7.288
2	10	79	77	4.218
2	16	105	100	2.672
RZ1-K LSZH Cable - 3 Core Including Earth				
3	2.5	33	36	17.624
3	4	45	46	10.932
3	6	57	58	7.288
3	10	79	77	4.218
3	16	105	100	2.622
RZ1-K LSZH Cable - 3 Core				
3	16	87	82	2.672
3	25	110	106	1.723
3	35	137	129	1.224
3	50	167	152	0.852
3	70	246	178	0.603
RZ1-K LSZH Cable - 4 Core Including Earth				
4	1.5	20	23	29.374
4	2.5	26	30	17.624
4	4	36	38	10.932
4	6	46	48	7.288
4	10	65	64	4.218
RZ1-K LSZH Cable - 4 Core				
4	16	87	82	2.672
4	25	110	106	1.723



Click here for more information:
elandcables.com | RZ1-K XLPE LSZH Flexible Cable



N.O. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	CURRENT CARRYING CAPACITY Amps		MAXIMUM DC RESISTANCE AT 20°C Amps
		In Air at 40°C	In Earth at 35°C	
RZ1-K LSZH Cable - 4 Core				
4	35	137	129	1.224
4	50	167	152	0.852
4	70	246	178	0.603
4	95	298	211	0.457
4	120	346	240	0.357
4	150	399	271	0.286
4	185	456	304	0.235
4	240	538	351	0.178
RZ1-K LSZH Cable - 5 Core Including Earth				
5	1.5	20	23	29.374
5	2.5	26	30	17.624
5	4	36	38	10.932
5	6	46	48	7.288
5	10	65	64	4.218
5	16	87	82	2.672
5	25	110	106	1.723
5	35	137	129	1.224
5	50	167	152	0.852

SHORT CIRCUIT CURRENT CARRYING CAPACITIES

The maximum short-circuit current that a cable can withstand depends on the time of reaction of the protection elements installed in the line. The maximum current-carrying capacity in a short-circuit accident, for a specific type of cable, is the result of multiplying the cross-section of the cable for the values shown in the table below.

TIME s	0.1	0.2	0.3	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
Amps/mm ²	452	320	261	202	143	117	101	90	83

The information contained within this datasheet is for guidance only and is subject to change without notice or liability. All the information is provided in good faith and is believed to be correct at the time of publication. When selecting cable accessories, please note that actual cable dimensions may vary due to manufacturing tolerances.

UK T 020 7241 8787 | F 020 7241 8700 | sales@elandcables.com | www.elandcables.com
 International T +44 20 7241 8740 | F +44 20 7241 8700 | international@elandcables.com

technical specification | 5 of 5

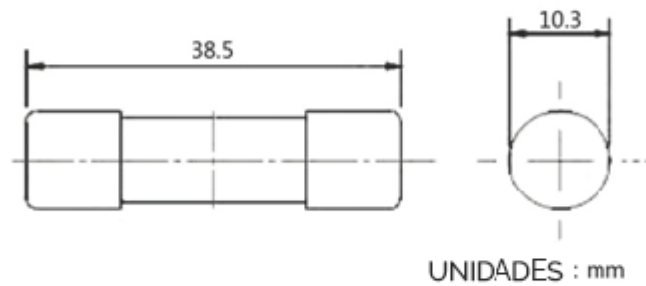
Hoja de características del fusible.

PARÁMETROS TÉCNICOS

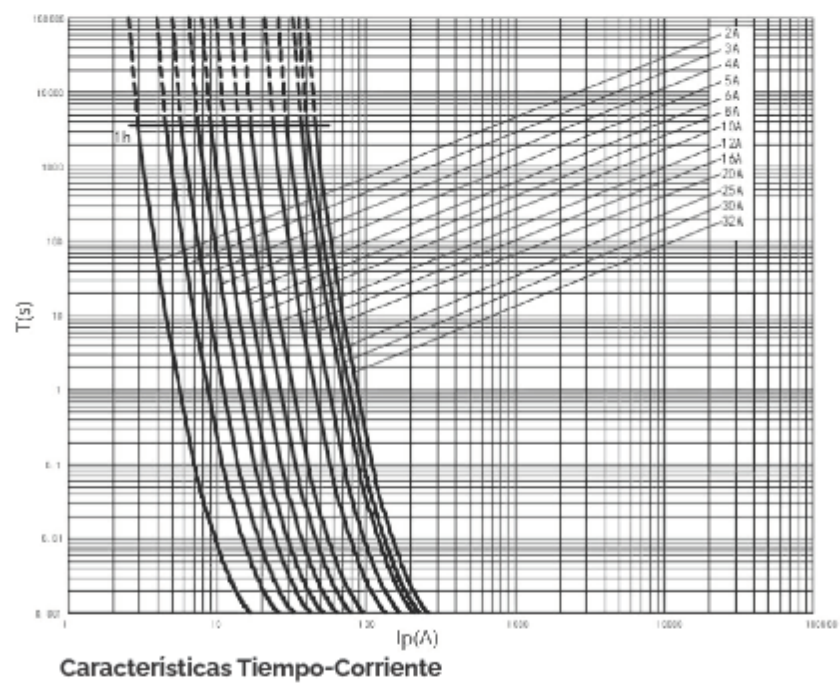
MODELO	ZTPV 25			
Imagen				
Tamaño (mm)	10x38			
Tensión nominal Ue (V)	DC1000			
Corriente nominal In (A)	1 2 3 4 5 6 8 10 12 15 16 20 25 30 32			
Capacidad de ruptura nominal (33)	33			
Clase de operación	gPV			
Temperatura de trabajo	-50~105			
Altitud (m)	≤ 2000			
Peso (g)	10			
Estándar	IEC60269.6			
Detalles del material				
Nombre de la pieza	Tapa	Cuerpo	Elemento fusible	Agente extintor de arcos
Material	Cobre rojo	Óxido de aluminio	Plata	Silicio

FUSIBLE SOLAR ZTPV-25 10X38

DIBUJO ACOTADO



CURVA DE CARACTERÍSTICAS



Portafusibles

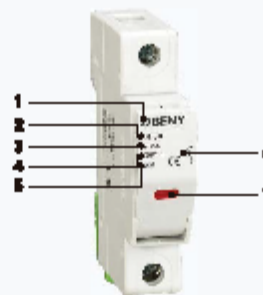
BR-30
PV DC Fuse Holder


- 1 Brand
- 2 Type
- 3 Rated Current
- 4 Rated Voltage
- 5 Fuse Size
- 6 Electrical Diagram
- 7 Status Indicator

- Photovoltaic Applications
- Max Breaking Capacity up to 20KA, Effective Protection
- The Innovation Replacing Fuse Link Touch-safe
- Led Indicator, Reminding Fuse Link Replacement
- Be Sull for 10x58mm Fuse Size
- Comply with IEC6084-3


ZBENY
Application

ZBENY PV DC BR-30 Fuse Holder was designed and manufactured, complying with the standard IEC60847-3. The Rated Current up to 30A, rated voltage up to 1000V DC. It applied for PV DC combiner box, inverter etc, with the main function of over-current protection and effective disconnection.

Appearance Introduction

Type Instruction

Parameter

PV DC BR-30 Fuse Holder		
Pole		1P
According to		IEC 60847-3
Electrical Characteristics		
Rated Working Voltage	U _e	1000V DC
Rated Current	I _n	1 A, 2A, 3A, 4 A, 5A, 6A, 8 A, 10 A, 12A, 15A, 20A, 25A, 30A
Breaking Capacity		20KA
Max Power Dissipation		2W
Control and Indication		
Operating State/Fault Indication		Indicator Light OFF/Indicator Light ON
Connection and Installation		
Wire		2.5mm ² ~25mm ²
Terminal Capacity		MS
Torque	Nm	2.8
Degree of Protection		IP20
Installation Environment		
Fuse Size		10x58 mm
Operating Temperature Range	TU	-40°C ~ +60°C
For Mounting On		TH35-7.5/31MS
Pollution Degree		3
Relative Humidity		+20°C±5%, +40°C±50%
Weight		8.07kg Per pole
Installation Class		III



Hoja de características del interruptor magnetotérmico.

Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor magnetotérmico; Acti9
C120N; 4P; 125 A; curva C; 10000
A/10 kA

A9N18376

Principal

Gama de producto	Dardo Plus
Gama	Acti 9
Nombre del producto	C120
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	C120N
Aplicación del dispositivo	Para corriente > 0,1 A
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
[In] Corriente nominal	125 A en 30 °C
Tipo de red	AC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	10000 A Icn en 230...400 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 6 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 20 kA Icu en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en <= 600 V corriente continua acorde a Icu
Poder de seccionamiento	Sí acorde a En > 60 A

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz <= 600 V corriente continua 220...240 V AC 50/60 Hz 440 V AC 50/60 Hz 230...400 V AC 50/60 Hz
Límite de enlace magnético	5...10 x In
[Ics] poder de corte en servicio	7600 A 75 % acorde a EN/IEC 60898-1 - 230...400 V AC 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a Icu - 440 V AC 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a Icu - 380...415 V AC 50/60 Hz 16 kA 75 % acorde a Icu - 220...240 V AC 50/60 Hz 10 kA 100 % acorde a Icu - <= 600 V corriente continua
Clase de limitación	3 acorde a Icu
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	600 V AC 50/60 Hz acorde a Icu

Advertencia: Este documento no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de la instalación.

[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV acorde a Icu
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	NO
Pasos de 9 mm	12
Altura	81 mm
Anchura	108 mm
Profundidad	73 mm
Peso del producto	0,82 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	5000 ciclos acorde a En> 60 A
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel1...60 mm² rígido Terminales de tipo túnel1,6...35 mm² flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	16 mm
Par de apriete	3,5 N.m
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Normas	Icu EN/IEC 60898-1
Certificaciones de producto	generador
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3 acorde a En> 60 A
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	776,0 g
Paquete 1 Altura	7,6 cm
Paquete 1 ancho	8,6 cm

Paquete 1 Longitud	10,6 cm
Tipo de unidad del paquete 2	P12
Número de unidades en el paquete 2	144
Peso del paquete 2	130,96 kg
Paquete 2 Altura	46,0 cm
Ancho del paquete 2	80,0 cm
Longitud del paquete 2	120,0 cm
Tipo de unidad del paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	18
Paquete 3 Peso	14,87 kg
Paquete 3 Altura	30,0 cm
Ancho del paquete 3	30,0 cm
Paquete 3 Longitud	40,0 cm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

Hoja de características del interruptor diferencial.

Ficha técnica del producto

Especificaciones



Interruptor Diferencial 4P 125 A Clase B 300 mA

16764

Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 Reflex iC60
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	RCCB-ID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
Corriente nominal (In)	125 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad ante fugas a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo B
Poder de corte y de cierre nominal	$I_m = 1250 \text{ A}$ acorde a IEC 61008
Intensidad de cortocircuito condicional	$I_{nc} 10 \text{ kA } 125 \text{ A}$

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] tensión asignada de empleo	230/400 V
[Ui] tensión asignada de aislamiento	440 V CA 50 Hz acorde a IEC 61008-1
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	4 kV acorde a IEC 61008-1
Pasos de 9 mm	8
Altura	86 mm
Ancho	72 mm
Profundidad	76 mm
Peso neto	460 g

Descargo de responsabilidad: Esta documentación no ha sido diseñada como reemplazo, ni se debe utilizar para determinar la idoneidad o la conformidad de estos productos para aplicaciones específicas de usuarios.

Color	Gris
Endurancia mecánica	6000 Ciclos
Durabilidad eléctrica	2000 Ciclos
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel2 cable(s) 1.5...16 mm² Flexible Terminales de tipo túnel2 cable(s) 1.5...16 mm² rígido Terminales de tipo túnel1 cable(s) 1.5...60 mm² rígido Terminales de tipo túnel1 cable(s) 1.5...35 mm² Flexible Terminales de tipo túnel1 cable(s) 1.5...35 mm² flexible con terminal Terminales de tipo túnel2 cable(s) 1.5...16 mm² flexible con terminal
Longitud de cable pelado para conectar bornas	11 mm
Par de apriete	3 N.m

Entorno

Estándares	IEC 61008 VDE 0664 EN 61008
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60629 IP40 - tipo de cable: envoltorio modular) acorde a IEC 60629
Grado de contaminación	3
Tropicalización	2
Humedad relativa	96 % en 55 °C
Temperatura ambiente para el funcionamiento	-25...40 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de Unidad de Paquete 1	PCE
Número de Unidades en el Paquete 1	1
Paquete 1 Peso	496.0 g
Paquete 1 Altura	8.0 cm
Paquete 1 ancho	7.5 cm
Paquete 1 Largo	9.0 cm
Tipo de Unidad de Paquete 2	S02
Número de Unidades en el Paquete 2	12
Paquete 2 Peso	6.278 kg
Paquete 2 Altura	16.0 cm
Paquete 2 Ancho	30.0 cm
Paquete 2 Largo	40.0 cm

Sostenibilidad de la oferta

Reglamento REACH	Declaración de REACH
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China

Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)	
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.
Garantía contractual	
Periodo de garantía	18 months

Hoja de características del cuadro eléctrico.



1de2//FICHA DE PRODUCTO

ECOLOGY

Edición 2: 01/11/2016

COFRETS ESTANCOS DE DISTRIBUCIÓN TERMINAL IP65

Descripción: COFRET 1x4 MÓDULOS IP65 SUP. PT ABS

Referencia: CDN4PT

Características:

Tipo de producto:	Cofret estanco de distribución terminal IP65 ABS. (Precintable)
Dim. exteriores (Alto x Ancho x Prof.):	231x166x113 mm
Dim. hueco empotrar (Alto x Ancho x Prof.):	-
Nº Módulos:	1x4 rail DIN
Instalación:	Superficie
Color:	Gris RAL 7035
Tipo de ventana:	Transparente color fumé
Peso(Kg):	0,75
Entrada cables:	Sup.: 2xM25 - 1xM40 - Inf.: 2xM25 - 1xM40 - Oblongo tras.: 2xØ25/25
Componentes:	-
Materiales:	Materiales plásticos libres de halógenos. Marco y base: ABS - Ventana transparente: PC con protección UV

Datos técnicos:

Grado de protección:	IP65
Resistencia al impacto:	IK08
Resistencia al hilo incandescente:	650° C
Presión de bola:	70° C
Rango de temperatura ambiente:	-25°C / +40°C
Tensión máxima de empleo:	1000 V AC / 1500 V DC

Certificados y normas:

Directiva baja tensión:	2014/35/EU
Normas:	UNE-EN62208 e IEC 62208



ECOLOGY

COFRETS ESTANCOS DE DISTRIBUCIÓN TERMINAL IP65



2de2//FICHA DE PRODUCTO

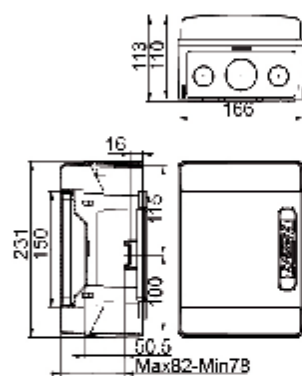
ECOLOGY

Edición 2: 01/11/2016

COFRETS ESTANCOS DE DISTRIBUCIÓN TERMINAL IP65

Descripción: COFRET 1x4 MÓDULOS IP65 SUP. PT ABS

Referencia: CDN4PT



Dim. exteriores (Alto x Ancho x Prof.):
231x166x113 mm

Dim. hueco empotrar (Alto x Ancho x Prof.):
-

Sostenibilidad:

RoHS - REACH

Fin de vida del producto:

No necesita operaciones de reciclaje específicas

Suministro:

Suministrado en embalaje individual de cartón. Los embalajes múltiples se conforman enfajando con film transparente los embalajes individuales.

Unidades de embalaje: 12

Aplicaciones Recomendadas

Entornos industriales y exteriores. Industrias, sector fotovoltaico, almacenes, garajes, allí donde se requiere una alto grado de protección frente al polvo, salpicaduras e impactos.

ECOLOGY

COFRETS ESTANCOS DE DISTRIBUCIÓN TERMINAL IP65

2.3. ESTUDIO ECONÓMICO

Se realizará el estudio económico de la instalación, para determinar si esta es rentable para el cliente. El presupuesto de la instalación asciende a 56.585,97€ como se puede observar en el punto 5 del proyecto. El proyecto será totalmente costado por fondos propios de la empresa.

Los precios de cada periodo son los siguientes:

P1: 0,20054€/kWh

P2: 0,0195€/kWh

P3: 0,187149€/kWh

P4: 0,0186715€/kWh

P5: 0,018554€/kWh

P6: 0,018554€/kWh

Los excedentes se pagarán a 0,08€/kWh.

Para el cálculo del ahorro se multiplicará la tabla de la energía autoconsumida por el precio del periodo en el que se encuentre, sumando los excedentes vertidos a red por el periodo en el que se encuentren.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	16,44	21,25	26,30	8,49	8,65	7,21	3,26	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	96,05	86,54	23,90	65,83	50,04	48,64	52,88	6,05	88,56	0,00	0,00	0,00
9:00	147,95	170,20	79,08	154,01	111,65	105,09	142,41	6,75	147,04	64,86	69,06	81,53
10:00	168,40	230,62	109,99	207,86	186,03	100,59	233,52	6,52	140,75	136,56	70,47	167,38
11:00	186,32	188,94	187,79	280,30	186,03	100,59	319,88	6,52	140,75	193,43	180,01	196,65
12:00	186,98	180,77	233,81	303,77	221,41	282,69	39,88	301,44	288,02	252,68	163,19	281,02
13:00	199,38	106,97	260,40	280,30	228,50	323,22	59,75	338,05	296,08	280,69	152,77	263,37
14:00	183,65	99,49	289,99	280,30	196,61	331,05	47,78	347,83	267,78	284,39	171,01	138,38
15:00	155,93	121,18	266,64	256,81	223,29	319,68	79,63	324,59	245,59	243,93	184,55	101,55
16:00	94,65	79,40	167,59	140,28	93,02	285,30	51,73	298,03	120,20	101,69	110,84	54,95
17:00	47,32	29,02	125,65	105,21	55,82	113,13	11,98	252,59	77,53	60,93	45,42	22,88
18:00	0,00	0,00	49,26	60,16	55,82	56,57	8,03	37,71	30,84	60,93	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	11,32	18,63	56,57	19,87	37,71	22,04	6,66	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,63	36,06	41,31	16,06	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	1466,63738	1309,57545	1815,33903	2172,46239	1653,98197	2171,35059	1115,85146	1983,09265	1865,1768	1686,74584	1147,3252	1307,71885

Ilustración 31 Ahorro por autoconsumo (€)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,06	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	0,00	0,00	3,97	0,00	0,00	0,00	8,80	0,00	0,00	0,00	0,00
9:00	0,00	0,41	0,00	0,00	7,63	3,72	0,00	36,57	4,18	0,00	0,00	0,00
10:00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,56	34,42	0,00	67,70	39,20	0,00	0,00	0,00
11:00	0,00	23,66	0,00	0,04	32,85	57,58	0,00	95,93	46,91	0,00	0,00	17,11
12:00	0,00	0,00	0,00	19,52	0,00	3,79	126,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13:00	0,00	0,00	0,00	38,24	0,00	0,00	122,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14:00	0,00	0,00	0,00	7,28	0,00	0,00	124,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15:00	0,00	0,00	0,00	0,00	52,04	0,00	87,79	0,00	0,00	9,11	0,00	0,00
16:00	11,74	6,45	15,03	35,37	108,16	0,00	105,38	0,00	0,00	48,20	0,00	0,00
17:00	10,06	0,00	3,58	18,14	101,05	48,39	57,74	0,00	0,00	38,41	0,00	0,00
18:00	0,00	0,00	0,00	0,13	42,48	45,58	44,38	53,90	7,66	9,08	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,58	21,37	35,70	20,83	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,00	0,00	1,36	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	21,8066495	30,5234182	18,6091863	122,700418	382,857773	214,847923	705,489735	287,154062	97,9484798	104,790945	0	17,1075012

Ilustración 32 Ahorro por vertido de excedentes (€)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	16,44	21,25	26,30	8,49	8,65	7,21	5,32	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	96,05	86,54	23,90	69,80	50,04	48,64	52,88	14,85	88,56	0,00	0,00	0,00
9:00	147,95	170,61	79,08	154,01	119,27	108,81	142,41	43,32	151,22	64,86	69,06	81,53
10:00	168,40	230,62	109,99	207,86	192,59	135,01	233,52	74,22	179,96	136,56	70,47	167,38
11:00	186,32	212,61	187,79	280,34	218,88	158,18	319,88	102,45	187,66	193,43	180,01	213,76
12:00	186,98	180,77	233,81	323,29	221,41	286,48	166,29	301,44	288,02	252,68	163,19	281,02
13:00	199,38	106,97	260,40	318,54	228,50	323,22	182,40	338,05	296,08	280,69	152,77	263,37
14:00	183,65	99,49	289,99	287,58	196,61	331,05	171,78	347,83	267,78	284,39	171,01	138,38
15:00	155,93	121,18	266,64	256,81	275,33	319,68	167,42	324,59	245,59	253,04	184,55	101,55
16:00	106,39	85,85	182,62	175,66	201,18	285,30	157,10	298,03	120,20	149,89	110,84	54,95
17:00	57,39	29,02	129,23	123,36	156,87	161,52	69,71	252,59	77,53	99,33	45,42	22,88
18:00	0,00	0,00	49,26	60,29	98,31	102,15	52,41	91,61	38,50	70,01	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	11,32	50,21	77,94	55,58	58,54	22,04	6,66	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,14	36,06	41,31	17,42	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,51	1,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	1488,44403	1340,09887	1833,94822	2295,16281	2036,83974	2386,19851	1821,3412	2270,24671	1963,12528	1791,53678	1147,3252	1324,82635

Ilustración 33 Ahorro total (€)

Se muestra a continuación el cálculo del ahorro económico una vez realizada la instalación fotovoltaica.

Además del gasto económico antes y después de la instalación fotovoltaica.

Mes	Ahorro total (€)	Gasto antes de FV (€)	Gasto después de FV (€)
Enero	1.488,44	4.989,7	3.501,25
Febrero	1.340,10	4.236,9	2.896,77
Marzo	1.833,95	3.690,7	1.856,73
Abril	2.295,16	2.994,8	699,65
Mayo	2.036,84	3.186,4	1.149,54
Junio	2.386,20	3.573,0	1.186,80
Julio	1.821,34	3.985,4	2.164,05
Agosto	2.270,25	3.793,7	1.523,41
Septiembre	1.963,13	4.167,1	2.203,99
Octubre	1.791,54	6.607,1	4.815,59
Noviembre	1.147,33	7.532,6	6.385,32
Diciembre	1.324,83	5.855,3	4.530,49
TOTAL	21.699	54.613	32.914

Ilustración 34 Comparativa de gastos.

Gasto mensual antes y después de la instalación

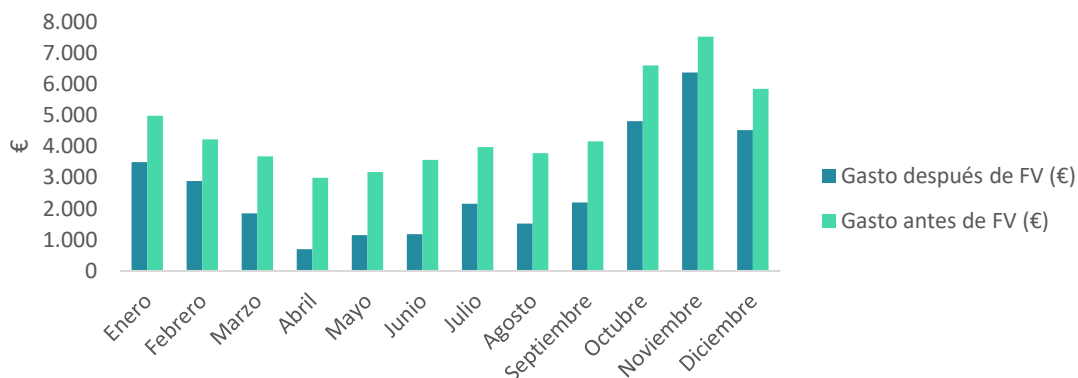


Ilustración 35 Gastos antes y después de la instalación

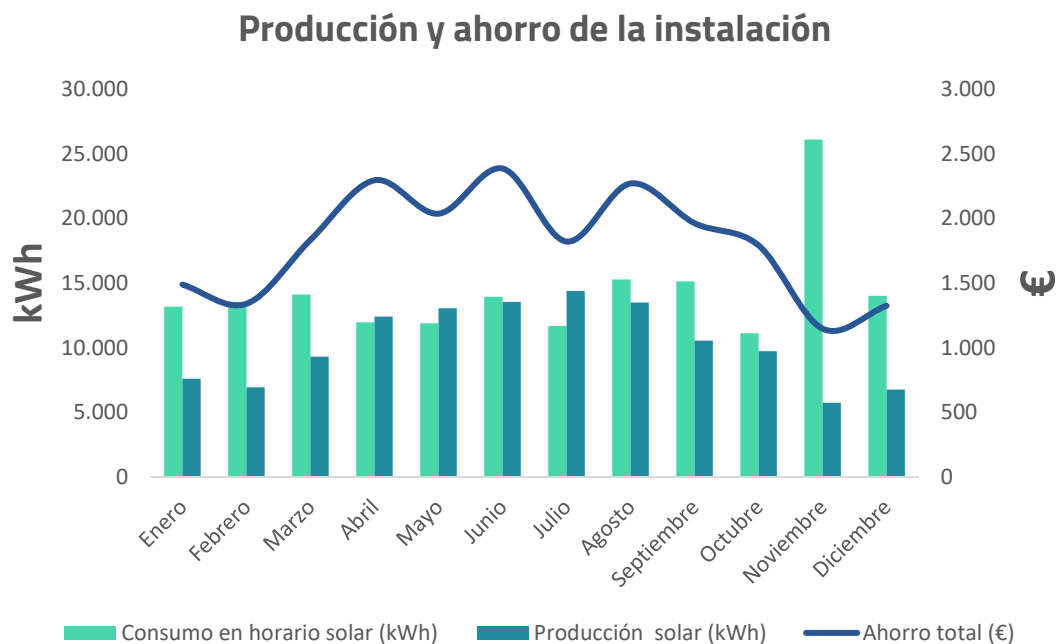


Ilustración 36 Producción y ahorro de la instalación

Se muestra a continuación el periodo de retorno que determinará si la instalación es rentable.



Ilustración 37 Periodo de retorno

Como se puede observar, la instalación se amortizará al tercer año.

El VAN de la instalación será igual a 459.247,89€, siendo la TIR igual al 35,07%.

El total de la electricidad generada (EFV) es igual a 2909937,2kWh.

El valor actual de los costes del sistema (VAC) es igual a 84902€.

El coste normalizado de la electricidad (LCOE), será igual a 0,02918€/kWh.

2.4. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

Se realizará un estudio básico de seguridad y salud debido a que en el proyecto no se cumplirán las siguientes premisas:

- El presupuesto de la obra será superior a 450.759,08€.
- La duración será superior a 30 días laborables, empleándose en algún caso más de 20 trabajadores simultáneamente.
- El volumen de mano de obra estimada, sea superior a 500.
- Se incluirán obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

Los trabajos que se realizarán en el proyecto serán la fijación de la estructura metálica para la colocación de los módulos fotovoltaicos, la instalación de los módulos fotovoltaicos y la instalación eléctrica, por ese orden.

Dentro de los trabajos a realizar se identificarán los siguientes riesgos:

- Atropellos.
- Deslizamientos de vehículos.
- Desplome de material de acopio.
- Sobreesfuerzos.
- Caídas en alturas.
- Golpes o cortes con objetos o maquinaria.
- Pisada sobre objetos punzantes.
- Caída de objetos o máquinas.
- Contactos eléctricos.
- Piso resbaladizo.
- Exposición a condiciones meteorológicas adversas.
- Cortocircuitos y arco eléctrico.

Para evitar estos riesgos en la medida de lo posible se utilizarán equipos de protección individual y colectivo, así como llevar a cabo medidas preventivas.

Los equipos de protección individual serán los siguientes:

- Guantes.
- Botas de seguridad.

- Casco homologado.
- Chaleco reflectante.
- Gafas de protección.
- Cinturón portaherramientas.
- Cinturón anticaídas en altura.

Los equipos de protección colectiva serán los siguientes:

- Vallado y señalización de la obra.
- Iluminación adecuada.
- Uso de maquinaria homologada.
- Barandilla de protección.

Las medidas preventivas que se llevarán a cabo serán las siguientes:

- Iluminación mediante portalámparas estancos con mango aislante y rejilla de protección de la bombilla. La energía eléctrica los alimentará a 24V. Las zonas de trabajo han de tener una iluminación mínima.
- Se prohibirá el conexionado de cableado eléctrico a cuadros de alimentación sin utilizar las clavijas macho-hembra.
- El acceso a planos inclinados se hará por huecos en el suelo de dimensiones nunca inferiores a 50x70 cm, con escaleras de mano que sobrepasen en un metro la altura a salvar.
- La escalera se apoyará en la cota horizontal más elevada del hueco a pasar, para reducir sensaciones de vértigo.
- Los módulos se acopiarán repartidos por los faldones para evitar sobrecargas.
- Se detendrán los trabajos sobre cubiertas cuando los vientos sean superiores a 60km/h, se produzca lluvia, helada o nieve.
- Se prohibirá circular bajo cargas suspendidas.

Se llevarán también una serie de medidas preventivas en cuanto a trabajos con electricidad.

Trabajos sin tensión: Para realizar trabajos sin tensión, se llevará a cabo el proceso de las cinco reglas de oro, garantizando la supresión de esta:

- 1ª Desconectar.
- 2ª Prevenir cualquier posible realimentación.
- 3ª Verificar la ausencia de tensión.
- 4ª Poner a tierra y en cortocircuito.

5ª Proteger frente a elementos próximos en tensión y establecer una señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo.

Para restablecer la tensión se llevará a cabo el proceso inverso:

1ª Retirada de protecciones adicionales y señalización que indica los límites de la zona de trabajo.

2ª Retirada de puesta a tierra y cortocircuito.

3ª Retirada de la señalización de los dispositivos en corte.

4ª Cierre de circuitos.

Trabajos con tensión: Estos trabajos deberán ser realizados por trabajadores cualificados, en algunos casos, deberán ser ensayados sin tensión. Se llevarán a cabo las siguientes precauciones:

-Uso de guantes aislantes adecuados.

-Evitar utilizar ropa con elementos conductores.

-Aislar las partes activas y elementos metálicos en la zona de trabajo mediante protecciones adecuadas.

-Se repondrán los fusibles con la menor carga posible, evitando así, la producción de arcos eléctricos.

2.5. ESTUDIO DE PVSYST

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 71.8 kWp

MALAGÓN - España

Author

University of Jaen (Spain)



Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.18

VC3, Simulation date:
15/09/22 19:50
with v7.2.18

University of Jaen (Spain)

Project summary

Geographical Site

MALAGÓN

España

Situation

Latitude 39.17 °N
Longitude -3.85 °W
Altitude 638 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

MALAGÓN

PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 10

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 16 / 7 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Ext. defined as file
pvsyst consumos.csv

System information

PV Array

Nb. of modules 108 units
Pnom total 71.8 kWp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Pnom total 60.0 kWac
Pnom ratio 1.197

Results summary

Produced Energy	116.2 MWh/year	Specific production	1617 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	76.93 %
Used Energy	225.4 MWh/year			Solar Fraction SF	41.65 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7
P50 - P90 evaluation	8
Cost of the system	9
Financial analysis	10
CO ₂ Emission Balance	13



General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 16 / 7 °

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition	Perez
Diffuse	Imported
Circumsolar	separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Ext. defined as file
pvsyst consumos.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
20026	17015	15124	12685	13489	15082	15926	16026	17590	27958	30970	23545	225437	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

TSM-DEG21C-20-665Wp

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

665 Wp

Number of PV modules

108 units

Nominal (STC)

71.8 kWp

Modules

6 Strings x 18 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

65.8 kWp

U mpp

625 V

I mpp

105 A

Total PV power

Nominal (STC)

72 kWp

Total

108 modules

Module area

335 m²

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

SUN2000-60KTL-M0_400Vac

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

60.0 kWac

Number of inverters

6 * MPPT 17% 1 unit

Total power

60.0 kWac

Operating voltage

200-1000 V

Max. power (=>30°C)

66.0 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.20

Total inverter power

Total power

60 kWac

Number of inverters

1 unit

Pnom ratio

1.20

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction

3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

20.0 W/m²K

Uv (wind)

0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

98 mΩ

Loss Fraction

1.5 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction

2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction

2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction

0.1 %

Module average degradation

Year no

10

Loss factor

0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion

0.4 %/year

Vmp RMS dispersion

0.4 %/year



Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, $n(\text{glass})=1.526$, $n(\text{AR})=1.290$

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 0.5 %
1.7 days,
3 periods



Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.18

VC3, Simulation date:
15/09/22 19:50
with v7.2.18

University of Jaen (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy	116.2 MWh/year	Specific production	1617 kWh/kWp/year
Used Energy	225.4 MWh/year	Performance Ratio PR	76.93 %
		Solar Fraction SF	41.65 %

Economic evaluation

Investment

Global	56586.41 EUR
Specific	0.79 EUR/Wp

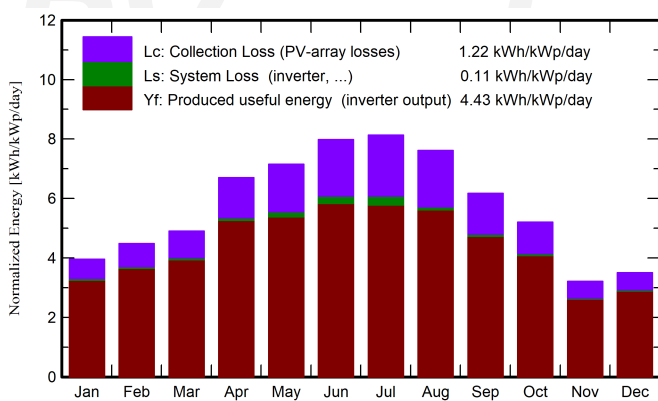
Yearly cost

Annuities	0.00 EUR/yr
Run. costs	960.91 EUR/yr
Payback period	2.7 years

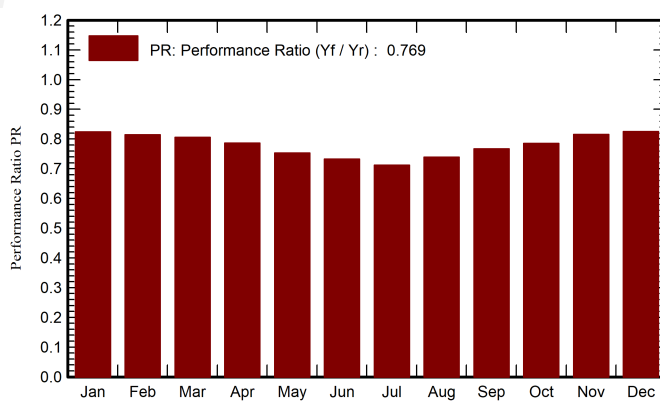
LCOE

Energy cost	0.03 EUR/kWh
-------------	--------------

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

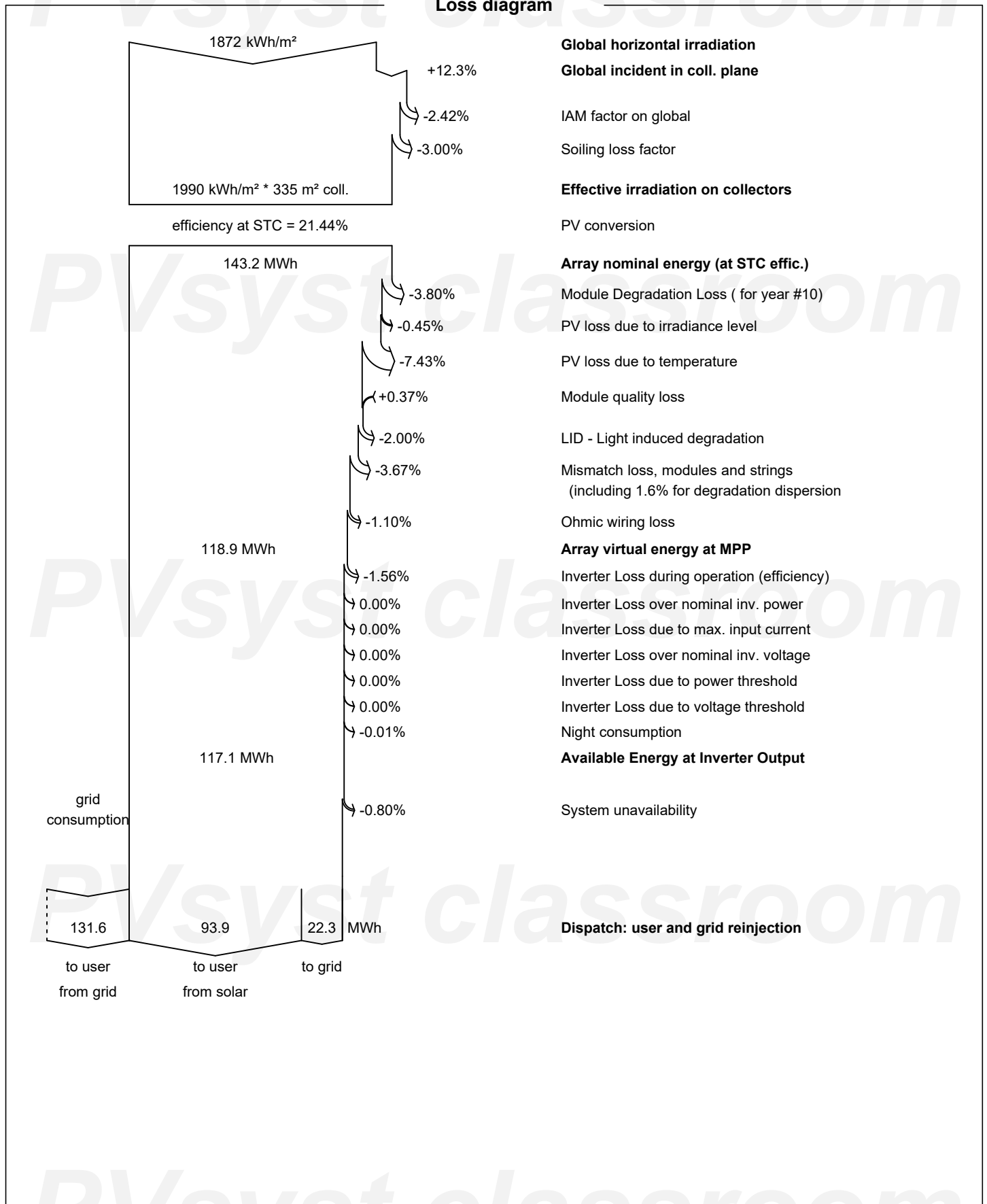
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	85.3	23.32	4.72	122.6	115.1	7.36	20.03	6.689	0.565	13.34
February	97.9	30.79	6.91	125.6	118.6	7.46	17.02	6.280	1.067	10.74
March	133.3	58.29	9.48	151.9	143.8	8.93	15.12	8.491	0.300	6.63
April	186.2	63.22	13.56	201.2	190.8	11.54	12.69	9.955	1.404	2.73
May	217.5	70.40	18.59	221.8	210.2	12.37	13.49	8.978	3.022	4.51
June	240.4	64.18	23.80	239.4	227.0	13.12	15.08	9.893	2.694	5.19
July	249.8	56.83	27.46	252.1	239.3	13.56	15.93	5.391	7.503	10.54
August	223.1	52.46	27.16	236.2	224.3	12.75	16.03	8.633	3.900	7.39
September	163.1	50.71	21.35	185.2	175.6	10.36	17.59	9.217	0.986	8.37
October	129.1	42.61	17.06	161.2	152.5	9.23	27.96	8.330	0.763	19.63
November	73.1	31.04	8.35	96.3	90.5	5.72	30.97	5.640	-0.001	25.33
December	73.4	21.97	5.03	108.8	101.9	6.54	23.55	6.388	0.055	17.16
Year	1872.3	565.80	15.34	2102.1	1989.8	118.95	225.44	93.885	22.258	131.55

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



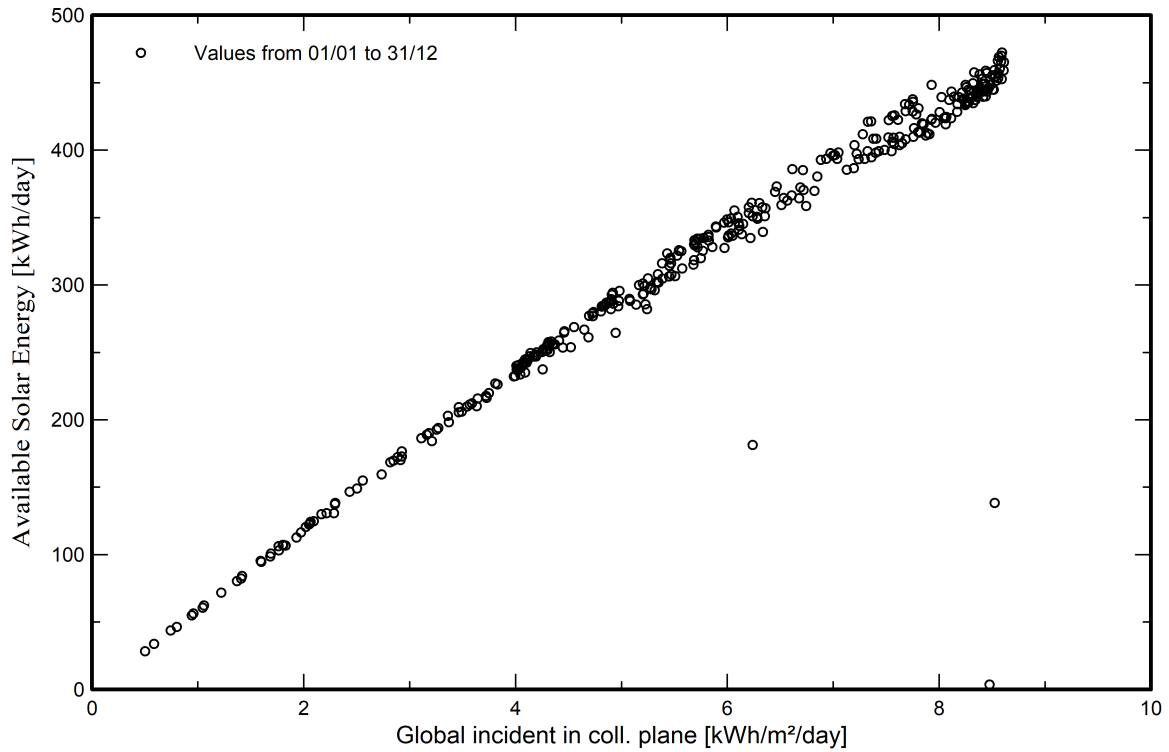
Loss diagram



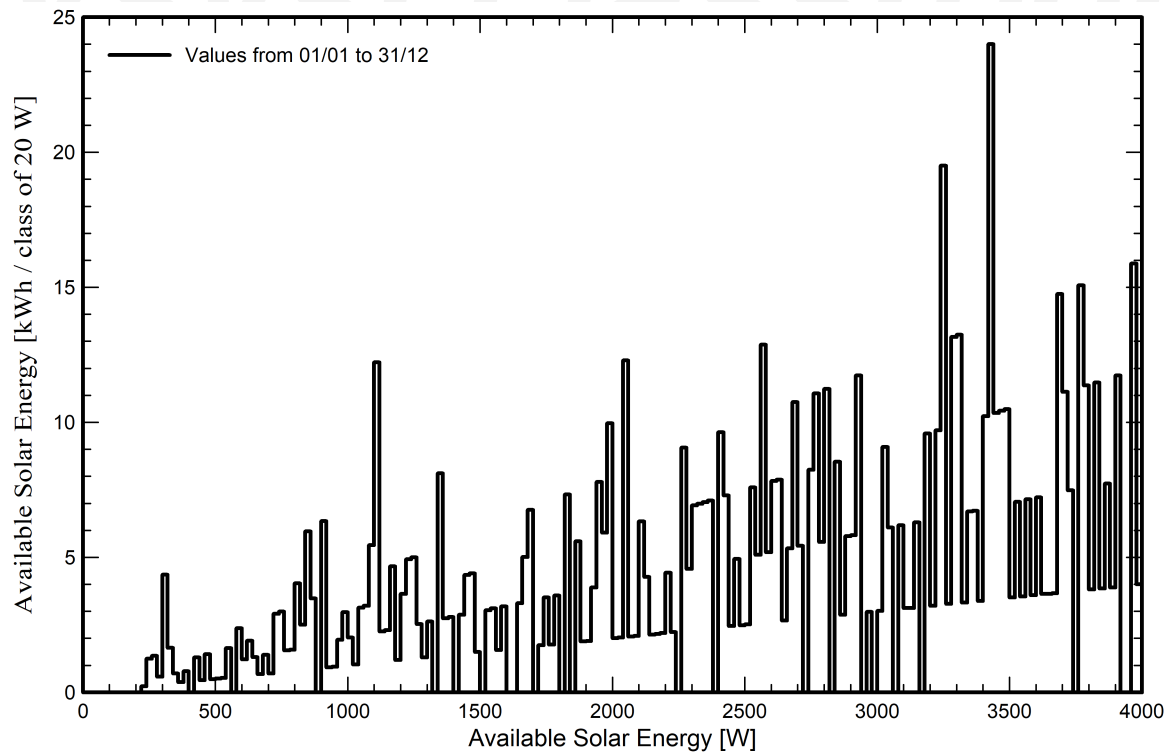


Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source PVGIS api TMY
Kind TMY, multi-year
Year-to-year variability(Variance) 2.5 %

Specified Deviation

Climate change 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 3.1 %

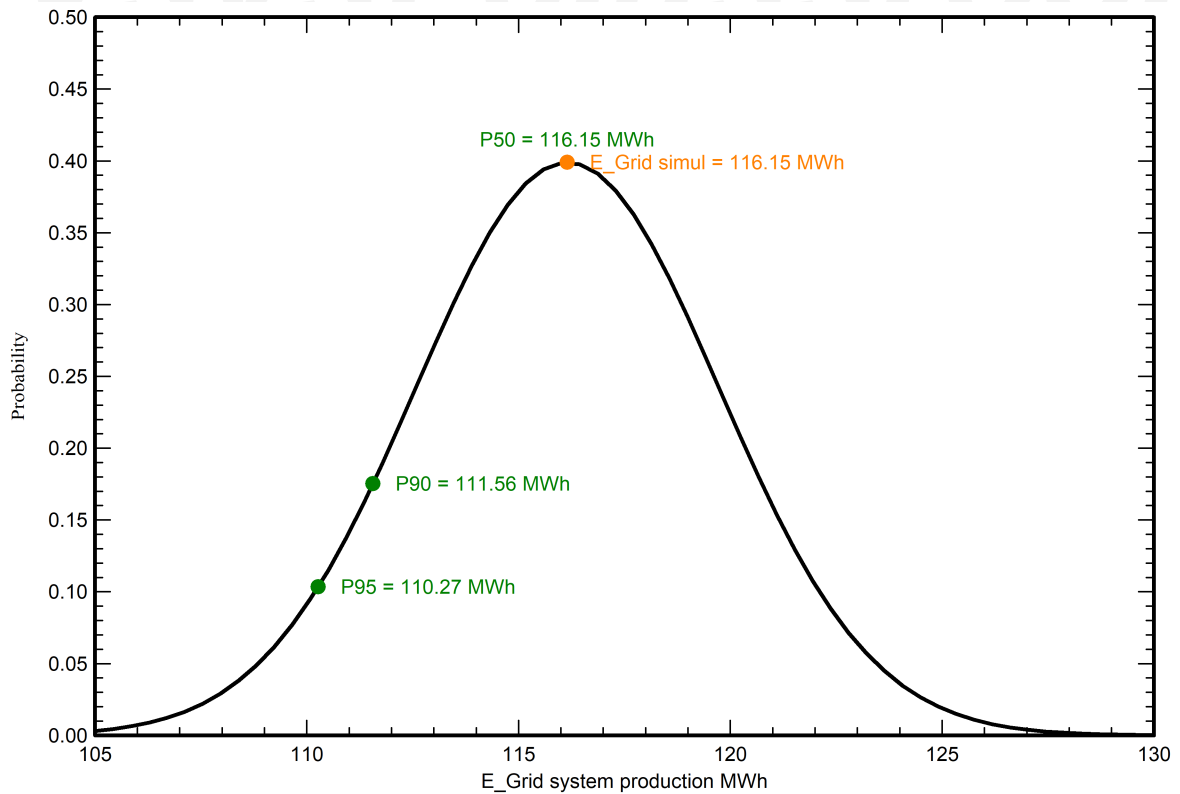
Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

Variability 3.58 MWh
P50 116.15 MWh
P90 111.56 MWh
P95 110.27 MWh

Probability distribution





Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
PV modules			
TSM-DEG21C-20-665Wp	108	265.00	28620.00
Supports for modules	108	77.93	8416.44
Inverters			
SUN2000-60KTL-M0_400Vac	1	6310.21	6310.21
Other components			
Accessories, fasteners	6	8.80	52.80
Wiring	1	4676.65	4676.65
Monitoring system, display screen	1	997.52	997.52
Measurement system, pyranometer	1	282.01	282.01
Studies and analysis			
Engineering	1	2610.00	2610.00
Installation			
Global installation cost per inverter	1	724.00	724.00
Transport	1	880.00	880.00
Insurance			
Building insurance	1	3016.78	3016.78
Total			56586.41
Depreciable asset			43399.45

Operating costs

Item	Total EUR/year
Maintenance	
Salaries	650.00
Repairs	100.00
Cleaning	300.00
Bank charges	200.00
Subsidies	-500.00
Total (OPEX)	750.00
Including inflation (2.00%)	960.91

System summary

Total installation cost	56586.41 EUR
Operating costs (incl. inflation 2.00%/year)	960.91 EUR/year
Unused energy	93.9 MWh/year
Energy sold to the grid	22.3 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.035 EUR/kWh



PVsyst V7.2.18

VC3, Simulation date:
15/09/22 19:50
with v7.2.18

University of Jaen (Spain)

Financial analysis

Simulation period

Project lifetime	25 years	Start year	2023
------------------	----------	------------	------

Income variation over time

Inflation	2.00 %/year
Production variation (aging)	0.50 %/year
Discount rate	2.00 %/year

Income dependent expenses

Income tax rate	5.00 %/year
Other income tax	5.00 %/year
Dividends	0.00 %/year

Financing

Own funds	56586.41 EUR
-----------	--------------

Electricity sale

Feed-in tariff	0.1950 EUR/kWh
Duration of tariff warranty	20 years
Annual connection tax	500.00 EUR/kWh
Annual tariff variation	+0.5 %/year
Feed-in tariff decrease after warranty	50.00 %

Self-consumption

Consumption tariff	0.2000 EUR/kWh
Tariff evolution	0.0 %/year

Return on investment

Payback period	2.7 years
Net present value (NPV)	383070.52 EUR
Return on investment (ROI)	677.0 %



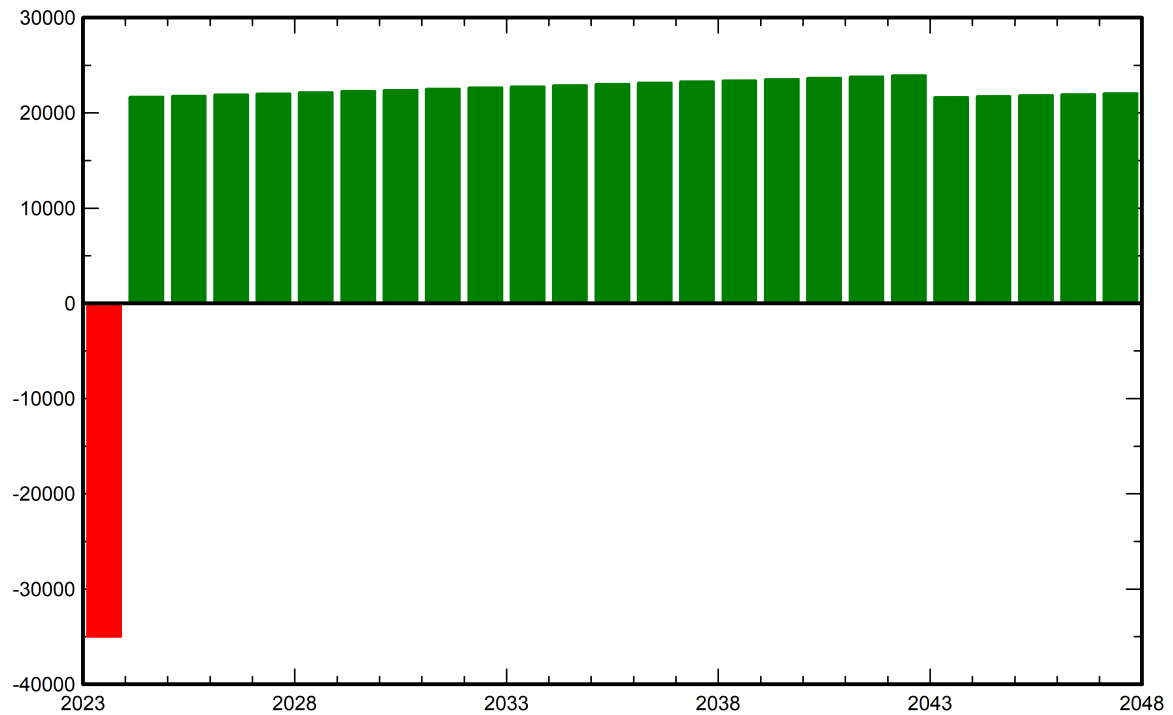
Financial analysis

Detailed economic results (EUR)

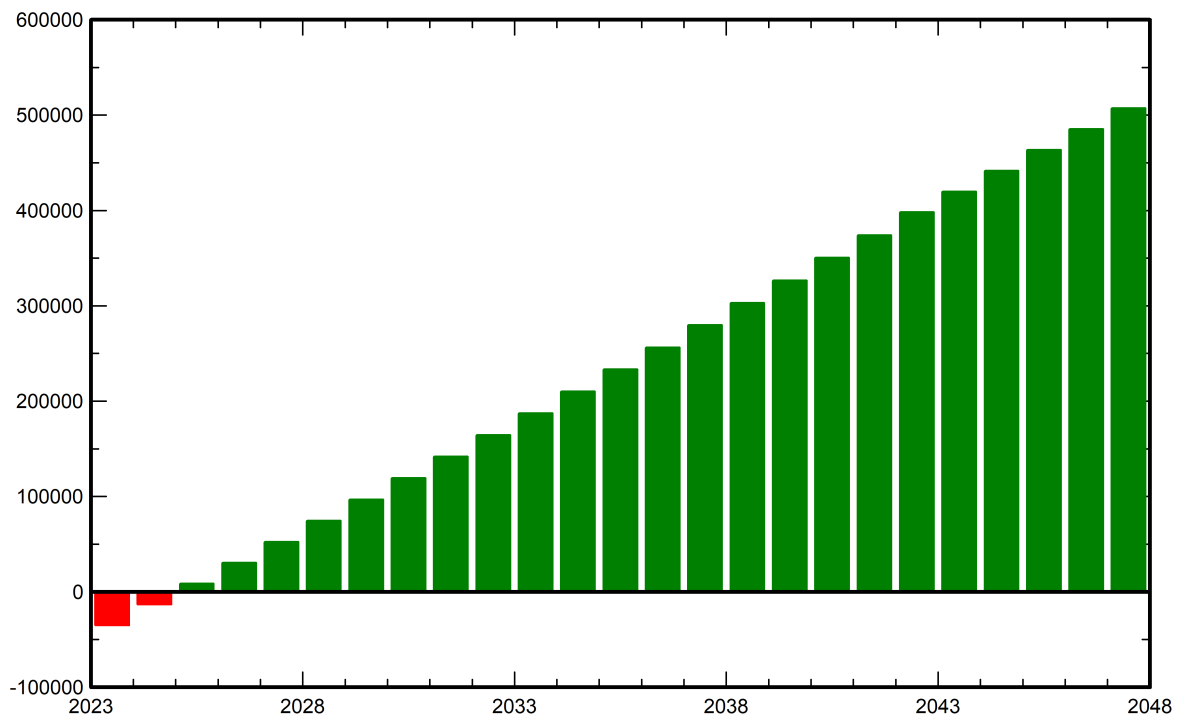
	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2023	3842	750	0	3092	309	2783	18777	-35449	37.4%
2024	3886	765	0	3121	312	2809	18871	-14611	74.2%
2025	3930	780	0	3149	315	2834	18966	5932	110.5%
2026	3974	796	0	3178	318	2860	19061	26184	146.3%
2027	4019	812	0	3207	321	2886	19156	46148	181.6%
2028	4064	828	0	3236	324	2913	19252	65829	216.3%
2029	4110	845	0	3265	327	2939	19348	85231	250.6%
2030	4156	862	0	3295	329	2965	19445	104358	284.4%
2031	4203	879	0	3324	332	2992	19542	123213	317.7%
2032	4250	896	0	3354	335	3018	19640	141800	350.6%
2033	4298	914	0	3383	338	3045	19738	160124	383.0%
2034	4346	933	0	3413	341	3072	19836	178187	414.9%
2035	4394	951	0	3443	344	3099	19936	195993	446.4%
2036	4443	970	0	3473	347	3126	20035	213547	477.4%
2037	4493	990	0	3503	350	3153	20135	230850	508.0%
2038	4543	1009	0	3534	353	3180	20236	247908	538.1%
2039	4594	1030	0	3564	356	3208	20337	264723	567.8%
2040	4645	1050	0	3594	359	3235	20439	281298	597.1%
2041	4696	1071	0	3625	363	3263	20541	297638	626.0%
2042	4748	1093	0	3656	366	3290	20644	313745	654.5%
2043	2137	1114	0	1023	102	921	20747	328041	679.7%
2044	2150	1137	0	1014	101	912	20851	342118	704.6%
2045	2164	1159	0	1004	100	904	20955	355980	729.1%
2046	2177	1183	0	994	99	895	21060	369630	753.2%
2047	2190	1206	0	984	98	886	21165	383071	777.0%
Total	96453	24023	0	72431	7243	65188	498713	383071	777.0%



Financial analysis
Yearly net profit (EUR)



Cumulative cashflow (EUR)





CO₂ Emission Balance

Total: 861.9 tCO₂

Generated emissions

Total: 5.82 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below:

Replaced Emissions

Total: 1000.1 tCO₂

System production: 116.15 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

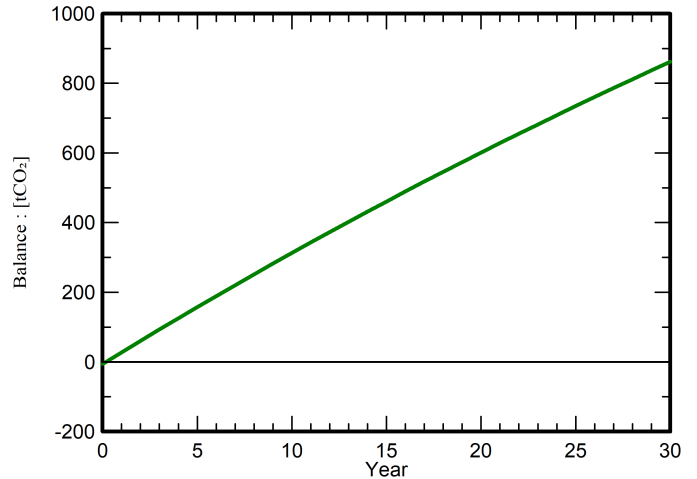
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

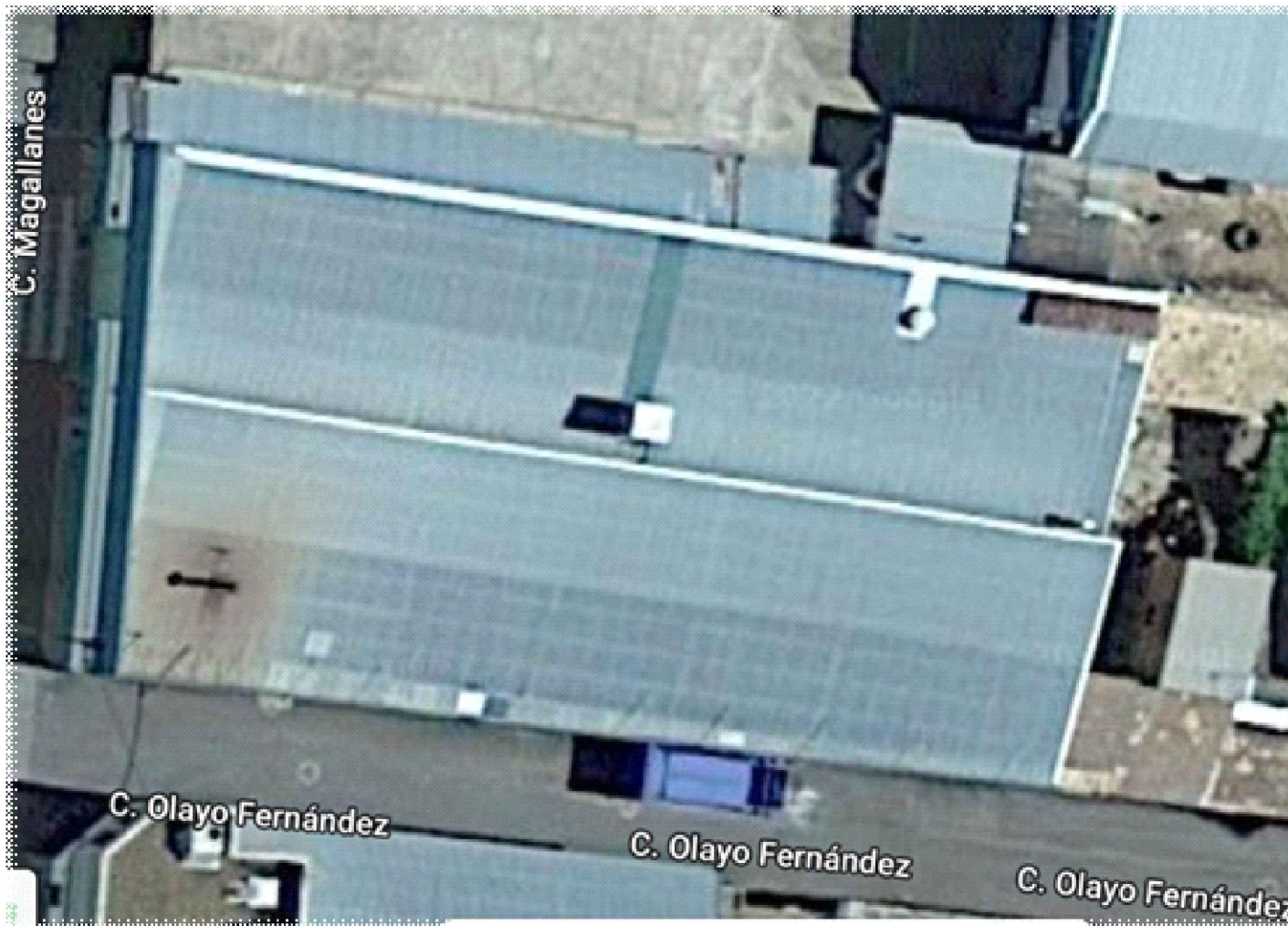
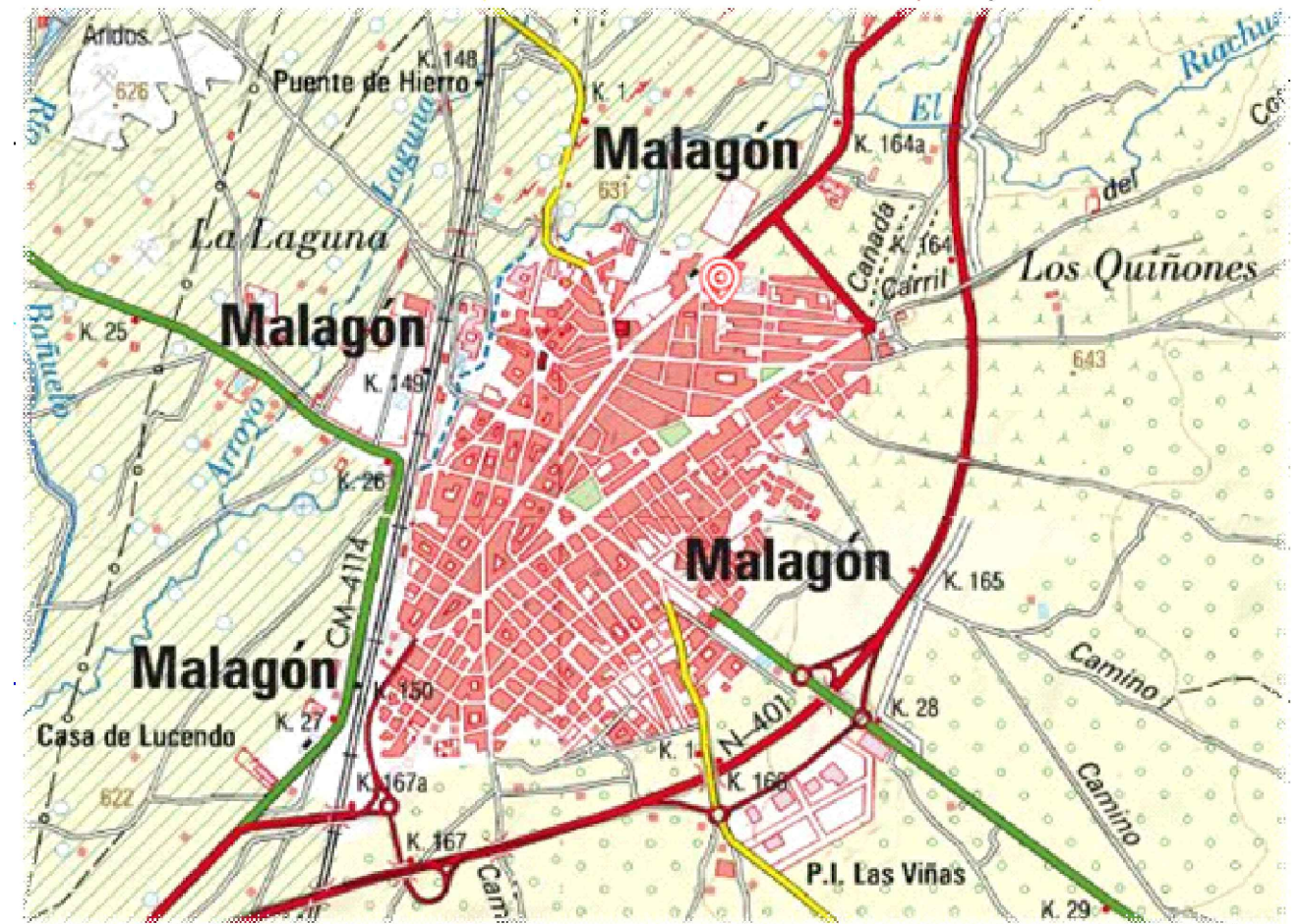
Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

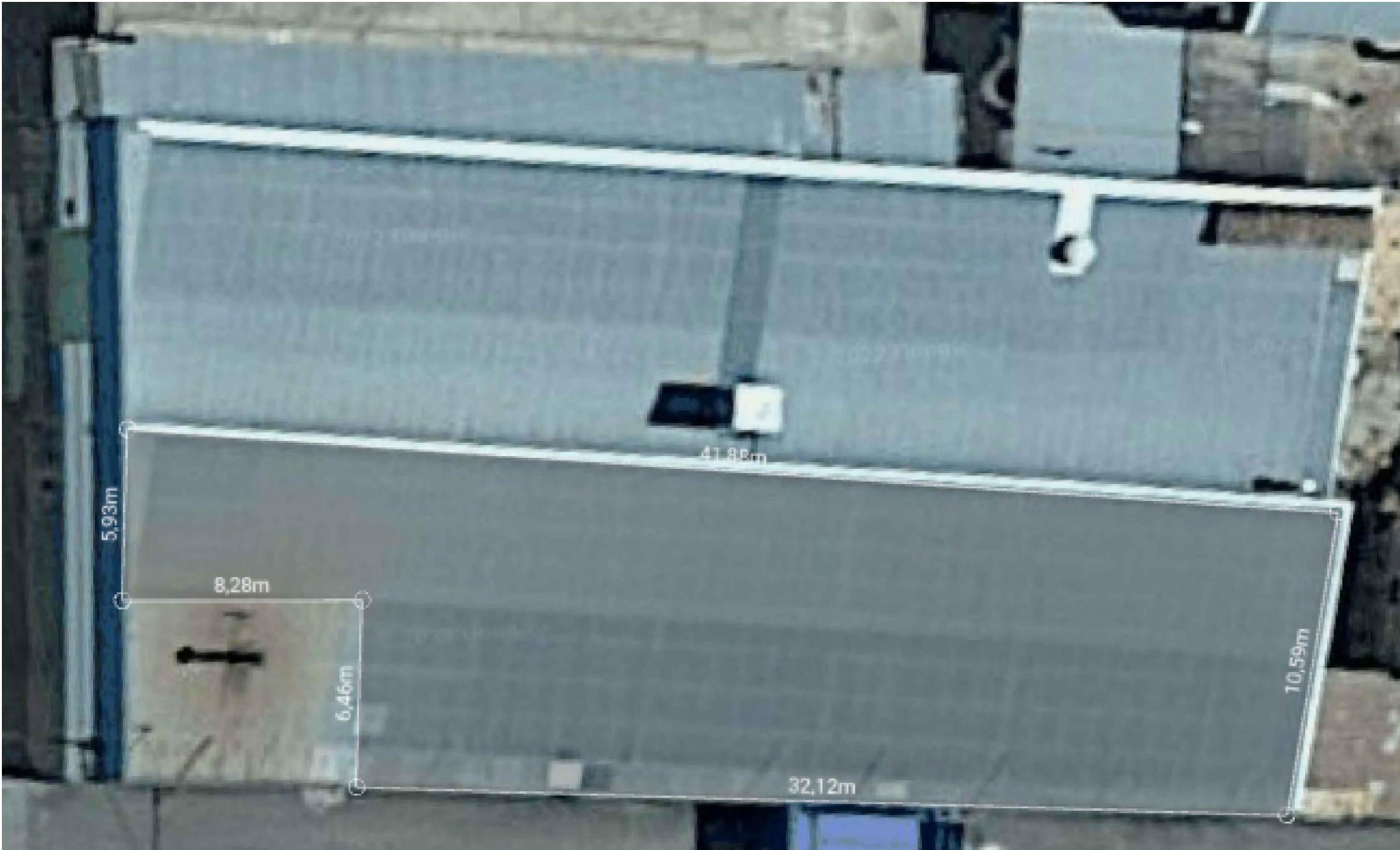
Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1030 kgCO ₂ /kWp	5.32 kWp	5481
Supports	1.91 kgCO ₂ /kg	80.0 kg	153
Inverters	190 kgCO ₂ /units	1.00 units	190

3. PLANOS

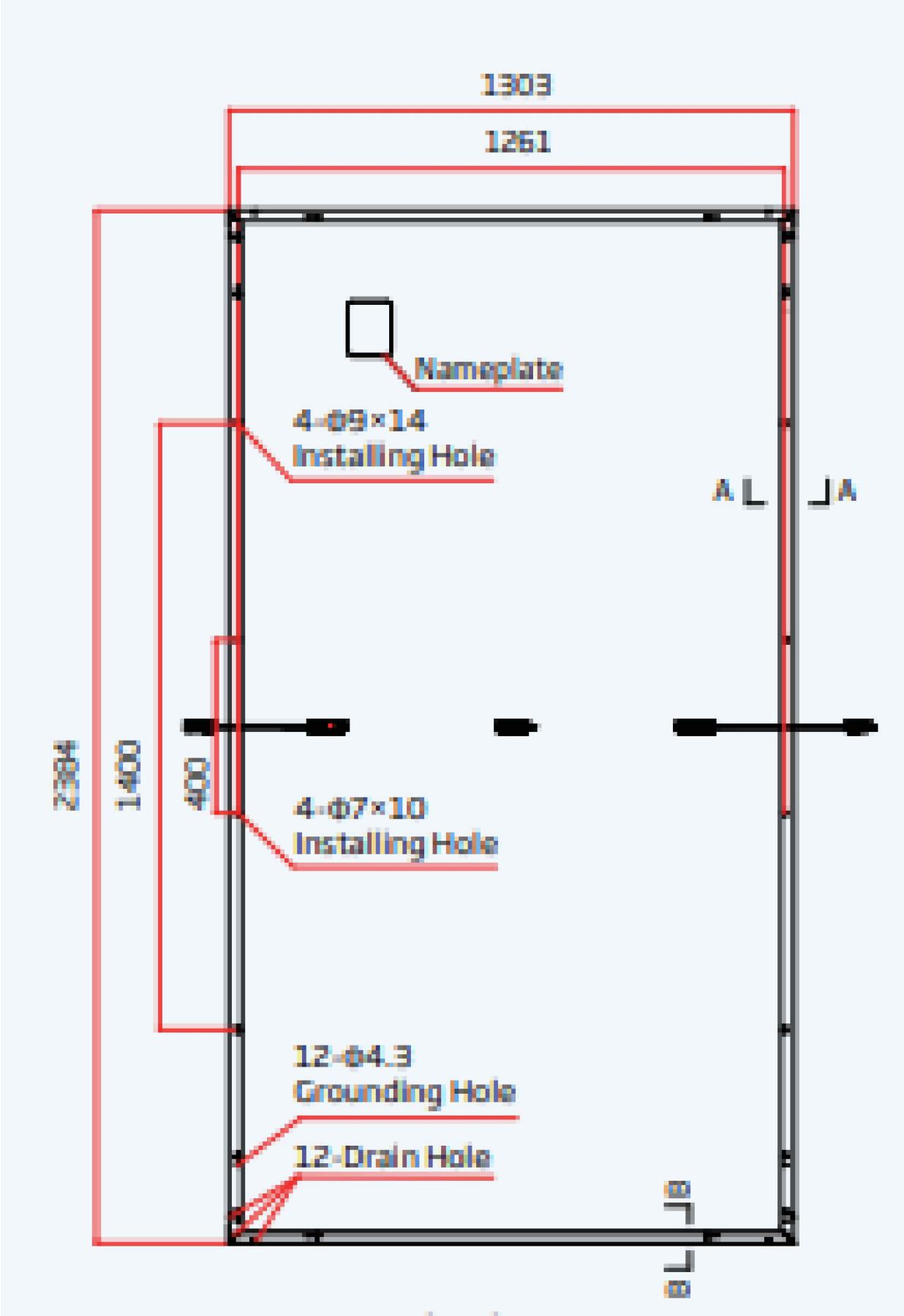


UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN:
Calle Magallanes 5, Malagón (Ciudad Real)
Referencia catastral: 6865601VJ2366N0001UT
Longitud: 3º 51' 17" O
Latitud: 39º 10' 18" N

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	CENTRO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO	
DIBUJADO		ALBERTO			
COMPROBADO		RODRÍGUEZ			
		FERNÁNDEZ			
ESCALA: VARIAS	VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ORIENTADA AL AUTOCONSUMO EN INDUSTRIA DEL SECTOR ALIMENTARIO Situación y emplazamiento			Nº PLANO 1	
				SUSTITUYE A:	
				SUSTITUIDO POR:	

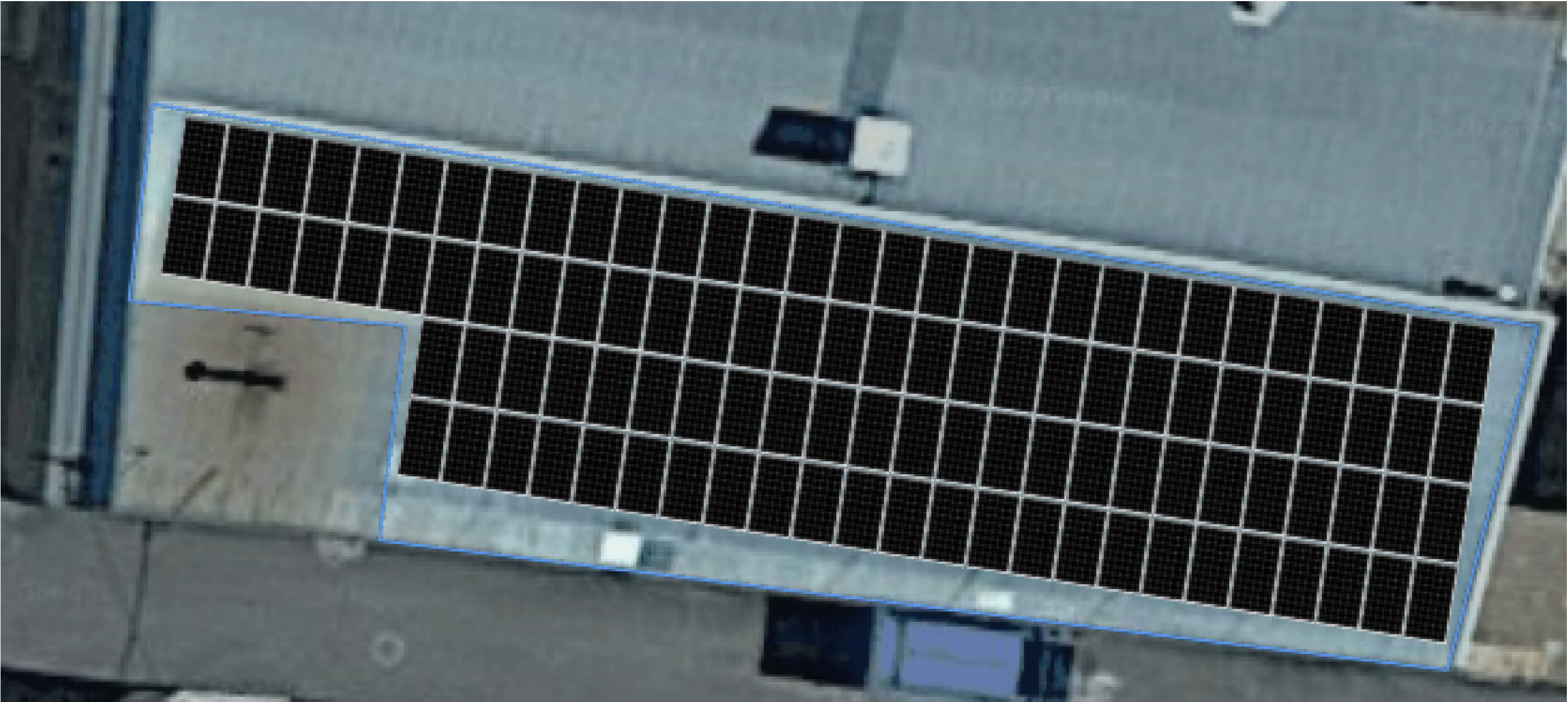


	FECHA	NOMBRE	FIRMA	CENTRO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO	
DIBUJADO		ALBERTO			
COMPROBADO		RODRÍGUEZ			
		FERNÁNDEZ			
ESCALA: 1:200	VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ORIENTADA AL AUTOCONSUMO EN INDUSTRIA DEL SECTOR ALIMENTARIO Espacio disponible			Nº PLANO 2	
				SUSTITUYE A:	
				SUSTITUIDO POR:	

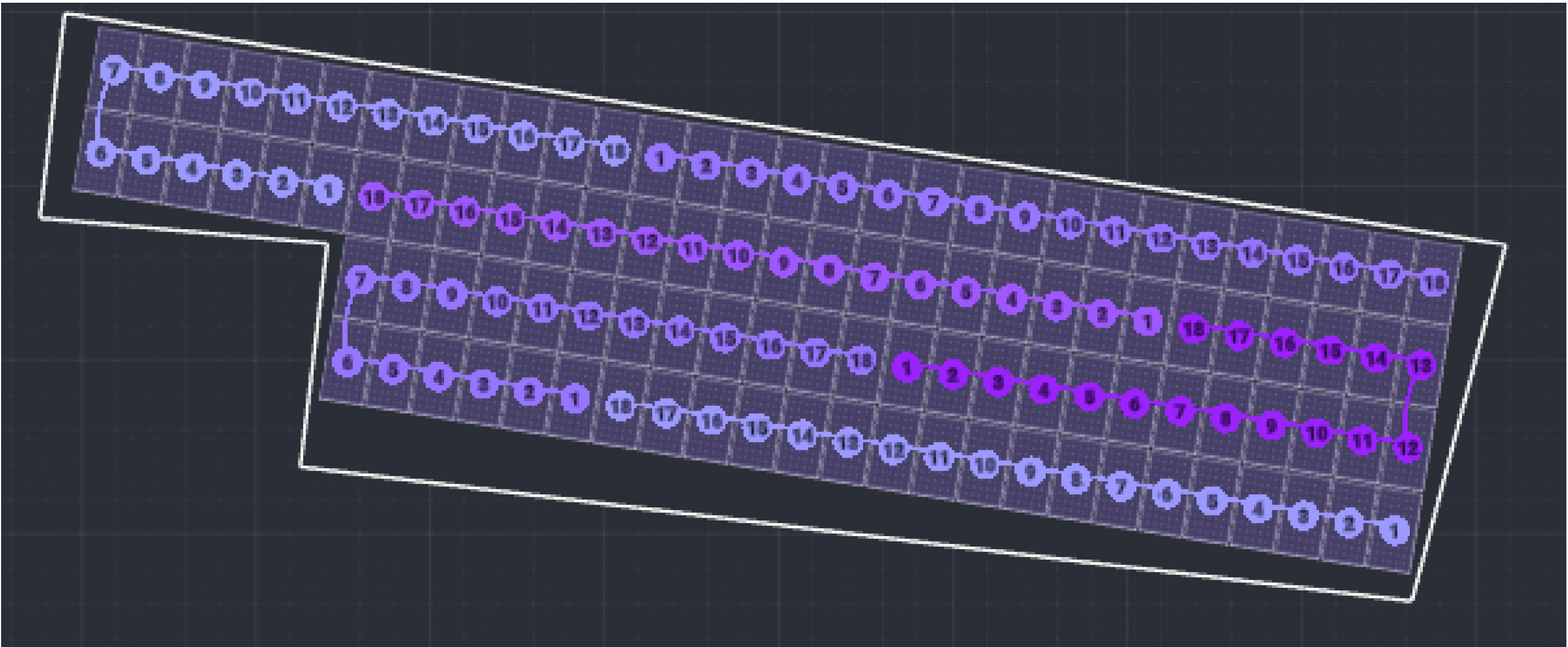


$P_{max}: 700W$
 $V_{mpp}: 38,2V$
 $V_{oc}: 46,1V$
 $I_{mpp}: 17,55A$
 $I_{sc}: 18,62A$

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	CENTRO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
DIBUJADO		ALBERTO		
COMPROBADO		RODRÍGUEZ		
		FERNÁNDEZ		
ESCALA:	VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ORIENTADA AL AUTOCONSUMO EN INDUSTRIA DEL SECTOR ALIMENTARIO Dimensiones módulo fotovoltaico			Nº PLANO
S/E				3
				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:

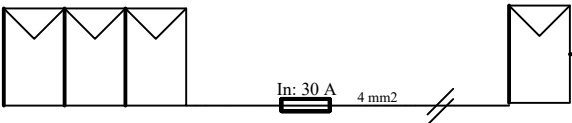


	FECHA	NOMBRE	FIRMA	CENTRO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO	
DIBUJADO		ALBERTO			
COMPROBADO		RODRÍGUEZ			
		FERNÁNDEZ			
ESCALA: 1:200	VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ORIENTADA AL AUTOCONSUMO EN INDUSTRIA DEL SECTOR ALIMENTARIO Implantación			Nº PLANO 4	
				SUSTITUYE A:	
				SUSTITUIDO POR:	

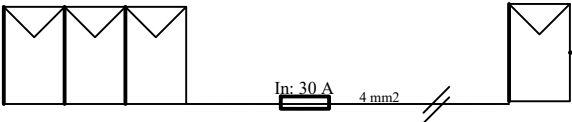


	FECHA	NOMBRE	FIRMA	CENTRO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
DIBUJADO		ALBERTO		
COMPROBADO		RODRÍGUEZ		
		FERNÁNDEZ		
ESCALA: 1:200	VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ORIENTADA AL AUTOCONSUMO EN INDUSTRIA DEL SECTOR ALIMENTARIO Distribución de strings			Nº PLANO 5
				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:

STRING 1
18 MÓDULOS EN SERIE



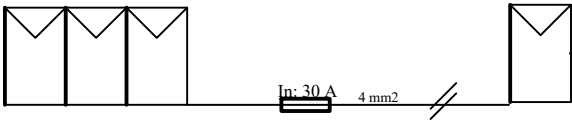
STRING 2
18 MÓDULOS EN SERIE



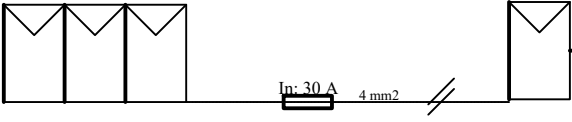
STRING 3
18 MÓDULOS EN SERIE



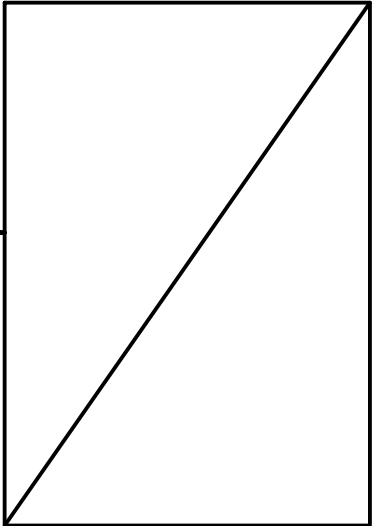
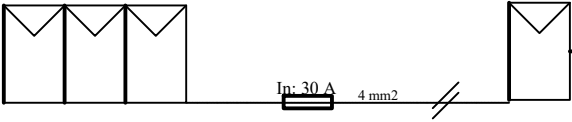
STRING 4
18 MÓDULOS EN SERIE



STRING 5
18 MÓDULOS EN SERIE

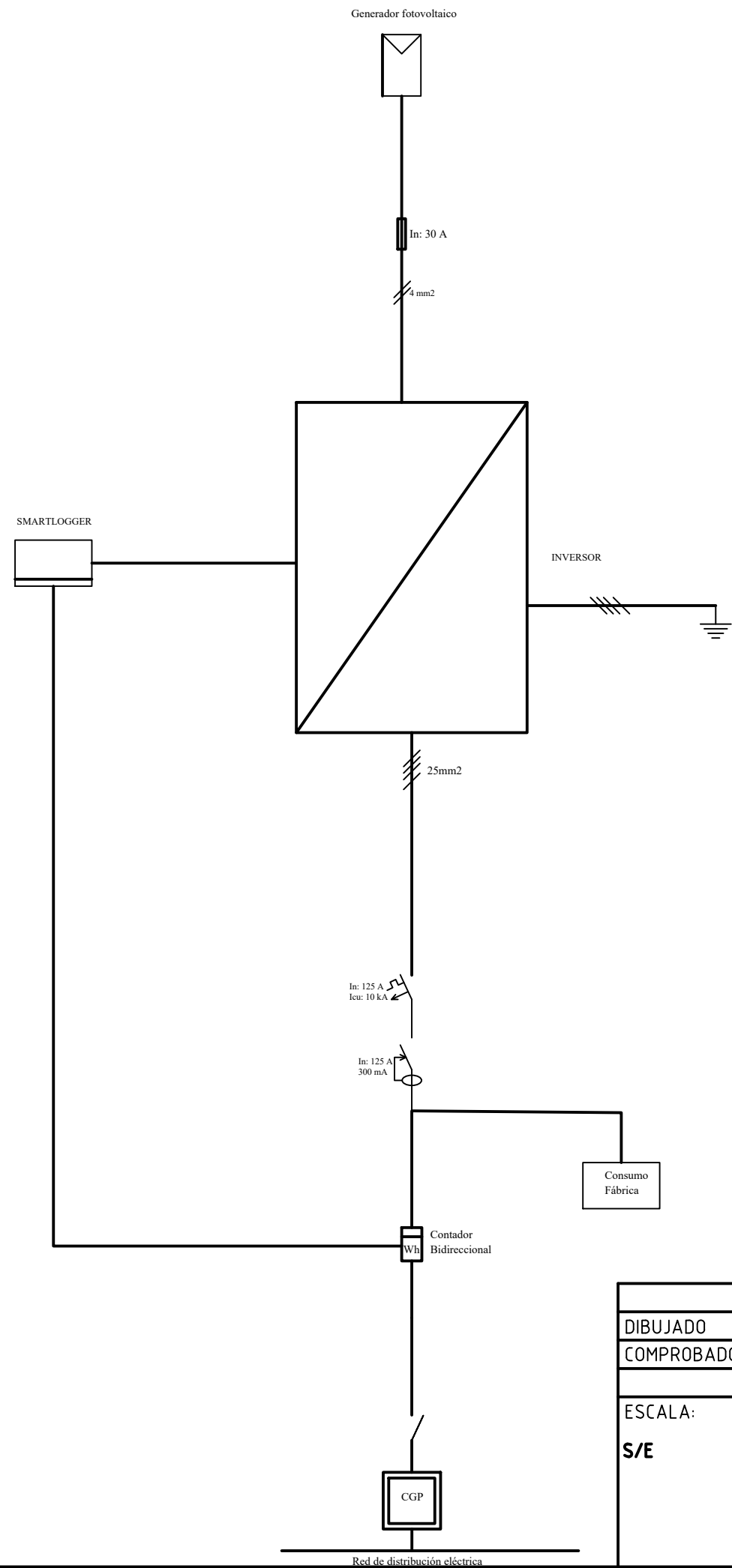


STRING 6
18 MÓDULOS EN SERIE



INVERSOR
MPPT:
[200-1000]V
ImaxMPPT: 22A
ImaxCC: 30A
6 MPPT
2 entradas por MPPT

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	CENTRO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO	
DIBUJADO		ALBERTO			
COMPROBADO		RODRÍGUEZ			
		FERNÁNDEZ			
ESCALA: S/E	VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ORIENTADA AL AUTOCONSUMO EN INDUSTRIA DEL SECTOR ALIMENTARIO Instalación de corriente continua			Nº PLANO 6	
				SUSTITUYE A:	
				SUSTITUIDO POR:	



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	CENTRO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
DIBUJADO		ALBERTO		
COMPROBADO		RODRÍGUEZ		
		FERNÁNDEZ		
ESCALA: S/E	VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA ORIENTADA AL AUTOCONSUMO EN INDUSTRIA DEL SECTOR ALIMENTARIO Esquema unifilar			Nº PLANO 7
				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:

4. PLIEGO DE CONDICIONES

4.1. OBJETO

El objeto de este pliego de condiciones será fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE. Valorará la calidad del rendimiento, producción e integración de la instalación. Se incluirán los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que formen parte de la instalación.

4.2. GENERALIDADES

Este pliego será de aplicación a todas las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Estas instalaciones deberán cumplir la siguiente normativa:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

4.3. DISEÑO

En el diseño de la instalación deberán cumplirse las siguientes premisas:

- Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo.
- El sistema de monitorización proporcionará medidas como mínimo de las siguientes variables:
Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
Voltaje de fase en la red, potencia total de salida del inversor.

Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.

Temperatura ambiente en la sombra.

Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5kWp.

Temperatura de los módulos en integración arquitectónica.

-Los datos se presentarán en forma de medidas horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants -Document A", Report EUR16338 EN.

-El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

4.4. COMPONENTES Y MATERIALES

GENERADOR FOTOVOLTAICO:

- Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos, como a materiales exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

- La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

- El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

- El funcionamiento de estas instalaciones 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.

- 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, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

- Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

- Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

- Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

- El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

- Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

ESTRUCTURA SOPORTE:

- Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

- La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

- 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 indicaciones del fabricante.

- 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 estructura.
- La tornillería será realizada en acero inoxidable.
- Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

INVERSOR:

- Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

-El principio de funcionamiento del inversor deberá ser la fuente de corriente, deberá ser autoconmutados, deberá seguir el punto de máxima potencia y deberán impedir su funcionamiento en modo isla. Será necesario que cumplan la siguiente normativa:

UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.

UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

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

- Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética incorporando protecciones frente a cortocircuitos en corriente alterna, tensión y frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones y perturbaciones presentes en la red. Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

- Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

- Incorporarán al menos controles manuales de encendido y apagado general y conexión y desconexión del inversor a la interfaz de corriente alterna.
- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente.
- El autoconsumo de los equipos en modo nocturno deberá ser inferior al 2% de su potencia nominal de salida.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

CABLEADO:

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

CONEXIÓN A RED:

- Todas las instalaciones de hasta 100kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión.

MEDIDAS:

- Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

PROTECCIONES:

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS:

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.
- Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

MEDIDAS DE SEGURIDAD:

- Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.
- La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.
- Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites

de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

4.5. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

- El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.
- Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.
- Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este pliego de condiciones, serán como mínimo las siguientes:

Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- El instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

4.6. GARANTÍAS

- La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.
- El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.
- Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para

cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

- La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

- Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

- Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

- Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

- El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

- Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

5. PRESUPUESTO

V - Presupuesto

TFM.

Proyecto: TFM.
Promotor:
Situación:

:

V Presupuesto

Capítulo Nº 1 INGENIERÍA Y ESTUDIOS

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
Parcial Nº 1 INGENIERÍA Y ESTUDIOS :					2.610,00

Proyecto: TFM.
Promotor:
Situación:

V Presupuesto

Capítulo Nº 2 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
2.1		MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
		Total :	108,000	265,00	28.620,00
2.2		CONECTORES MC4			
		Total :	6,000	8,80	52,80
2.3		INVERSOR			
		Total :	1,000	6.310,21	6.310,21
2.4		VATÍMETRO			
		Total :	1,000	282,01	282,01
2.5		SMARTLOGGER			
		Total :	1,000	997,52	997,52
2.6		ESTRUCTURA			
		Total :	1,000	8.416,00	8.416,00
Parcial Nº 2 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA :					44.678,54

Proyecto: TFM.
 Promotor:
 Situación:

V Presupuesto

Capítulo Nº 3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
3.1		CABLEADO CC			
		Total :	360,000	5,23	1.882,80
3.2		CABLEADO DE PUESTA A TIERRA			
		Total :	10,000	9,21	92,10
3.3		CANALIZACIÓN CC			
		Total :	360,000	3,89	1.400,40
3.4		FUSIBLE			
		Total :	12,000	4,24	50,88
3.5		BASE PORTAFUSIBLES			
		Total :	12,000	11,24	134,88
3.6		CABLEADO CA			
		Total :	10,000	11,13	111,30
3.7		INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO			
		Total :	1,000	330,54	330,54
3.8		INTERRUPTOR DIFERENCIAL			
		Total :	1,000	198,50	198,50
3.9		CUADRO ELÉCTRICO			
		Total :	1,000	29,10	29,10
3.10		ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA			
		Total :	1,000	21,15	21,15
3.11		MATERIAL AUXILIAR			
		Total :	1,000	425,00	425,00
Parcial Nº 3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA :					4.676,65

Proyecto: TFM.
Promotor:
Situación:

V Presupuesto

Capítulo Nº 4 MANO DE OBRA

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
4.1		OFICIAL 1ª ELECTRICISTA			
		Total :	2,000	36,00	72,00
4.2		AYUDANTE ELECTRICISTA			
		Total :	2,000	18,00	36,00
4.3		OFICIAL 1ª INSTALADOR DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
		Total :	4,000	44,00	176,00
4.4		AYUDANTE INSTALADOR DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
		Total :	20,000	22,00	440,00
		Parcial Nº 4 MANO DE OBRA :			724,00

Proyecto: TFM.
Promotor:
Situación:

:

V Presupuesto

Capítulo Nº 5 ALQULER DE MAQUINARIA

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
Parcial Nº 5 ALQULER DE MAQUINARIA :					880,00

Proyecto: TFM.
Promotor:
Situación:

:

V Presupuesto

Capítulo Nº 6 SEGURIDAD Y SALUD

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
6.1		PROTECCIÓN INDIVIDUAL			
			Total :	1,000	2.478,14
					2.478,14
6.2		PROTECCIÓN COLECTIVA			
			Total :	1,000	538,64
					538,64
			Parcial Nº 6 SEGURIDAD Y SALUD :		3.016,78

Proyecto: TFM.
Promotor:
Situación:

V Presupuesto

Presupuesto de ejecución material

1 INGENIERÍA Y ESTUDIOS	2.610,00
2 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	44.678,54
3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA	4.676,65
4 MANO DE OBRA	724,00
5 ALQUILER DE MAQUINARIA	880,00
6 SEGURIDAD Y SALUD	3.016,78
Total	56.585,97

Asciende el presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de CINCUENTA Y SEIS MIL QUINIENTOS OCHENTA Y CINCO EUROS CON NOVENTA Y SIETE CÉNTIMOS.