



UNIVERSIDAD DE JAÉN  
*Escuela Politécnica Superior de Jaén*

Trabajo Fin de Grado

# **DIMENSIONADO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ORIENTADO AL AUTOCONSUMO EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR**

**Alumno: Mario Escobar Sánchez**

Tutor: Prof. D. Gustavo Nofuentes Garrido  
Dpto: Ingeniería Electrónica y Automática

**Julio, 2023**



**UNIVERSIDAD DE JAÉN**  
*Escuela Politécnica Superior de Jaén*

**Trabajo de Fin de Grado**

Don Gustavo Eduardo Nofuentes Garrido, tutor del Proyecto Fin de Carrera titulado: DIMENSIONADO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ORIENTADO AL AUTOCONSUMO EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR, que presenta Mario Escobar Sánchez, autoriza su presentación para defensa y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, Julio de 2023

El alumno:

Mario Escobar Sánchez

El tutor:

**NOFUENTES  
GARRIDO  
GUSTAVO  
EDUARDO -  
25998627W**

Firmado digitalmente  
por NOFUENTES  
GARRIDO GUSTAVO  
EDUARDO -  
25998627W  
Fecha: 2023.06.30  
19:12:57 +02'00'

Gustavo Eduardo Nofuentes Garrido

## RESUMEN

Este Trabajo Fin de Grado (TFG) tiene como principal objetivo el diseño de la ingeniería básica —y hasta un alto grado, la de detalle— de una instalación fotovoltaica conectada a la red orientada al autoconsumo con excedentes acogida al mecanismo de compensación simplificada en una vivienda unifamiliar, localizada en Jaén (España). Se pretende que la referida instalación combine adecuadamente tanto la viabilidad técnica como la económica y financiera.

A este fin, se ha partido de datos reales de consumo eléctrico horario de la vivienda unifamiliar recogidos durante tres años y del espacio disponible para la instalación del campo fotovoltaico en una parcela en los alrededores de la vivienda. A continuación, y con ayuda de la herramienta Excel, se ha realizado un análisis que ha abordado aspectos energéticos, económicos y financieros relativos a varias configuraciones de sistemas fotovoltaicos conectados a la red destinados a la vivienda en cuestión. El referido análisis ha permitido escoger la opción que mejor combina la viabilidad técnica con la rentabilidad económica y viabilidad financiera. Posteriormente se ha procedido al dimensionado de los distintos elementos que integran la opción escogida, de acuerdo con la normativa técnica y administrativa aplicable a este tipo de instalaciones.

## ABSTRACT

The main objective of this Final Degree Project (TFG) is the design of the basic engineering -and, to a large extent, the detailed engineering- of a self-consumption photovoltaic grid-connected system, with electricity surpluses within the framework of simplified compensation, in a single-family house, located in Jaén (Spain). The installation in question is intended to suitably combine both technical and economic and financial viability.

To this end, the starting point was the real hourly electricity consumption data of the single-family house collected over three years and the space available for the installation of the photovoltaic field on a plot in the vicinity of the house. Then, with the help of the Excel tool, an analysis was carried out that addressed the energy, economic and financial aspects of various options for grid-connected PV systems for the house in question. This analysis enabled the choice of the option that best combines technical feasibility with economic profitability and financial viability. Subsequently, the different elements that make up the chosen option were sized in accordance with the technical and administrative regulations applicable to this type of installations.

## ÍNDICE GENERAL

<b>DOCUMENTO Nº1: MEMORIA</b> .....	10
1.1. Introducción .....	11
1.1.1. Autoconsumo fotovoltaico.....	12
1.2. Objeto y alcance del documento.....	13
1.3. Legislación aplicable.....	14
1.4. Definiciones y nomenclatura.....	17
1.4.1. Definiciones .....	17
1.4.2. Nomenclatura .....	18
1.5. Situación y emplazamiento.....	21
1.6. Elementos de la instalación .....	22
1.6.1. Generador fotovoltaico.....	23
1.6.2. Soporte .....	24
1.6.3. Inversor.....	25
1.6.4. Cables eléctricos.....	28
1.6.4.1. Circuito de corriente continua .....	28
1.6.4.2. Circuito de corriente alterna.....	29
1.6.5. Protecciones .....	29
1.6.5.1. Circuito de corriente continua .....	29
1.6.5.2. Circuito de corriente alterna.....	30
1.6.5.3. Puesta a tierra .....	31
1.6.6. Equipo de medida. Contador.....	32
1.7. Breve justificación de la solución adoptada .....	32
1.8. Orden de prioridad de los documentos .....	34
1.9. Resumen del presupuesto .....	34
1.10. Conclusiones.....	35
1.11. Bibliografía .....	36
1.11.1. Referencias.....	36
1.11.2. Páginas web consultadas .....	36
<b>DOCUMENTO Nº2: ANEXOS</b> .....	38
2.1. Anexo I: Estudio de distintas opciones de diseño: análisis energético y económico.....	39
2.1.1. Datos de consumo .....	39
2.1.2. Análisis energético.....	41
2.1.2.1. PVGIS .....	41

2.1.2.2. Año de consumo típico .....	42
2.1.2.3. Años típicos de producción eléctrica .....	42
2.1.2.4. Balances energéticos .....	43
2.1.3. Análisis económico .....	43
2.1.3.1. Régimen económico.....	44
2.1.3.2. Balances económicos.....	44
2.1.4. Viabilidad económica y financiera .....	45
2.1.5. Solución adoptada para el SFCR contemplado en este proyecto.....	47
2.1.5.1. Datos generales, de explotación y de financiación .....	50
2.1.5.2. Dimensión financiera de la inversión .....	51
2.1.5.3. Plazo de recuperación con descuento (DPBT) .....	51
2.1.5.4. Dimensión financiera de la financiación.....	52
2.1.5.5. Tesorerías .....	52
2.1.5.6. Análisis e interpretación de los resultados .....	53
2.2. Anexo II: Cálculos justificativos.....	53
2.2.1. Consideraciones previas al diseño del SFCR.....	53
2.2.2. Diseño del SFCR (opción A) .....	54
2.2.2.1. Dimensionado del inversor (opción A) .....	54
2.2.2.2. Módulo fotovoltaico (opción A).....	54
2.2.2.3. Dimensionado del generador fotovoltaico (opción A).....	55
2.2.3. Diseño del SFCR (opción B) .....	57
2.2.3.1. Dimensionado del inversor (opción B) .....	57
2.2.3.2. Módulo fotovoltaico (opción B).....	57
2.2.3.3. Dimensionado del generador fotovoltaico (opción B).....	57
2.2.4. Configuración definitiva del SFCR.....	59
2.2.5. Distancia mínima entre módulos FV.....	61
2.2.6. Estructura soporte.....	62
2.2.7. Dimensionado del cableado eléctrico.....	63
2.2.7.1. Circuito de corriente continua. Cableado .....	63
2.2.7.2. Circuito de corriente alterna (AC). Cableado .....	66
2.2.8. Cálculo de protecciones.....	68
2.2.8.1. Protecciones en el circuito de corriente continua.....	69
2.2.8.2. Protecciones en el circuito de corriente alterna .....	70
2.2.8.3. Cálculo de la instalación de puesta a tierra .....	71

2.2.9. Equipo de medida. Contador.....	72
2.3. Anexo III: Documentación técnica.....	73
2.3.1. Módulo fotovoltaico .....	73
2.3.2. Inversor.....	75
2.3.3. Cable eléctrico DC .....	77
2.3.4. Cable eléctrico AC .....	79
2.3.5. Estructura soporte.....	83
2.3.6. Fusibles .....	91
2.3.7. Interruptor magnetotérmico.....	95
2.3.8. Interruptor diferencial .....	97
2.4. Anexo IV: Simulación PVsyst.....	99
<b>DOCUMENTO N°3: PLANOS.....</b>	<b>103</b>
<b>DOCUMENTO N°4: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS .....</b>	<b>102</b>
4.1. Objeto.....	103
4.2. Generalidades .....	103
4.3. Definiciones obtenidas del IDAE.....	103
4.3.1. Radiación solar .....	103
4.3.2. Instalación.....	104
4.3.3. Módulos .....	105
4.4. Diseño .....	106
4.4.1. Diseño del generador fotovoltaico.....	106
4.4.2. Diseño del sistema de monitorización .....	106
4.5. Componentes y materiales .....	107
4.5.1. Generalidades.....	107
4.5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos.....	108
4.5.3. Estructura soporte.....	110
4.5.4. Inversores .....	112
4.5.5. Cableado .....	114
4.5.6. Conexión a red.....	114
4.5.7. Medidas .....	115
4.5.8. Protecciones .....	115
4.5.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas .....	115

4.5.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	116
4.5.11. Medidas de seguridad.....	116
4.6. Recepción y pruebas .....	117
4.7. Cálculo de la producción anual esperada .....	119
4.8. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento .....	120
4.8.1. Generalidades.....	120
4.8.2. Programa de mantenimiento.....	120
4.8.3. Garantías.....	122
<b>DOCUMENTO Nº5: MEDICIONES.....</b>	<b>124</b>
5.1. Estado de las mediciones.....	125
<b>DOCUMENTO Nº6: PRESUPUESTO.....</b>	<b>127</b>
6.1. Precios simples y de mano de obra .....	128
6.2. Partidas y cuadro de precios descompuestos.....	129
6.3. Presupuesto de ejecución material .....	132
6.4. Resumen del presupuesto.....	133
<b>DOCUMENTO Nº7: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD .....</b>	<b>134</b>
7.1. Memoria descriptiva.....	135
7.1.1. Objeto .....	135
7.1.2. Descripción técnica.....	135
7.1.3. Elección del coordinador.....	136
7.1.4. Actividades por realizar.....	136
7.1.5. Normas generales de seguridad y salud .....	137
7.1.6. Emplazamiento .....	139
7.1.7. Suministro de energía eléctrica.....	139
7.2. Botiquín de primeros auxilios.....	139
7.3. Identificación de riesgos y medidas de prevención .....	139
7.3.1. Identificación de posibles riesgos.....	139
7.3.2. Medidas oportunas para la prevención de riesgos .....	141
7.4. Protecciones.....	143
7.5. Prevención de riesgos colectivos.....	144
7.6. Características generales de la obra .....	145

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Diagrama de funcionamiento de autoconsumo fotovoltaico con excedentes acogida a compensación simplificada .....	13
Figura 1.2. Emplazamiento de la instalación fotovoltaica .....	22
Figura 1.3. Módulo FV monocristalino Trinasolar TSM-370 DE08.M.08(II).....	24
Figura 1.4. Soporte inclinado SOLARBLOC® 30°.....	25
Figura 1.5. Inversor HUAWEI SUN2000-5KTL-L1.....	26
Figura 1.6. Esquema circuito DC junto a inversor .....	30
Figura 1.7. Esquema circuito AC.....	31
Figura 2.1. Plazo de recuperación con descuento de la solución de SFCR adoptada	51
Figura 2.2. Tesorería acumulada de la solución de SFCR adoptada .....	52
Figura 2.3. Distancia mínima entre filas de módulos FV .....	61
Figura 2.4. Dimensiones del módulo FV TSM-370 DE08.M.08(II) .....	62

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Características de la ubicación del generador fotovoltaico .....	22
Tabla 1.2. Características básicas del generador fotovoltaico.....	23
Tabla 1.3. Características eléctricas módulo FV TSM-370 DE08.M.08(II).....	24
Tabla 1.4. Datos técnicos del inversor HUAWEI SUN2000-5KTL-L1 .....	27
Tabla 2.1. Valores horarios de potencia a la salida del inversor en un año natural. ....	41
Tabla 2.2. Valores horarios de consumo eléctrico promedio en un año natural.....	42
Tabla 2.3. Años típicos de producción eléctrica correspondientes a 25 años de vida útil para un periodo de un año natural .....	43
Tabla 2.4. Balances energéticos durante 25 años de vida útil para un periodo de un año natural.....	43
Tabla 2.5. Balances económicos durante 25 años de vida útil para un periodo de un año natural.....	44
Tabla 2.6. Resultados de los índices de evaluación económica y condición de NZEB de las 18 opciones de SFCR .....	48
Tabla 2.7. Datos generales, de explotación y de financiación del SFCR final .....	50
Tabla 2.8. Dimensión financiera de la inversión de la solución de SFCR adoptada. ...	51
Tabla 2.9. Dimensión financiera de la financiación de la solución de SFCR adoptada.	52
Tabla 2.10. Análisis financiero de las tesorerías de la solución de SFCR adoptada. ..	52
Tabla 2.11. Análisis del coste normalizado de la electricidad del SFCR adoptada.....	52
Tabla 2.12. Máxima intensidad admisible por el cableado eléctrico DC .....	64
Tabla 2.13. Máxima intensidad admisible por el cable eléctrico AC .....	67
Tabla 2.14. Relación sección de conductor de protección y de fase.....	72

# **DOCUMENTO N°1: MEMORIA**

## 1.1. Introducción

El escenario energético durante estos dos últimos años ha experimentado vaivenes desestabilizadores de la economía mundial. Así, la relajación de las restricciones de la pandemia impulsó la demanda de petróleo y el gas natural a partir de los últimos meses de 2020, conduciendo a un vertiginoso aumento de los precios de dichos combustibles a partir de entonces. La invasión rusa de Ucrania no hizo sino agudizar ese aumento. En el bienio 2020-2022 se triplicó el precio del crudo, superando éste los 100 dólares el barril. Por su parte, el precio del gas natural en Europa y Asia se sextuplicó durante ese período. Tanto la demanda de carbón como su precio crecieron desmesuradamente durante 2022, toda vez que este altamente contaminante hidrocarburo se utilizó para sustituir al gas natural en la generación de electricidad. A la fecha de redacción de este documento los precios de estos combustibles fósiles han disminuido, pero la volatilidad que experimentan los mismos supone un impacto económico tanto para la industria como para el consumidor doméstico.

Por otra parte, la apuesta por la descarbonización de la economía confiere un papel cada vez más relevante a las energías renovables. Gracias a sus costes cada vez más competitivos, la energía eólica y la fotovoltaica (FV) están llamadas a liderar la transición al empleo de energías limpias. En particular, el FV supuso en 2022 dos tercios de la potencia renovable instalada en el planeta. De acuerdo con algunas estimaciones preliminares, en 2022 se instalaron 240 GWp, llegando el valor acumulado de la potencia FV instalada a 1185 GWp. Por último, el 6,2% de la demanda de electricidad mundial durante este año pasado fue satisfecha mediante esta técnica renovable.

A día de hoy —y según datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE)— España se ha posicionado como el primer país de Europa y el quinto país del mundo por potencia fotovoltaica instalada en 2022, con un total de 8,1 GWp y el séptimo por capacidad fotovoltaica acumulada, con 26,6 GW. Además, la AIE sitúa a nuestro país el primer puesto mundial por mayor penetración FV, con una tasa del 19,1%.

Según la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), durante el pasado se instalaron en España 2.649 MW destinados al autoconsumo FV. Un 39% de ellos se ubicaron en el segmento residencial y el 61% restante en el segmento industrial. Según APPA, las instalaciones en hogares realizadas en 2022 se cifraron en algo más de 217.000, con una potencia media de 4,6 kW y una inversión asociada media de 7.855 euros, mientras que las destinadas a la industria supusieron un poco más de 23.000. Estas contundentes cifras muestran a las claras el enorme potencial y brillante presente —que no futuro— de este tipo de instalaciones FV.

### 1.1.1. Autoconsumo fotovoltaico

Una de las modalidades de las instalaciones FV son los sistemas de autoconsumo, conectados a la red eléctrica, de modo que, en caso de existir un déficit en la producción de energía del sistema fotovoltaico, la red pueda cubrirla. Así, la energía procedente de la instalación de autoconsumo que no es consumida instantáneamente o almacenada por el consumidor asociado, se inyecta a la red, percibiéndose una contraprestación económica. Sin embargo, cuando el consumidor precisa más energía de la que le proporciona la instalación de autoconsumo, la adquiere de la red al precio estipulado por la comercializadora.

Tal como figura en el RD 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, el autoconsumo fotovoltaico se divide en dos modelos: autoconsumo con excedentes —como será el caso que nos ocupe en este documento— y autoconsumo sin excedentes.

El autoconsumo con excedentes permite que cuando el sistema genere un superávit energético, sea posible verter a la red eléctrica dichos excedentes de electricidad no consumidos. De forma que, al final de cada mes, las comercializadoras realizarán una compensación entre los excedentes de energía vertidos a la red y la energía que el propietario ha consumido de la misma, reflejándose en la factura eléctrica.

Esta compensación dependerá del valor determinado por la comercializadora para la retribución económica de la electricidad inyectada en la red. Sin embargo, cuando el propietario obtenga un beneficio económico con el sistema fotovoltaico superior al precio correspondiente al consumo reflejado en su factura, la comercializadora podrá dejar a cero el importe debido por el propietario por dicho consumo, pero no le será abonado la diferencia económica.

Para acceder a la compensación por excedentes es necesario que la producción de energía proceda de una fuente renovable. Además, el generador fotovoltaico no podrá superar los 100 kW.

En la figura 1.1 se muestra el diagrama de funcionamiento de un sistema fotovoltaico de autoconsumo con compensación simplificada de excedentes, modalidad de autoconsumo que se abordará en este TFG.

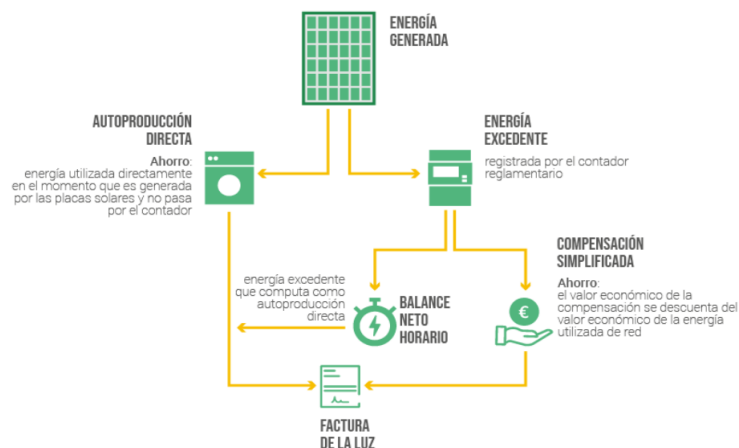


Figura 1.1. Diagrama de funcionamiento de autoconsumo fotovoltaico con excedentes acogida a compensación simplificada. Fuente: [www.autosolar.es](http://www.autosolar.es)

## 1.2. Objeto y alcance del documento

Con el presente proyecto titulado “Dimensionado de un sistema fotovoltaico conectado a la red orientado al autoconsumo en una vivienda unifamiliar” se pretende finalizar los estudios académicos de D. Mario Escobar Sánchez para la obtención del título de Grado en Ingeniería Electrónica Industrial con mención en Sistemas Fotovoltaicos.

Para la realización del referido proyecto, en este documento se plasmará el dimensionado de una instalación fotovoltaica orientada al autoconsumo para una vivienda unifamiliar en Jaén (España). Dicha instalación cuenta con unas potencias de inversor y de generador fotovoltaico (GFV) de 5 kW y 4,44 kWp, respectivamente. La referida instalación ha resultado ser el sistema que mejor combina la viabilidad técnica con la económico-financiera, de entre varias opciones estudiadas a través de un análisis clásico de proyectos de inversión.

### 1.3. Legislación aplicable

- **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 1164/2001**, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- **Real Decreto 614/2001**, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- **Real Decreto 842/2002**, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- **Real Decreto 1110/2007**, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- **Real Decreto 1699/2011**, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

- **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **Real Decreto-Ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- **Real Decreto 647/2020**, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- **Orden TED/1446/2021**, de 22 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas de programa de incentivos a proyectos piloto singulares de comunidades energéticas (Programa CE Implementa), en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- **Real Decreto-Ley 6/2022**, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra de Ucrania.
- **Real Decreto 377/2022**, de 17 de mayo, por el que se amplía la tipología de beneficiarios del RD 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable.
- **Real Decreto-Ley 14/2022**, de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de

becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural.

- **Resolución**, de 8 de agosto de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban procedimientos de operación, para su adaptación a mejoras en relación con las garantías exigidas a los sujetos participantes en el mercado, y a mejoras en la gestión técnica de las medidas en el sistema eléctrico.
- **Real Decreto-Ley 18/2022**, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del “Plan + seguridad para tu energía (+SE)”, así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía.
- **Real Decreto-Ley 20/2022**, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad.
- IDAE. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.
- IDAE. Guía Profesional de Tramitación de Autoconsumo.
- Normas UNE que sean de aplicación.
- Norma UNE-EN 50618:2015. Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.

## 1.4. Definiciones y nomenclatura

### 1.4.1. Definiciones

- Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo. Se mide en  $\text{kW/m}^2$ .
- Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en  $\text{kWh/m}^2$ .
- Radiación solar: Energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas. En este contexto se engloban los conceptos de irradiancia e irradiación.
- Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio.
- Instalaciones fotovoltaicas interconectadas o sistemas fotovoltaicos conectados a la red: Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.
- Generador fotovoltaico: Conjunto de módulos fotovoltaicos formados por células fotovoltaicas conectados entre sí, asociándose en serie y en paralelo.
- Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
- Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos en condiciones estándar de medida (CEM o STC).
- Célula fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

- Módulo fotovoltaico: Conjunto de células fotovoltaicas directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- Potencia pico: potencia máxima del módulo fotovoltaico en CEM.
- Condiciones Estándar de Medida (CEM): condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
  - Irradiancia solar  $1000 \text{ W/m}^2$ .
  - Distribución espectral AM 1,5 G.
  - Temperatura de célula  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

#### 1.4.2. Nomenclatura

- A = Inversión inicial (€).
- AC = Corriente alterna.
- b = Longitud de un módulo fotovoltaico (m).
- CEM = condiciones estándares de medida (STC, por las siglas del inglés *standard test conditions*).
- CGMP = Caja General de Mando y Protección.
- CMPC = Coste del capital/coste del pasivo/coste medio ponderado de capitales (%).
- d = Tasa de descuento/tasa de descuento aparente (%).
- DC = Corriente continua.
- DPBT = Plazo de recuperación de la inversión con descuento (años).
- $E_{AC}$  = Energía a la salida del inversor (kWh).
- $E_{AUT}$  = Energía fotovoltaica autoconsumida (kWh).
- $E_{TG}$  = Energía fotovoltaica excedente inyectada a la red (kWh).
- $E_{FG}$  = Energía eléctrica consumida de la red (kWh).
- $E_{FV}$  = Producción anual de electricidad fotovoltaica del sistema (kWh).
- $E_n$  = Producción de electricidad durante el año  $n$ -ésimo (kWh).

- $Q_n$  = Flujo de caja correspondiente al año  $n$ -ésimo (€).
- $F_{DC/AC}$  = Relación entre la potencia en condiciones estándares de medida del generador fotovoltaico y la potencia nominal del inversor.
- FV = Fotovoltaico/a.
- $G$  = Irradiancia ( $W/m^2$ ).
- $G_{da}(\alpha, \beta)$  = Irradiación diaria media anual en el plano del generador ( $kWh/m^2$  día).
- GFV = Generador fotovoltaico.
- $h$  = Altura del módulo sobre la horizontal (m).
- $H$  = Irradiación ( $Wh/m^2$ ).
- IDAE = Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- $I_{AC, max}$  = Máxima intensidad admisible del cable eléctrico en el tramo AC desde el inversor al cuadro de baja tensión (A).
- $I_{DC, max}$  = Máxima intensidad admisible del cableado eléctrico en el tramo DC desde las cadenas de módulos fotovoltaicos hasta el inversor (A).
- $I_{nom}$  = Intensidad nominal del fusible (A).
- $I_{INV, AC}$  = Intensidad de salida nominal del inversor (A).
- $I_{INV, M, DC}$  = Corriente máxima a la entrada del inversor (A).
- $I_{MOD, MPP, STC}$  = Corriente del módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia para condiciones estándares de medida (A).
- $I_{MOD, SC, STC}$  = Corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito para condiciones estándares de medida (A).
- IP = Grado de protección.
- ITC = Instrucción Técnica Complementaria.
- LCOE = Coste normalizado de la electricidad (€/kWh).
- $L$  = Longitud en planta de la conducción enterrada del anillo (m).
- $L_{AC}$  = Longitud simple del cable en el tramo AC desde el inversor al cuadro de baja tensión (m).
- $L_{simple}$  = Longitud del cableado eléctrico en el tramo DC desde las cadenas de módulos fotovoltaicos hasta el inversor (m).
- MPPT = Seguimiento del punto de máxima potencia.

- $N$  = Número total de módulos fotovoltaicos.
- $N_c$  = Número de cadenas de módulos fotovoltaicos conectadas a un inversor.
- $N_{ms}$  = Número de módulos fotovoltaicos en serie de una cadena.
- NZEB = Edificio de consumo energético casi nulo.
- $P_{AC}$  = Potencia a la salida del inversor (W).
- $P_{GFV, M, STC}$  = Potencia del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia para condiciones estándar de medida (Wp).
- $PI$  = Índice de rentabilidad.
- $P_{INV, AC}$  = Potencia de salida nominal del inversor (W).
- $P_{INV, DC}$  = Potencia de entrada nominal del inversor (W).
- $P_{MOD, M, STC}$  = Potencia máxima del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida (Wp).
- $PR$  = Factor de rendimiento/coeficiente de rendimiento.
- $Q_n$  = Flujo de caja correspondiente al año  $n$ -ésimo (€).
- $r_d$  = Tasa de degradación de potencia (%).
- RD = Real Decreto.
- REBT = Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- $R_t$  = Resistencia total de puesta a tierra ( $\Omega$ ).
- $R_{t-anillo}$  = Resistencia del conductor enterrado del anillo ( $\Omega$ ).
- $R_{t-picas}$  = Resistencia del grupo de picas en paralelo ( $\Omega$ ).
- $S_{m, AC}$  = Sección mínima del cable en el tramo AC desde el inversor al cuadro de baja tensión ( $mm^2$ ).
- $S_{m, simple}$  = Sección mínima del cable en el tramo DC desde las cadenas de módulos fotovoltaicos hasta el inversor ( $mm^2$ ).
- TIR = Tasa interna de retorno (%).
- UNE = Una Norma Española.
- VAC = Valor actual del coste del sistema (€).
- VAN = Valor actual neto (€).
- $V_{INV, AC}$  = Tensión de salida nominal del inversor (V).
- $V_{INV, m, MPP}$  = Límite inferior del margen de tensión para el que el inversor busca el punto de máxima potencia (V).

- $V_{INV, M, DC}$  = Tensión máxima a la entrada del inversor (V).
- $V_{max, rama}$  = Tensión máxima producida por una cadena de módulos fotovoltaicos (V).
- $V_{MOD, M (T_c = 70^{\circ}C)}$  = Tensión del módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia para una temperatura de 70 °C (V).
- $V_{MOD, OC (T_c = -10^{\circ}C)}$  = Tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto para una temperatura de -10 °C (V).
- $V_{MOD, OC, STC}$  = Tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto para condiciones estándares de medida (V).
- $\alpha$  = Acimut del generador fotovoltaico ( $^{\circ}$ ).
- $\beta$  = Ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos ( $^{\circ}$ ).
- $\beta_{voc}$  = Coeficiente de variación de tensión del módulo en circuito abierto con la temperatura ( $^{\circ}C^{-1}$ ).
- $\Delta V_{AC}$  = Caída de tensión permisible, en tanto por uno, en el tramo AC desde el inversor al cuadro de baja tensión.
- $\Delta V_{simple}$  = Caída de tensión permisible, en tanto por uno, en el tramo DC desde las cadenas de módulos fotovoltaicos hasta el inversor.
- $\rho$  = Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).
- $\sigma$  = Conductividad del material [56 m/ $\Omega \cdot mm^2$  (cobre)].
- $\varphi_{sc, lc}$  = Factor de autoconsumo a lo largo de la vida útil.
- $\varphi_{ss, lc}$  = Factor de autosuficiencia a lo largo de la vida útil.
- $\phi$  = Latitud del lugar ( $^{\circ}$ ).

### 1.5. Situación y emplazamiento

La instalación FV de 4,44 kWp, libre de sombras, de una vivienda unifamiliar situada en la Calle Granada nº1, en el enclave poblacional Puente Tablas de la provincia de Jaén. Las coordenadas geográficas de dicho enclave son las siguientes: latitud 37° 48' 12" N; longitud 3° 44' 40" W; altura: 376 metros.

La siguiente imagen, tomada con la herramienta Google Earth, muestra la ubicación de la parcela en los alrededores de la vivienda donde va a emplazarse el GFV:

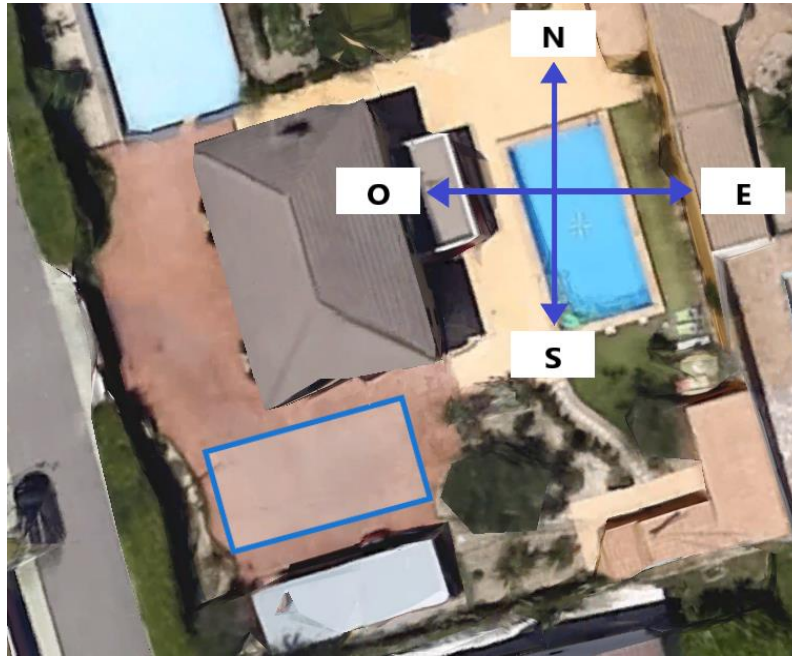


Figura 1.2. Emplazamiento de la instalación fotovoltaica. Fuente: [www.earth.google.com](http://www.earth.google.com)

El rectángulo azul representa el área donde se situará el GFV de 4,44 kWp correspondiente a la instalación. Esta zona permite la orientación de los módulos FV hacia el sur ( $\alpha = 0^\circ$ ), sin sombras cercanas. El área ocupada por el GFV será de en torno a 50 m<sup>2</sup>.

Dicho lugar precisará de una limpieza del terreno, eliminando la primera capa de vegetación y posterior compactación del mismo.

### 1.6. Elementos de la instalación

A modo de resumen, se presentan las Tablas 1 y 2, las cuales proporcionan una idea general de la ubicación y la configuración adoptada para nuestra instalación:

UBICACIÓN	
Localidad	Puente Tablas (Jaén)
Latitud	37° 48' 12'' N
Altitud	376 m

Tabla 1.1. Características de la ubicación del generador fotovoltaico. Fuente: Elaboración Propia

GENERADOR FOTOVOLTAICO	
Módulo FV	TSM-370 DE08.M.08(II)
Número de módulos FV en serie	6
Número de cadenas de módulos FV	2
Número total de módulos FV	12
Potencia total del GFV en CEM	4440 Wp
Superficie total ocupada por el GFV (aprox.)	50 m <sup>2</sup>
Inversor	HUAWEI SUN2000-5KTL-L1
Potencia nominal del inversor	5 kW
Tipo de conexión del inversor	Monofásica
Acimut	0°
Inclinación	30°

Tabla 1.2. Características básicas del generador fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia

La instalación FV estará compuesta por los elementos que a continuación se detallan.

#### 1.6.1. Generador fotovoltaico

El GFV se compone de módulos FV de silicio monocristalino Trina Solar TSM-370 DE08.M.08(II) de 370 Wp cada uno, ofreciendo una eficiencia del 20,2% en CEM. Dichos módulos son robustos y libres de corrosión, capaces de soportar las condiciones meteorológicas más adversas, con un grado de protección IP68. Las características del módulo FV están especificadas en el Anexo III y puede encontrarse un resumen de sus parámetros eléctricos más relevantes en la Tabla 2.

El dimensionado del GFV se encuentra desarrollado en el Anexo II. La configuración adoptada para este en el patio del que dispone la vivienda unifamiliar, evitando el autosombreado, es de 12 módulos FV repartidos en una configuración de 2 cadenas y de 6 módulos FV en serie cada una, totalizando

4,44 kWp, con una inclinación de  $\beta = 30^\circ$  y azimut de  $0^\circ$ . Esta configuración es la que presenta el SFCR finalmente elegido en Anexo I.

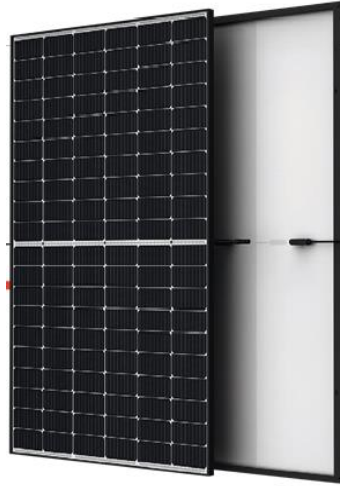


Figura 1.3. Módulo FV monocristalino Trinasolar TSM-370 DE08.M.08(II). Fuente: [www.trinasolar.com](http://www.trinasolar.com)

ELECTRICAL DATA (STC)	TSM-360 DE08.M.08(II)	TSM-365 DE08.M.08(II)	TSM-370 DE08.M.08(II)	TSM-375 DE08.M.08(II)	TSM-380 DE08.M.08(II)	TSM-385 DE08.M.08(II)
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	360	365	370	375	380	385
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	33.6	33.9	34.2	34.4	34.7	34.9
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	10.70	10.76	10.82	10.89	10.96	11.04
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	40.7	41.0	41.3	41.6	41.9	41.9
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	11.24	11.30	11.37	11.45	11.52	11.58
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	19.6	19.9	20.2	20.5	20.7	21.0

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25 °C, Air Mass AM1.5.  
\*Measuring tolerance:  $\pm 3\%$ .

Tabla 1.3. Características eléctricas módulo FV TSM-370 DE08.M.08(II). Fuente: [www.trinasolar.com](http://www.trinasolar.com)

### 1.6.2. Soporte

Los módulos FV se montan sobre estructuras soporte previstas con la inclinación comentada anteriormente de  $30^\circ$ . Servirán de soporte y fijación segura para los módulos FV para contrarrestar las sobrecargas de viento y los agentes externos.

La estructura soporte empleada será soporte de hormigón del modelo SOLARBLOC  $30^\circ$  del fabricante PRETENSADOS DURÁN S.L. Ha sido diseñado

para facilitar los trabajos de instalación y acortar los tiempos de ejecución. Todo esto permite fijar los módulos FV directamente sin necesidad de realizar cimentación o hincado alguno.

Este tipo de soporte es ideal para una superficie plana, como el lugar donde se ubica el GFV (patio de la vivienda unifamiliar). Los soportes otorgan a los módulos FV dispuestos horizontalmente sobre ellos, una inclinación de 30°, consiguiéndose la inclinación deseada para la instalación FV. El anclaje a través del cual se fijará el marco del módulo fotovoltaico con el plano superior inclinado del soporte será mediante carril y tornillería en acero inoxidable.



Figura 1.4. Soporte inclinado SOLARBLOC® 30°. Fuente: [www.solarbloc.es](http://www.solarbloc.es)

### 1.6.3. Inversor

En el diseño contemplado en este documento se emplea un inversor monofásico Huawei SUN2000-5KTL-L1 con una potencia de salida nominal de 5 kW, con una eficiencia europea del 97,8%. Dicho equipo se albergará en el interior de un cuarto ventilado y fresco de la vivienda unifamiliar.

Este inversor permite una tensión de entrada máxima de 600 V y el rango de tensión de operación MPPT estará comprendido entre 90-560 V. Además, el inversor incorpora dos entradas MPPT, con una corriente máxima de 12,5 A por cada una. A cada entrada MPPT se le conecta una cadena de 6 módulos FV.



Figura 1.5. Inversor HUAWEI SUN2000-5KTL-L1. Fuente: [www.huawei.com](http://www.huawei.com)

El inversor está equipado con las siguientes medidas de seguridad:

- Protección anti-isla.
- Protección contra polaridad inversa de CC.
- Monitorización de aislamiento.
- Protección contra sobreintensidad de CA.
- Protección contra descargas atmosféricas de CC.
- Protección contra descargas atmosféricas de CA.
- Protección contra cortocircuito de CA.
- Protección contra sobretensión de CA.
- Protección contra sobrecalentamiento.
- Protección contra falla de arco.

La Tabla 5 reúne las características técnicas principales del inversor a instalar.

Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 <sup>1</sup>
<b>Eficiencia</b>							
Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
<b>Entrada ( FV )</b>							
Entrada de CC máxima recomendada <sup>2</sup>	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V <sup>3</sup>						
Tensión de arranque	100 V						
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V – 560 V <sup>3</sup>						
Tensión nominal de entrada	360 V						
Máx. intensidad por MPPT	12.5 A						
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A						
Cantidad de MPPTs	2						
Máx. número de entradas por MPPT	1						
<b>Entrada ( Batería CC )</b>							
Batería compatible	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Rango de tensión de operación	350 – 450 Vcc						
Max. corriente de operación	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Potencia de carga máxima	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh – 30kWh <sup>1</sup>						
Rango de tensión de operación	350 – 560 Vdc						
Max. corriente de operación	15 A						
Potencia de carga máxima	5,000 W <sup>4</sup>						
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
<b>Salida</b>							
Conexión a la red eléctrica	Monofásica						
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W <sup>5</sup>	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA <sup>6</sup>	5,500 VA <sup>7</sup>	6,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz						
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A <sup>8</sup>	25 A <sup>8</sup>	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %						
Salida para SAI	Sí (a través de Backup Box-B0 <sup>1</sup> )						
<b>Protección &amp; Características</b>							
Protección anti-isla	Sí						
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí						
Monitorización de aislamiento	Sí						
Protección contra descargas atmosféricas CC	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Protección contra descargas atmosféricas CA	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Monitorización de la corriente residual	Sí						
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí						
Protección contra cortocircuito de CA	Sí						
Protección contra sobretensión de CA	Sí						
Protección contra sobrecalentamiento	Sí						
Protección de falla de arco	Sí						
Carga inversa de la batería desde la red	Sí						
<b>Datos generales</b>							
Rango de temperatura de operación	-25 – +60 °C						
Humedad relativa de operación	0 %RH – 100 %RH						
Altitud de operación	0 – 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)						
Ventilación	Convección natural						
Pantalla	Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación FusionSolar						
Comunicación	RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el inversor Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)						
Peso (incluido soporte de montaje)	12.0 kg						
Dimensiones (incluido soporte de montaje)	365mm * 365mm * 156 mm						
Grado de protección	IP65						
Consumo de energía durante la noche	< 2.5 W						

Tabla 1.4. Datos técnicos del inversor HUAWEI SUN2000-5KTL-L1. Fuente: [www.huawei.com](http://www.huawei.com)

#### 1.6.4. Cables eléctricos

La instalación FV está compuesta por dos tipos de cables eléctricos que se detallan a continuación. Las especificaciones de ambos se encuentran en el Anexo III.

##### 1.6.4.1. Circuito de corriente continua

Las características de los cables eléctricos usados para la interconexión de módulos FV y conexión con las entradas MPPT del inversor vienen definidos en la norma UNE-EN 50618:2015, donde se exige una tensión asignada de 1,5 kV entre conductores, así como entre conductor y tierra, provistos de aislamiento y cubierta de alta seguridad. Este tramo tiene una longitud de cable de 16,3 m.

Además, el cableado eléctrico se dimensionará de acuerdo con dos criterios:

- Criterio de máxima intensidad admisible por los cables eléctricos DC ( $I_{DC, max}$ , en A). De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo los cables eléctricos DC debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo FV.

- Criterio de la máxima caída de tensión permisible en los cables eléctricos DC ( $\Delta V_{simple}$ ). Esta caída de tensión en los cables eléctricos de conexión DC viene determinada por el PCT del IDAE, basándose en la ITC-BT-40 y no debe ser mayor al 1,5% de la tensión máxima en el punto de máxima potencia en CEM de la cadena de módulos FV.

Los cables eléctricos empleados en el circuito de DC, tras los cálculos realizados en el Anexo I, serán cables eléctricos unipolares H1Z2Z2-K 1,5 kV DC con sección nominal de 4 mm<sup>2</sup>. Se escogerá color rojo como conductor positivo y color negro como conductor negativo. Se colocarán de forma aislada con una distancia suficiente para evitar enganches en los cables por el tránsito de personas.

#### 1.6.4.2. Circuito de corriente alterna

El cable eléctrico AC irá desde la salida del inversor Huawei SUN2000-5KTL-L1 hasta la caja general de protección y medida (CGPM), con una longitud de 16,3 m.

Además, el cable eléctrico AC se dimensionará de acuerdo con dos criterios:

- Criterio de máxima intensidad admisible por el cable eléctrico AC ( $I_{AC, max}$ , en A). De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo el cable eléctrico AC debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal de salida del inversor ( $I_{INV, AC}$  (A)).
- Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable eléctrico AC ( $\Delta V_{simple}$ ). Esta caída de tensión en el cable AC no debe ser mayor al 1,5% de la tensión de salida nominal del inversor ( $V_{INV, AC}$ , en V), según establece la norma ITC-BT-40 del REBT.

Así pues, el cable eléctrico utilizado en el circuito AC, tras los cálculos realizados en el Anexo I, será un cable eléctrico bipolar RZ1-K(AS) con sección nominal de 4 mm<sup>2</sup>, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina libre de halógenos de tensión de trabajo 0,6/1 kV, según la norma UNE 21.030.

#### 1.6.5. Protecciones

Las características de las protecciones del sistema a utilizar, tanto de la parte de continua como de alterna, se detallan en el Anexo III.

##### 1.6.5.1. Circuito de corriente continua

A pesar de que el inversor carece de protecciones contra sobrecargas, dado que solo se conecta una cadena por cada entrada MPPT no será necesaria protección alguna con fusibles. Sin embargo, para dar cumplimiento al apdo.

5.2.6 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red del IDAE, se insertarán fusibles cilíndricos gPV 10x38 20 A 1000 VDC.

La configuración de estas protecciones en el tramo de continua se ilustra en la Figura 1.6.

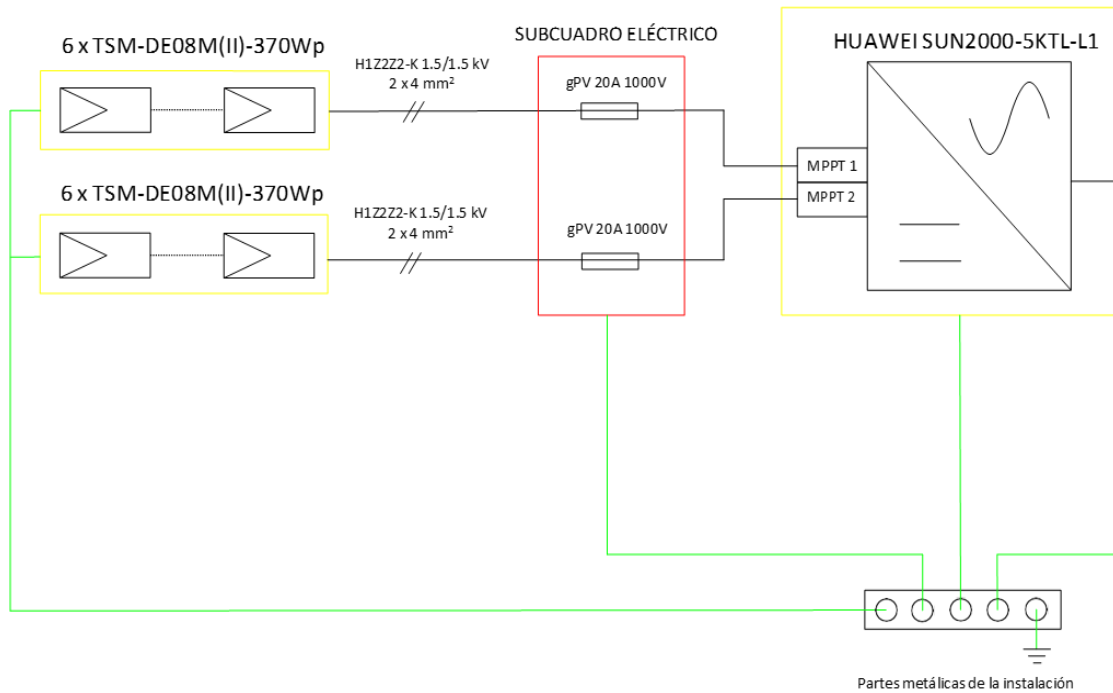


Figura 1.6. Esquema circuito DC junto a inversor. Fuente: Elaboración propia

### 1.6.5.2. Circuito de corriente alterna

Las protecciones en el tramo de alterna se corresponderán de acuerdo con el esquema que proporciona la ITC-BT 40 en el apartado 4.3.A.2.2.1.1.3: Método de medida bidireccional. Conexión al DGMO o CMP (Figura 1.7: Esquema circuito AC).

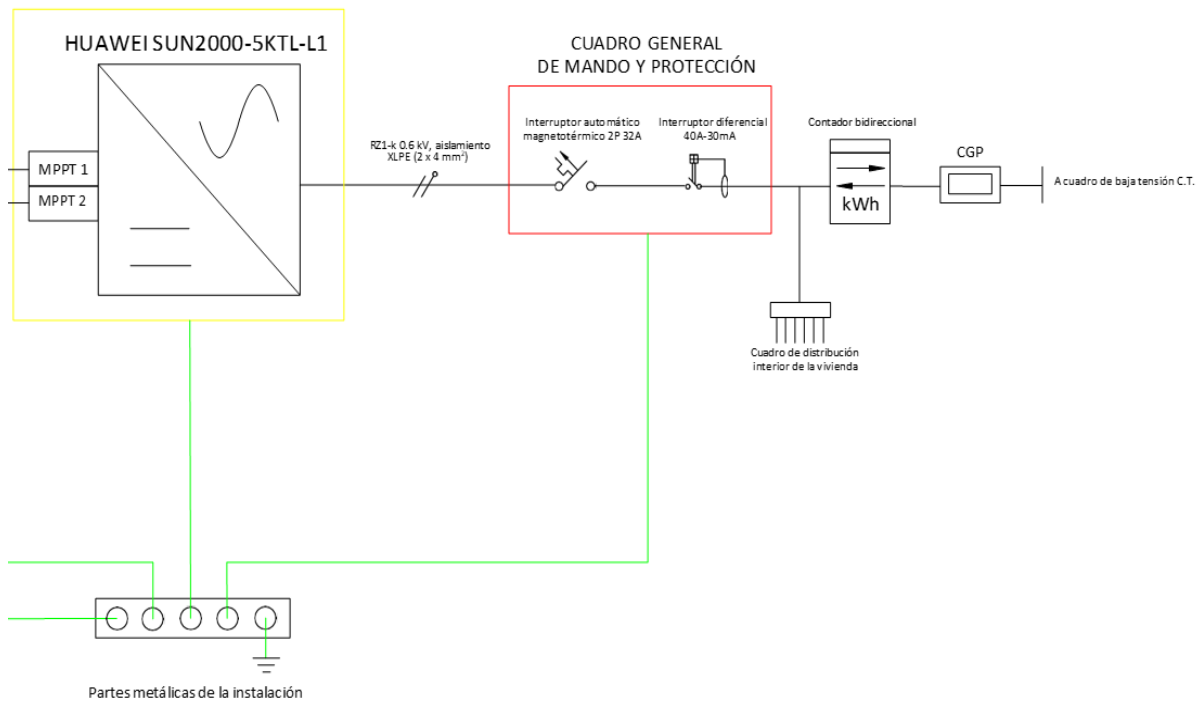


Figura 1.7. Esquema circuito AC. Fuente: Elaboración propia

Las protecciones del circuito de corriente alterna se detallan a continuación:

- Interruptor monofásico magnetotérmico de intensidad nominal de 32 A, protege la instalación frente a sobrecargas.
- Interruptor monofásico diferencial de intensidad nominal de 40 A, sensibilidad 30 mA, inmunizado tipo A, cuya función es la protección contra contactos directos e indirectos que se puedan producir en la parte AC de la instalación FV.

### 1.6.5.3. Puesta a tierra

La instalación cumplirá con lo dispuesto en el RD 1699/2011 sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

De acuerdo con el REBT, todas las masas metálicas de la instalación FV y receptoras deben ir conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

La puesta a tierra se hará de acuerdo con lo establecido en la norma ITC-BT-26, de forma que solo se conectará a tierra las partes no activas eléctricamente de la instalación, es decir, el marco y la estructura metálica de los módulos FV, así como el armario donde irá ubicado el inversor, como medida de protección contra contactos indirectos.

Por lo tanto, se realizará una instalación de puesta a tierra con configuración flotante (esquema IT) y sin pararrayos constituida por conductor de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup> de sección para la línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra y con un anillo de conductor de tierra enterrado con una resistencia total de puesta a tierra inferior a 37  $\Omega$ , cumpliendo con lo dispuesto en la norma ITC-BT-26, sin necesidad de colocar pica alguna.

#### **1.6.6. Equipo de medida. Contador**

Según lo estipulado por el RD 1110/2007, de 24 de agosto, en el que se aprueba el *Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico*, a la instalación FV le corresponderá un punto de medida tipo 5, por ser de una potencia contratada menor a 15 kW.

Además, cualquier instalación acogida a la modalidad de autoconsumo debe tener en el punto frontera un equipo de medida bidireccional. De este modo, el contador actual debe sustituirse por un contador bidireccional tipo 5, que será proporcionado por la compañía distribuidora al cliente en régimen de alquiler.

### **1.7. Breve justificación de la solución adoptada**

A partir de datos reales obtenidos para la vivienda, se consideran 8760 valores horarios de consumo eléctrico en la misma a lo largo del año. Dichos valores pueden consultarse en los ficheros Excel anexos a este manuscrito. En

el diseño se ha considerado que dichos valores se mantienen constantes durante los 25 años de la vida útil del proyecto, totalizando un consumo anual de 6561,64 kWh.

A partir de los meses que la herramienta PVGIS ha escogido para elaborar el año meteorológico típico para el enclave de la instalación (TMY, por las siglas del inglés *typical meteorological year*), se han confeccionado con esta misma herramienta los años típicos de producción eléctrica (TYY<sub>0</sub>, por las siglas del inglés *typical yield year*), correspondientes al año 0 de 18 opciones de SFCR que van a ser estudiadas.

Para la elaboración del resto de años típicos de producción eléctrica correspondientes al año  $i$  (TYY <sub>$i$</sub> ) durante 25 años de vida útil se ha asumido una degradación anual en potencia de los módulos FV de 0,5%/año.

Efectuando las operaciones correspondientes entre los valores horarios considerados como consumo eléctrico promedio en el Anexo I, que confeccionan el año típico de consumo (TCY, por las siglas del inglés *typical consumption year*), y los valores horarios de los diferentes TYY <sub>$i$</sub>  ( $i = 0 \dots 24$ ) se obtendrán los valores horarios de electricidad FV autoconsumida, de electricidad FV excedente para inyectar en red y de electricidad importada de la red eléctrica.

La instalación FV de la vivienda es de autoconsumo con excedentes acogida a compensación simplificada, y se ha determinado que ésta se acogerá a la tarifa de autoconsumo FV con compensación de excedentes “Solar Simply” de Endesa. Dicha tarifa cobra al usuario 0,15100 € por kWh consumido y retribuye el kWh inyectado a razón de 0.105525 € (impuestos incluidos, en ambos casos). Se ha considerado que ambas cifras aumentarán anualmente con arreglo a la inflación.

A partir de los supuestos anteriores, y considerando los escenarios económicos detallados en el Anexo I, se ha procedido a evaluar la viabilidad económico-financiera de 18 simulaciones correspondientes a otras tantas

opciones de SFCR estudiadas. Para cada una de dichas simulaciones se han considerado distintos tamaños de GFV, así como diversas orientaciones e inclinaciones. Como resultado, se ha realizado un estudio comparativo de los valores de los índices resultantes de la valoración mediante métodos dinámicos de proyectos de inversión (valor actual neto (VAN, en €), tasa interna de retorno (TIR, en %), plazo de recuperación con descuento (DPBT, por las siglas en inglés de *Discount Payback Time*, en años), índice de rentabilidad (PI, por sus siglas en inglés de *Profitability Index*) y coste normalizado de la electricidad (LCOE, por las siglas en inglés de *Levelized Cost of Electricity*, en €/kWh)) que se han obtenido de cada opción estudiada. Además, el diseño que convierte a la vivienda en un edificio de consumo energético casi nulo (NZEB, por las siglas en inglés de *Nearly Zero Energy Building*) se considera un factor de mérito importante.

De acuerdo con los criterios anteriores, se ha optado finalmente por el diseño del SFCR de que posee un GFV de 4,45 kW en CEM orientado al sur e inclinado 30°. La producción eléctrica anual correspondiente al año 0 de dicho SFCR es de 6980,29 kWh.

### **1.8. Orden de prioridad de los documentos**

El orden de prioridad de los documentos básicos que integran el presente proyecto será el siguiente:

1. Planos.
2. Pliego de Condiciones Técnicas.
3. Presupuesto.
4. Memoria.

### **1.9. Resumen del presupuesto**

A continuación, se presenta un resumen del Presupuesto Base de Licitación de la instalación FV, el cual se obtiene agregando al Presupuesto de Ejecución Material un 13% de Gatos Generales y un 6% de Beneficio Industrial,

y añadiendo a la suma de los tres conceptos anteriores el correspondiente 21% de IVA. Así pues, el resumen de dicho presupuesto es el siguiente:

CAPÍTULO	RESUMEN	IMPORTE	%
C01	Movimiento de tierras .....	360,00	9,72
C02	Canalizaciones .....	304,42	8,22
C03	Estructuras .....	351,40	9,49
C04	Instalación sistema fotovoltaico .....	2.476,00	66,89
C05	Verificación y puesta en marcha .....	210,00	5,67
	<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>3.701,82</b>	
	13,00 % Gastos generales .....	481,24	
	6,00 % Beneficio industrial .....	222,11	
	Suma .....	703,35	
	<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN SIN IVA</b>	<b>4.405,17</b>	
	21% IVA .....	925,09	
	<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN</b>	<b>5.330,26</b>	

Asciende el presupuesto a la expresada cantidad de CINCO MIL TRESCIENTOS TREINTA EUROS con VEINTISÉIS CÉNTIMOS

## 1.10. Conclusiones

En el presente proyecto se han estudiado un total de 18 simulaciones realizadas con Excel correspondientes a diferentes opciones de SFCR para resolver un problema práctico real de Ingeniería orientada a proyectar una instalación FV de autoconsumo para una vivienda unifamiliar.

Partiendo de los datos eléctricos de consumo horario reales durante tres años de una vivienda unifamiliar, y de los años típicos de producción eléctrica — confeccionados por los meses elegidos por el software PVGIS para elaborar el TMY— correspondientes a los 25 años de vida útil de 18 opciones de SFCR estudiadas, se han expuesto los cálculos realizados y los resultados obtenidos en el Anexo I.

Finalmente, se ha realizado un proyecto mostrando la ingeniería básica — y la de la de detalle hasta un alto grado— de una instalación fotovoltaica orientada al autoconsumo con excedentes acogida a compensación simplificada que convierte a la vivienda en un NZEB en lo tocante al consumo de electricidad, y que resulta ser la que mejores resultados arroja en su análisis económico y financiero.

## 1.11. Bibliografía

### 1.11.1. Referencias

- Apuntes de las asignaturas del Grado en Ingeniería Electrónica Industrial de la UJA, curso académico 2022/2023.
- APPA, I Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico 2023. APPA, 2023.
- Departamento solar del IDAE y Grupo de Trabajo de Autoconsumo de ENERAGUEN. *Guía IDAE 021: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo* (Edición V5.1 2023).
- Departamento técnico PLC Madrid. (2023). *Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias*. Editorial PLC Madrid SLU.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE). (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. Madrid: IDAE.
- International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme, “Snapshot of Global PV Markets 2023 (Report IEA-PVPS T1-44:2023)”, International Energy Agency, 2023.
- Red Eléctrica Española, «Potencia instalada - Información elaborada con datos provisionales a enero del 2023 - REE,» 2023. [En línea]. Disponible: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/generacion/potencia-instalada>. [Último acceso: 27/06/2023].
- Red Eléctrica, “Potencia Instalada - Red Eléctrica”, 05 2023. [En línea]. Disponible: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>. [Último acceso: 27/06/2023].

### 1.11.2. Páginas web consultadas

- [www.dfelectric.es](http://www.dfelectric.es)
- [www.endesa.com](http://www.endesa.com)
- [www.energias-renovables.com](http://www.energias-renovables.com)

- [www.earth.google.com](http://www.earth.google.com)
- [www.funcas.es](http://www.funcas.es)
- [www.huawei.com](http://www.huawei.com)
- [www.idae.es](http://www.idae.es)
- [www.juntadeandalucia.es](http://www.juntadeandalucia.es)
- [www.platea.ujaen.es](http://www.platea.ujaen.es)
- [www.pvgis\\_tools.com](http://www.pvgis_tools.com)
- [www.tauja.ujaen.es](http://www.tauja.ujaen.es)
- [www.topcable.com](http://www.topcable.com)
- [www.trinasolar.com](http://www.trinasolar.com)
- [www.siemens.com](http://www.siemens.com)
- [www.solarbloc.es](http://www.solarbloc.es)

# **DOCUMENTO N°2: ANEXOS**

## **2.1. Anexo I: Estudio de distintas opciones de diseño: análisis energético y económico**

### **2.1.1. Datos de consumo**

Se dispone inicialmente de datos de consumo horario de una vivienda unifamiliar ubicada en Puente Tablas (Jaén), durante los años 2019, 2021 y 2022. A continuación, se detallan las incidencias detectadas en tales datos para cada año.

En el año 2019, en los meses de junio, julio y agosto, durante el período que transcurre desde el 20 de junio hasta el 19 de agosto, no se disponen de los datos de consumo horario, durante el intervalo de tiempo 13:00 - 23:00, en todos los días comprendidos en ese período de tiempo.

Además, faltan los datos de consumo horario durante todos los días enteros comprendidos en los siguientes períodos de tiempo:

- 20/02 - 21/04
- 22/12 - 31/12

Incluso se ha encontrado una franja horaria duplicada (23:00-00:00) el día 28/10, indicativo de que a las 0:00 de ese día se atrasaron una hora los relojes en Jaén, para cambiar al horario de invierno (UTC+1).

En el año 2021, faltan los datos de consumo horario durante todos los días enteros comprendidos en los siguientes períodos de tiempo:

- 25/01 - 17/02
- 22/03 - 22/04

Incluso se ha encontrado una franja horaria duplicada (23:00-00:00) el día 31/10, indicativo de que a las 0:00 de ese día se atrasaron una hora los relojes en Jaén, para cambiar al horario de invierno (UTC+1).

Además, hay datos de consumo horario duplicados durante todos los días enteros comprendidos en el período de tiempo que transcurre desde el 21 al 31 de mayo.

Para evitar problemas a la hora de obtener los valores de consumo horario promedio durante este período, se ha realizado la media de esos datos duplicados para tener un único dato de consumo horario para cada una de las 24 horas de cada día de dicho período.

En el año 2022, no se dispone de los datos de consumo horario durante todos los días enteros comprendidos en el período de tiempo que transcurre desde el 21 de mayo al 19 de junio.

Incluso se ha encontrado una franja horaria duplicada (23:00-0:00) el día 30/10, indicativo de que a las 0:00 de ese día se atrasaron una hora los relojes en Jaén, para cambiar al horario de invierno (UTC+1). También falta un dato de consumo horario en la franja horaria 23:00-0:00 del 27/03, debido a que a las 23:00 de ese día se adelantaron una hora los relojes en Jaén, para cambiar a horario de verano (UTC+2).

Por tanto, se han asumido como valores horarios de consumo eléctrico promedio los siguientes casos:

- La media de los datos de consumo horario durante aquellos periodos que vienen recogidos en los tres años que disponen de datos de consumo horario.
- Los datos de consumo horario durante aquellos períodos que solo vienen recogidos en uno de los tres años que disponen de datos de consumo horario.
- La media de los datos de consumo horario durante aquellos períodos que solo vienen recogidos en dos de los tres años (2019, 2021, 2022) que disponen de datos de consumo horario.

Los 8760 valores horarios de consumo eléctrico de la vivienda considerados a lo largo del año pueden consultarse en los ficheros Excel anexos a este manuscrito. En el diseño se ha considerado que dichos valores se mantienen constantes durante los 25 años de la vida útil del proyecto, totalizando un consumo anual de 6561,64 kWh.

### 2.1.2. Análisis energético

Todas las variables junto con sus respectivos valores horarios necesarios para la elaboración del análisis energético se han introducido en cada uno de los 18 ficheros Excel anexos a este manuscrito correspondientes a las 18 opciones de SFCR que van a ser estudiadas.

#### 2.1.2.1. PVGIS

A partir de los meses que PVGIS ha escogido para confeccionar el año meteorológico típico (TMY, por las siglas del inglés *Typical Meteorological Year*) del enclave donde se va a ubicar el SFCR, se han obtenido 8760 valores de potencia a la salida del inversor ( $P_{AC}$ , en W), para un periodo de un año natural, construyendo así el año típico de producción eléctrica correspondiente al año 0 (TYY<sub>0</sub>).

Período: Año natural (365 días)	Base de datos: PVGIS-SARAH 2
Fecha y hora	P. salida inversor [ $P_{AC}$ ] (W)
01/01 0:00	0,0
01/01 1:00	0,0
01/01 2:00	0,0
.	.
.	.
.	.
12/31 21:00	0,0
12/31 22:00	0,0
12/31 23:00	0,0

Tabla 2.1. Valores horarios de potencia a la salida del inversor en un año natural. Fuente: Elaboración propia

### 2.1.2.2. Año de consumo típico

Para la confección del año típico de consumo (TCY, por las siglas del inglés *typical consumption year*) se han introducido 8760 valores horarios de consumo eléctrico, en Wh, para un periodo de año natural. Estos valores han sido calculados de acuerdo con la premisa considerada en el apdo. 2.1.1. del Anexo I, y se han asumido constantes durante los 25 años de vida útil que se asume tendrá la instalación aquí proyectada.

Período: Año natural (365 días)	Año de consumo típico
Fecha y hora	Consumo promedio [ $E_c$ ] (Wh)
01/01 0:00	330,0
01/01 1:00	325,0
01/01 2:00	347,0
.	.
.	.
.	.
12/31 21:00	388,0
12/31 22:00	331,0
12/31 23:00	376,0

Tabla 2.2. Valores horarios de consumo eléctrico promedio en un año natural. Fuente: Elaboración propia

### 2.1.2.3. Años típicos de producción eléctrica

La elaboración de los sucesivos años típicos de producción eléctrica correspondientes al año  $i$  (TYY $_i$ , por las siglas del inglés *i-th typical yield year*) se ha llevado a cabo asumiendo una degradación anual en potencia de los módulos FV de 0,5%/año, obteniéndose 8760 valores de energía a la salida del inversor ( $E_{AC}$ , en Wh) para un periodo de año natural durante 25 años de vida útil. Los valores horarios de  $E_{AC}$  coinciden con los valores horarios de  $P_{AC}$ , pues estos últimos se consideran constantes para cada franja horaria.

Período: Año natural (365 días)	Año típico de producción 0	. . .	Año típico de producción 24
Fecha y hora	E. salida inductor [ $E_{AC}$ ] (Wh)	. . .	E. salida inductor [ $E_{AC}$ ] (Wh)
01/01 0:00	0,0	. . .	0,0
01/01 1:00	0,0	. . .	0,0
01/01 2:00	0,0	. . .	0,0
.	.	. . .	.
.	.	. . .	.
.	.	. . .	.
12/31 21:00	0,0	. . .	0,0
12/31 22:00	0,0	. . .	0,0
12/31 23:00	0,0	. . .	0,0

Tabla 2.3. Años típicos de producción eléctrica correspondientes a 25 años de vida útil para un periodo de un año natural. Fuente: Elaboración propia

### 2.1.2.4. Balances energéticos

Efectuando las operaciones correspondientes entre los valores horarios de consumo eléctrico promedio del TCY y los valores horarios de  $E_{AC}$  que confeccionan los TYYi se obtienen los balances energéticos, es decir, 8760 valores horarios de energía FV autoconsumida ( $E_{AUT}$ , en Wh), de energía FV excedente para inyectar a red ( $E_{TG}$ , en Wh) y de energía importada de la red ( $E_{FG}$ , en Wh) para un periodo de año natural durante 25 años de vida útil.

Período: Año natural (365 días)	BALANCE ENERGÉTICO AÑO 0			. . .	BALANCE ENERGÉTICO AÑO 24		
Fecha y hora	$E_{AUT}$ (Wh)	$E_{TG}$ (Wh)	$E_{FG}$ (Wh)	. . .	$E_{AUT}$ (Wh)	$E_{TG}$ (Wh)	$E_{FG}$ (Wh)
01/01 0:00	0,0	0,0	330,0	. . .	0,0	0,0	330,0
01/01 1:00	0,0	0,0	325,0	. . .	0,0	0,0	325,0
01/01 2:00	0,0	0,0	347,0	. . .	0,0	0,0	347,0
.	.	.	.	. . .	.	.	.
.	.	.	.	. . .	.	.	.
.	.	.	.	. . .	.	.	.
12/31 21:00	0,0	0,0	388,0	. . .	0,0	0,0	388,0
12/31 22:00	0,0	0,0	331,0	. . .	0,0	0,0	331,0
12/31 23:00	0,0	0,0	376,0	. . .	0,0	0,0	376,0

Tabla 2.4. Balances energéticos durante 25 años de vida útil para un periodo de un año natural. Fuente: Elaboración propia

### 2.1.3. Análisis económico

Al igual que con el análisis energético, todas las variables junto con sus respectivos valores horarios necesarios para la elaboración del análisis económico se han introducido en cada uno de los 18 ficheros Excel anexos a

este manuscrito correspondientes a las 18 opciones de SFCR que van a ser estudiadas.

### 2.1.3.1. Régimen económico

La vivienda unifamiliar con potencia contratada de 8,05 kW se acogerá a la tarifa de autoconsumo FV con compensación de excedentes “Solar Simply” de Endesa, viéndose incrementados anualmente los precios conforme a la inflación (asumido aquí como valor promedio del IPC total anual desde 2018 hasta 2022 (año incluido)). Para la tarifa anterior se tienen los siguientes precios:

- Precio de la energía excedente vertida a la red: 0,105525 €/kWh
- Precio de la energía consumida de la red: 0,151006 €/kWh

### 2.1.3.2. Balances económicos

Efectuando la multiplicación de cada uno de los términos de los balances energéticos ( $E_{AUT}$ ,  $E_{TG}$  y  $E_{FG}$ ) por sus correspondientes precios definidos en la tarifa “Solar Simply”, se obtienen los balances económicos, es decir, 8760 valores horarios de ingreso por energía FV autoconsumida, de ingreso por inyección a red de energía FV excedente y de coste por energía consumida de la red, en €, para un periodo de año natural durante 25 años de vida útil.

Período: Año natural (365 días)	BALANCE ECONÓMICO AÑO 0			...	BALANCE ECONÓMICO AÑO 24		
Fecha y hora	Ingreso autoconsumo (€)	Ingreso inyección a red (€)	Coste energía consumida (€)	...	Ingreso autoconsumo (€)	Ingreso inyección a red (€)	Coste energía consumida (€)
01/01 0:00	0,0000	0,0000	0,0498	...	0,0000	0,0000	0,0949
01/01 1:00	0,0000	0,0000	0,0491	...	0,0000	0,0000	0,0935
01/01 2:00	0,0000	0,0000	0,0524	...	0,0000	0,0000	0,0998
.	.	.	.	...	.	.	.
.	.	.	.	...	.	.	.
.	.	.	.	...	.	.	.
12/31 21:00	0,0000	0,0000	0,0586	...	0,0000	0,0000	0,1116
12/31 22:00	0,0000	0,0000	0,0500	...	0,0000	0,0000	0,0952
12/31 23:00	0,0000	0,0000	0,0568	...	0,0000	0,0000	0,1081

Tabla 2.5. Balances económicos durante 25 años de vida útil para un periodo de un año natural. Fuente: Elaboración propia

#### 2.1.4. Viabilidad económica y financiera

A partir de los análisis anteriores se ha estudiado la viabilidad económica-financiera de 18 opciones diferentes de SFCR. Para todas las opciones, se han considerado los siguientes escenarios económico-financieros:

- El coste del kWp instalado es de 1200 €/kWp, calculado como la suma del coste unitario de la inversión inicial considerado (1000 €/kWp) más un 21% de IVA.
- La financiación se llevará a cabo mediante un préstamo (capitales ajenos) por importe del 70% de la inversión inicial y capitales propios con importe del 30% de la inversión inicial.
- El coste medio ponderado del capital o del pasivo (CMPC) será del 10,08%, obtenido mediante el análisis de la dimensión financiera de la financiación.
- Las tasas de variación interanual del precio de la electricidad y de variación interanual de los gastos de O&M se consideran iguales a la tasa de inflación (2,72%), calculada como el valor promedio del IPC total anual de 2018 a 2022 (ambos incluidos).
- Los gastos de operación y mantenimiento se estiman en un 1% del presupuesto de la inversión inicial, aumentando anualmente según la tasa de inflación.
- La amortización financiera del préstamo será en 15 años a cuotas constantes y a un interés contractual del 5% anual.
- La amortización de los capitales propios se realizará en una sola cuota por el total, al final de la vida útil del proyecto (en el año 25). La política de dividendos consistirá en repartir un 14% sobre el nominal en pagos anuales.

A partir de los datos de partida, para evaluar la factibilidad económica de las diferentes opciones de SFCR, se estimará el flujo de caja anual además de proceder al cálculo de las siguientes variables económicas: VAN, TIR, TIRr, TIRn, PI y DPBT de cada opción al igual que el LCOE utilizando las siguientes expresiones matemáticas:

- Valor Actual Neto (VAN, en €):

$$VAN = -A + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n} \quad (I.1)$$

Donde:

- VAN (€) = Valor actual neto.
- A (€) = Inversión inicial.
- d (%) = Tasa de descuento.
- $Q_n$  (€) = Flujo de caja correspondiente al año  $n$ -ésimo.
- N (años) = Vida útil del proyecto.

- Tasa Interna de Retorno (TIR):

$$0 = -A + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+TIR)^n} \quad (I.2)$$

Donde:

- A (€) = Inversión inicial.
- $Q_n$  (€) = Flujo de caja correspondiente al año  $n$ -ésimo.
- N (años) = Vida útil del proyecto.

- Tasa Interna de Retorno Neta (TIRn):

$$TIR_n = TIR - CMPC \quad (I.3)$$

- Tasa Interna de Retorno Real (TIR<sub>r</sub>):

$$TIR_r = TIR_n - \text{tasa de inflación} \quad (I.4)$$

- Índice de rentabilidad (PI):

$$PI = \frac{VAN}{A} \quad (I.5)$$

- Plazo de recuperación con descuento (DPBT, en años):

Es el menor número de años para el cual se verifica la inecuación siguiente

$$\sum_{n=1}^{DPBT} \frac{Q_n}{(1+d)^n} \geq A \quad (I.6)$$

- Coste normalizado de la electricidad (LCOE, en €/kWh):

$$LCOE = \frac{VAC}{\sum_{n=1}^N \frac{E_n(1-r_d)^n}{(1+d)^n}} \quad (I.7)$$

Donde:

- VAC (€) = Valor actual del coste del sistema.
- E<sub>n</sub> (kWh) = Producción de electricidad durante el año *n*-ésimo.
- r<sub>d</sub> (%) = Tasa de degradación de potencia.

### 2.1.5. Solución adoptada para el SFCR contemplado en este proyecto

En la Tabla 2.6, se recogen los valores de los índices resultantes de la valoración mediante métodos dinámicos de proyectos de inversión de las 18 opciones diferentes contempladas para el SFCR orientado a autoconsumo a instalar en la ubicación escogida. Específicamente se representan los siguientes parámetros: VAN, TIR<sub>r</sub>, DPBT, PI y LCOE, así como la “condición de NZEB”.

Se remite a los ficheros Excel anexados para detalles de cálculo de cada simulación.

Potencia, orientación e inclinación del GFV	VAN (€)	TIRr (%)	A (€)	PI	DPBT (años)	LCOE (€/kWh)	Notas
10 kWp (0º,30º)	5797,79	2,55	12100	0,48	12	0,0984	
4,45 kWp (0º,30º)	3266,96	3,85	5385	0,61	11	0,0984	NZEB
3 kWp (0º,30º)	2519,97	4,73	3630	0,69	10	0,0984	
10 kWp (0º,45º)	5579,59	2,36	12100	0,46	12	0,0995	
4,5 kWp (0º,45º)	3181,18	3,62	5445	0,58	11	0,0995	NZEB
3 kWp (0º,45º)	2439,73	4,51	3630	0,67	10	0,0995	
10 kWp (0º,15º)	5101,18	1,94	12100	0,42	13	0,1025	
4,64 kWp (0º,15º)	3030,57	3,17	5614	0,54	12	0,1025	NZEB
3 kWp (0º,15º)	2301,59	4,13	3630	0,63	11	0,1025	
10 kWp (30º,30º)	5207,85	2,04	12100	0,43	12	0,1017	
4,6 kWp (30º,30º)	3055,35	3,26	5566	0,55	11	0,1017	NZEB
3 kWp (30º,30º)	2329,78	4,20	3630	0,64	10	0,1017	
10 kWp (30º,45º)	4861,69	1,74	12100	0,40	13	0,1037	
4,69 kWp (30º,45º)	2911,22	2,89	5675	0,51	12	0,1037	NZEB
3 kWp (30º,45º)	2202,65	3,85	3630	0,61	11	0,1037	
10 kWp (30º,15º)	4757,03	1,65	12100	0,39	13	0,1046	
4,73 kWp (30º,15º)	2905,28	2,83	5723	0,51	12	0,1046	NZEB
3 kWp (30º,15º)	2195,70	3,83	3630	0,60	11	0,1046	

Tabla 2.6. Resultados de los índices de evaluación económica y condición de NZEB de las 18 opciones de SFCR. Fuente: Elaboración propia

Las observaciones a considerar son las siguientes:

- 1) Los parámetros TIRr y PI son poco sensibles al cambio de orientación analizado para una misma potencia del GFV en CEM e idéntica inclinación de 30º (orientación sur, y orientación 30º hacia el oeste respecto del sur). Esta circunstancia obra económicamente a favor del futuro titular de la instalación, en caso de que la orientación hacia el sur fuese difícil de conseguir (a través de estructuras metálicas que pudieran encarecer la instalación).

- 2) Los valores de DPBT y LCOE son muy parecidos en todos los casos de estudio.
- 3) Como podía esperarse, los SFCR de 3kWp son los más rentables en términos de TIRr y PI, pero a cambio sus valores de VAN son más reducidos.
- 4) Los SFCR de 10 kWp arrojan los valores de VAN más altos, pero en contrapartida son bastante menos rentables en términos de TIRr y PI, que los SFCR de 3 kWp.
- 5) Los SFCR de potencia pico del GFV intermedia (4,45, 4,5, 4,64, 4,69 y 4,73 kWp), obtienen valores de VAN mayores que los de 3 kWp y valores de TIRr y PI algo menores que los de 3 kWp (diferencias ligeramente menores de 1% en el caso de TIRr), pero superan bastante en TIRr y PI a los de 10 kWp (en particular, el SFCR de 4,45 kWp supera bastante en estos dos índices al de 10 kWp con orientación sur). Por último, los SFCR de 4,45, 4,5, 4,64, 4,69 y 4,73 kWp poseen el valor añadido de haber sido diseñados para convertir la vivienda en un NZEB en lo que a consumo eléctrico se refiere, lo cual hablaría a favor de la concienciación medioambiental del futuro titular de la instalación.

En vista de las consideraciones anteriores, se adopta finalmente el diseño de un SFCR de 4,45 kWp cuyo GFV posee orientación sur e inclinación 30°. En efecto, esta opción añade la condición de NZEB ( $\varphi_{ss, lc} = \varphi_{sc, lc}$ ) a la vivienda, superando el resto de sus valores de los parámetros económicos a aquellos de las restantes cinco opciones que también añadirían la condición de NZEB a la vivienda en cuestión.

Para la opción de SFCR escogida (4,45 kWp) se obtienen unos valores de factor de autoconsumo y factor de autosuficiencia a lo largo de los 25 años de vida útil ( $\varphi_{sc, lc}$  y  $\varphi_{ss, lc}$ ) de 0,41.

## 2.1.5.1. Datos generales, de explotación y de financiación

En la Tabla 2.7 se muestran los datos generales, de explotación y de financiación del SFCR final.

DATOS GENERALES	
Coste unitario de inversión del sistema FV (€/kWp)	1,000
Impuesto de valor añadido (%)	21%
Coste de la inversión inicial del sistema FV (€)	5,385
Capitales propios (% de la inversión inicial)	30%
Capitales ajenos (% de la inversión inicial)	70%
Subvención oficial (€)	0
Otros datos	
Vida útil del proyecto (años)	25
Coste del pasivo o coste del capital (CMPC o d) (%)	10,08%
Valor residual de la inversión (%)	0%
DATOS DE EXPLOTACIÓN	
Tasa de variación interanual precio electricidad (%)	2.72%
Gastos de operación y mantenimiento (% de la inversión inicial)	1.00%
Tasa de variación interanual de los gastos de O&M (%)	2.72%
DATOS DE FINANCIACIÓN	
Préstamo (CA)	
Importe inicial de la deuda (€)	3,769.15
Amortización financiera lineal (años)	15
Tasa de interés contractual (%)	7%
Cuota de amortización financiera (€)	251.28
Capitales propios (CP)	
Importe inicial de la deuda (€)	1,615.35
Amortización al final del proyecto (años)	25
Dividendos sobre CP (%)	14%
Cuota de amortización financiera (€)	64.61

Tabla 2.7. Datos generales, de explotación y de financiación del SFCR final. Fuente: Elaboración propia

2.1.5.2. Dimensión financiera de la inversión

ANÁLISIS ECONÓMICO																											
PERÍODO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Ingresos inyección a red (€)		448,85	457,57	466,43	475,44	484,59	493,89	503,34	512,94	522,70	532,60	542,67	552,89	563,27	573,81	584,51	595,37	606,40	617,59	628,94	640,47	652,16	664,01	676,04	688,23	700,59	
Ingresos autoconsumo (€)		411,76	422,54	433,60	444,95	456,59	468,54	480,79	493,36	506,26	519,49	533,05	546,96	561,24	575,87	590,89	606,29	622,08	638,27	654,87	671,90	689,36	707,27	727,31	744,47	763,78	
Ingresos explotación (€)		860,61	880,11	900,03	920,39	941,18	962,43	984,13	1.006,31	1.028,95	1.052,09	1.075,72	1.099,86	1.124,51	1.149,68	1.175,40	1.201,66	1.228,47	1.255,85	1.283,82	1.312,37	1.341,52	1.371,28	1.403,35	1.432,70	1.464,37	
VR a los 25 años (€)																										0,00	
Tasa de variación de los gastos O&M		0,0100	0,0103	0,0106	0,0108	0,0111	0,0114	0,0117	0,0121	0,0124	0,0127	0,0131	0,0134	0,0138	0,0142	0,0146	0,0150	0,0154	0,0158	0,0162	0,0167	0,0171	0,0176	0,0180	0,0185	0,0190	
Gastos explotación (€)		53,85	55,31	56,81	58,36	59,95	61,58	63,25	64,97	66,74	68,56	70,42	72,34	74,30	76,32	78,40	80,53	82,72	84,97	87,28	89,66	92,10	94,60	97,18	99,82	102,53	
Cash-flow explotación (€)		-5.384,50	806,77	824,80	843,22	862,03	881,24	900,85	920,88	941,33	962,22	983,53	1.005,30	1.027,52	1.050,20	1.073,36	1.097,00	1.121,12	1.145,75	1.170,88	1.196,53	1.222,71	1.249,42	1.276,68	1.306,17	1.332,88	1.361,84
Dimensión financiera de la inversión	-A	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7	Q8	Q9	Q10	Q11	Q12	Q13	Q14	Q15	Q16	Q17	Q18	Q19	Q20	Q21	Q22	Q23	Q24	Q25	
VAN anual (€)	-5.384,50	-4.651,63 €	-3.970,99 €	-3.338,89 €	-2.751,88 €	-2.206,75 €	-1.700,53 €	-1.230,45 €	-793,93 €	-388,61 €	-12,25 €	337,21 €	661,67 €	962,93 €	1.242,62 €	1.502,29 €	1.743,37 €	1.967,18 €	2.174,95 €	2.367,82 €	2.546,86 €	2.713,06 €	2.867,32 €	3.010,70 €	3.143,61 €	3.266,96 €	

TIR	16,65%
Rentabilidad neta (TIRn)	6,57%
Rentabilidad real (TIRr)	3,85%
VAN	3.266,96 €
PI	0,61

Tabla 2.8. Dimensión financiera de la inversión de la solución de SFCR adoptada. Fuente: Elaboración propia

2.1.5.3. Plazo de recuperación con descuento (DPBT)

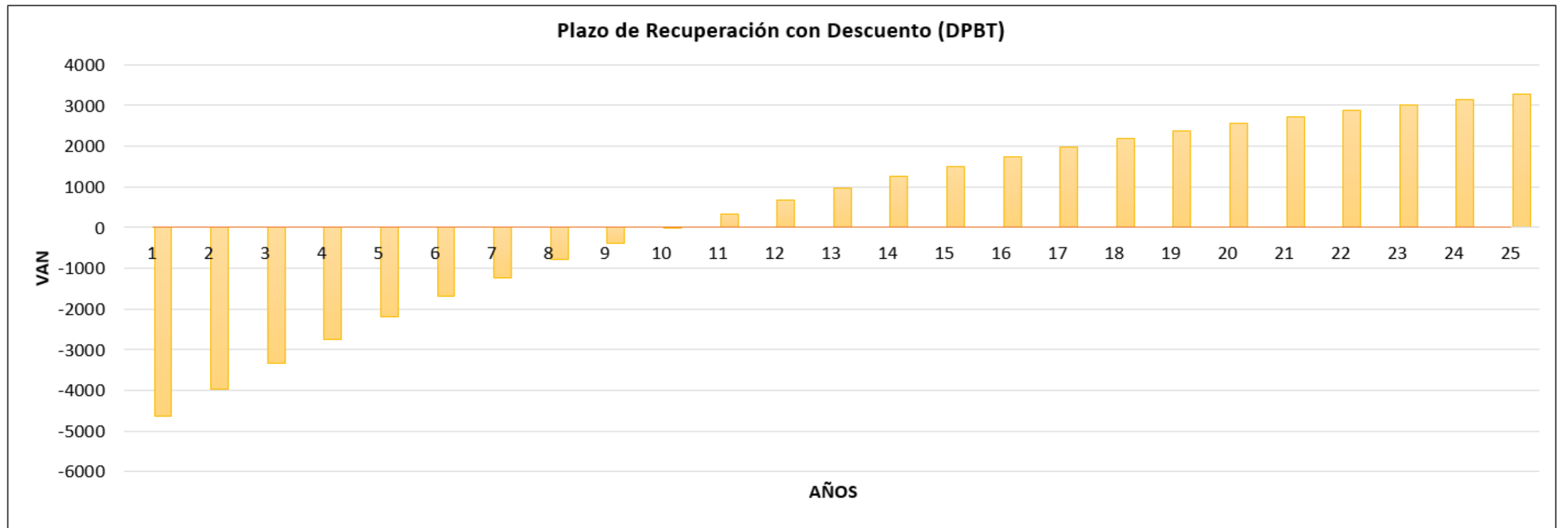


Figura 2.1. Plazo de recuperación con descuento de la solución de SFCR adoptada. Fuente: Elaboración propia

2.1.5.4. Dimensión financiera de la financiación

PRÉSTAMO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Saldo inicial (€)	3.769,15	3.517,87	3.266,60	3.015,32	2.764,04	2.512,77	2.261,49	2.010,21	1.758,94	1.507,66	1.256,38	1.005,11	753,83	502,55	251,28										
Intereses (€)	263,84	246,25	228,66	211,07	193,48	175,89	158,30	140,71	123,13	105,54	87,95	70,36	52,77	35,18	17,59										
Amortización financiera CA (€)	251,28	251,28	251,28	251,28	251,28	251,28	251,28	251,28	251,28	251,28	251,28	251,28	251,28	251,28	251,28										
Saldo final	3.517,87	3.266,60	3.015,32	2.764,04	2.512,77	2.261,49	2.010,21	1.758,94	1.507,66	1.256,38	1.005,11	753,83	502,55	251,28	0,00										
CAPITAL PROPIO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Importe deuda (€)	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35
Dividendos (€)	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15	226,15
Amortización financiera CP (€)																									1.615,35
Saldo deuda (€)	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	1.615,35	0,00
DIMENSIÓN FINANCIERA DEL PASIVO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	5.384,50	-741,27	-723,68	-706,09	-688,50	-670,91	-653,32	-635,73	-618,14	-600,55	-582,96	-565,37	-547,78	-530,19	-512,60	-495,02	-226,15	-226,15	-226,15	-226,15	-226,15	-226,15	-226,15	-226,15	-1.841,50
Coste del pasivo (CMPC)	10,08%																								

Tabla 2.9. Dimensión financiera de la financiación de la solución de SFCR adoptada. Fuente: Elaboración propia

2.1.5.5. Tesorerías

ANÁLISIS FINANCIERO																									
PERÍODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Cash-flow explotación (€)	806,8	824,8	843,2	862,0	881,2	900,9	920,9	941,3	962,2	983,5	1.005,3	1.027,5	1.050,2	1.073,4	1.097,0	1.121,1	1.145,7	1.170,9	1.196,5	1.222,7	1.249,4	1.276,7	1.306,2	1.332,9	1.361,8
Intereses (€)	263,8	246,3	228,7	211,1	193,5	175,9	158,3	140,7	123,1	105,5	87,9	70,4	52,8	35,2	17,6										
Dividendos (€)	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1	226,1
Amortización financiera CA (€)	251,3	251,3	251,3	251,3	251,3	251,3	251,3	251,3	251,3	251,3	251,3	251,3	251,3	251,3	251,3										
Amortización financiera CP (€)																									1.615,4
Tesorería neta (€)	65,5	101,1	137,1	173,5	210,3	247,5	285,2	323,2	361,7	400,6	439,9	479,7	520,0	560,8	602,0	895,0	919,6	944,7	970,4	996,6	1.023,3	1.050,5	1.080,0	1.106,7	-479,7
Tesorería acumulada (€)	65,5	166,6	303,8	477,3	687,6	935,2	1.220,3	1.543,5	1.905,2	2.305,7	2.745,7	3.225,4	3.745,4	4.306,2	4.908,1	5.803,1	6.722,7	7.667,4	8.637,8	9.634,4	10.657,7	11.708,2	12.788,2	13.894,9	13.415,3

Tabla 2.10. Análisis financiero de las tesorerías de la solución de SFCR adoptada. Fuente: Elaboración propia

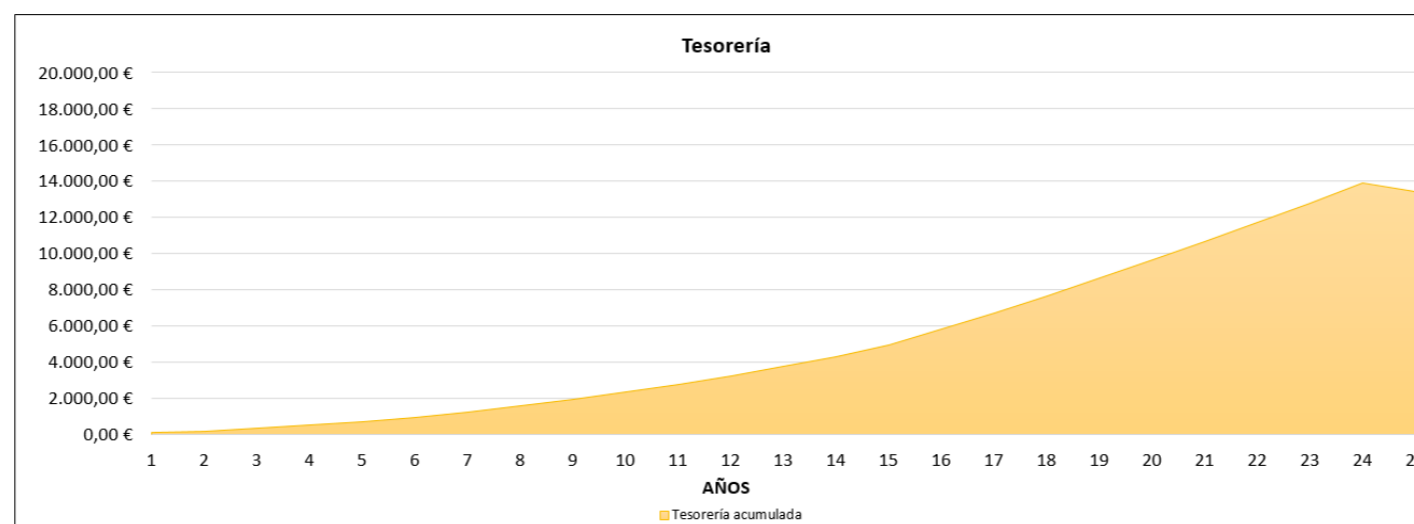


Figura 2.2. Tesorería acumulada de la solución de SFCR adoptada. Fuente: Elaboración propia

ANÁLISIS DE COSTES																									
PERÍODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Gastos O&M (€)	48,91	94,56	137,14	176,89	213,97	248,57	280,86	310,99	339,10	365,33	389,81	412,66	433,97	453,86	472,42	489,73	505,89	520,97	535,04	548,17	560,42	571,85	582,52	592,47	601,76
Producción energética anual (kWh)	6.980,29	6.945,39	6.910,49	6.875,59	6.840,68	6.805,78	6.770,88	6.735,98	6.701,08	6.666,18	6.631,28	6.596,37	6.561,47	6.526,57	6.491,67	6.456,77	6.421,87	6.386,97	6.352,06	6.317,16	6.282,26	6.247,36	6.212,46	6.177,56	6.142,66
(1+CMPC) <sup>n</sup>	1,0633	1,2118	1,3340	1,4685	1,6166	1,7796	1,9590	2,1565	2,3739	2,6133	2,8768	3,1668	3,4861	3,8376	4,2245	4,6505	5,1194	5,6355	6,2037	6,8292	7,5178	8,2758	9,1102	10,0287	11,0399
	6.564,74	5.731,38	5.180,28	4.682,04	4.231,62	3.824,43	3.456,33	3.123,58	2.822,78	2.550,89	2.305,12	2.082,97	1.882,18	1.700,69	1.536,66	1.388,41	1.254,43	1.133,34	1.023,91	925,02	835,65	754,90	681,93	615,99	556,41
LCOE (25 años)	0,0984 €/kWh																								

Tabla 2.11. Análisis del coste normalizado de la electricidad del SFCR adoptada. Fuente: Elaboración propia

#### 2.1.5.6. Análisis e interpretación de los resultados

En vista de los resultados obtenidos, se concluye que el proyecto es viable económicamente debido a que la rentabilidad proporcionada por los activos es superior al coste de su pasivo, es decir, que el VAN es mayor que cero y la TIR es mayor que el coste del capital de su pasivo. De igual forma, se concluye también que el proyecto es viable financieramente debido a que en todo momento de su horizonte temporal presenta una tesorería acumulada positiva recuperándose el total de la inversión a partir del año 10.

El análisis de la viabilidad económico-financiera del proyecto se ha centrado en los 25 primeros años de vida de la instalación, no obstante, se estima que, con un adecuado mantenimiento, la vida útil podría ser aún mayor. En consecuencia, la instalación fotovoltaica podría proporcionar energía a la vivienda por un periodo de tiempo más largo, aumentando el beneficio y la rentabilidad mostrados en este estudio.

## 2.2. Anexo II: Cálculos justificativos

### 2.2.1. Consideraciones previas al diseño del SFCR

Se conoce como dato de partida, que la potencia pico del GFV, elegida mediante un estudio energético-económico previo, para el diseño del SFCR de autoconsumo en la vivienda unifamiliar, es de 4,45 kWp.

Por otro lado, la relación entre la potencia nominal del inversor y la potencia pico del GFV o factor DC/AC ( $F_{DC/AC}$ ) debe ser ligeramente menor que uno a causa del enclave del SFCR. Al estar ubicado en el sur de España, que es una zona con un alto recurso solar, si el factor DC/AC es igual o ligeramente superior a uno, pueden aparecer episodios de saturación en el inversor, fenómeno conocido como “inverter clipping”, en inglés. Este fenómeno ocurre cuando la salida del GFV produce una potencia que excede el máximo valor de ésta que el inversor puede admitir a su entrada de manera sostenida. Cuando esto ocurre el inversor limitará la cantidad de potencia DC que convierte, haciendo trabajar al GFV a una corriente y tensión menor

y mayor, respectivamente, que aquellas correspondientes a su punto de máxima potencia. Así, se obtiene menos electricidad AC de la que realmente se podría obtener. Obviamente, este fenómeno conduce a pérdidas de captura en el SFCR.

A continuación, se estudiarán dos posibles opciones de diseño del SFCR para contrastarlas posteriormente y terminar eligiendo aquella configuración del GFV cuya potencia pico del GFV se aproxime más a la potencia pico de 4,45 kWp, elegida para diseñar el SFCR.

### 2.2.2. Diseño del SFCR (opción A)

#### 2.2.2.1. Dimensionado del inversor (opción A)

A partir de las consideraciones anteriores, se ha seleccionado el inversor monofásico de la marca HUAWEI, concretamente el modelo SUN2000-5KTL-L1, cuya potencia nominal de salida es de 5 kW. Este inversor tiene una eficiencia máxima de 98,4%, la opción de conectar batería en un futuro y la posibilidad de conectar dos cadenas de módulos FV gracias a sus dos entradas MPPT. El factor DC/AC, por tanto, tendría a priori el siguiente valor:

$$F_{DC/AC} = \frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{INV,AC}} \quad (II.1)$$

$$F_{DC/AC} = \frac{4450 \text{ W}}{5000 \text{ W}} = 0,89$$

#### 2.2.2.2. Módulo fotovoltaico (opción A)

En cuanto a la elección de los módulos FV monofaciales para el diseño del SFCR, se ha optado por la serie de módulos FV monocristalinos Honey M de la marca Trina Solar, en concreto el modelo TSM-370 DE08.M.08(II). El fabricante garantiza para este módulo FV una pérdida de potencia en CEM por estabilización inicial del 2% así como una degradación anual en potencia de 0,55%/año durante 25 años. Igualmente, el fabricante especifica una eficiencia de 20,2% en CEM para su producto.

### 2.2.2.3. Dimensionado del generador fotovoltaico (opción A)

Sabiendo que la potencia pico del GFV y que la potencia máxima de cada módulo FV en CEM es de 370 Wp, se puede calcular el número total de módulos FV en primera aproximación:

$$N = \text{Int} \left[ \frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{MOD,M,STC}} \right] \quad (II.2)$$

$$N = \text{Int} \left[ \frac{4450 \text{ Wp}}{370 \text{ Wp}} \right] = 12$$

Para determinar la compatibilidad del módulo FV y el inversor escogido, se comprobará si se cumple:

$$I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \quad (II.3)$$

$$11,37 \text{ A} \leq 12,5 \text{ A}$$

Efectivamente se cumple la desigualdad.

Para determinar el número máximo de módulos FV a instalar en serie, calcularemos la tensión de los módulos FV para el caso más desfavorable, la cual no podrá superar la máxima tensión de entrada del inversor. Para ello, se tomará  $-10^\circ\text{C}$  como temperatura mínima de módulo FV.

$$\text{máx} (N_{ms}) = \text{Int} \left[ \frac{V_{INV,M,DC}}{V_{MOD,OC} (T_C = -10^\circ\text{C})} \right] \quad (II.4)$$

Para determinar el número mínimo de módulos FV en serie se tomará el caso más desfavorable, el cual ocurrirá para una temperatura de módulo de  $70^\circ\text{C}$ , dado que la tensión de los módulos FV desciende con el aumento de la temperatura. Dicho valor de tensión no podrá ser menor a la tensión mínima de búsqueda del punto de máxima potencia del inversor.

$$\text{mín} (N_{ms}) = \text{Int} \left[ \frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M} (T_C = 70^\circ\text{C})} \right] + 1 \quad (II.5)$$

En la hoja de características del módulo FV se puede encontrar el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto, el cual se emplea para hallar las tensiones de circuito abierto del módulo FV para unas temperaturas de célula de -10 y 70 °C.

$$V_{MOD,OC}(T_C=-10^{\circ}C) = V_{MOD,OC,STC} [1 + \beta_{Voc}(T_C - T_C^*)] \quad (II.6)$$

$$V_{MOD,OC}(T_C=-10^{\circ}C) = 41,3 V [1 - 0,0025 \text{ }^{\circ}C^{-1}(-10 \text{ }^{\circ}C - 25 \text{ }^{\circ}C)] = 44,91 V$$

$$V_{MOD,M}(T_C=70^{\circ}C) = V_{MOD,M,STC} [1 + \beta_{Voc}(T_C - T_C^*)] \quad (II.7)$$

$$V_{MOD,M}(T_C=70^{\circ}C) = 34,2 V [1 - 0,0025 \text{ }^{\circ}C^{-1}(70 \text{ }^{\circ}C - 25 \text{ }^{\circ}C)] = 30,35 V$$

Sustituyendo los valores calculados en las ecuaciones anteriores:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int} \left[ \frac{600 V}{44,91 V} \right] = 13$$

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int} \left[ \frac{90 V}{30,35 V} \right] + 1 = 3$$

A fin de obtener un número total de módulos fotovoltaicos igual que en la primera estimación, se dimensiona el GFV con la siguiente configuración:

- $N_{ms} = 6$  módulos FV en serie
- $N_C = 2$  cadenas de módulos FV

$$N = N_{ms} \cdot N_C \quad (II.8)$$

- $N = 6 \cdot 2 = 12$  módulos FV en total
- Entradas MPPT usadas = 2

$$P_{GFV,M,STC}(\text{definitiva}) = N \cdot P_{MOD,M,STC} \quad (II.9)$$

- $P_{GFV,M,STC}(\text{definitiva}) = 12 \cdot 370 Wp = 4440 Wp = 4,44 kWp$

### 2.2.3. Diseño del SFCR (opción B)

#### 2.2.3.1. Dimensionado del inversor (opción B)

Teniendo en cuenta las mismas consideraciones que en la primera opción, esta vez se ha seleccionado el inversor monofásico de la marca Solis, en concreto el modelo S6-GR195K, cuya potencia nominal de salida es de 5 kW. Este inversor tiene una eficiencia máxima de 97,7%, la opción de conectar batería en un futuro y la posibilidad de conectar dos cadenas de módulos FV gracias a sus dos entradas MPPT. El factor DC/AC, por tanto, tendría a priori el siguiente valor:

$$F_{DC/AC} = \frac{4450 \text{ W}}{5000 \text{ W}} = 0,89$$

#### 2.2.3.2. Módulo fotovoltaico (opción B)

Respecto a la elección de los módulos FV monofaciales para el diseño del SFCR, se ha optado esta vez por la serie de módulos FV con tecnología TOPCon monocristalinos Panda 3.0 Pro de la marca Yingli Solar, en concreto el modelo YL550C-50e 1500V 1/2. El fabricante garantiza para este módulo una pérdida de potencia en CEM por estabilización inicial del 1% así como una degradación anual en potencia de 0,40%/año durante 25 años. Igualmente, el fabricante especifica una eficiencia en CEM de 21,29% para su producto.

#### 2.2.3.3. Dimensionado del generador fotovoltaico (opción B)

Sabiendo la potencia pico del GFV y que la potencia máxima de cada módulo FV en CEM es de 550 W<sub>p</sub>, se puede calcular el número total de módulos FV en primera aproximación:

$$N = \text{Int} \left[ \frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{MOD,M,STC}} \right] = \text{Int} \left[ \frac{4450 \text{ Wp}}{550 \text{ Wp}} \right] = 8$$

Para determinar la compatibilidad del módulo FV y el inversor escogido, se comprobará si se cumple:

$$I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC}$$

$$14 A \leq 14 A$$

Efectivamente se cumple la desigualdad.

Para determinar el número máximo de módulos FV a instalar en serie, se calculará la tensión de los módulos FV para el caso más desfavorable. Dicho valor no podrá superar la máxima tensión de entrada del inversor. Para ello, se tomará  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  como temperatura mínima de módulo FV.

$$\text{máx } (Nms) = \text{Int} \left[ \frac{V_{INV,M,DC}}{V_{MOD,OC}(T_C=-10^{\circ}\text{C})} \right]$$

Para determinar el número mínimo de módulos FV en serie se tomará el caso más desfavorable, el cual ocurrirá para una temperatura de módulo FV de  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ , dado que la tensión de los módulos FV desciende con el aumento de la temperatura. Dicho valor de tensión no podrá ser menor a la tensión mínima de búsqueda del punto de máxima potencia del inversor.

$$\text{mín } (Nms) = \text{Int} \left[ \frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M}(T_C=70^{\circ}\text{C})} \right] + 1$$

En la hoja de características del módulo FV se puede encontrar el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto, el cual se emplea para hallar las tensiones de circuito abierto del módulo para unas temperaturas de célula de  $-10$  y  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

$$\begin{aligned} V_{MOD,OC}(T_C=-10^{\circ}\text{C}) &= V_{MOD,OC,STC} [1 + \beta_{Voc}(T_C - T_C^*)] = 41,3 V [1 - 0,0025\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}(-10\text{ }^{\circ}\text{C} - 25\text{ }^{\circ}\text{C})] \\ &= 44,91 V \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{MOD,M}(T_C=70^{\circ}\text{C}) &= V_{MOD,M,STC} [1 + \beta_{Voc}(T_C - T_C^*)] = 34,2 V [1 - 0,0025\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}(70\text{ }^{\circ}\text{C} - 25\text{ }^{\circ}\text{C})] \\ &= 30,35 V \end{aligned}$$

Sustituyendo los valores calculados en las ecuaciones anteriores:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int} \left[ \frac{600 \text{ V}}{44,91 \text{ V}} \right] = 13$$

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int} \left[ \frac{90 \text{ V}}{30,35 \text{ V}} \right] + 1 = 3$$

A fin de obtener un número total de módulos FV igual que en la primera estimación, se dimensiona el GFV con la siguiente configuración:

- $N_{ms} = 4$  módulos FV en serie
- $N_C = 2$  cadenas de módulos FV
- $N = 4 \cdot 2 = 8$  módulos FV en total
- Entradas MPPT usadas = 2
- $P_{GFV,M,STC} (\text{definitiva}) = 8 \cdot 550 \text{ Wp} = 4400 \text{ Wp} = 4,40 \text{ kWp}$

#### 2.2.4. Configuración definitiva del SFCR

Comparando las configuraciones del GFV de las dos opciones propuestas de dimensionado del SFCR, se observa que la potencia pico que más se aproxima a la potencia pico del GFV, elegida previamente mediante un estudio energético-económico, para el diseño del SFCR, es la potencia pico del GFV de la opción A. De este modo, el GFV del SFCR a diseñar tendrá finalmente la siguiente configuración:

- $N_{ms} = 6$  módulos FV en serie
- $N_C = 2$  cadenas de módulos FV
- $N = 6 \cdot 2 = 12$  módulos FV en total
- Entradas MPPT usadas = 2
- $P_{GFV,M,STC} (\text{definitiva}) = 12 \cdot 370 \text{ Wp} = 4440 \text{ Wp} = 4,44 \text{ kWp}$

El módulo FV monofacial e inversor monofásico finalmente seleccionados son el TSM-370 DE08.M.08(II) de la serie Honey M de la marca Trina Solar con células de silicio monocristalino, eficiencia de módulo en CEM de 20,2%, pérdida en potencia por estabilización inicial del 2% y degradación anual en potencia de 0,55%/año (ligeramente superior a la estimada con los cálculos energético-económicos previos), y el SUN2000-5KTL-L1 de la marca Huawei con potencia nominal de salida de 5 kW, 2 entradas MPPT, eficiencia máxima de 98,4% y posibilidad de conectar baterías, respectivamente.

En cualquier caso, la opción B también sería factible ya que, a efectos prácticos, las diferencias de aquella con la opción A son escasamente significativas para una aplicación fotovoltaica destinada al sector residencial. En efecto, para ambos diseños las potencias en CEM de los GFV son muy próximas (4,44 y 4,40 kWp en las opciones A y B, respectivamente). Adicionalmente, los valores de pérdida de potencia por estabilización inicial (2 y 1% en las opciones A y B, respectivamente), los valores de la tasa de degradación anual (0,55 y 0,40%/año en las opciones A y B, respectivamente) y las eficiencias en CEM (20,2 y 21,29% en las opciones A y B, respectivamente) de los módulos FV empleados en uno u otro caso carecen de relevancia real para una instalación de estas características. Otro tanto cabría apuntar respecto de las características eléctricas (eficiencia europea, por ejemplo) de los dos inversores escogidos.

En relación al comentario del párrafo anterior se ha de destacar que la elección tanto del tipo de módulo FV como del acondicionamiento de potencia no admite ese relativo grado de flexibilidad en grandes instalaciones fotovoltaicas a escala de red (*utility scale*, en inglés). La consecución del que acaso es el objetivo prioritario de este tipo de instalaciones FV —minimizar el LCOE— requiere un análisis más pormenorizado que el realizado aquí y que por supuesto, excede el alcance de este documento.

### 2.2.5. Distancia mínima entre módulos FV

En esta sección se calcula la distancia mínima que debe haber entre las dos filas de módulos FV. Esta distancia es esencial respetarla para evitar el autosombreado de módulos FV, siendo este, si se produjera, una causa de impacto energético pernicioso en el GFV. A partir de la Figura 2.1, deducimos las expresiones para obtener la separación mínima entre filas

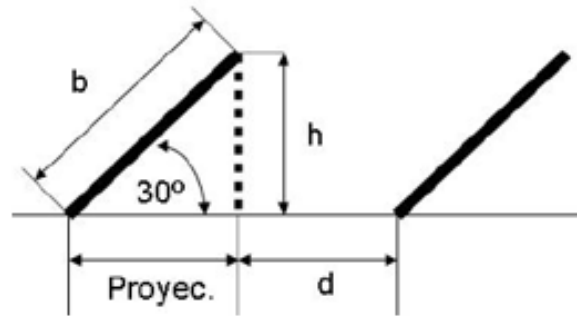


Figura 2.3. Distancia mínima entre filas de módulos FV. Fuente: [www.platea.ujaen.es](http://www.platea.ujaen.es)

$$h = b \cdot \sin \beta \quad (\text{II. 10})$$

$$\text{Proyec} = b \cdot \cos \beta \quad (\text{II. 11})$$

$$d = \frac{h}{\text{tg}(61^\circ - \phi)} \quad (\text{II. 12})$$

$$\text{separación} = \text{Proyec} + d \quad (\text{II. 13})$$

Donde:

- $h$  es la altura del módulo FV sobre la horizontal (m).
- $b$  es la longitud del módulo FV (m).
- $\text{Proyec}$  es la proyección del módulo FV sobre la horizontal (m).
- $\beta$  es el ángulo de inclinación del módulo FV sobre la horizontal ( $^\circ$ ).
- $\phi$  es la latitud correspondiente al lugar de la instalación FV ( $^\circ$ ).

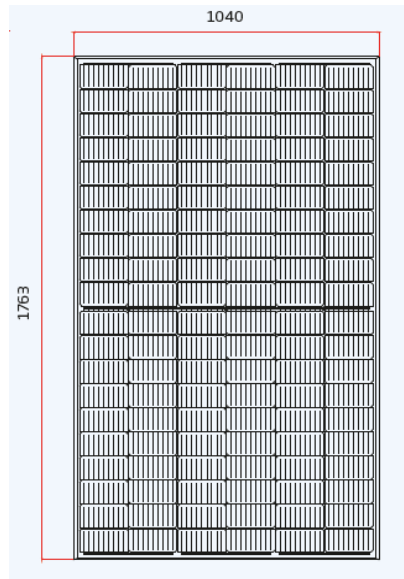


Figura 2.4. Dimensiones del módulo FV TSM-370 DE08.M.08(II). Fuente: [www.trinasolar.com](http://www.trinasolar.com)

Sustituyendo en las ecuaciones anteriores:

$$h = 1,04 \text{ m} \cdot \sin 30 = 0,52 \text{ m}$$

$$\text{Proyec} = 1,04 \text{ m} \cdot \cos 30 = 0,90 \text{ m}$$

$$d = \frac{0,52 \text{ m}}{\text{tg}(61^\circ - 37,8^\circ)} = 1,21 \text{ m}$$

$$\text{separación} = 0,90 \text{ m} + 1,21 \text{ m} = 2,11 \text{ m}$$

Se adopta una separación entre filas de módulos de 2,11 m desde el inicio del módulo FV de la fila anterior hasta el inicio del módulo FV de la fila siguiente.

### 2.2.6. Estructura soporte

Considerando el espacio del que se dispone en el terreno donde va a ubicarse el GFV y la distancia mínima entre filas de módulos FV para evitar el autosombreado, los módulos FV se instalarán sobre estructuras soporte modelo SOLARBLOC 30° del fabricante PRETENSADOS DURÁN S.L. de igual tamaño. Este tipo de soporte es ideal para instalarse en superficies planas, fijando los módulos FV en posición horizontal mediante carril incorporado al soporte y con un grado de inclinación de 30° sobre el terreno.

Las estructuras soporte se instalarán formando filas de 6 módulos FV, por lo tanto, para la totalidad del GFV serán necesarios 14 soportes del modelo SOLARBLOC®. Los soportes son de hormigón reforzado por lo que tienen una alta resistencia a los agentes atmosféricos, siendo nulo el mantenimiento de los mismos. De igual forma, son capaces de contrarrestar la carga por viento fuerte que se originan en los módulos FV instalados sobre ellos.

### **2.2.7. Dimensionado del cableado eléctrico**

En este apartado se justifica el dimensionamiento de la sección de los conductores de cables de la parte de continua y de alterna de la instalación FV.

#### **2.2.7.1. Circuito de corriente continua. Cableado**

Para realizar un correcto dimensionado del cableado eléctrico de la parte de continua se tienen en cuenta los siguientes criterios:

- a) Criterio de máxima intensidad admisible por el cable eléctrico. Según dicta el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cableado eléctrico de cada cadena de módulos FV debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo FV. Al cable eléctrico de alterna se le aplica el mismo criterio, respecto de la intensidad nominal de salida del inversor.
- b) Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable eléctrico. El Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE determina que la sección del cableado eléctrico debe asegurar que la caída de tensión en CEM en el tramo DC no supere el 1,5%. Para el tramo AC, según lo establecido en la norma ITC-BT-40 del REBT, la caída de tensión no ha de exceder el 1,5% de la tensión de salida nominal del inversor.

En las instalaciones FV se desaconseja utilizar cables eléctricos menores a 4 mm<sup>2</sup> de sección debido a que son propensos a sufrir roturas.

El circuito DC es el que une las cadenas de módulos FV con el inversor. El método de instalación del cableado eléctrico para este circuito será de dos cables eléctricos

cargados en contacto, sobre una superficie. En principio, para este circuito se escoge cable eléctrico de 4 mm<sup>2</sup> de sección nominal. Este cableado se ajustará a la especificación UNE-EN 50618:2015.

A continuación, se comprobará que la sección nominal de cable eléctrico seleccionada anteriormente cumple con los criterios especificados anteriormente.

a) Criterio de la máxima intensidad admisible por el cableado eléctrico DC

Como se comentó más arriba, conforme al estándar IEC 60364-7-712 el cableado eléctrico de cada cadena de módulos FV debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo FV:

$$I_{DC,max} = 1,25 \cdot I_{MOD,SC,STC} \tag{II. 14}$$

$$I_{DC,max} = 1,25 \cdot 11,37 A = 14,21 A$$

Según la tabla A.3 – “Intensidad máxima admisible de los cables eléctricos FV” de la norma UNE-EN 50618:2015, para un método de instalación de dos cables eléctricos cargados en contacto, sobre una superficie se tiene que para una sección nominal de 4 mm<sup>2</sup> a una temperatura ambiente de 60 °C la intensidad máxima admisible es de 44 A, superior a la corriente máxima admisible de 14,21 A, por lo que esta sección sería suficiente según este criterio.

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1.5	30	29	24
2.5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).  
 Temperatura máxima del conductor: 120 °C.  
 NOTA El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

Tabla 2.12. Máxima intensidad admisible por el cableado eléctrico DC. Fuente: UNE-EN50618:2015

b) Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cableado eléctrico DC

La sección del cableado eléctrico DC ( $S_{m, simple}$ , en  $mm^2$ ) que asegura que la caída de tensión en CEM en el tramo DC no supere el 1,5%, viene dada por la siguiente expresión:

$$S_{m, simple} = \frac{2 \cdot L_{simple} \cdot I_{MOD, M, STC}}{\Delta V_{simple} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD, M, STC} \cdot \sigma} \quad (II. 15)$$

La longitud simple del cableado eléctrico DC se estimará en función de la disposición de las cadenas de módulos FV sobre el patio de la vivienda unifamiliar.

Según la ficha técnica del módulo FV, dispone de cables eléctricos de interconexión con una longitud de 280 mm, tanto para el terminal positivo como para el terminal negativo. Se obtiene un tramo de cable eléctrico de interconexión por módulo FV de 560 mm. La longitud simple del cableado eléctrico DC será la suma de la totalidad de los tramos de cable eléctrico de interconexión de los módulos FV más los tramos de cable eléctrico de la cadena de módulos FV más alejada del inversor al mismo y de la cadena más cercana al inversor hasta la ubicación del mismo (estimados según el plano *Disposición del GFV en el patio*).

$$S_{m, simple} = \frac{2 \cdot (0,56 \cdot 10 + 6,2 + 4,5) m \cdot 11,37 A}{0,015 \cdot 6 \cdot 34,2 V \cdot 56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}}$$

$$S_{m, simple} = \frac{2 \cdot 16,3 m \cdot 11,37 A}{0,015 \cdot 6 \cdot 34,2 V \cdot 56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}} = 2,15 mm^2$$

Como se puede observar, la caída máxima permisible de tensión no es superada con la sección nominal de cable eléctrico de  $4 mm^2$  seleccionada anteriormente.

Teniendo en cuenta los dos criterios, se emplearán cables eléctricos unipolares TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K 1,5 kV DC de  $4 mm^2$  de sección nominal para el tramo DC.

### 2.2.7.2. Circuito de corriente alterna (AC). Cableado

Según la norma UNE 21.030, el cable eléctrico AC debe tener aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina libre de halógenos (RZ1-K(AS)) de tensión de trabajo 0,6/1 kV. De acuerdo con la norma UNE HD 60364-5-52:2014, para inversores monofásicos, el cable eléctrico anterior será bipolar aislado con XLPE, con dos conductores cargados de Cu, temperatura del conductor de 90 °C y temperatura ambiente de 40 °C en el aire. Su método de instalación será sobre bandejas perforadas en recorrido horizontal (tipo E). En principio, se escoge un cable eléctrico con una sección nominal de 4 mm<sup>2</sup> para este circuito.

A continuación, se comprobará que la sección del cable eléctrico AC seleccionada anteriormente cumple con los criterios especificados anteriormente.

#### a) Criterio de máxima intensidad admisible por el cable eléctrico AC

De acuerdo con la ITC-BT-40 del REBT, el cable eléctrico de cada cadena de módulos FV debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal de salida del inversor.

$$I_{AC,max} = 1,25 \cdot I_{INV,AC} = 1,25 \cdot \frac{P_{INV,AC}}{V_{INV,AC}} \quad (\text{II. 16})$$

$$I_{AC,max} = 1,25 \cdot \frac{5000 \text{ W}}{230 \text{ V}} = 27,17 \text{ A}$$

En la tabla C-52-1bis de la norma UNE HD 60364-5-52:2014, se tiene que para una sección normalizada mínima de 4 mm<sup>2</sup>, para las condiciones y método de instalación mencionados anteriormente, la intensidad máxima admisible es de 44 A, superior a la corriente máxima admisible de 27,17 A, por lo que esta sección sería suficiente según este criterio.

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																	
	A1	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2					
A1																		
A2	PVC 3	PVC 2			XLPE 3		XLPE 2											
B1				PVC 3	PVC 2					XLPE 3			XLPE 2					
B2			PVC 3	PVC 2				XLPE 3	XLPE 2									
C						PVC 3			PVC 2		XLPE 3		XLPE 2					
E							PVC 3			PVC 2		PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 2			
F									PVC 3			PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 2			
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm <sup>2</sup> <b>Cobre</b>																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617

Tabla 2.13. Máxima intensidad admisible por el cable eléctrico AC. Fuente: UNE HD 60364-5-52:2014

b) Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable eléctrico AC

La sección mínima del cable eléctrico AC ( $S_{m, AC}$ , en mm<sup>2</sup>) que asegura que la caída de tensión en CEM en el tramo AC no supere el 1,5% ( $\Delta V_{AC}$ ) de la tensión de salida del inversor viene dada por la siguiente expresión:

$$S_{m, AC} = \frac{2 \cdot L_{AC} \cdot I_{INV, AC} \cdot \cos \phi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV, AC} \cdot \sigma} \tag{II.17}$$

La longitud simple del cable eléctrico AC se considerará aproximadamente igual a la longitud simple del cableado eléctrico DC (16,3 m), asumiendo que el inversor se encuentra cercano a la CGMP, donde se alojan el interruptor magnetotérmico y el interruptor diferencial.

$$S_{m.AC} = \frac{2 \cdot 16,3 \text{ m} \cdot 21,74 \text{ A} \cdot 1}{0,015 \cdot 230 \text{ V} \cdot 56 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 3,67 \text{ mm}^2$$

Como se puede observar la caída máxima permisible de tensión no es superada con la sección nominal de cable eléctrico de 4 mm<sup>2</sup> seleccionada anteriormente.

Teniendo en cuenta los dos criterios, se usará cable eléctrico bipolar RZ1-K(AS) 0,6/1 kV AC de 4 mm<sup>2</sup> de sección nominal para el tramo AC.

### 2.2.8. Cálculo de protecciones

El inversor HUAWEI SUN2000-5KTL-L1 incorpora internamente sus propias protecciones, en cumplimiento con el RD 1699/2011, que son:

- Protección contra sobrecalentamiento.
- Protección contra fallos de arco.
  
- Protección contra corriente residual.
  
- Aislamiento galvánico: para mantener efectiva la protección frente a contactos directos es necesario controlar la resistencia de aislamiento de la instalación con objeto de limitar la corriente que podría circular por la persona a un valor máximo de 100 mA. Para esta función se utiliza un controlador permanente de aislamiento, incorporado en el propio inversor, que vigilará que la resistencia de aislamiento sea superior a 0,6 MΩ.
  
- Protección frente a funcionamiento en isla:
  - Vigilante por variación de tensión y sobretensiones transitorias generadas por descargas atmosféricas, mediante rango de tensión máxima y mínima de 1,1 Um a 0,85 Um, respectivamente.

- Vigilante por variación de frecuencia: tensión soportada a impulsos mediante un rango de frecuencia de 47-65 Hz.

### 2.2.8.1. Protecciones en el circuito de corriente continua

El inversor carece de protecciones contra cortocircuitos o sobrecargas de DC, no siendo estas necesarias pues solo se va a conectar una cadena por cada entrada MPPT. No obstante, se insertarán fusibles a la entrada del inversor para dar cumplimiento al apdo. 5.2.6. del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red del IDAE. Este tipo de protecciones se sitúan en serie con cada cadena de módulos FV, protegiendo así el inversor.

Los fusibles funcionan como protector en el circuito, ya que al producirse faltas eléctricas actúan, dejando el circuito abierto e interrumpiendo que las sobrecorrientes dañen los módulos FV y/o los cables eléctricos.

Para el dimensionado de los fusibles a insertar en serie con cada cadena de módulos FV se debe calcular la intensidad nominal del fusible ( $I_{fnom}$ , en A), que debe estar comprendida entre:

$$1,5 \cdot I_{MOD,SC,STC} < I_{fnom} < 2 \cdot I_{MOD,SC,STC} \quad (\text{II. 18})$$

$$1,5 \cdot 11,37 \text{ A} < I_{fnom} < 2 \cdot 11,37 \text{ A}$$

$$17,06 \text{ A} < I_{fnom} < 22,74 \text{ A}$$

Asimismo, tienen que soportar la tensión máxima producida por una cadena de módulos FV. Esta tensión será la misma en ambas cadenas ya que ambas tienen el mismo número de módulos FV en serie, con lo cual:

$$V_{max,rama} = 1,1 \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,OC,STC} \quad (\text{II. 19})$$

$$V_{max,rama} = 1,1 \cdot 6 \cdot 41,3 \text{ V} = 272,58 \text{ V}$$

Considerando ambas condiciones, se selecciona fusible cilíndrico gPV 20 A 10x38 1000 VDC de la marca DF Electric, acompañado de su correspondiente portafusibles de la misma marca. Además, este fusible sirve tanto como protección del cable como del módulo FV, el cual posee una intensidad máxima de fusible en serie de 20 A.

Las protecciones contra sobretensiones de DC (varistores clase C) están integradas en el propio inversor, prescindiendo así de cálculo alguno de las mismas.

#### 2.2.8.2. Protecciones en el circuito de corriente alterna

A pesar de que el inversor incorpora las protecciones contra sobretensiones en el lado de AC, es necesario el dimensionado de las protecciones del circuito AC.

De este modo, se debe insertar un interruptor magnetotérmico, a la salida del inversor y ubicado en el CGMP para proteger a la instalación FV de sobrecargas y sobreintensidades. La intensidad nominal ( $I_{nom}$ , en A) del interruptor debe estar comprendida entre:

$$I_{AC,max} < I_{nom} < I_{adm} \quad (\text{II. 20})$$

$$27,17 \text{ A} < I_{nom} < 44 \text{ A}$$

Se selecciona el interruptor magnetotérmico 5SL6232-7 de 2 polos, 32 A, 400 VAC, poder de corte: 6 kA, curva C.

Junto al interruptor magnetotérmico del sistema se instalará un interruptor diferencial para proteger de los contactos directos e indirectos que se puedan producir en la instalación FV, eliminando así el riesgo de choque eléctrico.

Se selecciona el interruptor diferencial 5SV3314-6 de 2 polos, entrada: 40 A, sensibilidad: 30 mA, tipo A, 230 VAC.

Las protecciones contra sobretensiones de AC (varistores clase B+C) están integradas en el propio inversor, prescindiéndose así de cálculo alguno de las mismas.

### 2.2.8.3. Cálculo de la instalación de puesta a tierra

La puesta a tierra de todas las masas metálicas importantes, existentes en la zona de la instalación FV, es una medida de protección de las personas frente a contactos indirectos.

Para la línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra, se empleará conductor de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup>. Para el electrodo de puesta a tierra, se utilizarán, en principio, picas de tierra de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro y conductores de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup>. La profundidad de enterramiento del electrodo deberá medirse desde la parte superior del mismo, la norma ITC-BT-18 recomienda una profundidad mínima de enterramiento de la parte superior del electrodo de 0,8 m, por lo que se enterrará a esta profundidad.

La norma ITC-BT-26 determina que la resistencia total de puesta a tierra ( $R_t$ ) debe ser menor que 37  $\Omega$ . Considerando una longitud en planta de la conducción enterrada del anillo igual a 28 m, y sabiendo que la resistencia del anillo se asocia en paralelo con las picas, se obtiene:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1}{R_{t-anillo}} + \frac{1}{R_{t-picas}} \quad (\text{II. 21})$$

$$R_{t-anillo} = \frac{2 \cdot \rho}{L} \quad (\text{II. 22})$$

Donde:

- $\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).
- $L$ : Longitud en planta de la conducción enterrada del anillo (m).

$$R_{t-anillo} = \frac{2 \cdot 500 \Omega m}{28 m} = 35,71 \Omega$$

Por lo que no será necesario colocar pica alguna, solo con el anillo de conductor enterrado se obtendría una resistencia total de puesta a tierra inferior a 37  $\Omega$ .

Según establece el REBT, todas las masas metálicas de la instalación FV y receptoras estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, De esta forma, en la instalación FV se conectará a una única toma de tierra de protección para todas sus masas metálicas.

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

Tabla 2.14. Relación sección de conductor de protección y de fase. Fuente: ITC-BT-19

De acuerdo con la Tabla 2.15, el cable eléctrico de protección tendrá la misma sección que los cables eléctricos de conexión de los módulos FV, por ser estos de una sección menor a 16  $\text{mm}^2$ . Así pues, el cable eléctrico seleccionado como tierra es cable eléctrico unipolar de 4  $\text{mm}^2$  POWERFLEX RV-K verde-amarillo.

### 2.2.9. Equipo de medida. Contador

De acuerdo con lo indicado en el RD 1110/2007, del 24 de agosto, en el que se aprueba el *Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico*, a la instalación objeto de diseño le corresponderá un punto de medida tipo 5, por ser una potencia contratada menor a 15 kW.

Además, cualquier instalación acogida a la modalidad de autoconsumo debe tener en el punto frontera un equipo de medida bidireccional. Por tanto, el contador actual debe sustituirse por un contador bidireccional tipo 5, que será proporcionado por la compañía distribuidora al cliente en régimen de alquiler.

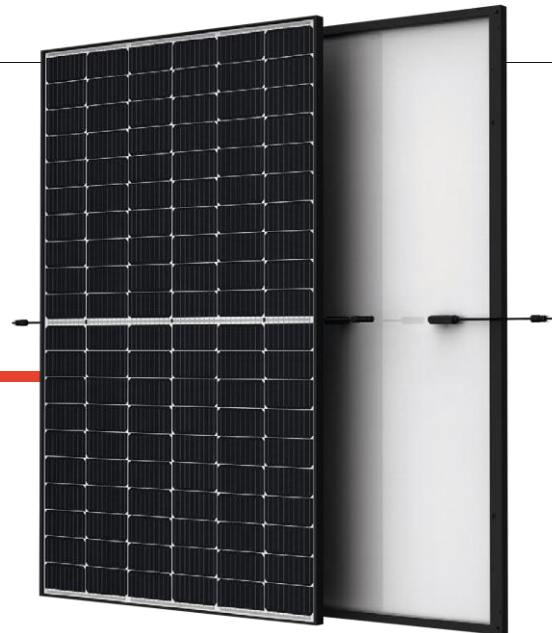
## 2.3. Anexo III: Documentación técnica

### 2.3.1. Módulo fotovoltaico

**Mono** Multi Solutions

**Honey<sup>M</sup>**

TSM-DE08M.08(II)



**120 HALF-CUT**

MONOCRYSTALLINE CELLS

**360-385 W**

POWER OUTPUT RANGE

**21.0 %**

MAXIMUM EFFICIENCY

**0/+5 W**

POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

#### Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/UL1703  
IEC61701: Salt Mist Corrosion  
IEC62716: Ammonia Corrosion  
IEC60068: Blowing Sand  
ISO9001; ISO14001; ISO45001; ISO14064



Years **TrinaSolar** 10 15 20



#### High power output

- Multi busbar technology combined with half-cut mono PERC cells for up to 385 W front power and 21.0 % module efficiency
- Reduced BOS costs with higher power bins and 1,500V system voltage



#### Great for residential rooftop application

- Maximize limited space with up to 210 W/m<sup>2</sup> power density
- Ultra-thin, virtually invisible busbars



#### Highly reliable due to stringent quality control

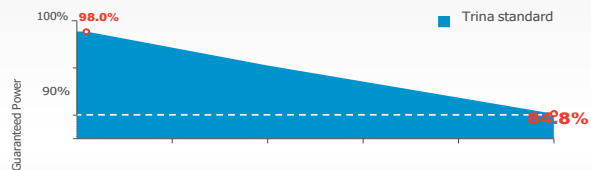
- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- PID resistant
- 2x 100% inline EL inspection



#### Certified to withstand challenging environmental conditions

- Salt Mist Corrosion
- Ammonia Corrosion
- Blowing Sand

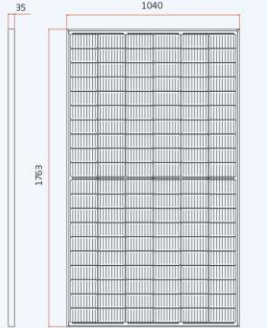
#### PERFORMANCE WARRANTY



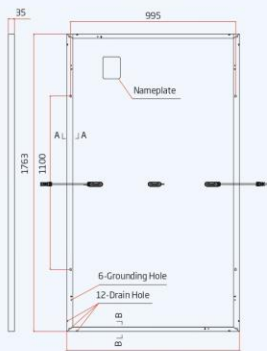


TSM-DE08M.08(II)

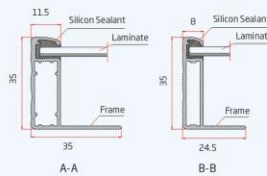
**DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)**



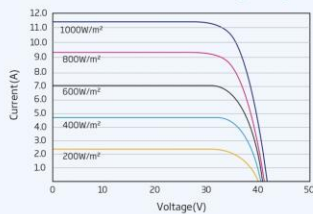
Front View



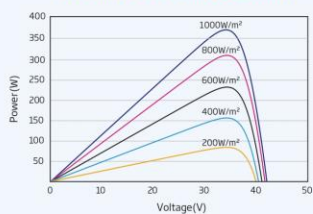
Back View



**I-V CURVES OF PV MODULE(370W)**



**P-V CURVES OF PV MODULE(370W)**



ELECTRICAL DATA (STC)	TSM-360 DE08.M.08(II)	TSM-365 DE08.M.08(II)	TSM-370 DE08.M.08(II)	TSM-375 DE08.M.08(II)	TSM-380 DE08.M.08(II)	TSM-385 DE08.M.08(II)
Peak Power Watts-P <sub>MAX</sub> (Wp)*	360	365	370	375	380	385
Power Tolerance-P <sub>MAX</sub> (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	33.6	33.9	34.2	34.4	34.7	34.9
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	10.70	10.76	10.82	10.89	10.96	11.04
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	40.7	41.0	41.3	41.6	41.9	41.9
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	11.24	11.30	11.37	11.45	11.52	11.58
Module Efficiency η <sub>m</sub> (%)	19.6	19.9	20.2	20.5	20.7	21.0

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25 °C, Air Mass AM1.5.  
\*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)	TSM-360 DE08.M.08(II)	TSM-365 DE08.M.08(II)	TSM-370 DE08.M.08(II)	TSM-375 DE08.M.08(II)	TSM-380 DE08.M.08(II)	TSM-385 DE08.M.08(II)
Maximum Power-P <sub>MAX</sub> (Wp)	271	275	279	283	287	290
Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)	31.5	31.8	32.0	32.2	32.5	32.7
Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)	8.60	8.65	8.71	8.77	8.83	8.89
Open Circuit Voltage-V <sub>OC</sub> (V)	38.3	38.6	38.9	39.2	39.4	39.4
Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)	9.06	9.10	9.16	9.23	9.28	9.33

NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20 °C, Wind Speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	120 cells (6 × 20)
Module Dimensions	1763 × 1040 × 35 mm
Weight	20.0 kg
Glass	3.2 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	35 mm Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm <sup>2</sup> Portrait: N 280mm/P 280 mm Landscape: N 1200 mm /P 1200 mm
Connector	MC4 EVO2/TS4

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2 K)
Temperature Coefficient of P <sub>MAX</sub>	- 0.34%/K
Temperature Coefficient of V <sub>OC</sub>	- 0.25%/K
Temperature Coefficient of I <sub>SC</sub>	0.04%/K

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

**MAXIMUM RATINGS**

Operational Temperature	-40 to +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

**WARRANTY**

15 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
Max. 2% first year degradation
Max. 0.55% Annual Power Degradation

(Please refer to product warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

Modules per box:	31 pieces
Modules per 40' container:	806 pieces



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

© 2020 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
Version number: TSM\_EN\_2021\_A [www.trinasolar.com](http://www.trinasolar.com)

2.3.2. Inversor

Smart Energy Center



**Seguridad activa**

Protección contra arcos eléctricos activa con tecnología de IA



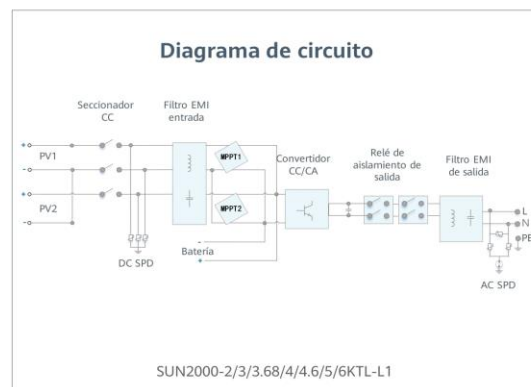
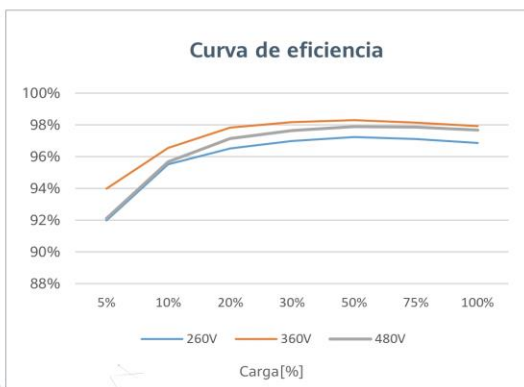
**Mayor rendimiento**

Hasta un 30 % más de energía con optimizadores



**2x POTENCIA de Batería**

5kW de Salida en CA más 5kW de Carga en Baterías



SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1  
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 <sup>1</sup>
<b>Eficiencia</b>							
Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
<b>Entrada ( FV )</b>							
Entrada de CC máxima recomendada <sup>2</sup>	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada				600 V <sup>3</sup>			
Tensión de arranque				100 V			
Rango de tensión de operación de MPPT				90 V – 560 V <sup>3</sup>			
Tensión nominal de entrada				360 V			
Máx. intensidad por MPPT				12.5 A			
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT				18 A			
Cantidad de MPPTs				2			
Máx. número de entradas por MPPT				1			
<b>Entrada ( Batería CC )</b>							
Batería compatible	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Rango de tensión de operación	350 ~ 450 Vcc						
Max. corriente de operación	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Potencia de carga máxima	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh – 30kWh <sup>1</sup>						
Rango de tensión de operación	350 ~ 560 Vdc						
Max. corriente de operación	15 A						
Potencia de carga máxima	5,000 W <sup>4</sup>						
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
<b>Salida</b>							
Conexión a la red eléctrica	Monofásica						
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W <sup>5</sup>	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA <sup>6</sup>	5,500 VA <sup>7</sup>	6,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz						
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A <sup>8</sup>	25 A <sup>8</sup>	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %						
Salida para SAI	Sí (a través de Backup Box-B0 <sup>1</sup> )						
<b>Protección &amp; Características</b>							
Protección anti-isla	Sí						
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí						
Monitorización de aislamiento	Sí						
Protección contra descargas atmosféricas CC	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Protección contra descargas atmosféricas CA	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Monitorización de la corriente residual	Sí						
Protección contra sobrintensidad de CA	Sí						
Protección contra cortocircuito de CA	Sí						
Protección contra sobretensión de CA	Sí						
Protección contra sobrecalentamiento	Sí						
Protección de falla de arco	Sí						
Carga inversa de la batería desde la red	Sí						
<b>Datos generales</b>							
Rango de temperatura de operación	-25 ~ +60 °C						
Humedad relativa de operación	0 %RH – 100 %RH						
Altitud de operación	0 ~ 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)						
Ventilación	Convección natural						
Pantalla	Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación FusionSolar						
Comunicación	RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el inversor Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)						
Peso (incluido soporte de montaje)	12.0 kg						
Dimensiones (incluido soporte de montaje)	365mm * 365mm * 156 mm						
Grado de protección	IP65						
Consumo de energía durante la noche	< 2.5 W						
<b>Compatibilidad con optimizadores</b>							
Optimizador compatible con MBUS CC	SUN2000-450W-P						
<b>Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)</b>							
Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2						
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116						

<sup>1</sup> 1 Disponible en Q3 del 2020.

<sup>2</sup> 2 La potencia fotovoltaica de entrada máxima del inversor es de 10.000 Wp cuando las cadenas largas se diseñen y conecten al completo de optimizadores de potencia SUN2000-450W-P.

<sup>3</sup> 3 El límite máximo de tensión de entrada y de operación se reducirán a 495 V cuando el inversor se conecte y funcione con la batería LG.

<sup>4</sup> 4 2.500 W en las baterías HUAWEI ESS de 5kWh

<sup>5</sup> 5 AS4777.2:4,991W; <sup>6</sup> 6: VDE-AR-N 4105: 4,600VA / AS4777.2: 4,999VA; <sup>7</sup> 7: AS4777.2: 4,999VA / C10/11: 5,000VA; <sup>8</sup> 8: AS4777.2: 21.7A.

### 2.3.3. Cable eléctrico DC



# TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

Cable solar certificado TÜV.

NORMAS DE REFERENCIA: EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502



Cca

#### APLICACIÓN

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

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

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

#### CONSTRUCCIÓN

##### Conductor

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

##### Aislamiento

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

##### Cubierta

Goma flexible de baja emisión de humos y libre de halógeno según tabla BI, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930. Color rojo o negro.

#### CARACTERÍSTICAS



##### Características eléctricas

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



##### Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 90 °C (120 °C durante 20.000 h).

Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máximo 5 s).

Temperatura mínima de servicio: -40 °C (estático con protección).



##### Características frente al fuego

No propagador de la llama según UNE-EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.

No propagador del incendio según EN 50399.

Reacción al fuego CPR: Cca s1b, d2, a1, según EN 50575.

Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.

Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.

Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 / IEC 61034:

Transmitancia luminosa > 60%.



##### Características mecánicas

Radio de curvatura:

4x diámetro de cable (diámetro de cable ≤ 8 mm)

5x diámetro del cable (8 < diámetro del cable ≤ 12 mm).

6x diámetro de cable (diámetro de cable > 12 mm).

Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



##### Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Excelente.

Resistencia a los ataques químicos: Excelente.

Resistente al ozono según EN 50618.

Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618 e IEC 62930.

Presencia de agua AD8 Sumersión.



##### Condiciones de instalación

Al aire.

Enterrado.

Entubado.

#### NORMAS / CERTIFICACIONES



##### Norma de referencia

EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502



##### Certificaciones

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



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

Cca-s1b, d2, a1





# TOPSOLAR<sup>®</sup> PV H1Z2Z2-K

## DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



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

\* Cable fuera de norma EN 50618.

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

Las tolerancias de los diámetros exteriores nominales son:

Cables con diámetro exterior  $d \leq 7$  mm. → -0,1 +0,2 mm

Cables con diámetro exterior  $7 < d < 10$  mm. → -0,1 +0,3 mm

Cables con diámetro exterior  $d \geq 10$  mm. → -0,2 +0,4 mm

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

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

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

## FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL AIRE

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

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

### 2.3.4. Cable eléctrico AC



**EXZHELLENT® 1000 V**  
RZ1-K - Libre de halógenos  
0,6/1 kV

**exZhellent**

### CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Código de General Cable	Sección (mm <sup>2</sup> )	Díámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 30 °C * (A)	Caída de tensión cos $\mu=0,8$ (V/A.km)
1992106	1x1,5	5,7	50	25	23	27,31
1992107	1x2,5	6,1	60	25	32	16,44
1992108	1x4	6,7	75	30	42	10,25
1992109	1x6	7,2	100	30	54	6,870
1992110	1x10	8,2	140	35	75	4,023
1992111	1x16	9,2	195	40	100	2,587
1992112	1x25	10,8	285	45	135	1,476
1992113	1x35	11,9	380	50	169	1,073
1992114	1x50	13,5	520	55	207	0,773
1992115	1x70	15,6	715	65	268	0,568
1992116	1x95	17,4	925	70	328	0,449
1992117	1x120	19,4	1.170	80	383	0,368
1992118	1x150	21,4	1.445	90	444	0,311
1992119	1x185	23,3	1.745	95	510	0,270
1992120	1x240	26,6	2.300	135	607	0,223
1992121	1x300	30,2	2.900	155	703	0,193
1992122	1x400	34,8	3.940	175	823	0,164
1992123	1x500	39,5	5.055	200	946	0,146
1992124	1x630	43,7	6.585	220	1.088	0,128

\* Intensidades admisibles de acuerdo con IEC 60364-5-52, tabla B.52.12, método de instalación F.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.

**EXZHELLENT® 1000 V**RZ1-K - Libre de halógenos  
0,6/1 kV**CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:**

Código de General Cable	Sección (mm <sup>2</sup> )	Díámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 30 °C ** (A)	Caída de tensión cos $\mu=0,8$ (V/A.km)
1992206	2x1,5	8,6	100	35	26	27,26
1992207	2x2,5	9,4	125	40	36	16,40
1992208	2x4	10,5	170	45	49	10,21
1992209	2x6	11,6	220	50	63	6,835
1992210	2x10	13,5	325	55	86	3,993
1992211	2x16	15,5	465	65	115	2,561
1992212	2x25	18,8	695	75	149	1,684
1992213	2x35	21,8	975	90	185	1,221
1998214*	2x50	21,3	1.150	85	225	0,876
1998215*	2x70	24,7	1.590	100	289	0,642
1998216*	2x95	27,7	2.060	140	352	0,506
1998217*	2x120	31,3	2.620	160	410	0,413
1998218*	2x150	34,5	3.230	175	473	0,349
1998219*	2x185	37,8	3.920	190	542	0,303
1998220*	2x240	43,3	5.180	220	641	0,248
1992306	3x1,5	9,0	115	40	23	27,26
1992307	3x2,5	9,9	150	40	32	16,40
1992308	3x4	11,1	205	45	42	10,21
1992309	3x6	12,3	275	50	54	6,835
1992310	3x10	14,3	410	60	75	3,993
1992311	3x16	16,5	595	70	100	2,561
1992312	3x25	20,0	900	80	127	1,458
1992313	3x35	23,3	1.265	95	158	1,057
1998314*	3x50	24,9	1.550	100	192	0,759
1998315*	3x70	29,2	2.160	150	246	0,556
1998316*	3x95	32,5	2.790	165	298	0,438
1998317*	3x120	36,7	3.545	185	346	0,358
1998318*	3x150	40,6	4.395	205	399	0,302
1998319*	3x185	44,3	5.315	225	456	0,262
1998320*	3x240	50,8	7.020	305	538	0,215
1998321*	3x300	57,7	8.850	350	621	0,186

\* Conductor sectoral flexible Sectorflex®.

\*\* Intensidades admisibles de acuerdo con IEC 60364-5-52, tabla B.52.5, método de instalación D1.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.



**EXZHELLENT® 1000 V**  
RZ1-K - Libre de halógenos  
0,6/1 kV



**CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:**

Código de General Cable	Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 30 °C ** (A)	Caída de tensión cos $\mu=0,8$ (V/A.km)
1992406	4x1,5	9,9	140	40	23	23,61
1992407	4x2,5	10,9	185	45	32	14,20
1992408	4x4	12,2	255	50	42	8,839
1992409	G6	13,5	340	55	54	5,919
1992410	4x10	15,8	525	65	75	3,458
1992411	4x16	18,3	760	75	100	2,218
1992412	4x25	22,4	1.150	90	127	1,458
1992413	4x35	25,6	1.600	130	158	1,057
1998414*	4x50	27,5	2.065	140	192	0,759
1998415*	4x70	32,3	2.885	165	246	0,556
1998416*	4x95	35,9	3.730	180	298	0,438
1998417*	4x120	40,7	4.765	205	346	0,358
1998418*	4x150	44,9	5.890	225	399	0,302
1998419*	4x185	49,4	7.180	250	456	0,262
1998420*	4x240	56,6	9.480	340	538	0,215
1998421*	4x300	64,5	11.985	390	621	0,186
1992506	5x1,5	10,8	170	45	23	23,61
1992507	5x2,5	11,9	225	50	32	14,20
1992508	5x4	13,4	310	55	42	8,839
1992509	5x6	14,9	420	60	54	5,919
1992510	5x10	17,5	645	70	75	3,458
1992511	5x16	20,2	925	85	100	2,218
1992512	5x25	24,8	1.410	100	127	1,458
1992513	5x35	28,4	1.955	145	158	1,057
1992514	5x50	33,1	2.735	170	192	0,759
1992515	5x70	39,0	3.865	195	246	0,556
1992516	5x95	43,4	4.980	220	298	0,438
1992517	5x120	49,4	6.350	250	346	0,358
1992518	5x150	54,7	8.020	330	399	0,302

\* Conducto sectoral flexible Sectorflex®.

\*\* Intensidades admisibles de acuerdo con IEC 60364-5-52, tabla B.52.12, método de instalación E.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.



### 2.3.5. Estructura soporte

**SOLARBLOC®**  PRETENSADOS DURÁN

CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

## NUEVOS GRADOS

Soporte de hormigón para paneles solares



**SOLARBLOC® 10°, 12°, 15°, 18°**



**SOLARBLOC®** amplia su gama a 7 modelos (10°, 12°, 15°, 18°, 28°, 30°, 34°)



Diseñados con carril de hormigón para la sujeción de anclajes.

Simplifique todo al máximo con **SOLARBLOC®**



[www.solarbloc.es](http://www.solarbloc.es)  
[www.pretensadosduran.com](http://www.pretensadosduran.com)

# SOLARBLOC® PRETENSADOS DURÁN

## SISTEMA DE MONTAJE

Presentamos SOLARBLOC® como un sistema de montaje **sin estructura ni anclajes**, para la instalación de módulos solares sobre cubiertas o superficies planas.

SOLARBLOC® es un soporte prefabricado de hormigón, **diseñado para simplificar el montaje de instalación solares y abaratar los costes** al reducir en el resto de materiales necesarios.

El soporte SOLARBLOC® está desarrollado con una geometría y una masa que **permite fijar los paneles directamente** a él, esta masa es necesaria para contrarrestar la fuerza del viento y agentes externos.



SOLARBLOC® **elimina el proceso de montaje de estructura metálica.**

No se tiene que taladrar a la cubierta, por lo que **no afecta a la impermeabilidad** de ésta.

Simplifique todo al máximo, sólo tiene que colocar los soportes en la zona designada y fijar los paneles al soporte SOLARBLOC.

[www.solarbloc.es](http://www.solarbloc.es)  
[www.pretensadosduran.com](http://www.pretensadosduran.com)

# SOLARBLOC® PRETENSADOS DURÁN

## ● Ventas de SOLARBLOC:

- Sistema de montaje FV de un sólo componente.
- Soporte auto-lastrado, fabricado en hormigón.
- Fijación del panel mediante carril incorporado al soporte.
- Elimina la estructura metálica.
- Elimina el proceso de perforado y anclajes a la cubierta.
- Acorta el tiempo de montaje de las instalaciones FV.

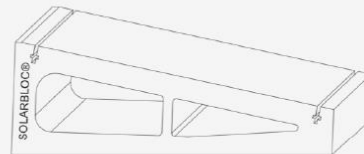


## ● El montaje de SOLARBLOC:

- Colocar los soportes SOLARBLOC® en el lugar deseado.
- Montar las fijaciones de los paneles en el carril de hormigón.
- Instalar los paneles sobre el soporte.

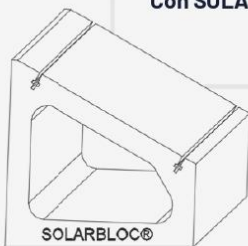
## ● Datos técnicos:

- Composición; hormigón
- Ángulos soportes; 10°, 12°, 15°, 18°, 28°, 30°, 34°.
- Peso según ángulo; 60kg, 68kg, 71kg, 77kg.
- Fijación paneles; mediante carril y tornillería.
- Dimensiones; largo(60-100) ancho(23-16)cm.
- tud/palets: 20 -16.



## ● Con SOLARBLOC para cubiertas o superficies planas minimizará costes:

- Por simplicidad y rapidez de ejecución.



[www.solarbloc.es](http://www.solarbloc.es)  
[www.pretensadosduran.com](http://www.pretensadosduran.com)

**SOLARBLOC®**  PRETENSADOS DURÁN



Soporte de hormigón para paneles solares

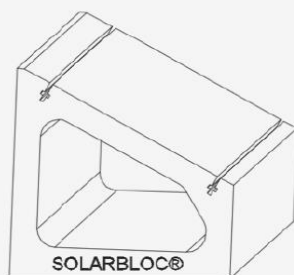
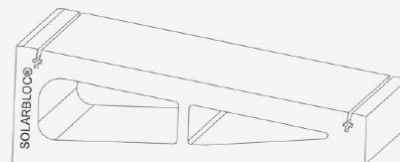
## INSTRUCCIONES DE MONTAJE SOLARBLOC®

### 1º ELIGE EL SOPORTE Y LOS GRADOS

El sistema SOLARBLOC® cubiertas y superficies planas, permite fijar los paneles solares directamente al soporte, por lo que no es necesario montar estructura.

Los soportes SOLARBLOC® se fabrican en siete grados distintos, 10º, 12º, 15º, 18º, 28º, 30º y 34º.

Debemos elegir la inclinación del soporte más idónea teniendo en cuenta las necesidades de la instalación.



### REPLANTEA LA ZONA DE TRABAJO 2º

Una vez seleccionado el ángulo, tenemos que marcar la zona donde se colocarán los soportes SOLARBLOC® para el montaje de los paneles solares.

El terreno o la superficie donde se apoyen los soportes SOLARBLOC® debe ser plana, de lo contrario tiene que nivelarse.

Sobre suelos de tierra se puede utilizar grava para nivelar el terreno. Los soportes se deben empotrar sobre la grava unos centímetros para evitar deslizamientos.

[www.solarbloc.es](http://www.solarbloc.es)  
[www.pretensadosduran.com](http://www.pretensadosduran.com)

# SOLARBLOC® PRETENSADOSDURÁN

## 3º COLOCA LOS SOLARES SOLARBLOC®

Las piezas tienen una masa entre 60 y 77kg, dependiendo del grado de inclinación del soporte, por lo que para su desplazamiento es **aconsejable la utilización de carretilla** o similar.



### 3.1. Manipulación del soporte

1. Desplazar los soportes al lugar seleccionado.
2. Colocar el primer y el último soporte de la fila. Unirlos mediante una cuerda de replanteo por la parte superior, servirá para comprobar la nivelación y alineación.
3. Completar la fila con los soportes SOLARBLOC® según el replanteo establecido.

### 3.2. Consideraciones en función al tipo de cubierta, superficies y cargas de viento

3.2.1. Se recomienda fijar los soportes a la superficie de apoyo con uno o dos cordones de adhesivo, aumentar el peso de los soportes SOLARBLOC® añadiendo Lastres por la base, o duplicar el número de SOLARBLOC® por módulo para **aumentar la resistencia a vientos** superiores a Beaufort 9 (Temporal fuerte).

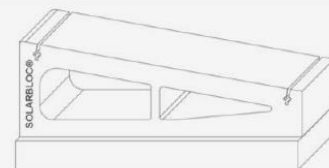
#### PEGADO DEL SOPORTE SOLARBLOC POR LA BASE



LA LONGITUD MINIMA DE LOS CORDONES DE ADHESIVO DEBE SER 14cm.



BASE



EL PEGADO DE LOS SOLARBLOC A LOS LASTRES DEBE SER CON 2 CORDONES DE ADHESIVO PARA MATERIAL PETREC CON RESISTENCIA A TRACCIÓN MÍNIMA DE 10kg/cm<sup>2</sup>



**SOLARBLOC®**  PRETENSADOSDURÁN

**3.2.2.** En superficies con **coeficientes de rozamiento bajo** es necesario fijar los soportes Solarbloc con adhesivo para evitar deslizamientos.

En caso de no poder fijar los soportes, se tendrá que poner entre la base del Solarbloc y la superficie de apoyo una **manta de caucho, neopreno o algún material que aumente el rozamiento**. La utilización de dichas mantas protege la impermeabilización de las cubiertas.

Con esta actuación se pretende que el soporte resista la carga de viento estimada antes de su desplazamiento.



\*Es responsabilidad del proyectista y el montador de la obra dimensionar la estructura de la instalación fotovoltaica, también decidir el tipo de actuaciones complementarias para proteger la instalación.

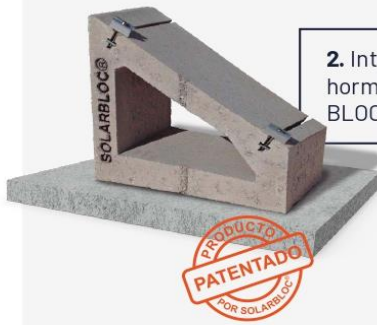
**4º** **MONTA LOS ANCLAJES AL SOPORTE SOLARBLOC®**

Tras colocar los soportes, se procederá al montaje de los anclajes sobre el soporte SOLARBLOC®, realizando los siguientes pasos:

**1.** Ensamblar el anclaje formado por; omega de aluminio, tornillo, arandela y regleta para carril.



# SOLARBLOC® PRETENSADOS DURÁN



2. Introducir el anclaje ensamblado al carril de hormigón, por el lateral del soporte SOLARBLOC®.

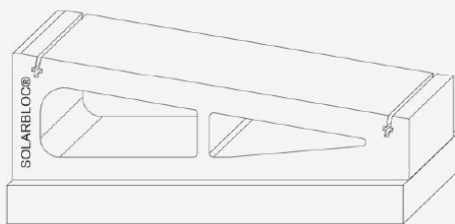


## POSICIÓN DE LOS MÓDULOS 5º

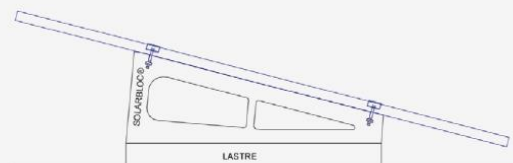
Con SOLARBLOC® de **28º, 30º y 34º** los módulos se tienen que montar en **posición horizontal**.

SOLARBLOC de **10º, 12º, 15º y 18º** permite montar los **módulos de 60 células en vertical y horizontal**.

\*Módulos > 60 células montaje en vertical de **10º a 12º**, y horizontal de **10º a 18º**. Por las dimensiones del módulo, se recomienda añadir lastres bajo el soporte para aumentar peso (punto 3.2.1.)



\*Para montar **módulos > 60 células en vertical de 15º a 18º**, es necesario añadir lastres bajo el soporte **para ganar altura, centrar el módulo y aumentar el peso** (punto 3.2.1.)



[www.solarbloc.es](http://www.solarbloc.es)  
[www.pretensadosduran.com](http://www.pretensadosduran.com)

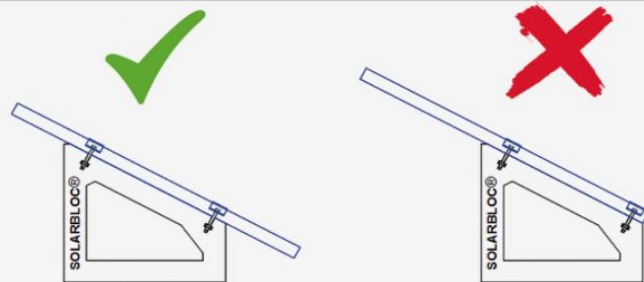
# SOLARBLOC® PRETENSADOS DURÁN

## 6º INSTALA LOS PANELES SOLARES AL SOPORTE SOLARBLOC®

Una vez montados los anclajes al soporte SOLARBLOC®, se fijará el marco del panel solar con el plano superior inclinado de SOLARBLOC®.

### PASOS DE INSTALACIÓN DE MÓDULOS:

1. **Apoyar los extremos** del módulo sobre la superficie inclinada del soporte SOLARBLOC®.
2. Montar los módulos centrados al soporte SOLARBLOC®, de manera que **no sobresalga más de un lado que de otro** y ajustar los anclajes al marco del panel.
3. Por último, **colocar** el siguiente panel y apretar los anclajes para fijarlos.



\* Par de apriete máximo 17N

2.3.6. Fusibles

# FOTVOLTAICOS FUSIBLES



## gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTVOLTAICAS

La principal novedad que ofrecen estos productos es la tensión asignada de 1000 V DC y 600 V DC. Están destinados principalmente a ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica en instalaciones fotovoltaicas, donde, debido al constante incremento de potencia y la evolución tecnológica, es común que se precise proteger grupos de paneles solares que pueden alcanzar tensiones superiores a 800 V DC. También pueden utilizarse como protección en instrumentación y como protección de circuitos auxiliares en ferrocarriles. Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la nueva Norma IEC60269-6). Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio. Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases modulares PMF 1000 V en versión unipolar o bipolar (con o sin indicador de fusión).

[www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/fusibles/cilindricos/](http://www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/fusibles/cilindricos/)

10x38	I <sub>n</sub> (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
1000V DC	1	491601	30	10/100
	2	491602	30	10/100
	3	491604	30	10/100
	4	491605	30	10/100
	5	491606	30	10/100
	6	491610	30	10/100
	8	491615	30	10/100
	10	491620	30	10/100
	12	491625	30	10/100
	15	491629	30	10/100
	16	491630	30	10/100
	20	491635	30	10/100



600V DC	1	491901	30	10/100
	2	491902	30	10/100
	3	491904	30	10/100
	4	491905	30	10/100
	5	491906	30	10/100
	6	491910	30	10/100
	8	491915	30	10/100
	10	491920	30	10/100
	12	491925	30	10/100
	15	491929	30	10/100
	16	491930	30	10/100
	20	491935	30	10/100
	25	491940	30	10/100
	30	491944	30	10/100
		32	491945	30



14x51	I <sub>n</sub> (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
1000V DC	25	491650	30	10/50
	32	491655	30	10/50



**NORMAS**  
IEC 60269-1  
IEC 60269-6  
UL 2579

**HOMOLOGACIONES**  
Cd-Pb  
RoHS  
RECYCLED

**TECNICO**  
CARACTERISTICAS I-t

PAGINA 11

**TECNICO**  
COEFICIENTE REDUCCION  
POR TEMPERATURA  
AMBIENTE

PAGINA 14

**COMPATIBLE**  
PV BASES PARA  
APLICACIONES  
FOTVOLTAICAS

PAGINA 07

**COMPATIBLE**  
CONTACTO PINZA PARA  
FUSIBLES Ø10

PAGINA 09

# FOTVOLTAICOS FUSIBLES



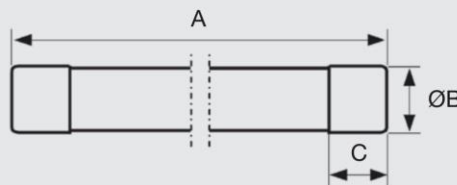
## gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTVOLTAICAS

10x85	In (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE (Unid./CAJA)
1500V DC	2	492202	10	4/24
	4	492205	10	4/24
	6	492210	10	4/24
	8	492215	10	4/24
	10	492220	10	4/24
	12	492225	10	4/24
1200V DC	16	492230	10	4/24
	20	492235	10	4/24
	25	492240	10	4/24



## gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTVOLTAICAS DIMENSIONES

10x38  
14x51  
10x85



TAMAÑO	A	B	C
10x38	38	10,3	10
14x51	51	14,3	10
10x85	85	10,3	10

**NORMAS**  
IEC 60269-1  
IEC 60269-6  
UL 2579

**HOMOLOGACIONES**  
Cd-Pb FREE  
RoHS Compliant

**TECNICO**  
CARACTERISTICAS I-I  
PAGINA 12

**TECNICO**  
COEFICIENTE REDUCCION POR TEMPERATURA AMBIENTE  
PAGINA 14

**COMPATIBLE**  
CONTACTO PINZA PARA FUSIBLES Ø10  
PAGINA 09





















# FOTOVOLTAICOS BASES PORTAFUSIBLES



## PMX 1000V DC BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

DF ELECTRIC lanza al mercado una nueva base portafusible modular para instalaciones fotovoltaicas. La principal novedad que ofrecen es la tensión asignada de 1000 V DC. Están destinadas principalmente a ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica en instalaciones fotovoltaicas, donde, debido al constante incremento de potencia y la evolución tecnológica, es común que se precise proteger grupos de paneles solares que pueden alcanzar tensiones hasta 1000 V DC. Bases portafusibles modulares para utilizar con fusibles cilíndricos talla 10x38 según norma IEC/EN 60269. Diseño compacto, de dimensiones reducidas, fabricadas con materiales de calidad. Contactos de cobre electrolítico plateados. Materiales plásticos autoextinguibles y de alta resistencia a la temperatura. Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea 2002/95/EC RoHS.

[www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/bases/bases-portafusibles/](http://www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/bases/bases-portafusibles/)

	POLOS	MODULOS	REFERENCIA	DESCRIPCION	I <sub>n</sub> (A)	U (VDC)	EMBALAJE Unid./CAJA
<b>10x38</b>	1	1	485150  	UNIPOLAR	32	1000	12/192
	2	2	485151  	BIPOLAR	32	1000	6/96
<b>SIN INDICADOR</b>	1	1	485152  	UNIPOLAR	32	1000	12/192
	2	2	485153  	BIPOLAR	32	1000	6/96
<b>CON INDICADOR</b>	1	1,5	485250  	UNIPOLAR	50	1000	6/90
	2	3	485251  	BIPOLAR	50	1000	3/45
<b>14x51</b>	1	1,5	485252  	UNIPOLAR	50	1000	6/90
	2	3	485253  	BIPOLAR	50	1000	3/45
<b>CON INDICADOR</b>	1	1,5	485252  	UNIPOLAR	50	1000	6/90
	2	3	485253  	BIPOLAR	50	1000	3/45



**NORMAS**  
IEC 60269-1  
IEC 60269-2  
IEC 60947-3  
EN 60269-1  
EN 60269-2  
EN 60947-3

**HOMOLOGACIONES**  
   
RoHS  
compliant  
RECYCLED

**COMPATIBLE**  
PV FUSIBLES PARA  
APLICACIONES  
FOTOVOLTAICAS  
PAGINA 04

**COMPATIBLE**  
PERNES DE CONEXION Y  
ACCESORIOS  
VER  
CILINDRICOS

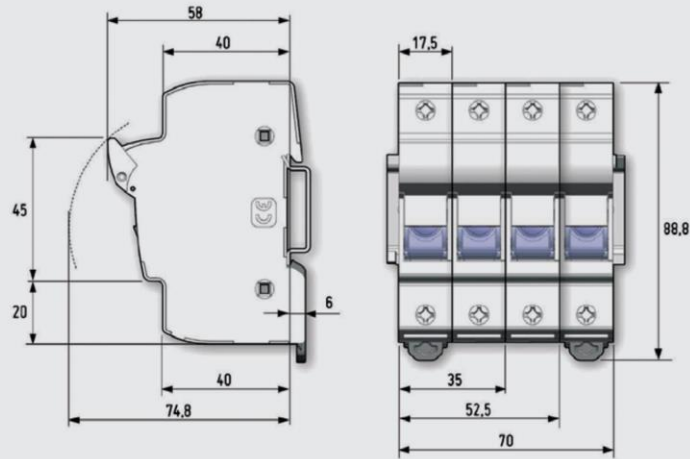
[www.df-sa.es/dimensionado/bases-portafusibles/pmxf/](http://www.df-sa.es/dimensionado/bases-portafusibles/pmxf/)

# FOTVOLTAICOS BASES



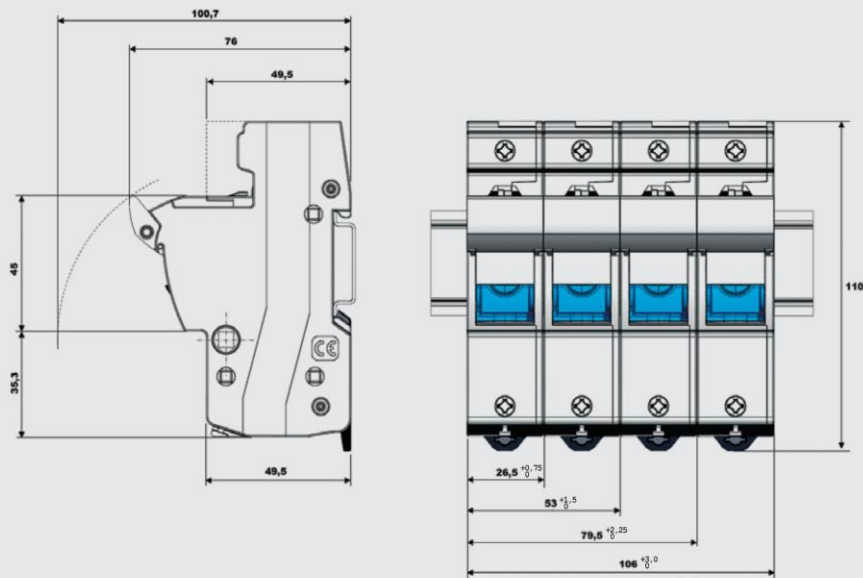
TECNICO  
**PV** BASES PARA APLICACIONES FOTVOLTAICAS  
DIMENSIONES

10x38



TECNICO  
**PV** BASES PARA APLICACIONES FOTVOLTAICAS  
DIMENSIONES

14x51



### 2.3.7. Interruptor magnetotérmico

# SIEMENS

## Hoja de datos

5SL6232-7



Automático magnetotérmico 400V 6kA, 2 polos, C, 32 A

La versión	
nombre comercial del producto	SENTRON
designación del producto	Pequeño interruptor automático
Datos técnicos generales	
número de polos	2
tipo de los polos	2P
clase de característica de disparo	C
vida útil mecánica (ciclos de maniobra) típico	10 000
categoría de sobretensión	III
grado de contaminación	2
Voltaje	
tipo de corriente de la tensión de empleo	AC
tensión de aislamiento (Ui)	
• con funcionamiento polifásico con AC valor asignado	440 V
La tensión de alimentación	
tensión de alimentación con AC valor asignado	400 V
rango de valores de la frecuencia de la tensión de alimentación	50/60 Hz
tensión de empleo	
• con funcionamiento polifásico con AC máx.	440 V
• con DC valor asignado máx.	72 V
Clase de protección	
grado de protección IP	IP20, con conductores conectados
Capacidad de conmutación	
poder de corte, corriente	
• según EN 60898 valor asignado	6 kA
• según IEC 60947-2 valor asignado	6 kA
clase de limitación de energía	3
Disipación	
pérdidas [W] con valor asignado de la intensidad con AC en estado operativo caliente por polo	3,1 W
aptitud de uso	Residencial / infraestructuras
Detalles del producto	
propiedad del producto	
• libre de halógenos	Sí
• precintable	Sí
• sin silicona	Sí
ampliación del producto incorporable dispositivos complementarios	Sí
Conexiones	
sección de conductor conectable monofilar	

• mín.	0,75 mm <sup>2</sup>
• máx.	25 mm <sup>2</sup>
<b>sección de conductor conectable multifilar</b>	
• mín.	0,75 mm <sup>2</sup>
• máx.	25 mm <sup>2</sup>
<b>sección de conductor conectable alma flexible con preparación de los extremos de cable</b>	
• mín.	0,75 mm <sup>2</sup>
• máx.	25 mm <sup>2</sup>
<b>par de apriete con bornes de tornillo</b>	
• mín.	2,5 N·m
• máx.	3 N·m
<b>Diseño Mecánico</b>	
altura	90 mm
anchura	36 mm
profundidad	76 mm
profundidad de montaje	70 mm
número de módulos de anchura	2
posición de montaje	según las necesidades del usuario
peso neto	290 g
<b>Condiciones ambientales</b>	
temperatura ambiente durante el funcionamiento	
• mín.	-25 °C
• máx.	45 °C
temperatura ambiente durante el almacenamiento	
• mín.	-40 °C
• máx.	75 °C
<b>General Product Approval</b>	
<b>Declaration of Conformity</b>	



[Confirmation](#)



<b>other</b>	<b>Environment</b>
<a href="#">Miscellaneous</a>	<a href="#">Confirmation</a>
	<a href="#">Environmental Confirmations</a>

**Más información**

Siemens ha decidido abandonar el mercado ruso (ver aquí).  
<https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/siemens-wind-down-russian-business>  
 Siemens está trabajando en la renovación de los actuales certificados EAC.  
 Póngase en contacto con su oficina local de Siemens en relación con el estado de validez de la certificación EAC si tiene intención de importar o suministrar estos productos a un mercado relevante para EAC (salvo Rusia o Bielorrusia).  
**Información sobre el embalaje**  
<https://support.industry.siemens.com/cs/ww/es/view/109813875>  
**Information- and Downloadcenter (Catálogos, Folletos,...)**  
<http://www.siemens.com/lowvoltage/catalogs>  
**Industry Mall (sistema de pedido online)**  
<https://mall.industry.siemens.com/mall/es/es/Catalog/product?mlfb=5SL6232-7>  
**Service&Support (Manuales, certificados, características, FAQ,...)**  
<https://support.industry.siemens.com/cs/ww/es/ps/5SL6232-7>  
**Base de datos de imágenes (fotos de producto, dibujos acotados 2D, modelos 3D, esquemas de conexiones, ...)**  
[http://www.automation.siemens.com/bilddb/cax\\_en.aspx?mlfb=5SL6232-7](http://www.automation.siemens.com/bilddb/cax_en.aspx?mlfb=5SL6232-7)  
**CAX-Online-Generator**  
<http://www.siemens.com/cax>  
**Tender specifications**  
<http://www.siemens.com/specifications>

## 2.3.8. Interruptor diferencial

# SIEMENS

## Hoja de datos

5SV3314-6



interruptor diferencial, 2 polos, Tipo A, Entrada: 40 A, 30 mA, Un AC: 230 V

La versión	
nombre comercial del producto	SENTRON
designación del producto	Interruptor diferencial
tipo de producto	Sin retardo
Datos técnicos generales	
número de polos	2
tamaño para aparatos modulares / según DIN 43880	1
vida útil mecánica (ciclos de maniobra) / típico	10 000
corriente de cortocircuito / del fusible aguas arriba / máxima admisible	63 A
resistencia a cortocircuitos	10 kA
función de maniobra / retardo breve	No
categoría de sobretensión	III
La tensión de alimentación	
intensidad de empleo / con AC / valor asignado	40 A
tensión de alimentación	
• con AC / valor asignado	230 V
• para equipo de prueba / mín.	195 V
frecuencia de empleo	50 Hz
frecuencia de la tensión de alimentación / valor asignado	50 Hz
Clase de protección	
grado de protección IP	IP20, para montaje en distribuidor, con conductores conectados
Capacidad de conmutación	
poder de corte, corriente	
• según EN 60898 / valor asignado	0,5 kA
• según IEC 61008-1 / valor asignado	0,5 kA
Disipación	
pérdidas [W]	
• con valor asignado de la intensidad / con AC / en estado operativo caliente / por polo	2,6 W
• máx.	5,2 W
Electricidad	
corriente diferencial de disparo / valor asignado	30 mA
tipo de corriente de defecto	A
intensidad de paso / admisible	5 200 kA
valor I2t / admisible	58 000 A <sup>2</sup> ·s
resistencia a corriente de choque / valor asignado	1 kA

intensidad de empleo	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• con 40 °C / valor asignado</li> <li>• con 45 °C / valor asignado</li> <li>• con 50 °C / valor asignado</li> <li>• con 55 °C / valor asignado</li> <li>• con 60 °C / valor asignado</li> <li>• con 65 °C / valor asignado</li> <li>• con 70 °C / valor asignado</li> </ul>	<p>40 A</p> <p>38,1 A</p> <p>35,59 A</p> <p>32,29 A</p> <p>28,19 A</p> <p>23,3 A</p> <p>17,62 A</p>
<b>Detalles del producto</b>	
propiedad del producto / sin silicona	Si
ampliación del producto / incorporable / dispositivos complementarios	Si
<b>Conexiones</b>	
sección de conductor conectable / monofilar	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• mín.</li> <li>• máx.</li> </ul>	<p>0,75 mm<sup>2</sup></p> <p>35 mm<sup>2</sup></p>
sección de conductor conectable / multifilar	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• mín.</li> <li>• máx.</li> </ul>	<p>0,75 mm<sup>2</sup></p> <p>35 mm<sup>2</sup></p>
par de apriete / con bornes de tornillo	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• mín.</li> <li>• máx.</li> </ul>	<p>2,5 N·m</p> <p>3 N·m</p>
posición / del cable de conexión a red	Arriba o abajo
<b>Diseño Mecánico</b>	
altura	90 mm
anchura	36 mm
profundidad	70 mm
profundidad de montaje	70 mm
número de módulos de anchura	2
tipo de fijación	Perfil DIN (REG)
posición de montaje	según las necesidades del usuario
peso neto	208 g
<b>Condiciones ambientales</b>	
temperatura ambiente / durante el funcionamiento	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• mín.</li> <li>• máx.</li> </ul>	<p>-25 °C</p> <p>45 °C</p>
temperatura ambiente / durante el almacenamiento	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• mínima admisible</li> <li>• máxima admisible</li> </ul>	<p>-40 °C</p> <p>75 °C</p>
número de ciclos de test / para ensayo ambiental / según IEC 60068-2-30	28
<b>Certificados</b>	
designaciones de referencia	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• según EN 61346-2</li> <li>• según IEC 81346-2:2009</li> </ul>	<p>F</p> <p>F</p>
<b>General Product Approval</b>	




Miscellaneous



EMC	Declaration of Conformity	other	Railway
-----	---------------------------	-------	---------

## 2.4. Anexo IV: Simulación PVsyst

Se ha realizado esta simulación sin otro ánimo que comparar la producción energética anual de PVGIS del SFCR finalmente diseñado, a través del año de producción eléctrica típico anual correspondiente al año 0, con la producción energética anual obtenida a través de PVsyst del mismo SFCR correspondiente al año 0 (para PVsyst, año 1) también, resultando una diferencia menor que el 5%.



**PVsyst V7.3.4**  
VC0. Simulation date:  
01/06/23 20:13  
with v7.3.4

Project: Mario Escobar v2  
Variant: Mario Escobar 21-05-2023  
University of Jaen (Spain)

---

**Project summary**

<p><b>Geographical Site</b> Puente Tablas Jaén España</p>	<p><b>Situation</b> Latitude 37.79 °N Longitude -3.75 °W Altitude 400 m Time zone UTC</p>	<p><b>Project settings</b> Albedo 0.20</p>
<p><b>Meteo data</b> Punte Tablas DEF Meteonorm 8.1 (2001-2017), Sat=100% - Sintético</p>		

---

**System summary**

<p><b>Grid-Connected System</b> Simulation for year no 1</p>	<p><b>No 3D scene defined, no shadings</b></p>																						
<p><b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 °</p>	<p><b>Near Shadings</b> No Shadings</p>	<p><b>User's needs</b> Unlimited load (grid)</p>																					
<p><b>System information</b></p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 33%;"><b>PV Array</b></td> <td style="width: 33%;"></td> <td style="width: 33%;"><b>Inverters</b></td> </tr> <tr> <td>Nb. of modules</td> <td style="text-align: center;">12 units</td> <td>Nb. of units</td> </tr> <tr> <td>Pnom total</td> <td style="text-align: center;">4440 Wp</td> <td>Pnom total</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>Pnom ratio</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td style="text-align: center;">1 unit</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td style="text-align: center;">5.00 kWac</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td style="text-align: center;">0.888</td> </tr> </table>			<b>PV Array</b>		<b>Inverters</b>	Nb. of modules	12 units	Nb. of units	Pnom total	4440 Wp	Pnom total			Pnom ratio			1 unit			5.00 kWac			0.888
<b>PV Array</b>		<b>Inverters</b>																					
Nb. of modules	12 units	Nb. of units																					
Pnom total	4440 Wp	Pnom total																					
		Pnom ratio																					
		1 unit																					
		5.00 kWac																					
		0.888																					

---

**Results summary**

Produced Energy	7148.53 kWh/year	Specific production	1610 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	78.62 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

---

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Single-line diagram	7



**PVsyst V7.3.4**  
 VC0, Simulation date:  
 01/06/23 20:13  
 with v7.3.4

Project: Mario Escobar v2  
 Variant: Mario Escobar 21-05-2023  
 University of Jaen (Spain)

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

PV Array Characteristics			
<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-DE08M(II)-370wp	Model	SUN2000-5KTL-L1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	370 Wp	Unit Nom. Power	5.00 kWac
Number of PV modules	12 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	4440 Wp	Total power	5.0 kWac
Modules	2 Strings x 6 In series	Operating voltage	80-600 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>40°C)	5.50 kWac
Pmpp	4062 Wp	Pnom ratio (DC:AC)	0.89
U mpp	188 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	22 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	4.44 kWp	Total power	5 kWac
Total	12 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	22.0 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	0.89

Array losses			
<b>Array Soiling Losses</b>	<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>	
Loss Fraction	5.0 %	Module temperature according to irradiance	Global array res. 143 mΩ
		Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s
<b>LID - Light Induced Degradation</b>	<b>Module Quality Loss</b>	<b>Module mismatch losses</b>	
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.4 %
		Loss Fraction	2.0 % at MPP
<b>Module average degradation</b>			
Year no	1		
Loss factor	0.55 %/year		
<b>Mismatch due to degradation</b>			
Imp RMS dispersion	0.4 %/year		
Vmp RMS dispersion	0.4 %/year		
<b>IAM loss factor</b>			
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290			
0°	30°	50°	60°
1.000	0.999	0.987	0.962
			70°
			0.892
			75°
			0.816
			80°
			0.681
			85°
			0.440
			90°
			0.000



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
01/06/23 20:13  
with v7.3.4

Project: Mario Escobar v2

Variant: Mario Escobar 21-05-2023

University of Jaen (Spain)

Main results

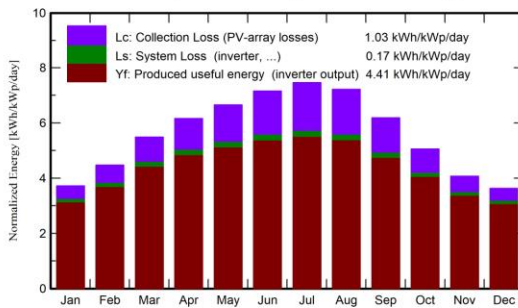
System Production

Produced Energy 7148.53 kWh/year

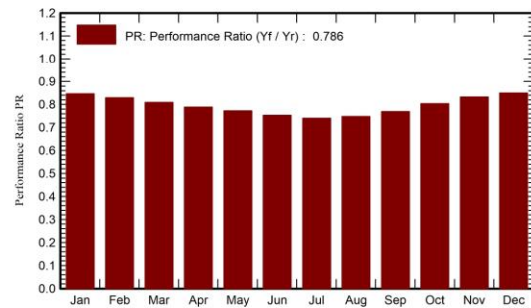
Specific production  
Perf. Ratio PR

1610 kWh/kWp/year  
78.62 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	72.9	30.74	6.24	115.2	107.6	450.6	433.2	0.847
February	88.9	35.06	7.90	125.1	117.1	479.0	460.5	0.829
March	138.5	57.02	11.20	170.0	158.3	634.9	611.1	0.810
April	170.6	62.69	14.03	184.8	171.8	673.2	647.5	0.789
May	210.5	68.81	18.69	206.2	191.1	734.7	706.8	0.772
June	229.8	65.07	24.05	214.8	199.1	746.1	717.9	0.753
July	241.8	59.04	27.20	231.2	214.4	789.4	759.6	0.740
August	212.7	61.70	26.76	223.6	208.0	771.3	742.6	0.748
September	158.8	53.94	21.51	185.6	172.7	658.9	634.0	0.769
October	116.2	46.35	16.67	156.7	146.3	581.3	559.5	0.804
November	79.1	31.31	9.97	122.0	114.0	469.3	451.1	0.833
December	67.7	26.07	6.96	112.6	105.4	441.8	424.8	0.850
Year	1787.5	597.80	15.98	2047.9	1905.9	7430.3	7148.5	0.786

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



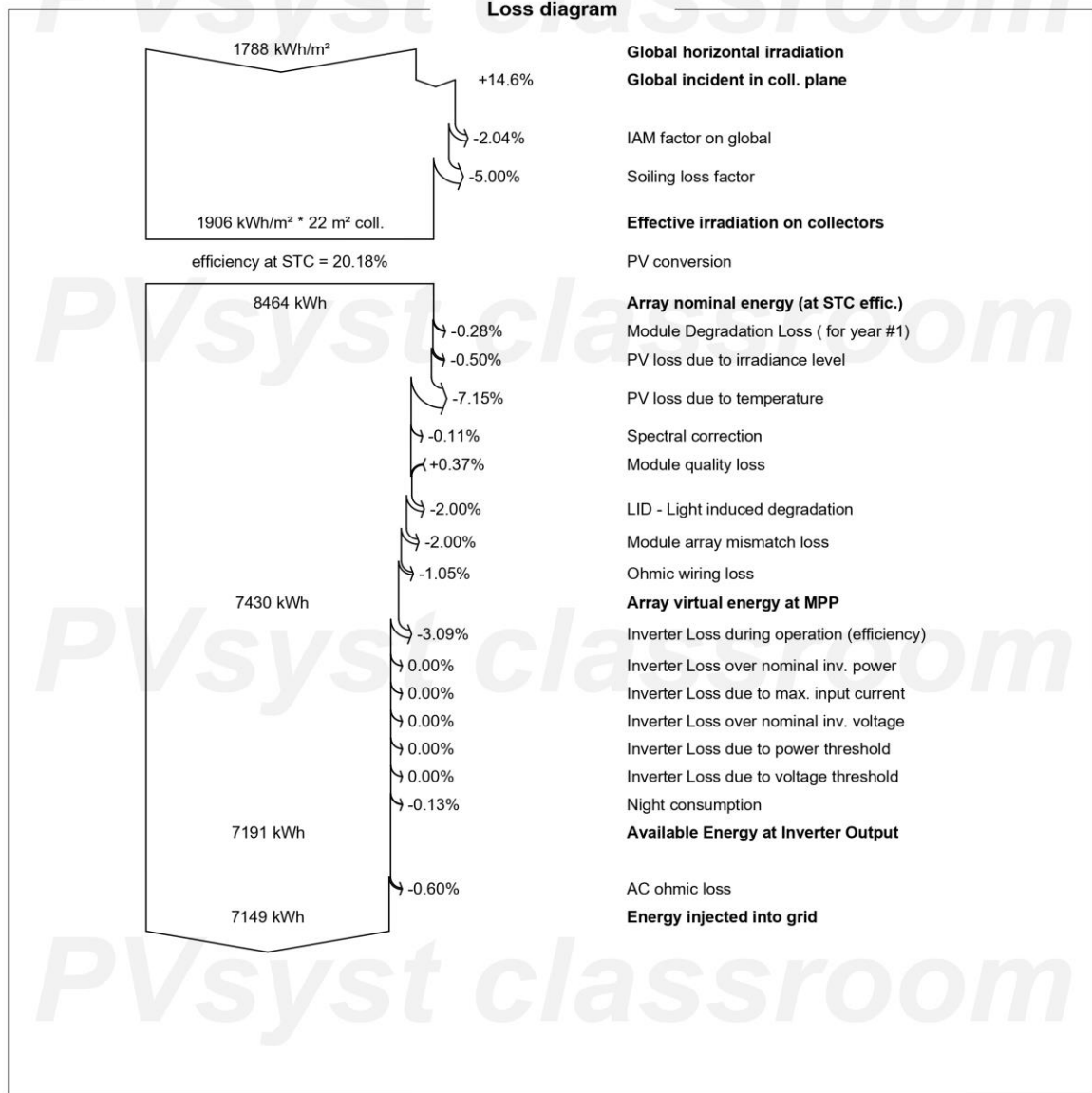
**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
01/06/23 20:13  
with v7.3.4

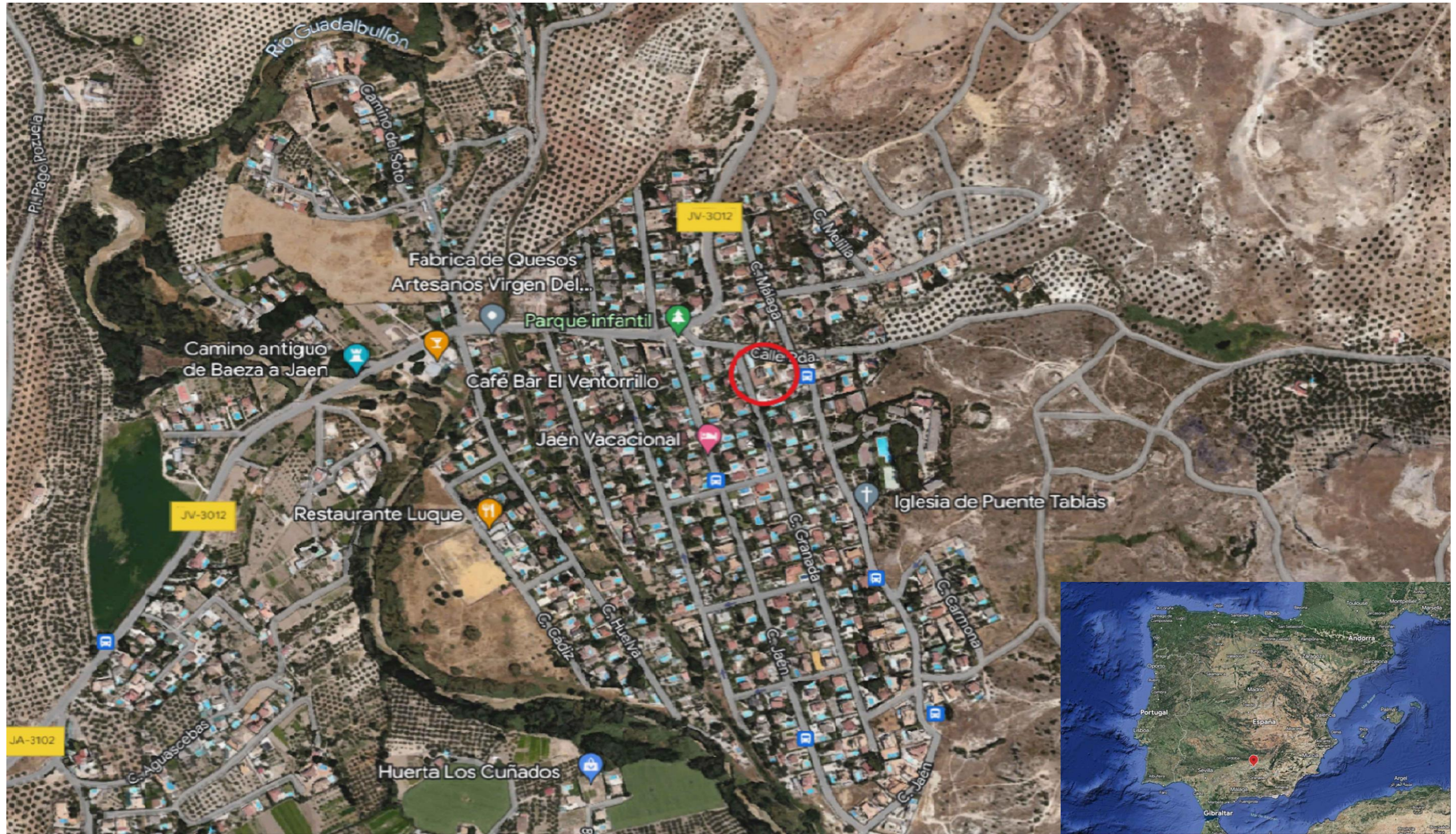
Project: Mario Escobar v2

Variant: Mario Escobar 21-05-2023

University of Jaen (Spain)



# **DOCUMENTO N°3: PLANOS**



CALLE: Granada, 1  
 LOCALIDAD: Puente Tablas  
 PROVINCIA: Jaén  
 PAÍS: España  
 COORDENADAS: N 37° 48' 12" O 3° 44' 40"




 	DESIGNACIÓN	SITUACIÓN DE LA INSTALACIÓN FV		
	DIBUJADO	MARIO ESCOBAR SÁNCHEZ		
	COMPROBADO	GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO		
TÍTULO	DIMENSIONADO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ORIENTADO AL AUTOCONSUMO EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR		FECHA	15/06/2023
			Nº PLANO	1/5
			ESCALA	-

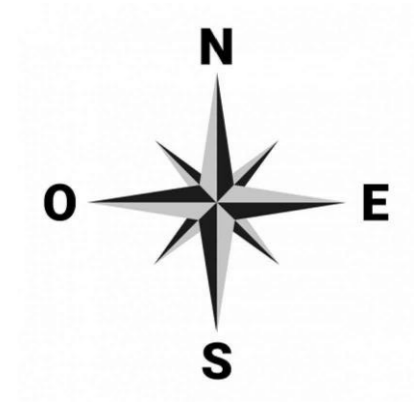
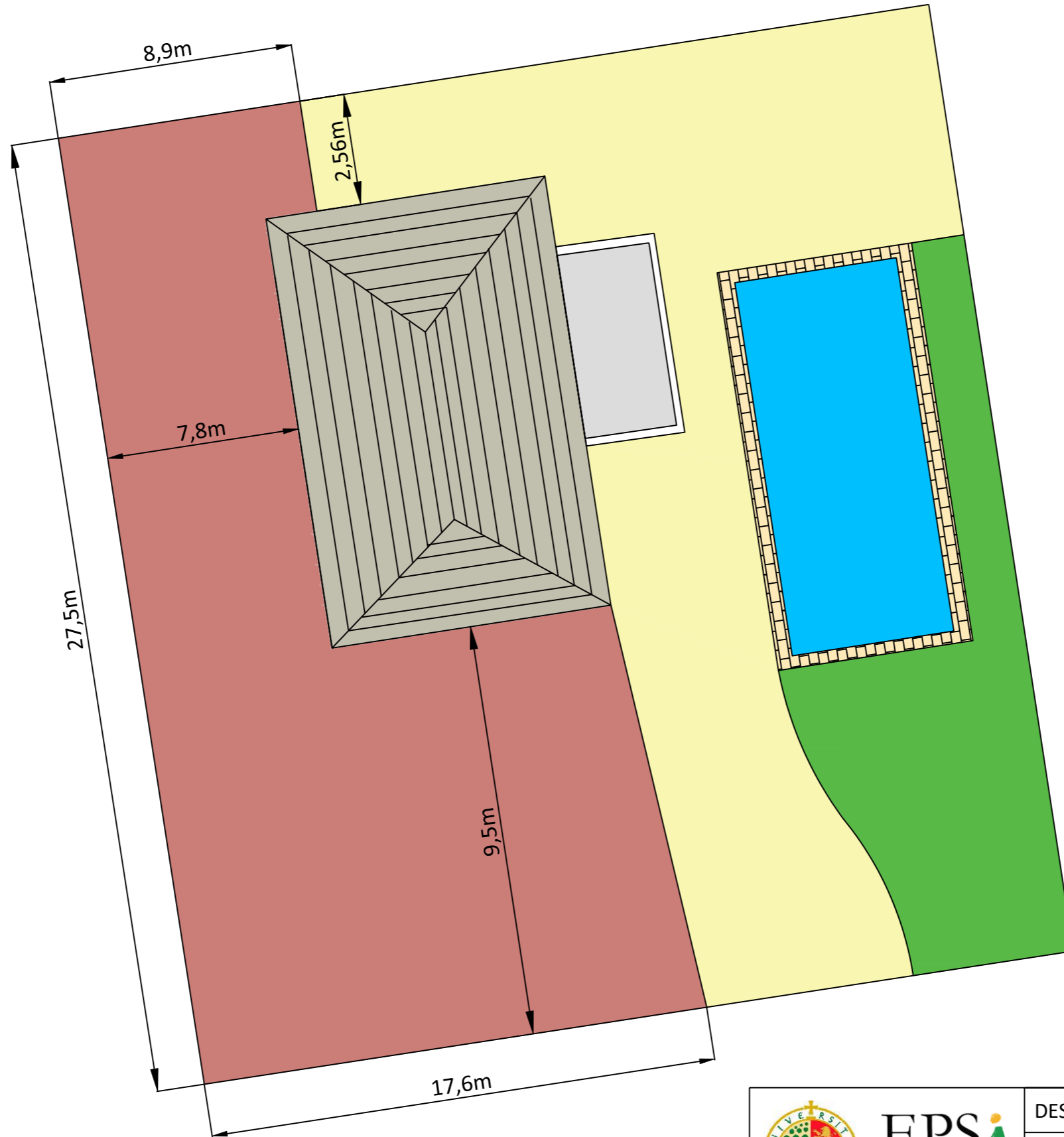




IMAGEN 1: Orientación del patio  
 IMAGEN 2: Vista general del emplazamiento

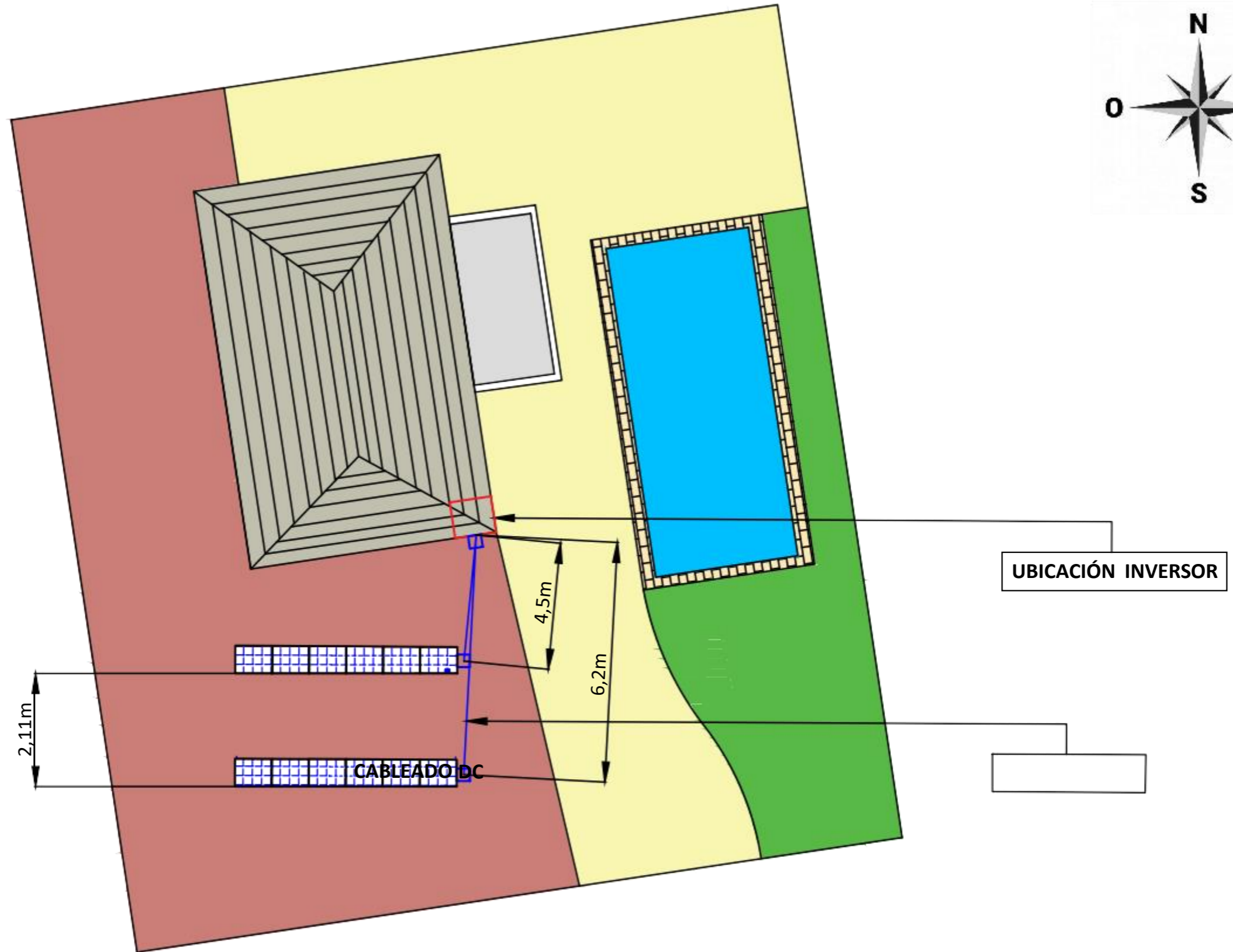
1


2

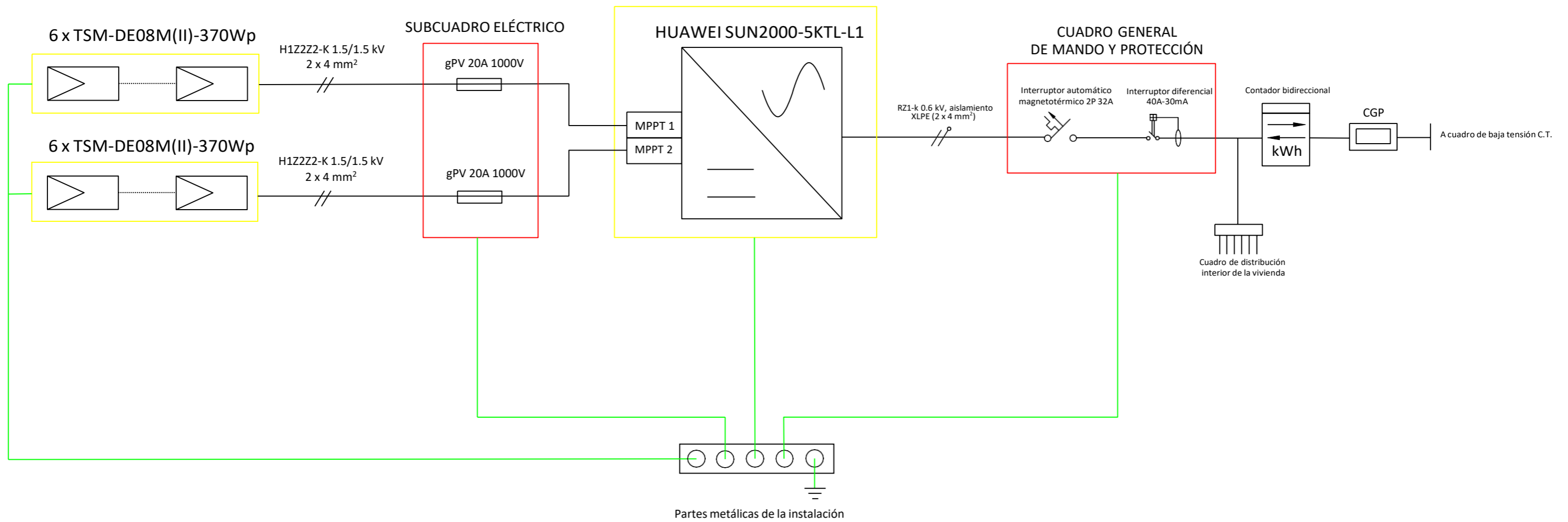
	DESIGNACIÓN	EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FV		
	DIBUJADO	MARIO ESCOBAR SÁNCHEZ		
	COMPROBADO	GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO		
TÍTULO	DIMENSIONADO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ORIENTADO AL AUTOCONSUMO EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR		FECHA	15/06/2023
			Nº PLANO	2/5
			ESCALA	-




 	DESIGNACIÓN	PLANTA GENERAL DE LA VIVIENDA	
	DIBUJADO	MARIO ESCOBAR SÁNCHEZ	
	COMPROBADO	GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO	
TÍTULO	DIMENSIONADO DE UN SISTEMA FOTVOLTAICO CONECTADO A LA RED ORIENTADO AL AUTOCONSUMO EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR	FECHA	15/06/2023
		Nº PLANO	3/5
		ESCALA	-



	DESIGNACIÓN	DISPOSICIÓN DEL GFV EN EL PATIO		
	DIBUJADO	MARIO ESCOBAR SÁNCHEZ		
	COMPROBADO	GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO		
TÍTULO	DIMENSIONADO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ORIENTADO AL AUTOCONSUMO EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR		FECHA	15/06/2023
			Nº PLANO	4/5
			ESCALA	-



	DESIGNACIÓN	ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN FV		
	DIBUJADO	MARIO ESCOBAR SÁNCHEZ		
	COMPROBADO	GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO		
TÍTULO	DIMENSIONADO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ORIENTADO AL AUTOCONSUMO EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR		FECHA	15/06/2023
			Nº PLANO	5/5
			ESCALA	-

# **DOCUMENTO N°4: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS**

#### 4.1. Objeto

El objeto de este documento consiste en fijar cuáles serán las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir la instalación fotovoltaica de autoconsumo de 4,44 kWp que se encuentra localizada en la Calle Granada nº 1 de Puente Tablas.

Estas medidas de actuación son obtenidas del IDAE, que se trata de una guía para instaladores y fabricantes de equipos. Se valora el rendimiento final de la instalación, la producción e integración del sistema.

#### 4.2. Generalidades

Este Pliego es la aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución, quedando excluidas las instalaciones aisladas de red. Sirve como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.

Serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, en particular las especificadas en la sección 1.3 de la Memoria de este proyecto.

#### 4.3. Definiciones obtenidas del IDAE

##### 4.3.1. Radiación solar

- *Radiación solar*. Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- *Irradiancia*. Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m<sup>2</sup>.

- *Irradiación*. Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en kWh/m<sup>2</sup>, o bien en MJ/m<sup>2</sup>.

#### 4.3.2. Instalación

- *Instalaciones fotovoltaicas*. Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
- *Instalaciones fotovoltaicas interconectadas*. Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.
- *Línea y punto de conexión y medida*. La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.
- *Interruptor automático de la interconexión*. Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
- *Interruptor general*. Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
- *Generador fotovoltaico*. Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- *Rama fotovoltaica*. Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- *Inversor u ondulator*. Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

- *Potencia nominal del generador.* Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- *Potencia nominal de la instalación fotovoltaica o potencia nominal.* Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

#### 4.3.3. Módulos

- *Célula solar o fotovoltaica.* Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- *Célula de tecnología equivalente (CTE).* Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.
- *Módulo o panel fotovoltaico.* Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- *Condiciones Estándar de Medida (CEM).* Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
  - Irradiancia solar de: 1000 W/m<sup>2</sup>.
  - Distribución espectral: AM 1,5 G.
  - Temperatura de célula: 25 °C.
- *Potencia pico.* Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

- *TONC*. Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$  con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  y la velocidad del viento, de  $1 \text{ m/s}$ .

#### 4.4. Diseño

##### 4.4.1. Diseño del generador fotovoltaico

El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 4.5.2. Todos los módulos que integren la instalación son del mismo modelo (TSM-370 DE08.M.08(II)).

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico, tiene en nuestro caso un acimut de  $0^\circ$  y una inclinación de  $30^\circ$ , cumpliendo que las pérdidas son inferiores a los límites de la siguiente tabla:

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

En la Memoria del Proyecto se incluyen los cálculos realizados para la elección de la orientación más óptima que deberá adoptar nuestro sistema.

##### 4.4.2. Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s 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 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

## **4.5. Componentes y materiales**

### **4.5.1. Generalidades**

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 (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), 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 debe provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Por otro lado, el funcionamiento de estas instalaciones no producirá 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.

#### **4.5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos**

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, este 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-EN62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

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. Será deseable una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra.

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.

Los módulos fotovoltaicos seleccionados para nuestra instalación en la Policlínica cumplen todas las condiciones detalladas anteriormente.

#### **4.5.3. Estructura soporte**

Las estructuras soporte cumplen las siguientes especificaciones. 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 seleccionada resiste, 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.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

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. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos. En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte se calcula según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

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.

#### 4.5.4. Inversores

El inversor elegido es el HUAWEI SUN2000-5KTL-L1 adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable que es capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día. Las características básicas del inversor serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en isla o modo aislado.

La caracterización del inversor deberá hacerse según las normas siguientes:

- 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.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.

- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, ha 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.

El inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Cada inversor incorporará: encendido y apagado general del inversor y conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

En cuanto a las características eléctricas del 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 periodos de hasta 10 segundos.

El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), 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 cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida. El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal. 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 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

El inversor estará garantizado para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa. Además, para instalaciones fotovoltaicas, el inversor estará garantizado por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

#### **4.5.5. Cableado**

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente. Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

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.

#### **4.5.6. Conexión a red**

Nuestra instalación de 4,44 kWp, cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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.

#### **4.5.7. Medidas**

Este Proyecto cumple 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.

#### **4.5.8. Protecciones**

El sistema a instalar cumple con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000, de 24 de (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.

#### **4.5.9. 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.

#### **4.5.10. 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.

#### **4.5.11. 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. Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida.

La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

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.

#### **4.6. 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 (módulos, inversores, contadores) estos 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 PCT, 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.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

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. No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia 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.

#### 4.7. Cálculo de la producción anual esperada

En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación. Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

- $G_{dm}(0)$ . Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m<sup>2</sup>Adía), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes: Agencia Estatal de Meteorología, Organismo autonómico oficial, y otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ . Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual. El parámetro  $\alpha$  representa el azimut y  $\beta$  la inclinación del generador.

Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR. Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.

## **4.8. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento**

### **4.8.1. Generalidades**

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años. El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

### **4.8.2. Programa de mantenimiento**

El objeto es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma: mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 4.8.3 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

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

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas. Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

#### 4.8.3. Garantías

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

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.

En cuanto a los plazos, 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.

En cuanto a las condiciones económicas, 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. Así mismo, 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.

Por otro lado, la garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque solo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado anteriormente.

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.

# **DOCUMENTO N°5: MEDICIONES**

## 5.1. Estado de las mediciones

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD
<b>C01</b>	<b>Movimiento de tierras</b>	
U01.1	<p>m2 Desbroce y limpieza del terreno</p> <p>Desbroce y limpieza del terreno con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión. El precio no incluye la tala de árboles ni el transporte de los materiales retirados</p>	50,00
U01.2	<p>m2 Compactación dinámica del terreno</p> <p>Compactación dinámica del terreno, con una energía por golpe entre 2000 y 2250 kN*m y una energía específica entre 2000 y 220 kN*m/m<sup>2</sup>, ejecutada en cuatro fases, según malla de impactos y tiempo de demora entre fases sucesivas, con nivelación de la plataforma tras cada una de las fases de compactación y control del proceso mediante equipo de control de penetración dinámica y asientos</p>	50,00
<b>C02</b>	<b>Canalizaciones</b>	
U02.1	<p>mI Tramo cadenas módulos fotovoltaicos - inversor</p> <p>Abastecimiento e instalación de cables de interconexión entre módulos fotovoltaicos y las entradas MPPT del inversor</p>	16,30
U02.2	<p>mI Tramo salida del inversor - cuadro BT</p> <p>Abastecimiento e instalación de cable de interconexión entre la salida del inversor y el cuadro de baja tensión del centro de transformación</p>	16,30
U02.3	<p>ud Bandeja portacables 60x150mm</p> <p>Bandeja de rejilla electrosoldada (Rejiband) 60x150mm, suministrada en tramos de 3m de longitud, para conducción y soporte del cable eléctrico bipolar AC</p>	6,00
<b>C03</b>	<b>Estructuras</b>	
U03.1	<p>ud Instalación soportes para módulo fotovoltaicos</p> <p>Soportes de hormigón con inclinación de 30° para módulos fotovoltaicos, montaje de los módulos fotovoltaicos en horizontal, sin necesidad de anclar al suelo gracias a su peso propio. Ideal para instalaciones en suelo o en cubierta plana. Incluso enganches de sujeción.</p>	14,00

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD
<b>C04</b>	<b>Instalación sistema fotovoltaico</b>	
U04.1	<p>ud Instalación de módulos fotovoltaicos en soportes de hormigón</p> <p>Instalación en soportes de hormigón de módulo fotovoltaico modelo TSM-370 DE08.M.08(II) 1500VDC de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Pmax) 370 Wp, tensión a máxima potencia (Vmpp) 34,2 V, intensidad de máxima potencia (Impp) 10,82 A, tensión en circuito abierto (Voc) 41,3 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 11,37 A, eficiencia 20,2%, 120 células, temperatura de trabajo de -40°C hasta 85°C, dimensiones 1763x1040x35 mm, peso 20 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico.</p>	12,00
U04.2	<p>ud Montaje y conexionado del cuadro eléctrico</p> <p>Instalación de cuadro eléctrico compuesto por fusibles gPV 20A 1000VDC más portafusibles, interruptor magnetotérmico e interruptor diferencial</p>	1,00
U04.3	<p>ud Instalación inversor</p> <p>Inversor monofásico de conexión a red Huawei SUN2000-5KTL-L1, voltaje de entrada máximo 600 VDC, potencia nominal de salida 5 kW, eficiencia máxima 98,4%, rango de voltaje de entrada de 90 V a 560 V, dimensiones 365x365x156mm. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación.</p>	1,00
<b>C05</b>	<b>Verificación y puesta en marcha</b>	
U05.1	<p>ud Desarrollo y tasa del proyecto</p> <p>Estudio, verificación y puesta en marcha de la instalación fotovoltaica acorde a la normativa actual</p>	1,00

# **DOCUMENTO N°6: PRESUPUESTO**

## 6.1. Precios simples y de mano de obra

CÓDIGO	RESUMEN	UD.	PRECIO/UD.
M01	Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW / 1,9 m3	h	21,95
M02	Equipo para compactación dinámica, con maza de impacto	h	103,10
M03	Equipo de control de la penetración dinámica y los asientos	h	87,18
M04	Motoniveladora de 147 kW, equipada con escarificadora	h	49,69
MO01	Ayudante construcción obra civil	h	19,60
MO02	Oficial 1º construcción	h	21,41
MO03	Peón especializado construcción	h	20,43
MO04	Oficial 1º electricista	h	22,00
MO05	Ayudante electricista	h	20,30
MO06	Ingeniero Técnico Superior	h	30,00
MP01	Proyecto de Ingeniería	ud	150,00
MT02	Tubo corrugado PVC negro 20 mm	ml	0,30
MT03	Taco nylon brida negro 8 mm	ml	0,06
MT04	Brida negra 3,5x150 mm	ml	0,03
MT05	Cable rojo TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 1,5 kV 4 mm2	ml	0,85
MT06	Cable negro TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 1,5 kV 4 mm2	ml	0,85
MT07	Cable verde EXZHELLENT RZ1-K 0,6/1 kV 2x4 mm2	ml	1,80
MT08	Bandeja para rejilla 3m Rejiband Rapid 60x150mm	ud	26,00
MT09	Soporte bloque de hormigón SOLARBLOC 30º	ud	22,90
MT10	Módulo TSM-370 DE08.M.08(II)	ud	133,00
MT11	Cuadro eléctrico blanco de 20 elementos 320x420x75 mm	ud	23,79
MT12	Fusible DF Electric gPV 20A 10x38 1000VDC	ud	1,82
MT13	Base portafusibles cilíndricos DF Electric 32A 10x38 1000VDC	ud	3,50
MT14	Interruptor magnetotérmico SIEMENS 5SL6232-7, 400 VAC, 6 kA, 2 polos, C, 32 A	ud	11,42
MT15	Interruptor diferencial SIEMENS 5SV3314-6, 2 polos, entrada: 40 A, 30 mA, 230 VAC	ud	25,95
MT16	Inversor Huawei SUN2000-5KTL-L1	ud	699,00

## 6.2. Partidas y cuadro de precios descompuestos

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
<b>C01</b>	<b>Movimiento de tierras</b>				
U01.1	Desbroce y limpieza del terreno Desbroce y limpieza del terreno con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión. El precio no incluye la tala de árboles ni el transporte de los materiales retirados	m2			
M01	Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW / 1,9 m3	0,02 h	21,95	0,44	
MO01	Ayudante construcción obra civil	0,01 h	19,60	0,20	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>0,64</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CERO EUROS con SESENTA Y CUATRO CÉNTIMOS				
U01.2	Compactación dinámica del terreno Compactación dinámica del terreno, con una energía por golpe entre 2000 y 2250 kN*m y una energía específica entre 2000 y 220 kN*m/m2, ejecutada en cuatro fases, según malla de impactos y tiempo de demora entre fases sucesivas, con nivelación de la plataforma tras cada una de las fases de compactación y control del proceso mediante equipo de control de penetración dinámica y asientos	m2			
M02	Equipo para compactación dinámica, con maza de impacto	0,03 h	103,10	3,09	
M03	Equipo de control de la penetración dinámica y los asientos	0,01 h	87,18	0,87	
M04	Motoniveladora de 147 kW, equipada con escarificadora	0,01 h	49,69	0,50	
MO02	Oficial 1ª construcción	0,06 h	21,41	1,28	
MO03	Peón especializado construcción	0,04 h	20,43	0,82	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>6,56</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de SEIS EUROS con CINCUENTA Y SEIS CÉNTIMOS				
<b>C02</b>	<b>Canalizaciones</b>				
U02.1	Tramo cadenas módulos fotovoltaicos - inversor Abastecimiento e instalación de cables de interconexión entre módulos fotovoltaicos y las entradas MPPT del inversor	ml			
MT02	Tubo corrugado PVC negro 20 mm	2,00 ml	0,30	0,60	
MT03	Taco nylon brida negro 8 mm	2,00 ml	0,06	0,12	
MT04	Brida negra 3,5x150 mm	2,00 ml	0,03	0,06	
MT05	Cable rojo TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 1,5 kV 4 mm2	2,00 ml	0,85	1,70	
MT06	Cable negro TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K 1,5 kV 4 mm2	2,00 ml	0,85	1,70	
MO04	Oficial 1ª electricista	0,08 h	22,00	1,76	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>5,94</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CINCO EUROS con NOVENTA Y CUATRO CÉNTIMOS				
U02.2	Tramo salida del inversor - cuadro BT Abastecimiento e instalación de cable de interconexión entre la salida del inversor y el cuadro de baja tensión del centro de transformación	ml			
MT07	Cable verde EXZHELLENT RZ1-K 0,6/1 kV 2x4 mm2	1,00 ml	1,80	1,80	
MO04	Oficial 1ª electricista	0,04 h	22,00	0,88	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>2,68</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOS EUROS con SESENTA Y OCHO CÉNTIMOS				

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
U02.3	<b>Bandeja portacables 60x150mm</b> Bandeja de rejilla electrosoldada (Rejiband) 60x150mm, suministrada en tramos de 3m de longitud, para conducción y soporte del cable eléctrico bipolar AC	ud			
MT08 MO04	Bandeja para rejilla 3m Rejiband Rapid 60x150mm Oficial 1º electricista	1,00 ud 0,06 h	26,00 22,00	26,00 1,32	
<b>TOTAL PARTIDA .....</b>					<b>27,32</b>
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTISIETE EUROS con TREINTA Y DOS CÉNTIMOS					
<b>C03 Estructuras</b>					
U03.1	<b>Instalación soportes para módulo fotovoltaicos</b> Soportes de hormigón con inclinación de 30º para módulos fotovoltaicos, montaje de los módulos fotovoltaicos en horizontal, sin necesidad de anclar al suelo gracias a su peso propio. Ideal para instalaciones en suelo o en cubierta plana. Incluso enganches de sujeción.	ud			
MT09 MO04	Soporte bloque de hormigón SOLARBLOC 30º Oficial 1º electricista	1,00 ud 0,10 h	22,90 22,00	22,90 2,20	
<b>TOTAL PARTIDA .....</b>					<b>25,10</b>
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTICINCO EUROS con DIEZ CÉNTIMOS					
<b>C04 Instalación sistema fotovoltaico</b>					
U04.1	<b>Instalación de módulos fotovoltaicos en soportes de hormigón</b> Instalación en soportes de hormigón de módulo fotovoltaico modelo TSM-370 DE08.M.08(II) 1500VDC de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Pmax) 370 Wp, tensión a máxima potencia (Vmpp) 34,2 V, intensidad de máxima potencia (Impp) 10,82 A, tensión en circuito abierto (Voc) 41,3 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 11,37 A, eficiencia 20,2%, 120 células, temperatura de trabajo de -40°C hasta 85°C, dimensiones 1763x1040x35 mm, peso 20 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico.	ud			
MT10 MO04 MO05	Módulo TSM-370 DE08.M.08(II) Oficial 1º electricista Ayudante electricista	1,00 ud 0,15 h 0,15 h	133,00 22,00 20,30	133,00 3,30 3,05	
<b>TOTAL PARTIDA .....</b>					<b>139,35</b>
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO TREINTA Y NUEVE EUROS con TREINTA Y CINCO CÉNTIMOS					
U04.2	<b>Montaje y conexionado del cuadro eléctrico</b> Instalación de cuadro eléctrico compuesto por fusibles gPV 20A 1000VDC más portafusibles, interruptor magnetotérmico e interruptor diferencial	ud			
MT11	Cuadro eléctrico blanco de 20 elementos 320x420x75 mm	1,00 ud	23,79	23,79	
MT12	Fusible DF Electric gPV 20A 10x38 1000VDC	2,00 ud	1,82	3,64	
MT13	Base portafusibles cilíndricos DF Electric 32A 10x38 1000VDC	2,00 ud	3,50	7,00	
MT14	Interruptor magnetotérmico SIEMENS 5SL6232-7, 400 VAC, 6 kA, 2 polos, C, 32 A	1,00 ud	11,42	11,42	
MT15	Interruptor diferencial SIEMENS 5SV3314-6, 2 polos, entrada: 40 A, 30 mA, 230 VAC	1,00 ud	25,95	25,95	
MO04	Oficial 1º electricista	1,00 h	22,00	22,00	
<b>TOTAL PARTIDA .....</b>					<b>93,80</b>
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de NOVENTA Y TRES EUROS con OCHENTA CÉNTIMOS					

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
U04.3	<b>Instalación inversor</b> Inversor monofásico de conexión a red Huawei SUN2000-5KTL-L1, voltaje de entrada máximo 600 VDC, potencia nominal de salida 5 kW, eficiencia máxima 98,4%, rango de voltaje de entrada de 90 V a 560 V, dimensiones 365x365x156mm. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación.	ud			
MT16	Inversor Huawei SUN2000-5KTL-L1	1,00 ud	699,00	699,00	
MO04	Oficial 1ª electricista	0,50 h	22,00	11,00	
<b>TOTAL PARTIDA .....</b>					<b>710,00</b>
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de SETECIENTOS DIEZ EUROS					
<b>C05</b>	<b>Verificación y puesta en marcha</b>				
U05.1	<b>Desarrollo y tasa del proyecto</b> Estudio, verificación y puesta en marcha de la instalación fotovoltaica acorde a la normativa actual	ud			
MP01	Proyecto de Ingeniería	1,00 ud	150,00	150,00	
MO06	Ingeniero Técnico Superior	2,00 h	30,00	60,00	
<b>TOTAL PARTIDA .....</b>					<b>210,00</b>
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOSCIENTOS DIEZ EUROS					

### 6.3. Presupuesto de ejecución material

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>C01</b>	<b>Movimiento de tierras</b>			
U01.1	m2 Desbroce y limpieza del terreno Desbroce y limpieza del terreno con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: pequeñas plantas, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad menor que el espesor de la capa de tierra vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión. El precio no incluye la tala de árboles ni el transporte de los materiales retirados	50,00	0,64	32,00
U01.2	m2 Compactación dinámica del terreno Compactación dinámica del terreno, con una energía por golpe entre 2000 y 2250 kN*m y una energía específica entre 2000 y 220 kN*m/m <sup>2</sup> , ejecutada en cuatro fases, según mailla de impactos y tiempo de demora entre fases sucesivas, con nivelación de la plataforma tras cada una de las fases de compactación y control del proceso mediante equipo de control de penetración dinámica y asientos	50,00	6,56	328,00
TOTAL C01 .....				360,00
<b>C02</b>	<b>Canalizaciones</b>			
U02.1	ml Tramo cadenas módulos fotovoltaicos - inversor Abastecimiento e instalación de cables de interconexión entre módulos fotovoltaicos y las entradas MPPT del inversor	16,30	5,94	96,82
U02.2	ml Tramo salida del inversor - cuadro BT Abastecimiento e instalación de cable de interconexión entre la salida del inversor y el cuadro de baja tensión del centro de transformación	16,30	2,68	43,68
U02.3	ud Bandeja portacables 60x150mm Bandeja de rejilla electrosoldada (Rejiband) 60x150mm, suministrada en tramos de 3m de longitud, para conducción y soporte del cable eléctrico bipolar AC	6,00	27,32	163,92
TOTAL C02 .....				304,42
<b>C03</b>	<b>Estructuras</b>			
U03.1	ud Instalación soportes para módulo fotovoltaicos Soportes de hormigón con inclinación de 30° para módulos fotovoltaicos, montaje de los módulos fotovoltaicos en horizontal, sin necesidad de anclar al suelo gracias a su peso propio. Ideal para instalaciones en suelo o en cubierta plana. Incluso enganches de sujeción.	14,00	25,10	351,40
TOTAL C03 .....				351,40

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>C04</b>	<b>Instalación sistema fotovoltaico</b>			
U04.1	ud Instalación de módulos fotovoltaicos en soportes de hormigón Instalación en soportes de hormigón de módulo fotovoltaico modelo TSM-370 DE08.M.08(II) 1500VDC de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Pmax) 370 Wp, tensión a máxima potencia (Vmpp) 34,2 V, intensidad de máxima potencia (Impp) 10,82 A, tensión en circuito abierto (Voc) 41,3 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 11,37 A, eficiencia 20,2%, 120 células, temperatura de trabajo de -40°C hasta 85°C, dimensiones 1763x1040x35 mm, peso 20 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico.	12,00	139,35	1.672,20
U04.2	ud Montaje y conexionado del cuadro eléctrico Instalación de cuadro eléctrico compuesto por fusibles gPV 20A 1000VDC más portafusibles, interruptor magnetotérmico e interruptor diferencial	1,00	93,80	93,80
U04.3	ud Instalación inversor Inversor monofásico de conexión a red Huawei SUN2000-5KTL-L1, voltaje de entrada máximo 600 VDC, potencia nominal de salida 5 kW, eficiencia máxima 98,4%, rango de voltaje de entrada de 90 V a 560 V, dimensiones 365x365x156mm. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación.	1,00	710,00	710,00
TOTAL C04 .....				2.476,00
<b>C05</b>	<b>Verificación y puesta en marcha</b>			
U05.1	ud Desarrollo y tasa del proyecto Estudio, verificación y puesta en marcha de la instalación fotovoltaica acorde a la normativa actual	1,00	210,00	210,00
TOTAL C05 .....				210,00
<b>TOTAL.....</b>				<b>3.701,82</b>

## 6.4. Resumen del presupuesto

CAPÍTULO	RESUMEN	IMPORTE	%
C01	Movimiento de tierras .....	360,00	9,72
C02	Canalizaciones .....	304,42	8,22
C03	Estructuras .....	351,40	9,49
C04	Instalación sistema fotovoltaico .....	2.476,00	66,89
C05	Verificación y puesta en marcha .....	210,00	5,67
<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>		<b>3.701,82</b>	
13,00 % Gastos generales .....		481,24	
6,00 % Beneficio industrial .....		222,11	
Suma .....		703,35	
<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN SIN IVA</b>		<b>4.405,17</b>	
21% IVA .....		925,09	
<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN</b>		<b>5.330,26</b>	

Asciende el presupuesto a la expresada cantidad de CINCO MIL TRESCIENTOS TREINTA EUROS con VEINTISÉIS CÉNTIMOS

# **DOCUMENTO N°7: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD**

## **7.1. Memoria descriptiva**

### **7.1.1. Objeto**

El presente Estudio de Seguridad y Salud se redacta para dar cumplimiento a lo dispuesto en el RD 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, en el marco de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

El objeto del Estudio de Seguridad y Salud es servir de base para que el contratista elabore el correspondiente Plan de Seguridad y Salud en el trabajo, en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este documento, en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

### **7.1.2. Descripción técnica**

La instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes acogida a compensación simplificada, en nuestro caso de una potencia de 4,44 kWp, convierte la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica a través de una serie de módulos fotovoltaicos instalados sobre soportes de hormigón. A este conjunto de módulos fotovoltaicos se le denomina generador fotovoltaico. Posteriormente la corriente continua producida en el GFV se convierte en corriente alterna mediante un inversor, para posteriormente autoabastecerse y el exceso inyectarlo en la red eléctrica de la compañía distribuidora a través del centro de transformación.

La instalación posee elementos de protección como los fusibles en cada cadena del GFV, o como el interruptor magnetotérmico y el interruptor diferencial ubicados en la caja general de mando y protección a la salida del inversor.

Habrá que asegurar un grado de aislamiento eléctrico Clase II en lo que afecta a equipos (módulos FV e inversor) y al resto de materiales (cableado, cajas, armarios de conexión, etc.).

### 7.1.3. Elección del coordinador

Para una instalación segura y correcta es necesario la elección de un coordinador que estará a cargo del promotor de la obra el cual se hará cargo de la Seguridad y Salud de todo el proyecto. Tal como está indicado en el RD 1627/1997. La elección de este coordinador no exime de responsabilidad al promotor.

La aplicación de este estudio es vinculante a todo el personal de la empresa y a las demás empresas colaboradoras, empresas subcontratadas y trabajadores autónomos. Este estudio tendrá la misma duración que la ejecución del proyecto según se indica en la “Ley de Prevención de Riesgos Laborales”.

Este estudio será aplicable particularmente:

- Contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- Mantenimiento de la instalación.
- La elección de los puestos y áreas de trabajo.
- Durante la puesta en marcha y pruebas correspondientes.
- Mediante la recogida de materiales empleados y que supongan un riesgo.
- Durante la manipulación de elementos de trabajo y equipos auxiliares.
- Durante la eliminación de escombros y residuos.

### 7.1.4. Actividades por realizar

Para la elaboración de dicho proyecto será necesaria la realización de las siguientes actividades:

- Montaje de los soportes de los módulos FV.
- Montaje sobre los soportes de los propios módulos FV.
- Conexión de los módulos FV.
- Conexión de los módulos FV con el inversor.
- Conexión del inversor a la caja general de mando y protección.
- Durante la manipulación de elementos de trabajo y equipos auxiliares.
- Conexión del inversor al punto de conexión de BT.
- Instalaciones de dos fusibles en cada cadena del GFV y de un interruptor magnetotérmico y un interruptor diferencial en la CGMP.
- Instalación de los equipos de medida y monitorización.
- Canalizaciones del cableado DC sobre el terreno donde se ubica el generador fotovoltaico y del cableado AC sobre bandejas de rejilla electrosoldada (Rejiband).

#### **7.1.5. Normas generales de seguridad y salud**

Las normas de seguridad y salud que deben cumplir todos los trabajadores que intervienen en la obra son:

- Para la prevención de accidentes:
  - Respetarán las consignas sobre Seguridad e Higiene en el Trabajo.
  - Utilizarán las medidas de prevención y protección individuales adecuadas para cada trabajo.
  - Respetarán la señalización colocada en obra.

- Seguirán las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y salud.
- No utilizarán ningún equipo y/o maquinaria sin saberlo hacer correctamente.
- No realizarán trabajos para los que no estén especializados.
- Utilizarán las herramientas adecuadas con las que desarrolle su actividad y cuando terminen las limpiarán y guardarán.
- Deben comprometerse a divulgar entre sus compañeros la importancia y trascendencia del fiel cumplimiento de estas normas generales de seguridad y salud, con el único fin de contribuir a la continua mejora de las condiciones de seguridad.
- Advertirán inmediatamente al coordinador en materia de seguridad y salud acerca de cualquier situación que, a su juicio, entrañe un riesgo para la seguridad y la salud de los trabajadores.
- Cuidarán por la conservación de medidas de prevención y protección colectivas dispuestas en la obra e informarán de cualquier desperfecto o anomalía que aprecien en las mismas.
- Realizarán los trabajos con adecuada limpieza y orden.
- Para el manejo de cargas:
  - Se procurará emplear lo menos posible la fuerza humana para levantar pesos y si se tiene que levantar algún peso, se hará con la espalda lo más erguida posible. El esfuerzo se debe realizar

- con las piernas, nunca con la espalda, transportando la carga de manera equilibrada y sin realizar giros bruscos.
- No se situarán en la trayectoria de la carga cuando se descarguen materiales o máquinas por rampas, y éstas se encontrarán libres de obstáculos y en perfectas condiciones de apoyo.

#### **7.1.6. Emplazamiento**

La instalación se encuentra en el municipio Puente Tablas, con las coordenadas geográficas del conjunto: 37° 48' 12" N, 3° 44' 40" O.

#### **7.1.7. Suministro de energía eléctrica**

La acometida a las obras será por cuenta de la Propiedad, proporcionando un punto de enganche en el lugar del emplazamiento de estas en caso de ser posible.

En caso de que el suministro no pueda realizarse, el contratista dispondrá los medios necesarios para abastecerse desde el exterior antes del comienzo de la obra. Los medios serían principalmente grupos electrógenos.

### **7.2. Botiquín de primeros auxilios**

Es de obligado cumplimiento, por ley, la tenencia de al menos un equipo de primeros auxilios que contengan: desinfectantes, antisépticos, gasas estériles, algodón, hidrófilo, vendas, esparadrapo, apósitos, tijeras, pinzas y guantes desechables.

### **7.3. Identificación de riesgos y medidas de prevención**

#### **7.3.1. Identificación de posibles riesgos**

En el momento de la colocación tanto de los módulos FV, inversor, protecciones y medidas, pueden darse una serie de riesgos como los siguientes:

- Caída de personas al mismo nivel: en el caso de que existan obstáculos o sustancias que pueden provocar una caída por tropiezo o resbalón de una persona al mismo nivel del suelo. Puede darse también por desniveles del terreno, conductores o cables, bancadas o tapas sobresalientes del terreno, por restos de materiales varios, barro, tapas y losetas sin buen asentamiento, pequeñas zanjas, hoyos, etc.
- Caída de personas a distinto nivel: para el caso de que se realicen trabajos en zonas elevadas en instalaciones que, en este caso por construcción, no cuentan con una protección adecuada como barandilla, murete, antepecho, barrera, etc. Esta situación de riesgo puede darse en los accesos a las nombradas zonas, además son zonas de riesgo los huecos sin protección y señalización que pueda haber pisos y zonas de trabajo.
- Caída de objetos: durante la ejecución del proyecto en un nivel superior a otra zona de trabajo o en operaciones de transporte y elevación por medios manuales y mecánicos. Se pueden caer objetos no manipulados y desprendidos de su emplazamiento.
- Desprendimientos, desplomes y derrumbes: respecto a las estructuras fijas o temporales o de parte de ellas sobre la zona de trabajo, se deben de contemplar la caída de escaleras portátiles, desplome de los apoyos, estructuras o andamios y el posible vuelco de cestas o grúas en la elevación del personal o traslado de cargas.
- Choques y golpes: con partes salientes de máquinas, instalaciones o materiales, estrechamiento de zonas de paso, vigas, conductos a baja altura, del manejo de maquinaria con partes en movimiento etc., se pueden provocar lesiones.
- Contactos eléctricos: posibilidad de lesiones o daños producidos por el paso de la corriente por el cuerpo.

- Arco eléctrico: Se plantea la posibilidad de lesiones o daños producidos por quemaduras al cebarse un arco eléctrico.
- Sobreesfuerzos o carga física dinámica: se puede dar la posibilidad de lesiones o daños producidos en músculos o en el esqueleto humano al darse un desequilibrio entre las exigencias de la tarea y la capacidad física.
- Incendios: en el caso de que se produzca o propague un incendio como consecuencia de la actividad laboral y las condiciones del lugar de trabajo.
- Reacciones: Comprobaciones debidas a mordeduras, picaduras, irritaciones, sofocos, alergias, etc. Estas pueden ser provocadas por vegetales, animales, colonias, residuos y orinadas por su decrecimiento, presencia, estancia o nidificación en la instalación. Igualmente, los sustos o imprevistos por esta presencia, pueden provocar el inicio de otros riesgos.

### 7.3.2. Medidas oportunas para la prevención de riesgos

Debido al tipo de proyecto llevado a cabo, se necesitará una protección frente a contactos directos e indirectos en corriente continua y baja tensión, arco eléctrico, elementos candentes y quemaduras por lo que será necesario:

- Formación en tema eléctrico de acuerdo con lo requerido en el Real Decreto 614/2001, función del trabajo a desarrollar.
- Utilización de EPIs (Equipos de Protección Individual).
- Coordinar con la Empresa Suministradora definiendo las maniobras eléctricas a realizar, cuando sea preciso.

- Seguir los procedimientos de descargo de instalaciones eléctricas, cuando sea preciso.
- Aplicar las 5 Reglas de Oro en todos los trabajos:
  - Desconectar todas las fuentes de tensión.
  - Enclavamiento o bloqueo si es posible de los aparatos de corte y señalización siempre en el mando.
  - Verificación de la ausencia de tensión, puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión.
  - Proteger frente a elementos próximos en tensión.
  - Establecer la señalización de seguridad adecuada, delimitando la zona de trabajo.
- Apantallar en caso de proximidad los elementos en tensión, teniendo en cuenta las distancias del RD 614/2001.
- Informar por parte del jefe de Trabajo a todo el personal, la situación en la que se encuentra la zona de trabajo y donde se encuentran los puntos en tensión más cercanos.

Todos los trabajadores deben de tener la formación exigida por el RD 614/2001.

La caída de altura debido a la gravedad de sus consecuencias, es un riesgo que nunca hay que olvidar. Y por ello, todo el personal que se exponga a él debe estar formado correctamente.

Se deben de tener también otras medidas en cuenta para el cumplimiento de:

- Según la normativa, protección y medida preventiva de los equipos y medios de seguridad.
- Prohibir el paso a personal, de la empresa o terceros, cercanos a las grandes máquinas salvo justificación.
- Prohibir a personal ajeno a la entrada de la obra.
- Señalizar el perímetro de la obra y los puntos más peligrosos.
- Mantener correctamente todas las maquinarias y herramientas.
- Controlar que no sobrepase los límites las cargas de los camiones, es decir, cumplir con la reglamentación.
- Utilizar los andamios, plataformas y equipos adecuados para evitar el mayor número de riesgos posibles.
- Utilizar las prendas de protección personal durante un periodo útil fijado.
- Reponer aquellas prendas o equipos que debido a su deterioro han tenido una vida útil menor a lo esperado.

#### **7.4. Protecciones**

Además, se añadirán las siguientes protecciones sobre la ropa de trabajo:

- Protección de la cabeza: cascos de protección (deberán de utilizarlo todas las personas que participen en la instalación), protectores auditivos (se utilizarán en el caso de superar un nivel de ruido de 80 dBA), gafas contra impacto y antipolvo (deberán de ser utilizados durante todo momento por las personas que se encuentren en la

instalación) y gafas de soldadura (deberán de utilizarse siempre que se realicen trabajos de soldadura).

- Protecciones del cuerpo: monos de trabajo (durante toda la jornada laboral), impermeables (para trabajos en caso de existencia de humedad), mandil de cuero (será necesario para todos los trabajos de soldadura) y chalecos reflectantes (deberán de ser utilizados en todo momento por el personal de trabajo en caso de tener que señalizar).
- Protección de las extremidades: polainas de cuero para la soldadura, calzado de puntera y suela metálica y botas impermeables para el caso de trabajo en presencia de humedad.

### **7.5. Prevención de riesgos colectivos**

La señalización deberá ajustarse al RD 485/1997 del 14 de abril. Donde se establece que será de obligado cumplimiento:

- El uso de cinturones de seguridad, protectores auditivos, cascos, botas ya comentadas y guantes.
- Prohibir el paso a persona ajena.
- Prohibir encender fuego.
- Prohibido fumar.
- Señal de localización de las zonas críticas, localización de botiquín y extintor.
- Respecto de la instalación eléctrica se deberán realizar las correctas puestas a tierra e instalar el interruptor diferencial para la protección de personas.
- Por último, respecto a las normas del manejo de materiales se estipula lo siguiente:

- Se deberá de realizar el levantamiento de cargas a mano con las piernas flexionadas y sin doblar la columna vertebral.
- Realizar un transporte de pesos equilibrado.
- Evitar realizar giros bruscos con carga.
- No situarse en la trayectoria de maquinaria con carga.

## 7.6. Características generales de la obra

Existen unas características generales que deben cumplirse en todo tipo de obras:

- Descripción de la obra y situación: se deberá de realizar un anexo específico sobre la situación de la obra debido al Estudio de Seguridad y Salud. En este anexo hay que establecer los problemas que podemos encontrar con el emplazamiento, ya sea debido al medio de transporte o por dificultades en la llegada.
- Suministro de energía eléctrica: será facilitado por la empresa adjudicataria. Esta se encargará de abastecer la industria con los puntos de enganche necesarios.
- Suministro de agua potable: se tomará agua potable de los conductos encontrados en la zona o región. Habría que disponer de los medios necesarios mínimos desde el comienzo de la realización de la obra.
- Servicios higiénicos: como ya se ha comentado, se deberá de disponer de los servicios higiénicos reglamentarios.