



Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Postgrado

Instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos

Autor: José Manuel Villar Ramos

Máster en Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos

Director: Pedro Gómez Vidal

Departamento del director: Ingeniería Eléctrica

Fecha: 12/2022



CREA



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Jaén

Trabajo Fin de Máster

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE UNA MEDIANA INDUSTRIA DE MARTOS

Alumno: José Manuel Villar Ramos

Tutor: Prof. D. Pedro Gómez Vidal
Dpto: Departamento de Ingeniería Eléctrica

Diciembre, 2022



Universidad de Jaén
Escuela Politécnica Superior de Jaén
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Don Pedro Gómez Vidal , tutor del Proyecto Fin de Carrera titulado: *Instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos*, que presenta José Manuel Villar Ramos, autoriza su presentación para defensa y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, Diciembre de 2022

El alumno:

José Manuel Villar Ramos

Los tutores:

Pedro Gómez Vidal

Índice

Lista de Ilustraciones	5
Lista de Tablas.....	6
Lista de Ecuaciones	6
1. MEMORIA.....	7
1.1. Introducción	7
1.2. Objetivos del proyecto	7
1.3. Alcance del proyecto	8
1.4. Localización.....	9
1.5. Disposiciones legales y normas aplicadas	11
1.6. Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)	13
1.7. Definiciones y abreviaturas	13
1.8. Softwares y recursos aplicados.....	14
1.9. Determinación de la potencia instalada	14
1.10. Descripción de la instalación	15
1.10.1. Descripción general de la instalación	15
1.10.2. Módulos fotovoltaicos	16
1.10.3. Inversores	17
1.10.4. Configuración del generador fotovoltaico	19
1.10.5. Red de corriente continua	20
1.10.5.1. Cableado y canalizaciones	20
1.10.5.1.1. Conductores	20
1.10.5.1.2. Canalizaciones.....	21
1.10.5.2. Protecciones	22
1.10.6. Red de corriente alterna	23
1.10.6.1. Cableado y canalizaciones	23
1.10.6.1.1. Conductores	23
1.10.6.1.2. Canalizaciones	23
1.10.6.2. Protecciones	26
1.10.7. Estructuras de soporte de los módulos	27
1.10.8. Contador Bidireccional	28
1.10.9. Cuadro general de mando y protección	28
1.10.10. Puestas a tierra	29
1.10.11. Monitorización	30
1.11. Producción anual.....	31
1.11.1. Parámetro $G_{dm}(\alpha, \beta)$	33

1.11.2.	Parámetro PR	33
1.12.	Mantenimiento	40
2.	ANEXOS	42
2.1.	Cálculos básicos del diseño de la instalación	42
2.2.	Comprobación compatibilidad Generador - Inversor	43
2.3.	Cálculo de conductores	46
2.3.1.	Red de corriente continua	46
2.3.1.1.	Datos de partida	46
2.3.1.2.	Por caída de tensión	47
2.3.1.3.	Por densidad de corriente	49
2.3.2.	Red de corriente alterna	52
2.3.2.1.	Datos de partida	52
2.3.2.2.	Por caída de tensión	53
2.3.2.3.	Por densidad de corriente	54
2.4.	Cálculo de protecciones	57
2.4.1.	Protecciones en la red DC	57
2.4.2.	Protecciones en la red AC	58
2.5.	Perfiles de consumo	61
2.6.	Curvas de generación	62
2.7.	Determinación de la potencia del generador	65
2.8.	Hoja de características	75
3.	PLANOS	81
3.1.	Situación. Emplazamiento	81
3.2.	Plantas Generales	82
3.3.	Distribución de paneles fotovoltaicos	83
3.4.	Distribución de strings	84
3.5.	Esquema Unifilar DC	85
3.6.	Esquema Unifilar AC	86
3.7.	Canalización DC	87
3.8.	Canalización AC	88
4.	PLIEGO DE CONDICIONES	89
4.1.	Condiciones generales	89
4.1.1.	Objeto de este pliego	89
4.1.2.	Descripción de las obras	89
4.1.3.	Documentos que definen las obras	90
4.2.	Disposiciones Generales	90

4.3.	Características y Calidad de los Materiales	92
4.3.1.	Obra civil.....	92
4.3.2.	Estructura metálica.....	92
4.3.3.	Generadores fotovoltaicos.....	93
4.4.	Ejecución de las Obras.....	99
4.5.	Ensayo y Pruebas de Recepción	100
4.6.	Mantenimiento	101
5.	ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	103
5.1.	Memoria.....	103
5.1.1.	Objeto del Estudio de Seguridad y Salud.....	103
5.1.2.	Descripción de la obra.....	103
5.1.3.	Ámbito de aplicación	104
5.1.4.	Identificación de las actividades a realizar	104
5.1.5.	Legislación y normativa técnica de aplicación.....	104
5.1.6.	Servicios afectados y condiciones del entorno.....	106
5.1.7.	Empresa responsable del plan de seguridad	106
5.1.8.	Presupuesto y plazo de ejecución de las obras	106
5.1.9.	Número estimado de trabajadores	106
5.1.10.	Relación de elementos a utilizar.....	107
5.1.11.	Implantaciones de salubridad y confort	107
5.1.12.	Botiquín de primeros auxilios	107
5.2.	Identificación de Riesgos y Medidas de Prevención	108
5.2.1.	Identificación de riesgos.....	108
5.2.2.	Medidas de prevención necesarias para evitar riesgos	111
5.2.3.	Características generales de la obra.....	114
5.2.4.	Medidas de seguridad específicas para cada una de las fases más comunes en los trabajos a desarrollar.....	115
5.3.	Anexos.....	115
6.	PRESUPUESTO.....	120
7.	ESTUDIO ECONÓMICO	124
7.1.	Plazo de recuperación de descuento (DPBT)	126
7.2.	Valor Actual Neto (VAN).....	128
7.3.	Tasa Interna de Retorno (TIR)	129
7.4.	Coste Normalizado de la Electricidad (LCOE)	129
8.	BIBLIOGRAFÍA.....	130

Lista de Ilustraciones

<i>Ilustración 1. Ubicación de Martos en España</i>	9
<i>Ilustración 2. Industria para la que se diseñará el proyecto</i>	10
<i>Ilustración 3. Disposición final del GFV en Zona 1</i>	15
<i>Ilustración 4. Placa Solar SUNPOWER MAXEON 3 400Wp</i>	16
<i>Ilustración 5. Inversor Sunny Tripower Core2</i>	18
<i>Ilustración 6. Configuración módulos conectados a un inversor</i>	19
<i>Ilustración 7. Área disponible para la instalación fotovoltaica</i>	27
<i>Ilustración 8. Estructuras de soporte para los módulos del GFV</i>	28
<i>Ilustración 9. Caja de cuadro de mando y protección</i>	29
<i>Ilustración 10. Monitorización Power Plant Manager</i>	31
<i>Ilustración 11. Tramo DC con más pérdidas óhmicas</i>	37
<i>Ilustración 12. Tramo más desfavorable en DC</i>	37
<i>Ilustración 13. Resultados del parámetro PR(%) en función de cada mes</i>	39
<i>Ilustración 14. Resultados mensual y anual de la producción esperada de la instalación fotovoltaica</i>	40
<i>Ilustración 15. Longitud del cableado DC del Sector 2</i>	48
<i>Ilustración 16. Tramo AC</i>	52
<i>Ilustración 17. Intensidades admisibles y de diseño AC</i>	59
<i>Ilustración 18. Consumo de un día laboral de Enero</i>	61
<i>Ilustración 19. Consumo mensual 2021</i>	62
<i>Ilustración 20. Generación en KW mensual</i>	64
<i>Ilustración 21. Vista aérea Zona 1</i>	67
<i>Ilustración 22. Vista aérea Zona 2</i>	67
<i>Ilustración 23. Vista aérea Zona 3</i>	68
<i>Ilustración 24. Vista aérea Zona 4</i>	69
<i>Ilustración 25. Calendario laboral 2021 Martos</i>	72
<i>Ilustración 26. Módulo SunPower Maxeon 3 400W</i>	75
<i>Ilustración 27. Inversor Sunny TriPower Core2 STP 110-60</i>	76

Lista de Tablas

Tabla 1. Características del módulo fotovoltaico	16
Tabla 2. Características del Inversor	17
Tabla 3. Medidas de canalización subterráneas de la red AC	24
Tabla 4. Tabla ICT-BT-18	30
Tabla 5. Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m ² * día	33
Tabla 6. Pérdidas por temperatura mensuales	36
Tabla 7. 1º aproximación de la potencia de la instalación	42
Tabla 8. Potencia de la instalación	43
Tabla 9. Tabla B.52.17 - Factores de reducción para un circuito o un cable multipolar o un grupo de más de un circuito	50
Tabla 10. Tabla A.3 Intensidad máxima admisible de cables fotovoltaicos	50
Tabla 11. Caída de tensión en cada tramo y en total	54
Tabla 12. Horario Tarifa 6.1 TD	65
Tabla 13. Precios Término de Energía y Término de Potencia	65
Tabla 14. Energía consumida y coste total	66
Tabla 15. Estudio de un día por horas para la determinación de la potencia instalada	70
Tabla 16. PR de cada mes propuesto por IDEA	71
Tabla 17. Resumen del estudio para la instalación fotovoltaica	73
Tabla 18. Presupuesto por partidas	122
Tabla 19. Flujo de caja anual	126

Lista de Ecuaciones

Ecuación 1. Energía producida	32
Ecuación 2. Cálculo de PR	34
Ecuación 3. Pérdidas por temperatura de las células	36
Ecuación 4. Temperatura de la célula/módulo	36
Ecuación 5. Pérdidas en el cableado DC	37
Ecuación 6. Pérdidas en el cableado AC	38
Ecuación 7. Determinación del nº de módulos	43
Ecuación 10. Flujo de caja en función del año	126
Ecuación 11. Ecuaciones DPBT	127
Ecuación 12. Ecuación VAN	128
Ecuación 13. Ecuación TIR	129
Ecuación 14. Ecuación LCOE	129

1. MEMORIA

1.1. Introducción

El presente proyecto consiste en la instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos dedicada al plástico.

Para poder realizar el diseño de la instalación, en primer lugar, se ha hecho un estudio de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Se ha definido la potencia pico del generador fotovoltaico en función de:

- Las curvas de consumo de la industria.
- Las curvas de generación fotovoltaica en la zona.
- La capacidad fotovoltaica permitida de acuerdo con las características superficiales de la industria.
- Las restricciones que procedan según normativa.

Una vez hecho el estudio y definida la potencia se ha elaborado el proyecto de ejecución material de la instalación formada por el generador fotovoltaico, la estructura soporte de los módulos, el inversor, la conexión a la red de baja tensión del consumo y la monitorización. El proyecto se ha completado con un estudio económico de la instalación.

Los documentos que integran el TFM son los recogidos en la norma UNE 157001 "Criterios generales para la elaboración de proyectos".

1.2. Objetivos del proyecto

El objeto del TFM es el de definir las condiciones técnicas y de ejecución de una instalación fotovoltaica de 240 KWp conectada a la red de una mediana industria situada en Martos para reducir el coste anual de energía a largo plazo.

Además, se ha realizado así mismo un análisis económico detallado que sirve como estudio de la viabilidad económica de la instalación, detallando la relación gasto-beneficio que aportará a la red eléctrica a la que se conectará.

1.3. Alcance del proyecto

El alcance es el diseño y construcción de una instalación solar fotovoltaica de 240 KWp y realizar todos los trabajos necesarios para la interconexión en el centro de transformación.

En primer lugar, se diseñará la instalación fotovoltaica para la industria mencionada anteriormente. Para ello se estudiarán los siguientes aspectos:

- Estimación del consumo energético anual de la industria en base al año natural 2021, ya que, por parte de la empresa se considera un año con una actividad normal que se ajusta a la media.
- Estudio de la legislación vigente.
- Cálculo de la radiación solar aprovechable.
- Dimensionamiento de la instalación, así como de las protecciones y secciones tanto de la red DC como AC.
- Componentes necesarios de la instalación.
- Cálculo de la energía generada.

Por último, se realizará un estudio económico que constará de los siguientes apartados.

- Presupuesto del proyecto.
- Balance económico.
- Rentabilidad del proyecto.

1.4. Localización

La instalación objeto de este proyecto se realizará en una nave industrial del Polígono Industrial Cañada de la Fuente de Martos. Los detalles de dicha localización se detallan a continuación:

- Provincia: Jaén
- Municipio: Martos
- Superficie: 259 Km²
- Población: 24.207 habitantes
- Altitud: 753 m
- Latitud: 37.699
- Longitud: -3.971



Ilustración 1. Ubicación de Martos en España

El municipio presenta un clima mediterráneo típico, con veranos secos, calurosos y con temperaturas medias por encima de los 22 °C e inviernos húmedos y lluviosos, con temperaturas suaves.

La oscilación térmica entre los meses más cálidos y los meses más fríos llega a alcanzar valores de 18 °C, mientras la media anual de temperaturas presenta un valor igual a 16,3 °C. Por otra parte, la pluviometría muestra un periodo de lluvia estacional, produciéndose la mayoría de los registros entre los meses de Octubre a Mayo, siendo

prácticamente inexistentes las lluvias durante el periodo estival, lo que provoca la sequía típica de este clima.

Con el propósito de mantener la privacidad de la industria, el nombre de la empresa no se mencionará en ningún apartado de este documento y las ilustraciones se ajustarán lo máximo para no dar detalles de interés que puedan indicar su exacto emplazamiento. En la *Ilustración 2. Industria para la que se diseñará el proyecto* se puede ver el terreno que ocupa la compañía, para la cual se pretende diseñar la instalación fotovoltaica. La imagen está orientada de tal forma que la parte superior corresponde con el norte y la inferior al sur. Como se aprecia, consta de 2 partes, la zona de oficinas que corresponde con el edificio situado en la derecha de la ilustración y a la izquierda una nave industrial. El edificio de oficinas tiene terrazas totalmente aprovechables para la incorporación de paneles fotovoltaicos y el tejado de la nave es un tejado a dos aguas con ángulo de 25° con respecto a la horizontal.

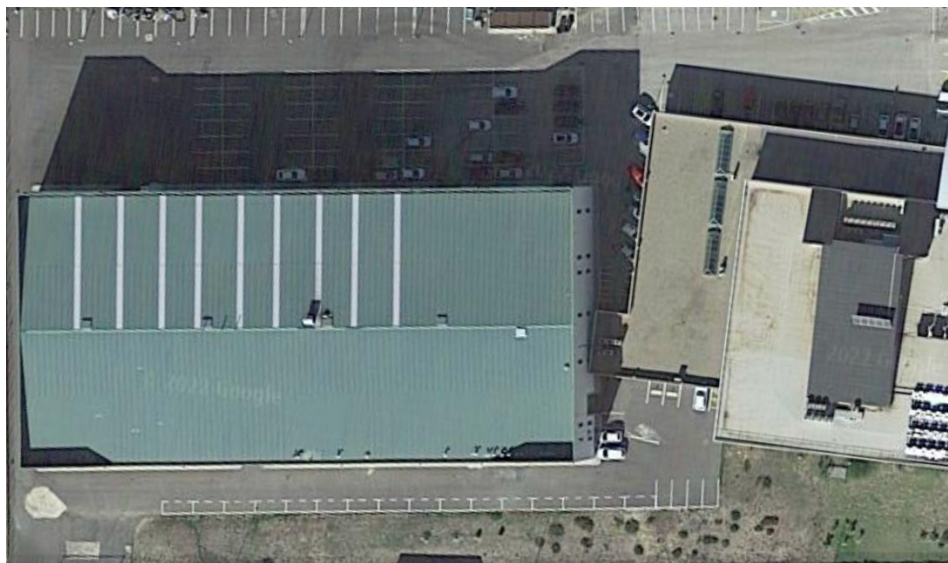


Ilustración 2. Industria para la que se diseñará el proyecto

1.5. Disposiciones legales y normas aplicadas

- RD 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- RD 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.
- RD 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Ley 24/2013 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 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE).
- Estructuras de acero en Edificación, EA-95.
- Acciones en la Edificación, AE-88.
- Ley 31/1995 de prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 1627/97 Real Decreto sobre disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.

Normas UNE

- Norma UNE-HD 60364-7-712. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).
- Norma UNE-HD 60364-4-41. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-41: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra los choques eléctricos.
- Norma UNE-HD 60364-4-43. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-43: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra las sobreintensidades.
- Norma UNE-EN 50618. Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.
- Norma UNE-HD 60364-5-52. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.
- Norma UNE 21144-1-1. Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1-1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Generalidades.
- Norma UNE-EN 60269-6. Fusibles de baja tensión. Parte 6: Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica.
- Norma UNE-HD 60364-4-41. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-41: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra los choques eléctricos.

Otros documentos de interés, aun no siendo normativa de obligado cumplimiento:

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red; PCT-C- REV - julio 2011 de IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)

1.6. Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)

Este proyecto se alinea con varios de los objetivos de desarrollo sostenible marcados por la ONU para el año 2030.

- 7. Energía sostenible y no contaminante. Se ayuda a extender el uso de energías renovables, además de servir como ejemplo para otras delegaciones de la misma empresa, también sería un modelo a seguir para otras empresas.
- 9. Industria innovación e infraestructuras. Promueve la industrialización sostenible y fomenta la innovación.
- 11. Ciudades y comunidades sostenibles. Al utilizar paneles solares, se elimina parte de las emisiones de gases contaminantes en las zonas urbanas.
- 12. Producción y consumo responsable. Garantiza una modalidad de producción de energía sostenible.
- 13. Acción por el clima. Ayuda a combatir el cambio climático, reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero que se producen en la generación de energía con combustibles fósiles.

1.7. Definiciones y abreviaturas

- DC = corriente continua
- AC = corriente alterna
- GFV = generador fotovoltaico
- $V_{oc, stc}$ = voltaje de circuito abierto en condiciones estándar
- $V_{mpp, stc}$ = voltaje en el punto de máxima potencia en condiciones estándar
- $I_{sc, stc}$ = corriente de cortocircuito en condiciones estándar
- $I_{mpp, stc}$ = corriente en el punto de máxima potencia en condiciones estándar
- β_{Voc} = coeficiente de temperatura del voltaje
- I_N = intensidad nominal

- $F_{AC/DC}$ = factor de conversión de corriente continua en alterna
- CEM = condiciones estándar
- MPP = seguidor del punto de máxima potencia
- IDAE = Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
- C.d.t. = caída de tensión
- C.T = centro de transformación
- AEGE = Asociación de empresas con gran consumo de energía
- OMIE = Operador del Mercado Ibérico de Energía
- IPC = Índice de Precios de Consumo

1.8. Softwares y recursos aplicados

- *Microsoft Office 2019*: empleado para la redacción del proyecto.
- *Microsoft Excel 2019*: utilizado para el cálculo de producción anual, porcentaje de autoconsumo y excedente y viabilidad económica.
- *SolarEdge Designer*: para el diseño en 3D de la instalación fotovoltaica.
- *PVGIS*: para la obtención de los datos solares y otros parámetros meteorológicos del emplazamiento de la nave industrial.
- *Google Earth Pro*: para la obtención de fotos aéreas del emplazamiento y el cálculo de distancias y orientaciones.

1.9. Determinación de la potencia instalada

En base al consumo de la industria, la capacidad fotovoltaica permitida y la generación fotovoltaica en la zona se instalará una potencia de 240 KWp como se detalla en el *Anexo Determinación de la potencia del generador*.

1.10. Descripción de la instalación

1.10.1. Descripción general de la instalación

La potencia de la instalación fotovoltaica es de 240 KWp, con 600 módulos de 400Wp. Éstos estarán agrupados en 6 sectores de 100 módulos cada uno. El GFV está formado por strings de 10 módulos en serie. Se dispone de un total de 24 MPPs entre los 2 inversores. En cada MPP se conectará 3 strings en paralelo, es decir, 30 módulos fotovoltaicos. Por consiguiente, solo se utilizará 20 MPPs y el resto quedarán libres para futuros aumentos de potencia del GFV.



Ilustración 3. Disposición final del GFV en Zona 1

1.10.2. Módulos fotovoltaicos

El módulo solar fotovoltaico elegido es el MAXEON 3 400Wp de la marca SUNPOWER, el cual tiene las siguientes características:

Dimensiones (mm)	1690 x 1046 x 40
Peso (Kg)	19
V_{mp} (V)	65,8
I_{mp} (A)	6,08
P_{max} (W)	400
V_{oc} (V)	75,6
I_{sc} (A)	6,58
Eficiencia (%)	22,6

Tabla 1. Características del módulo fotovoltaico

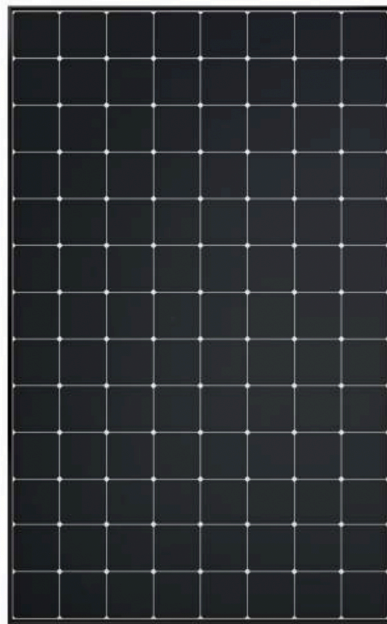


Ilustración 4. Placa Solar SUNPOWER MAXEON 3 400Wp

1.10.3. Inversores

Los inversores son los encargados de convertir la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna tanto para la utilización en la propia instalación industrial como para su utilización en redes de transporte.

Este inversor está diseñado para trabajar en grandes instalaciones trifásicas para empresas o industrias con conexiones a red. Su gran ventaja frente a otros inversores son sus 12 MPP, las cuales le permiten conectar diferentes tipos de placas con diferentes inclinaciones y orientaciones al mismo tiempo.

Para la instalación se utilizará 2 inversores SMA SUNNY TRIPOWER CORE 2 de 110 KW. Cada una de las 20 ramas se conectarán a este inversor.

Puntos por lo que se propone este inversor:

- La marca alemana SMA Solar Technology fue fundada en 1981. Ofrece garantías en Europa de 5 años ampliables hasta 20 años. Es una empresa consolidada con amplia experiencia, lo cual da un plus de garantía y seguridad.
- Es un modelo apto para la instalación, e incluso si en un futuro se quiere aumentar la potencia del generador fotovoltaico se podría conectar hasta 160 KW en cada uno, es decir 80 KW más.
- Es uno de los inversores más modernos, aunque el precio no es uno de sus puntos fuertes.

Sus principales características son las siguientes:

Dimensiones (mm)	1117 x 682 x 363
Peso (Kg)	93,5
Rango de tensión MPP(V)	500 - 800
Potencia (W)	110
Nº de MPP	12
Corri.Max de cada MPP(A)	26
Rendimiento Europeo (%)	98,6

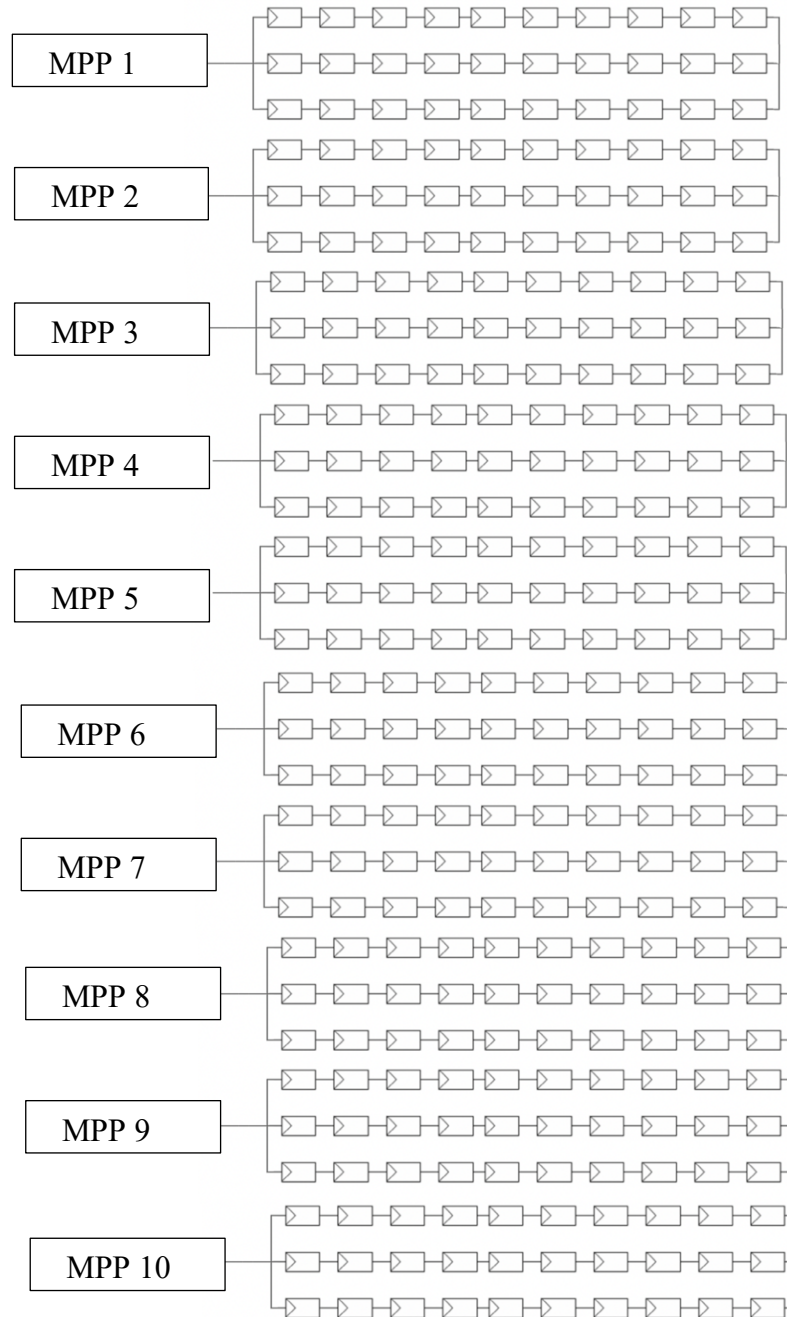
Tabla 2. Características del Inversor



Ilustración 5. Inversor Sunny Tripower Core2

1.10.4. Configuración del generador fotovoltaico

El GFV está compuesto por un total de 600 módulos formando strings de 10 módulos en serie. En cada MPP de los 2 inversores se conectan 3 strings en paralelo.



**Ilustración 6. Configuración módulos
conectados a un inversor**

1.10.5.Red de corriente continua

1.10.5.1. Cableado y canalizaciones

1.10.5.1.1. Conductores

Para la elección de los conductores de corriente continua se tendrá en cuenta la norma UNE-EN 50618 y a la norma UNE HD 60364-7-712.

La norma UNE-EN 50618 dice que la tensión asignada al cableado de continua será de 1,8 kV, debiendo estos indicar en ellos su marca, designación, sección, tensión asignada y las dos últimas cifras de su año de fabricación.

La norma UNE HD 60364-7-712 exige aislamiento doble o reforzado de clase 2.

La red de corriente continua de la instalación fotovoltaica dispondrá de dos tipos de conductores:

- Conductores de cobre de **4 mm²** empleados para la conexión entre módulos para la formación de la cadena.
- Conductores de cobre de **16 mm²** empleados para la conexión en paralelo de las cadenas, en este caso conectores paralelo Y.
- Conductores de cobre de **16 mm²** para la conexión de los terminales finales positivo y negativo de las cadenas con los MPPs de los inversores. Serán de color rojo para el conductor positivo y negro para el negativo. Ambos conductores se codificarán durante su instalación y en sus extremos con el número del inversor y el número de la cadena.

Cumplirán las especificaciones de la norma UNE-EN 50618 “Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos” y estarán compuestos por un conductor de cobre electrolítico estañado para asegurar la conductividad óptima, envuelto por doble aislamiento para mejorar su resistencia a la intemperie, temperaturas extremas ambientales y la incidencia directa de los rayos ultravioleta. Sus características principales serán las siguientes:

- -Designación: H1Z2Z2-K
- -Tensión nominal UO/U 1,5/1,5 kV
- -Tensión máxima UMÁX 1,8 kV
- Conductor de cobre estañado flexible clase 5
- -Adecuados para equipos de aislamiento doble o reforzado clase II
- -Rango de temperaturas -40° +90°
- -Máxima temperatura del conductor 120 ° (durante 20.000 horas)
- -Resistentes a la intemperie: rayos ultravioletas, ozono, absorción de agua.
- -Cables de alta seguridad (AS): Aislamiento y cubierta de compuesto reticulado libres de halógenos; no propagación de llama, no propagadores de fuego; baja emisión de humos; baja emisión de gases corrosivos.
- -Vida útil de 30 años a 90°C.

1.10.1.5.2. Canalizaciones

Primero, se tratará la parte de cableado de interconexión de los módulos. Se intentará disponer el cableado de tal forma que quede lo más protegido posible, usando los marcos de la estructura o cableándolo por debajo de los propios módulos, para evitar corrosiones y exposiciones directas al sol.

Se fijarán con bridas, collares o abrazaderas sin presionar el conductor para no dañarlo, cada 40 cm de cable al menos. El radio de doblado debe de ser de al menos 10 veces el diámetro del conductor.

En segundo lugar, para el cableado desde los módulos a los inversores se debe de disponer de una canalización de bandeja perforada portacables de acuerdo con la norma UNE21123.

Para ello se utilizará bandejas para el guiado en la cubierta, contando estas con los requisitos normativos establecidos y con la certificación europea.

Como la empresa dispone de 2 líneas eléctricas (una para la nave industrial y otra para el edificio de oficinas) y en la nave se encuentra los armarios de distribución y protección se ubicará ahí los inversores, los armarios y las cajas de protección y distribución hacia el centro de transformación. Por lo que se usará bandejas porta

cables perforadas para la cubierta y bandejas verticales para el guiado vertical desde la misma hasta la planta de la nave.

1.10.5.2. Protecciones

Protecciones de personas

Se aplicará aislamiento doble o reforzado como medida de protección de choques eléctricos producidos por contactos indirectos. El material eléctrico como módulos fotovoltaicos, cajas de conexión, cables y sistemas de canalización utilizados en el lado de la corriente continua serán de aislamiento de clase II o equivalente.

Además, el GFV tiene una configuración flotante (esquema IT) que garantiza una buena protección por contactos indirectos a personas al presentar una tensión de masas metálicas prácticamente despreciable y una corriente de fuga menor de 100 mA.

Se protegerá a las personas por contactos directos con la interposición de envolventes o ubicando los equipos con partes activas en lugares no tan accesibles.

Protecciones frente a sobrecorrientes

No se instalarán dispositivos de protección contra sobrecorrientes para proteger las cadenas fotovoltaicas debido a que el módulo elegido soporta una corriente inversa mayor que la que se puede generar. En el *Anexo Protecciones en la red DC* se justifica con cálculos y normativa.

Protecciones frente a sobretensiones

No se instalará ningún dispositivo de protección ya que el inversor incorpora dispositivos de protección contra sobretensiones tipo II.

1.10.6.Red de corriente alterna

1.10.6.1. Cableado y canalizaciones

1.10.6.1.1. Conductores

Para el cableado en el lado de corriente alterna se va a seguir las directrices del actual Reglamento Electrotécnico de Baja tensión, especialmente las ITC-BT-19, ITC-BT20, ITC-BT-28, UNE 21030, ITC-BT-07 e ITC-BT-40. Precisamente en esta última se recoge que la caída de tensión máxima entre inversor y anclaje a red debe de ser como máximo de un 1,5 %.

Los cables deben estar diseñados para temperaturas extremas y serán no propagadores de incendios, de llama, y de baja emisión de gas tóxico o humos.

Los conductores de los cables utilizados en las líneas subterráneas serán de aluminio y estarán aislados con mezclas apropiadas de compuestos poliméricos. La sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas y, en todo caso, esta sección no será inferior a 6 mm² para conductores de cobre y a 16 mm² para los de aluminio.

La red de corriente alterna de la instalación fotovoltaica dispondrá de dos tipos de conductores:

- Conductores de cobre de **70 mm²** para la conexión de la salida de los inversores al cuadro general de protección de baja tensión.
- Conductores de aluminio de **240 mm²** para la conexión del cuadro general de protección de inversores con el cuadro de baja de tensión del centro de transformación.

Para esta conducción se va a utilizar gama Exzhellent RZ1-K o similar.

1.10.6.1.2. Canalizaciones

La canalización será subterránea bajo tubo y cumplirá con las especificaciones del apartado 2.1.2.(canalizaciones entubadas) de la ITC-BT-07 y del apartado 1.2.4. de la ITC-BT-21. Los tubos utilizados cumplirán la Norma UNE-EN 61386-24 y serán de polietileno de alta densidad de 35 metros de longitud y **225 mm** de diámetro, tendrán una resistencia a la compresión de 450 N y una resistencia al impacto de

grado normal. En la *Tabla 3. Medidas de canalización subterráneas de la red AC* se muestran las dimensiones y número de tubos empleados en la canalización:

Ancho (mm).	Profundidad (mm)	Nº de tubos			Situación
		Red AC	Reserva	Total	
600	1075	1	1	2	Cruce calzada

Tabla 3. Medidas de canalización subterráneas de la red AC

Para la instalación se seguirán los siguientes criterios de utilización:

- Para los cables de conexión, cada una de las fases (2 conductores de 240 mm² Al) y el conductor neutro (1x240 mm² Al) irán en tubo y se dispondrá de un tubo de reserva.
- Las dimensiones de la zanja están relacionadas con el número de tubos a alojar y tendrán una anchura mínima de 60 cm. La profundidad mínima del cable más próximo a la superficie será de 80 cm en canalizaciones bajo calzada. La disposición de los tubos y demás características y dimensiones de dicha zanja se muestran en el plano nº 6.
- En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de 5 cm. de espesor de arena de río lavada, limpia, suelta y exenta de sustancias orgánicas sobre la que se depositarán los tubos, con una separación entre ellos de unos 5 cm. A continuación, se procederá al relleno con aplicación de arena fina lavada hasta una altura no inferior a 10 cm por encima de la generatriz del tubo más elevado. A continuación, se instalarán placas de protección mecánica de polietileno de 25 cm de ancho. Por último, se efectuará el relleno de la zanja y se procederá al compactado por medios mecánicos, se empleará el tipo de tierra y las tongadas necesarias para conseguir un próctor del 95%.
- Sobre esta capa de tierra, y a una distancia mínima al suelo de 10 cm y a la generatriz del tubo más elevado de 25 cm se instalará de forma longitudinal a la zanja una cinta de señalización de polietileno opaca de color amarillo naranja vivo que advierta de la presencia de cables eléctricos.

- En las canalizaciones de calzada el relleno se realizará hasta una cota inferior a 28 cm de la superficie del firme, después se aplicará una capa de hormigón en masa de espesor 22 cm y posteriormente se procederá a la reposición del firme en las mismas condiciones existentes antes de la apertura de la zanja.
- En las canalizaciones de cruce de calzadas los conductores se protegerán del aplastamiento del terreno con la inclusión de hormigonado en los espacios intermedios. Se dispondrá en el fondo de la zanja de una capa de hormigón de espesor 5 cm. sobre la que se colocarán los tubos. Posteriormente se procederá al relleno con aplicación de hormigón en masa H125 hasta una altura no inferior a 10 cm por encima de la generatriz del tubo más elevado.
- Las arquetas tendrán unas dimensiones interiores de 80x80x150 cm (ancho, largo y profundo). Se usarán arquetas con tapa registrable en los cambios de dirección, en las entradas a la zona de inversores y a la entrada del centro de transformación. Además, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias como máximo cada 40 m. A la entrada y salida de las arquetas los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores.

En el plano nº 8, *Canalización AC*, se detalla el trazado y la composición y dimensiones de la zanja.

La canalización desde los inversores hacia los cuadros de protecciones ubicados en la misma sala se hará con bandejas perforadas portacables de acero galvanizado.

1.10.6.2. Protecciones

Protecciones de personas

Para la protección de personas frente a contactos directos e indirectos se adoptarán las medidas recogidas en la ITC-BT-24 del reglamento de baja tensión y que se enumeran a continuación:

- Protección frente a contactos directos

La protección principal se basa en la aplicación de las medidas necesarias para impedir el contacto de las personas con las partes activas de la instalación. Estas medidas consistirán en:

- Recubrimiento de las partes activas con material aislante.
- Interposición de barreras o envolventes.
- Interposición de obstáculos.
- Puesta fuera de alcance por alejamiento.

- Protección frente a contactos indirectos

- Puesta a tierra de las masas metálicas que ante defectos de aislamiento puedan quedar en tensión.
- Corte automático de la alimentación. La protección se basa en la utilización de dispositivos de protección que impidan que después de un defecto entre una parte activa y una masa, en el circuito o el material, se mantenga una tensión de contacto durante un tiempo suficiente como para crear un riesgo peligroso sobre la persona.

Protecciones frente a sobrecorrientes

Para la protección frente a sobrecargas y sobrecorrientes de la red de AC se instalarán los siguientes elementos de protección:

- Conexión inversores de 110 kW: Interruptor magnetotérmico caja moldeada de I_N 200 A con poder de corte 36 kA.

- Línea de conexión cuadro de protección inversores con cuadro B.T. en C.T.
Interruptor magnetotérmico caja moldeada de In 400 A con poder de corte 50 kA.

En el *Anexo Protecciones en la red AC* se justifica el ajuste de los relés térmicos de los anteriores interruptores.

Protecciones frente a sobretensiones

No se instalará ningún dispositivo para la protección de equipos frente sobretensiones puesto que la industria cuenta con protección en el C.T de Baja de Tensión para el consumo y los inversores instalados disponen de descargadores de sobretensión tipo II.

1.10.7. Estructuras de soporte de los módulos

La instalación se realizará sobre la cubierta de la nave industrial que está orientada al sur, siendo ésta una zona no transitable. El área de la que se dispone para realizar la instalación es aproximadamente de unos 1478 m², según información extraída del software Google Earth.

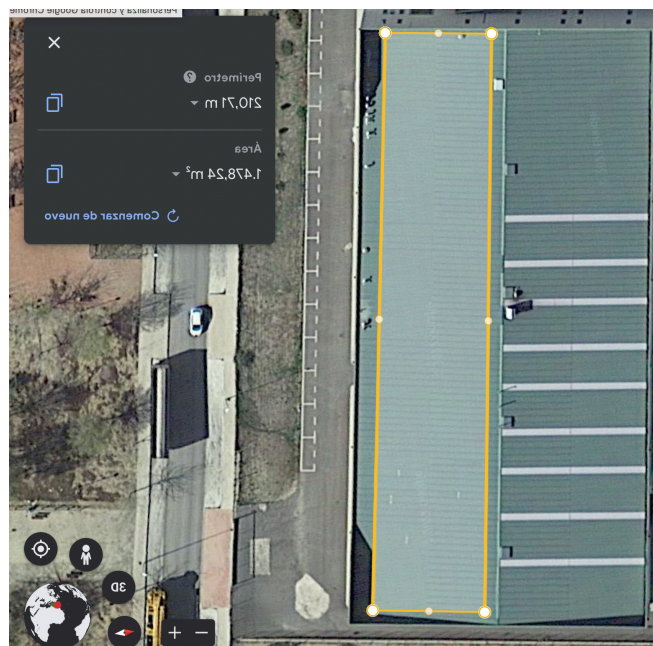


Ilustración 7. Área disponible para la instalación fotovoltaica

Puesto que la cubierta tiene una inclinación de 25° y el ángulo óptimo en esta zona es de 28° se ha decidido no utilizar estructuras regulables ya que las pérdidas de generación de energía son inferiores al 1,7% y no compensan el sobre coste de utilizar estas estructuras.

Se empleará estructuras de soporte a la cubierta con varilla roscada constituidas por perfilera de aluminio estructural 6005 T6 y tornillería de acero inoxidable A2-70.



Ilustración 8. Estructuras de soporte para los módulos del GFV

1.10.8. Contador Bidireccional

El contador bidireccional lo proporcionará la compañía comercializadora.

1.10.9. Cuadro general de mando y protección

Se usarán 2 cajas de conexiones para las protecciones AC. Una estará ubicada en la misma sala donde se encuentran los cuadros eléctricos de la nave y los inversores y la otra en el C.T. Cuentan con grado de protección IP55 e IK09. Incorporan ventilación y están fabricados en materiales higroscópicos autoextinguibles, con alto grado de resistencia a la corrosión y la polución.



Ilustración 9. Caja de cuadro de mando y protección

1.10.10. Puestas a tierra

Con la intención de proporcionar protección para las personas contra contactos indirectos, el sistema fotovoltaico funcionará de modo flotante, es decir, la red fotovoltaica se encuentra aislada de tierra y se unirán todas las masas metálicas del sistema para conectarlas debidamente a un sistema de tierra de protección.

Por tanto, se dispondrá una conexión equipotencial que esté conectada a todos los elementos de la presente instalación y ésta se conectará a la toma tierra que tiene instalada la industria.

Se cumplirá lo dispuesto en el artículo 15 del RD 1699/2011 y la ITC BT-40, por lo que la protección de tierra de la instalación debe de ser independiente al neutro de la empresa distribuidora, así como también se dispondrá de una separación galvánica entre las partes alterna y continua de la instalación, que ya está incluida en los inversores.

Los conductores irán canalizados junto con el cableado de alterna y continua de la instalación. La sección mínima de los conductores se calcula con la *Tabla 4. Tabla ICT-BT-18*.

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm ²)
$S \leq 16$ $16 < S \leq 35$ $S > 35$	$S (*)$ 16 $S/2$
(*) Con un mínimo de: 2,5 mm ² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica 4 mm ² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica	

Tabla 4. Tabla ICT-BT-18

Las secciones mínimas serán de 4 mm² para la conexión de marcos, partes metálicas, módulos, estructuras, etc.

1.10.11. Monitorización

El inversor seleccionado no incorpora ninguna aplicación para la monitorización de datos en tiempo real, por lo que hay que añadir un equipo más.

Se ha identificado Power Plant Manager del mismo fabricante, SMA Technology. Éste, por medio de la plataforma de software ennexOS se asegura la interconexión inteligente de diversas fuentes de energía. Así, no solo se monitoriza y controla la generación de energía de modo que sea compatible con la red, sino que se posibilita la digitalización de las centrales y la participación en el mercado energético del futuro.

Se ubicará en la misma sala de los inversores y cuadros de protección.



Ilustración 10. Monitorización Power Plant Manager

Gracias a la plataforma de monitorización Sunny Portal gratuita, se podrá consultar todos los datos en cualquier momento.

Ofrece nuevas posibilidades como:

- Arranque autónomo
- Sincronización de las redes locales
- Potencia reactiva constante
- Ajuste en función de las necesidades

1.11. Producción anual

Con el objetivo de poder realizar los estudios económicos pertinentes para analizar la viabilidad económica del proyecto, se requiere conocer con la mayor exactitud posible la producción anual de la planta. Para ello en la actualidad se suelen emplear programas de simulación. En este caso, y dado el elevado carácter académico del presente proyecto, se aborda la estimación de la producción mediante

el procedimiento de cálculo descrito en el apartado 7 del Pliego de condiciones del IDAE.

Así pues, en el citado Pliego de condiciones se definen los parámetros requeridos para el cálculo:

- $G_{dm}(0)$: Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en $kWh/(m^2 * día)$, obtenido a partir de algún organismo oficial.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $kWh/(m^2 * día)$, obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores al 10% anual.
- PR: Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, el cual tiene en cuenta la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, contemplado:
 - 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.
 - Otros

La ecuación que permite el cálculo de la estimación es la siguiente:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{CEM}} \quad Kwh/día$$

Ecuación 1. Energía producida

Siendo:

- P_{mp} = Potencia pico del generador.
- G_{CEM} = $1 \text{ kW}/m^2$

1.11.1. Parámetro $G_{dm}(\alpha, \beta)$

Para la obtención de dicho parámetro se recurre al Software PVGIS. Los valores obtenidos son los siguientes:

Mes	$G_{dm}(0^\circ, 25^\circ)$
Enero	4,19
Febrero	5,98
Marzo	5,27
Abril	5,47
Mayo	6,83
Junio	7,68
Julio	7,78
Agosto	7,58
Septiembre	6,29
Octubre	5,67
Noviembre	4,27
Diciembre	3,51

Tabla 5. Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$

1.11.2. Parámetro PR

Dado que se trata de un parámetro que depende de todo factor que repercuta en la eficiencia energética de la instalación, su cálculo con precisión resulta muy complejo. Esto se debe no sólo a la cantidad de parámetros de los que depende, sino también porque los valores de dichos parámetros varían a lo largo del tiempo y la época del año. Es por ello por lo que suele darse en medias mensuales. Asimismo, pese a que existen diferentes procedimientos y ecuaciones que permiten su cálculo, la mayoría parten de conocer las medidas reales tanto del consumo de la planta, registrada en los aparatos de medida, como de muchos otros factores. Dado el carácter académico del presente proyecto, no se dispone de dichas medidas, con lo que hay que dirigirse a procedimientos que permiten su cálculo por medio de factores que muchas veces son elegidos sin poder ser argumentados de forma sólida.

La ecuación que permite dicho cálculo es:

$$PR(\%) = (100 - A - P_{temp}) * B * C * D * E * F$$

Ecuación 2. Cálculo de PR

Siendo:

$$A = 100 * (A1 + A2 + A3 + A4)$$

A continuación, se definen los parámetros a emplear:

- Pérdidas por dispersión entre módulos (A1): Pese a que todos los módulos pertenecen al mismo fabricante, dado que éstos están compuestos por células y no todas las células tienen exactamente la misma estructura y orientación de los granos, existen variaciones en cuanto a las características eléctricas de los mismos. Es por ello que los fabricantes indican una tolerancia de potencia nominal. En este caso se toma un valor del 1,5%.

$$A1 = 0,015$$

- Pérdidas por suciedad y polvo (A2): Las partículas de polvo y suciedad que se depositan sobre los módulos fotovoltaicos pueden provocar grandes pérdidas si no se realiza un mantenimiento de limpieza adecuado. En las épocas del año en las que las precipitaciones sean escasas se requiere intensificar dichas tareas, mientras que normalmente, y dependiendo de la inclinación que posean los módulos, las precipitaciones suelen ayudar a mantenerlos limpios. Factores como la presencia de caminos transitables sin asfaltar adyacentes a la instalación repercuten negativamente. Teniendo en cuenta todo lo expuesto y asumiendo que se cumplirá el mantenimiento de limpieza descrito en el

apartado correspondiente del presente proyecto, se asume un valor de pérdidas del 1%.

$$A2 = 0,01$$

- Pérdidas por reflectancia espectral y angular (A3): Una parte pequeña de la radiación que incide sobre el módulo fotovoltaico se ve reflejada por el cristal templado que poseen para proteger las células y por las propias células. Dicha reflexión depende del ángulo de incidencia de los rayos solares, siendo mayor en invierno que en verano, debido a una elevación más baja del Sol. En la actualidad la mayoría de los fabricantes tratan de reducir este fenómeno mediante la utilización de vidrios templados con grandes coeficientes de transmisión y texturizando las superficies de las células. Eso mismo ocurre con los módulos seleccionados en este proyecto, y es por ello por lo que se asumen unas pérdidas del 0,5%.

$$A3 = 0,005$$

- Pérdidas por sombras (A4): Este parámetro tiene en cuenta las pérdidas de radiación solar que experimentan los paneles debido a sombras proyectadas, ya sea por objetos o por la propia topografía del terreno. Para el cálculo de dicho parámetro, en el pliego de condiciones del IDAE, en su Anexo III, se plantea un procedimiento de cálculo. Para ello se requiere de las trayectorias que describe el Sol en el lugar del emplazamiento y del perfil de obstáculos que afecte a la zona de estudio. Para esta instalación, no hay edificios u objetos que puedan crear sombras ni tampoco se puede construir colindante a la orientación de las placas ya que hay una carretera de 25 metros de anchura. Aún así se va a considerar unas pérdidas del 0,01%.

$$A4 = 0,001$$

El valor de A es:

$$A = 100 * (0,015 + 0,01 + 0,005 + 0,001) = 3,1$$

- Pérdidas por temperatura de las células (**Ptemp**): El rendimiento de los módulos fotovoltaicos depende de la temperatura de trabajo de sus células, y ésta a su vez dependen de la temperatura ambiente en las diferentes épocas del año. Así pues se define:

$$P_{temp} = k * (T_{cel} - 25)$$

Ecuación 3. Pérdidas por temperatura de las células

Siendo:

- k= Coeficiente de variación de la potencia con la temperatura (-0,27%/°C).
- T_{cel}= Temperatura de trabajo de la célula, la cual se define como en la *Ecuación 4. Temperatura de la célula/módulo* pero en este caso en vez de con valores máximos, con valores medios mensuales.

$$T_{m\acute{a}x_c\acute{e}lula} = T_{m\acute{a}x_ambiente} + G * (TONC - 20)/800$$

Ecuación 4. Temperatura de la célula/módulo

Mes	Tamb.media(°C)	Gdm(0°, 25°)(W/m2)	Tcel.media(°C)	Ptemp
Enero	7,5	129,99	11,89	-0,035
Febrero	11,5	167,44	17,15	-0,021
Marzo	12	163,38	17,51	-0,020
Abril	13,8	164,08	19,34	-0,015
Mayo	19,8	211,64	26,94	0,005
Junio	22,8	230,4	30,58	0,015
Julio	29,2	241,17	37,34	0,033
Agosto	26,6	234,95	34,53	0,026
Septiembre	22,3	188,82	28,67	0,010
Octubre	15,9	175,71	21,83	-0,009
Noviembre	12,7	128,1	17,02	-0,022
Diciembre	7,7	108,66	11,37	-0,037

Tabla 6. Pérdidas por temperatura mensuales

Cabe destacar que los coeficientes positivos representan pérdidas de potencia mientras que los negativos representan ganancia. Esto se debe a que para temperaturas inferiores a la temperatura

ambiente de referencia (25°C), los módulos son capaces de entregar mayor cantidad de potencia y ello queda reflejado en las gráficas de las hojas de características del fabricante.

- Pérdidas por cableado en la parte de corriente continua (B): para este coeficiente, dado que contabiliza las pérdidas óhmicas en la parte de corriente continua se procede a calcular el tramo más desfavorable que incurra mayores pérdidas en comparación con la potencia que transporta, para así, estando en las peores condiciones, extrapolar ese valor al coeficiente general. Dado que, en su respectivo tramo, cada cable transporta la misma corriente, aquel que disponga de mayor resistencia será el más perjudicial. Las ecuaciones empleadas son las siguientes:

$$R = \rho * L / S$$

$$P_{\text{perd}} = R * I^2$$

$$P_{\text{trans}} = V * I$$

Ecuación 5. Pérdidas en el
cableado DC

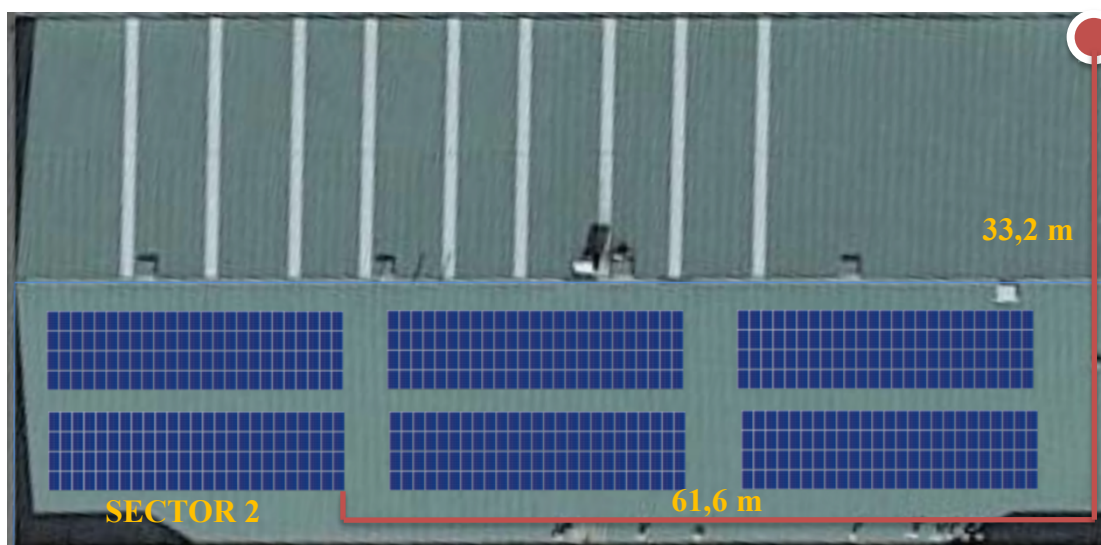


Ilustración 11. Tramo DC con más pérdidas óhmicas

El tramo más desfavorable es el Sector 2 como se aprecia en la *Ilustración 11*.
Tramo DC con más pérdidas óhmicas ya que los cuadros eléctricos de la nave están situados donde está marcado el círculo rojo. Este tramo tiene una longitud de 112,8 metros y una sección de 16 mm² (*Anexo Cálculo de conductores*).

$$R = \frac{0,0172 \Omega\text{mm}^2/\text{m} \times 112,8 \text{ m}}{16 \text{ mm}^2} = 0,121 \Omega$$

$$\text{Potencia Perdida} = 0,121 \times 19,74^2 = 47,14 \text{ W}$$

$$\text{Potencia transportada} = 12000 \text{ W}$$

$$\text{Porcentaje de pérdidas} = 0,39\%$$

$$B = 0,9961$$

- Pérdidas por cableado en la parte de corriente alterna (C) : se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$Pp = \frac{3 * I^2 * p * L}{S}$$

Ecuación 6. Pérdidas en el cableado AC

En cada inversor:

- I= 158,8 A
- p (resistividad del Aluminio) = 0,028 Ωmm²/m
- L= 35 m
- S= 240 mm²

$$P_p = 308,91 \text{ W} \times 2 \text{ inversores} = 617,82 \text{ W}$$

$$P_{\text{trans}} = 220000 \text{ W}$$

$$\text{Porcentaje de pérdidas} = 0,28 \%$$

$$C = 0,9972$$

- Pérdidas por paradas de la instalación (D): Se recomienda que el número de paradas sea inferior al 5% del tiempo de producción de la instalación fotovoltaica. En este caso se toma un 2,5%. Luego:

$$D = 0,975$$

- Pérdidas por rendimiento del inversor (E): Acudiendo a las características técnicas del inversor empleado en el presente proyecto, se observa que su eficiencia es del 98,4% para rendimiento europeo.

$$E = 0,984$$

- Pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia y arranque del inversor (F): Según bibliografía, los valores más usuales giran en torno a 0,9 y 0,95. En este caso se toma un término medio.

$$F = 0,925$$

Finalmente, una vez definidos y argumentados los valores de cada parámetro se

Mes	A	Ptemp	B	C	D	E	F	PR (%)
Enero	3,1	-0,035	0,9961	0,9972	0,975	0,984	0,925	85,45
Febrero	3,1	-0,021	0,9961	0,9972	0,975	0,984	0,925	85,44
Marzo	3,1	-0,020	0,9961	0,9972	0,975	0,984	0,925	85,44
Abril	3,1	-0,015	0,9961	0,9972	0,975	0,984	0,925	85,43
Mayo	3,1	0,005	0,9961	0,9972	0,975	0,984	0,925	85,41
Junio	3,1	0,015	0,9961	0,9972	0,975	0,984	0,925	85,40
Julio	3,1	0,033	0,9961	0,9972	0,975	0,984	0,925	85,39
Agosto	3,1	0,026	0,9961	0,9972	0,975	0,984	0,925	85,40
Septiembre	3,1	0,010	0,9961	0,9972	0,975	0,984	0,925	85,41
Octubre	3,1	-0,009	0,9961	0,9972	0,975	0,984	0,925	85,43
Noviembre	3,1	-0,022	0,9961	0,9972	0,975	0,984	0,925	85,44
Diciembre	3,1	-0,037	0,9961	0,9972	0,975	0,984	0,925	85,45

Ilustración 13. Resultados del parámetro PR(%) en función de cada mes

Se presenta a continuación los resultados de la estimación de la producción:
anual esperada según el IDAE:

Mes	Gdm(0°, 25°)(KWh/m2/mes)	Energía Producida(KWh/mes)
Enero	129,99	26658
Febrero	167,44	34333
Marzo	163,38	33500
Abril	164,08	33642
Mayo	211,64	43385
Junio	230,4	47226
Julio	241,17	49424
Agosto	234,95	48153
Septiembre	188,82	38705
Octubre	175,71	36024
Noviembre	128,1	26267
Diciembre	108,66	22284
Anual		439601

Ilustración 14. Resultados mensual y anual de la producción esperada de la instalación fotovoltaica

Por tanto, se estima una producción anual de **439601 KWh**. Es un poco mayor que la producción de energía anual que se había obtenido con los PR que indica el IDAE, **397575 KWh**.

1.12. Mantenimiento

Se contratará un servicio de mantenimiento de al menos 3 años de duración. Este contrato tendrá que cumplir:

- Revisión como mínimo cada año
- Labores de mantenimiento de todos y cada uno de los elementos de la instalación fotovoltaica.

Las actuaciones necesarias durante la vida útil de la instalación son las siguientes:

- Mantenimiento preventivo: incluye todas las maniobras de inspección sobre suciedad de los paneles, condiciones de la estructura, condiciones de la instalación eléctrica.
- Mantenimiento correctivo: incluye todas las operaciones necesarias para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación, entre las cuales se encuentra la sustitución de cualquier elemento. El mantenimiento se realizará por personal técnico cualificado siendo la empresa instaladora la responsable.

2. ANEXOS

2.1. Cálculos básicos del diseño de la instalación

En primer lugar, se ha realizado un estudio de los perfiles de consumo, curvas de generación y área disponible para la instalación de módulos fotovoltaicos. Una vez obtenidos los datos, se ha comprobado que la potencia óptima a instalar en esta industria es de 215 KWp debido a que aumentar o disminuir la potencia abarata el precio del KWh generado por la instalación y se consigue un 80% de autoconsumo y un 20 % de excedentes.

Precio venta excedente (€/KWh)	Pmp(Kwp)	215
0,14	Precio KW instalación (€/KWh)	0,18

Meses	Energía producida (KW)	Energía autoconsumida (KW)	Excedente de Energía
Enero	23137,90	20594,84	2543,05
Febrero	23489,16	20341,88	3147,29
Marzo	28333,63	22714,33	5619,30
Abril	30095,57	24085,67	6009,90
Mayo	34633,74	25547,37	9086,36
Junio	36045,61	26026,29	10019,32
Julio	38508,78	30689,98	7818,80
Agosto	37360,92	29132,76	8228,16
Septiembre	31082,50	25804,85	5277,65
Octubre	28444,32	21554,23	6890,09
Noviembre	22252,86	20307,61	1945,25
Diciembre	22776,68	19225,87	3550,81
TOTAL	356161,6708	286025,6923	70135,97853
		80%	20%

Tabla 7. 1º aproximación de la potencia de la instalación

Posteriormente se ha comprobado la compatibilidad del generador y el inversor. Llegado a este punto se ha estudiado multitud de posibilidades para la elección de los módulos e inversor priorizando la eficiencia y la bancabilidad de los fabricantes basada en *Altman-Z*.

Como resultado final se ha propuesto una instalación de 240 KWp y 2 inversores de 110 KW.

El motivo principal se debe a la búsqueda de la mayor eficiencia del inversor en la conversión DC/AC. Como la hoja de características no ofrece ninguna curva de eficiencia, se considera que en el Sur de Europa se produce mayor energía con altas potencias, es decir, para trabajar en estas condiciones la potencia de entrada del inversor tiene que ser menor que la potencia de la instalación fotovoltaica. Es por ello por lo que se ha planteado un $F_{AC/DC} = 0,9$.

Por lo tanto, se obtiene un precio del KWh generado de 0,17€ y un 75% de autoconsumo y 25% de excedentes.

Precio venta excedente (€/KWh)	Pmp(Kwp)	240
0,14	Precio KW instalación (€/KWh)	0,17

Meses	Energía producida (KW)	Energía autoconsumida (KW)	Excedente de Energía
Enero	25828,35	22256,00	3572,35
Febrero	26220,46	21540,19	4680,27
Marzo	31628,24	23823,16	7805,08
Abril	33595,05	25062,00	8533,05
Mayo	38660,92	26508,96	12151,96
Junio	40236,96	26873,49	13363,48
Julio	42986,55	31977,93	11008,62
Agosto	41705,21	30214,15	11491,06
Septiembre	34696,74	26901,77	7794,97
Octubre	31751,80	22203,54	9548,25
Noviembre	24840,40	21858,96	2981,44
Diciembre	25425,14	20482,14	4942,99
TOTAL	397575,82	299702,30	97873,52
		75%	25%

Tabla 8. Potencia de la instalación

2.2. Comprobación compatibilidad Generador - Inversor

Una vez se ha calculado la potencia nominal se procede a calcular el número de módulos. Por lo tanto, se aplica la siguiente ecuación:

$$n^{\circ} \text{ módulos} = \frac{\text{Potencia pico de la instalación}}{\text{Potencia pico del panel}}$$

Ecuación 7. Determinación del nº de módulos

Siendo:

- Potencia pico de la instalación: 240 KWp
- Potencia pico del módulo: 400 Wp

Número de módulos = 600

Se procede a calcular el máximo y mínimo número de módulos en serie:

$$1) V_{oc} (T_c = -10^{\circ}\text{C}) = V_{oc, stc} + \beta_{Voc} * (T_c - 25)$$

$$V_{oc} (T_c = -10^{\circ}\text{C}) = 75,6 \text{ V} - 0,0236 \frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}} (-10 - 25) ^{\circ}\text{C}$$

$$V_{oc} (T_c = -10^{\circ}\text{C}) = 76,426 \text{ V}$$

La tensión de entrada máxima del inversor es de 800V.

$$\text{MAX} (N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{800}{76,426} \right] = 10 \text{ módulos}$$

$$2) V_{oc} (T_c = 70^{\circ}\text{C}) = V_{oc, stc} + \beta_{Voc} * (T_c - 25)$$

$$V_{oc} (T_c = 70^{\circ}\text{C}) = 75,6 \text{ V} - 0,0236 \frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}} (70 - 25) ^{\circ}\text{C}$$

$$V_{oc} (T_c = 70^{\circ}\text{C}) = 74,54 \text{ V}$$

La tensión de entrada mínima del inversor es de 500V.

$$\text{MIN} (N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{500}{74,54} \right] + 1 = 7 \text{ módulos}$$

Puesto que el inversor que se va a emplear tiene 12 MPPs, se hará uso de 2 inversores iguales y en cada MPP se conectará 3 strings en paralelo, es decir, solo se utilizará 20 MPPs y los 4 sobrantes se dejarán para una posible ampliación de la instalación en un futuro.

A continuación, se comprueba si la corriente es admisible en cada inversor para esta configuración:

1) MPP

$$3 \text{ strings} * 6,58 \text{ A} < 22 \text{ A}$$

$$19,74 \text{ A} < 22 \text{ A}$$

Por último, se detalla el $F_{DC/AC}$:

$$F_{DC/AC} = \frac{220 \text{ KWp}}{240 \text{ KWp}} = 0,916$$

2.3. Cálculo de conductores

2.3.1. Red de corriente continua

2.3.1.1. Datos de partida

Como se ha mencionado en apartados anteriores, la instalación cuenta con un total de 600 módulos agrupados en 6 sectores, 25 columnas y 4 filas en cada uno.

En cada MPP de los inversores se conectarán 3 strings en paralelo de 10 módulos en serie cada uno, estas conexiones se harán con conectores paralelo Y en los módulos y hacia el MPP se llevará 2 cables unipolares de 30 módulos. En el plano Nº 4 se indica la formación de ramas y de grupos de ramas para su conexión con el inversor.

Para la comprobación del cableado de la red de corriente continua se tendrán en cuenta las siguientes normativas: UNE-HD 60364-7-712 “Instalaciones eléctricas de baja tensión-Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales-Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV); UNE-EN 50618 “Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos”; UNE-HD 60364-5-52 “ Instalaciones eléctricas de baja tensión-Parte 5: Selección e instalación de equipos eléctricos-Canalizaciones; ITC-BT-19 “Instalaciones interiores o receptoras- prescripciones generales” del RBT.

Se comprobará la sección del cableado por criterios térmicos (intensidad máxima) y por criterios de caída de tensión (pérdidas máximas permitidas). De acuerdo con el diseño realizado y a la normativa anteriormente relacionada los datos de partida para la comprobación son:

- Tensión de la red de continua:

$$\text{Cadenas de 10 módulos } V_{mmp} = 10 \times 65,8 = \mathbf{658\ V}$$

- Corriente de diseño:

De acuerdo con el apartado 712.512.1.2 de la norma UNE-HD 60364-7-712 la corriente $I_{SCMÁX}$ a considerar para el diseño de los elementos de la instalación de la red DC no debe ser inferior a $1,25 \times I_{SC}$. En nuestro caso la corriente de diseño por el

cableado será $I_{SCM\acute{A}X} = 1,25 \times I_{SC\ M\acute{O}D} = 1,25 \times 6,58 = \mathbf{8,2\ A}$ para los conductores de rama y de $8,2 \times 3 = \mathbf{24,67\ A}$ para los conductores de conexión con el inversor.

- Caída de tensión permitida:

Se seguirán las recomendaciones del IDAE recogidas en su “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” de que la caída de tensión sea igual o inferior al 1,5%. Se adoptará el valor de **1,5% para la caída de tensión máxima permitida**.

- De acuerdo con el apartado *Red de corriente continua* de la memoria, los conductores elegidos para todo el cableado de la red de continua son de cobre de: **4 mm²** para la formación de ramas; **16 mm²** para la conexión entre los módulos y las entradas MPP del inversor. Todos estos conductores cumplirán las especificaciones recogidas en la norma UNE-EN 50618.

2.3.1.2. Por caída de tensión

Para la comprobación de la sección del cableado por el criterio de caída de tensión se considerará el caso más desfavorable.

En continua la caída de tensión se puede determinar por medio de la expresión:

$$\Delta U = \frac{2 \times L \times I}{\sigma \times V_{mmp} \times S}$$

Donde:

- 2 x L: longitud total del cable (m).
- I: intensidad (A), en este caso: I_{MPP} del módulo para cadenas; $3 I_{MPP}$ para conexión con inversor.
- S: sección del conductor (mm²)
- σ : conductividad del cobre (m/ Ω mm²) $\rightarrow 45.4$ a 90°
- V_{mmp} = tensión en el punto de máxima potencia en CEM

Al tener dos tramos con secciones e intensidades distintas, la caída de tensión se calculará como la suma de la obtenida en cada uno de los tramos.

Para el tramo de formación de la cadena mediante la conexión de los dos latiguillos de 4 mm² que incorpora el módulo, la longitud total 2 x L valdrá:

$$2 \times L = 2 \times N_S \times 2L_{lat.} = 48 \text{ m}$$

Donde:

- 2 x L: longitud total del cable (m).
- N_S: número de módulos en serie = 10
- L_{lat.}: Longitud del latiguillo = 1,2 m para el módulo elegido.

La caída de tensión en el tramo de formación de rama tendrá por valor:

$$\Delta U_{rama} = \frac{48 \times 6,08}{45,4 \times 658 \times 4} = 0,0012 \text{ V} = 0,24\%$$

Para el tramo de conexión de la unión de tres cadenas al inversor se considerará la longitud más desfavorable, que en este caso es aquella que parte del sector 2 como se muestra en la *Ilustración 15. Longitud del cableado DC del Sector 2*.

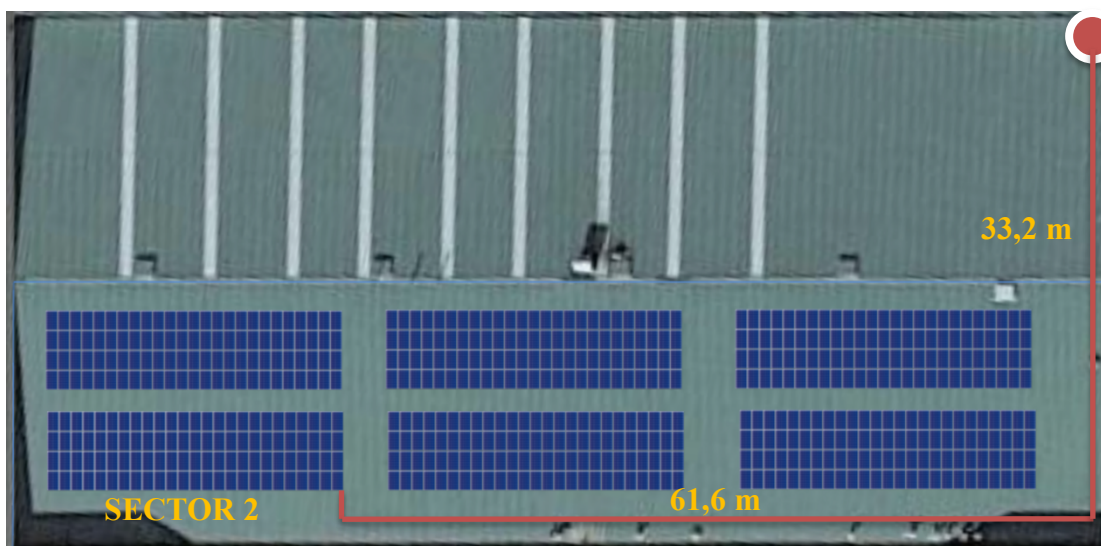


Ilustración 15. Longitud del cableado DC del Sector 2

Hay que tener en cuenta también la altura de la nave (18 metros), que se sumará a la longitud total.

Por lo tanto, $2 \times L$ valdrá:

$$2 \times L = 2 \times (61,6 + 33,2 + 18) = 225,6 \text{ m}$$

Para esta longitud la caída de tensión valdrá:

$$\Delta U_{\text{conexión inversor}} = \frac{225,6 \times I}{\sigma \times V_{\text{mmp}} \times S} = \frac{225,6 \times 18,24}{45,4 \times 658 \times 16} = 0,0086 \text{ V} = 0,86\%$$

La caída de tensión total obtenida será:

$$\Delta U = \Delta U_{\text{rama}} + \Delta U_{\text{conexión inversor}} = 0,24\% + 0,86\% = 1,1\% < 1,5\%$$

$$\Delta U = 0,011 \times 658 = 7,24 \text{ V}$$

En todos los casos la caída de tensión obtenida es menor que la fijada del 1.5% con lo que queda justificada la sección elegida por pérdidas máximas permitidas.

2.3.1.3. Por densidad de corriente

Se hará uso de la *Tabla 9. Tabla B.52.17 - Factores de reducción para un circuito o un cable multipolar o un grupo de más de un circuito* de la norma UNE HD 60364-5-52:2011 y la *Tabla 10. Tabla A.3 Intensidad máxima admisible de cables fotovoltaicos* de la norma UNE-EN 50618:2015.

Instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares												Para usarse con las corrientes admisibles, referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o sistemas de bandejas de cables sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multipolares			B.52.2 a B.52.7 Método C
3	Capa única fijada directamente bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				B.52.8 a B.52.13 Métodos E y F
4	Capa única sobre sistemas de bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Capa única sobre sistemas de bandejas de escalera, o bridas de amarre, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				
NOTA 1 Estos factores se aplican a grupos homogéneos de cables, cargados por igual.														
NOTA 2 Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes es superior al doble de su diámetro total, no es necesario ningún factor de reducción.														
NOTA 3 Los mismos factores de corrección se aplican: – a los grupos de dos o tres cables unipolares; – a los cables multipolares.														
NOTA 4 Si un sistema se compone de cables de dos o tres conductores aislados, se toma el número total de cables como el número de circuitos y se aplica el factor de corrección a las tablas para dos conductores cargados para los cables de dos conductores aislados y a las tablas para tres conductores cargados para los cables de tres conductores aislados.														
NOTA 5 Si un agrupamiento está formado por n cables unipolares, puede ser considerado como $n/2$ circuitos de dos conductores cargados o como $n/3$ circuitos de tres conductores cargados.														
NOTA 6 Los valores indicados son la media en el rango de las dimensiones de conductores y de los métodos de instalación de las tablas B.52.2 a B.52.13, la precisión general de los valores tabulados está en un $\pm 5\%$.														
NOTA 7 Para algunas instalaciones y para otros métodos de instalación no contemplados en esta tabla puede ser apropiado utilizar factores calculados para casos específicos, véase por ejemplo las tablas B.52.20 y B.52.21.														

Tabla 9. Tabla B.52.17 - Factores de reducción para un circuito o un cable multipolar o un grupo de más de un circuito

Sección nominal mm ²	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 10. Tabla A.3 Intensidad máxima admisible de cables fotovoltaicos

- **Comprobación conductores 4mm²** de formación de ramas.

Tipo instalación: dos cables cargados en contacto al aire sobre superficie.

De acuerdo con la tabla A.3 de la norma UNE-EN 50618 “Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos”, la intensidad máxima admisible para conductores de cobre de 4 mm² con temperatura ambiente de 60 ° es de **44 A > 8,25 A** muy superior a la intensidad de diseño.

- **Comprobación conductores 16mm²** de conexión ramas con inversores

Tipo instalación: 40 cables cargados en contacto en bandeja perforada.

De acuerdo con la tabla A.3 de la norma UNE-EN 50618 “Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos”, la intensidad máxima admisible para conductores de cobre de 16 mm² con temperatura ambiente de 60 ° es de 107 A. Para la instalación de cables agrupados, se aplicará el factor de reducción de 0,72 de acuerdo con la tabla B.52.17 del Documento de Armonización HD 60364-5-52:2011. La intensidad permitida será por tanto de $107 \times 0,72 = 77,04 \text{ A} > 24,67 \text{ A}$ muy superior a la intensidad de diseño.

2.3.2. Red de corriente alterna

2.3.2.1. Datos de partida

El cableado AC desde los inversores, situados en el suelo, donde marca el círculo rojo de la *Ilustración 16*. Tramo AC hasta el centro de transformación se canalizará vía subterránea a través del parking (línea roja).

La longitud total de este tramo es de 35 metros.

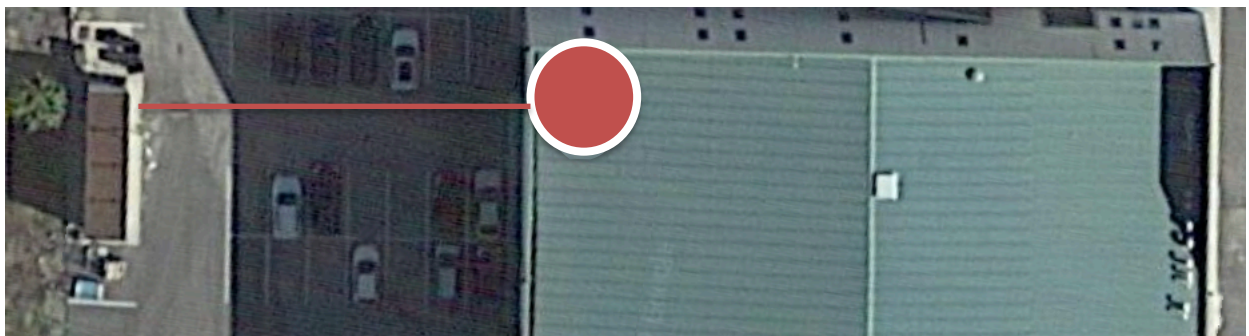


Ilustración 16. Tramo AC

Para la comprobación del cableado de la red de corriente alterna se tendrán en cuenta las siguientes normativas: UNE-HD 60364-5-52 “Instalaciones eléctricas de baja tensión-Parte 5: Selección e instalación de equipos eléctricos-Canalizaciones; ITC-BT-07 “Redes subterráneas para distribución en baja tensión; ITC-BT-19 “Instalaciones interiores o receptoras- prescripciones generales”; ITC-BT-40 “Instalaciones generadoras de baja tensión”

Se comprobará la sección del cableado por criterios térmicos (intensidad máxima) y por criterios de caída de tensión (pérdidas máximas permitidas). De acuerdo con el diseño realizado y a la normativa anteriormente relacionada los datos de partida para la comprobación son:

- Tensión de línea 400 V_{AC}
- Corriente de diseño y caída de tensión.

De acuerdo con el apartado 5 de la ITC-BT-40, los cables desde la salida del inversor hasta el punto de interconexión con la red interior se dimensionarán para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y una caída de tensión entre los citados puntos no superior al 1,5%, para la intensidad nominal. De acuerdo con el apartado *Red de corriente alterna* de la memoria, los conductores elegidos para el cableado de la red de alterna son de aislamiento XLPE de las siguientes secciones:

- Salida inversores de 110 kW a cuadro general de protección de baja tensión: conductores de fase **70 mm² cobre**; conductor neutro 35 mm² cobre.
- Conexión cuadro general de protección de inversores con cuadro de baja tensión centro de transformación: conductores por fase **240 mm² Al**, conductor neutro 240 mm².

2.3.2.2. Por caída de tensión

La caída de tensión en % de la tensión de línea tendrá por valor:

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \cos \varphi}{S \times U \times \sigma} \cong \frac{\sqrt{3} \times L \times I}{S \times U \times \sigma}$$

Donde:

- L: longitud (km).
- I: intensidad nominal (A), 162 A conexión cuadro general B.T; 324 A conexión C.T.
- $\cos \varphi$: factor de potencia, de acuerdo con el RD 413/2014 el factor de potencia de la energía suministrada a la red debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando el inversor trabaje a potencias superiores al 25% de su potencia nominal.
- S: sección del conductor en mm².
- U: tensión de la línea 400 V

Dado que el factor de potencia de los inversores debe ser próximo a la unidad y reglamentariamente en la franja 0.98 inductivo-0.98 capacitivo, $\cos \varphi \cong 1$

En la *Tabla 11. Caída de tensión en cada tramo y en total* se muestran los resultados de aplicar dicha fórmula a los distintos tramos de conexión desde la salida de inversores hasta el cuadro de B.T. del C.T. En todos los casos el valor obtenido es inferior al valor reglamentario de 1.5 %.

Tramo	Longitud L (m)	Potencia (kW)	Sección (mm ²)	Conductividad 90° (m·Ω-1·mm-2)	ΔU (%)
Inversor 110kW – Cuadro Protección	3	110	70	45,4	0,066
Cuadro protección caseta – cuadro C.T.	35	220	240	27	0,75
Total					0,82

Tabla 11. Caída de tensión en cada tramo y en total

2.3.2.3. Por densidad de corriente

El valor nominal de la corriente de salida de los inversores trifásicos se puede determinar por medio de la siguiente expresión:

$$I_n = \frac{P_{n.inv.}}{\sqrt{3} \times U_L \times \cos \varphi} = \frac{110.000}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 158,8 \text{ A}$$

Donde:

- $P_{n.inv}$ (W): Potencia nominal de salida AC del inversor
- U_L (V): Tensión de línea 400 V AC
- $\cos \varphi$: factor de potencia, de acuerdo con el RD 413/2014 el factor de potencia de la energía suministrada a la red debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando el inversor

trabaje a potencias superiores al 25% de su potencia nominal. Se adoptará para el cálculo el valor de 1.

La intensidad de diseño = $1,25 \times I_N = 198,5 \text{ A}$

a) Conexión Inversores a cuadros generales de protección.

Tipo de instalación: sobre bandeja portacables.

Corrientes admisibles en conductores: según Tabla B.52.5 de la norma UNE-HD 60364-5-52 para las siguientes condiciones: conductores de cobre con aislamiento XLPE; 3 conductores unipolares; temperatura del conductor 90 °C; temperatura ambiente 30 °C en el aire; método de instalación B1.

- Inversores de 110 kW: sección del conductor 70 mm² cobre; corriente admisible según Tabla B.52.5 **223 A > 198,5 A**

b) Conexión cuadro general de protección con cuadro de baja tensión del centro de transformación.

Tipo de instalación: subterránea bajo tubo.

Corrientes admisibles en conductores: según Tabla 4 de la ITC-BT-07 del reglamento de B.T. para las siguientes condiciones: conductores de aluminio con aislamiento XLPE; 3 conductores unipolares; temperatura del conductor 90 °C; temperatura del terreno 25°C; profundidad de instalación 0,70 m.; resistividad térmica del terreno 1 K.m/W.

Factores de corrección para el caso más desfavorable de instalación en la zanja:

- 0,8 por instalaciones bajo tubo
- 0,92 por temperatura del terreno de 35 °C
- 0,92 por profundidad del terreno de 1,20 m.

- 0,80 por agrupación de 2 ternas en la misma zanja

- Agrupación de inversores: potencia 220 kW: sección del conductor 2x240 mm² aluminio; corriente admisible 860 A:

Corriente admisible con factores de corrección: $430 \times 2 \times 0,8 \times 0,8 \times 0,92 \times 0,92$
= 465 A > 397 A

2.4. Cálculo de protecciones

2.4.1. Protecciones en la red DC

Protecciones de personas

Como se ha mencionado en la *Memoria*, se protegerá a las personas en el lado de corriente continua con la instalación de todo el material eléctrico con aislamiento doble o reforzado además del GFV que funcionará en modo flotante.

Protecciones frente a sobretensiones

Se puede proteger frente a sobretensiones externas (rayos), internas o ambas. Debido al histórico de rayos en esta zona y al ser muy bajo solo se protegerá frente a sobretensiones internas.

Teniendo en cuenta que el inversor incorpora descargadores de sobretensión tipo II no se instalará ningún dispositivo adicional para la protección de sobretensiones.

Protecciones frente a sobrecorrientes

No se protegerá con ningún dispositivo contra sobreintensidades puesto que en el apartado 712.431.101 de la norma *UNE-HD-60364-7-712* se especifica que en un GFV con N_s cadenas (más de 2) en paralelo, deben exigirse dispositivos de protección para proteger cada cadena fotovoltaica si se cumple la siguiente condición:

$$1,35 \times I_{MOD_MAX_OCPR} < (N_s - 1) \times I_{SC_MAX}$$

Siendo:

- $I_{MOD_MAX_OCPR}$: intensidad máxima de protección contra sobreintensidades del módulo.
- I_{SC_MAX} : intensidad máxima de cortocircuito del módulo

$$1,35 \times 20 \text{ A} < 2 \times 6,58 \text{ A}$$

$$27 < 13,16$$

Como no se cumple, no es necesario proteger contra sobreintensidades las cadenas. Si 2 ramas estuvieran cortocircuitadas, la corriente inversa que circularía por la rama restante sería de 13,16 A, una corriente muy inferior a la que es capaz de soportar los módulos fotovoltaicos.

Además, las secciones utilizadas en la parte de continua, 4 mm² y 16 mm², soportarían las sobrecorrientes posibles generadas en el caso más desfavorable.

2.4.2. Protecciones en la red AC

Protecciones de personas

Como se ha mencionado en la memoria, se protegerá de contactos indirectos con un dispositivo de corriente diferencial. Las posibles zonas de contacto están situadas en la sala de los inversores. Para esta zona, se fija el valor eficaz de la tensión de contacto límite convencional U_L en 50 V_{AC}. Para el esquema de conexión TT de la alimentación de la industria se debe cumplir la siguiente condición para la operación del dispositivo de protección:

$$R_A \times I_S \leq U_L$$

Donde:

- R_A = es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- I_S = Corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo. Sensibilidad del diferencial 300 mA
- U_L = Tensión de contacto límite convencional. 50 V

De acuerdo con el valor de sensibilidad del diferencial la protección está asegurada si la resistencia R_A es menor a:

$$R_A \leq \frac{50}{0,3} = 167 \, \Omega$$

La industria presenta una resistencia de toma tierra de 27Ω sin la instalación fotovoltaica. Teniendo en cuenta la incorporación de las barras equipotenciales y conductores de toma tierra del sistema fotovoltaico, que tienen una resistencia inferior de 20Ω , la condición se cumple.

Protecciones frente a sobrecorrientes

Para la protección contra cortocircuitos y sobrecargas en la red de baja tensión AC de conexión de los distintos inversores se utilizarán interruptores automáticos que incorporan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (magnetotérmicos).

De acuerdo con la norma UNE-HD 60364-4-43 “Protección para garantizar la seguridad; Protección contra las sobreintensidades”, para la protección de los conductores frente a sobrecargas se deben de cumplir las siguientes condiciones para el dispositivo de protección elegido:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1.45 \times I_Z$$

Siendo:

- I_B : corriente para la que se ha diseñado el circuito (valores indicados en el *Anexo Cálculo de conductores AC Por densidad de corriente* Conductores).
- I_N : corriente asignada al dispositivo de protección.
- I_Z : corriente admisible del conductor de acuerdo con lo calculado en el *Anexo Cálculo de conductores AC Por densidad de corriente*.
- I_2 : corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo.

	Potencia nominal de salida AC P(kW)	Intensidad de diseño I_B (A)	Intensidad admisible I_Z (A)
Salida Inversor	110	198,5	223
Salida Cuadro a C.T.	220	397	465

Ilustración 17. Intensidades admisibles y de diseño AC

En la tabla anterior se muestra las corrientes para la elección de la protección contra sobrecargas y sobreintensidades en la red de alterna. Por lo tanto, se utilizará:

- Salida Inversor: interruptor magnetotérmico con $I_N = 200 \text{ A}$
- Salida Cuadro a C.T.: interruptor magnetotérmico con $I_N = 400 \text{ A}$

Los interruptores magnetotérmicos de caja moldeada elegidos permiten la regulación de la intensidad térmica I_2 con un valor de xI_N . La regulación se realizará teniendo en cuenta las condiciones anteriores para los valores de intensidades de la tabla anterior.

2.5. Perfiles de consumo

La empresa ha facilitado el consumo del año 2021 puesto que han tenido una carga de trabajo normal que se asemeja a años anteriores al COVID-19, incorporaron nueva maquinaria y el número de trabajadores se mantuvo en la media.

Se muestra a continuación el consumo diario por horas:

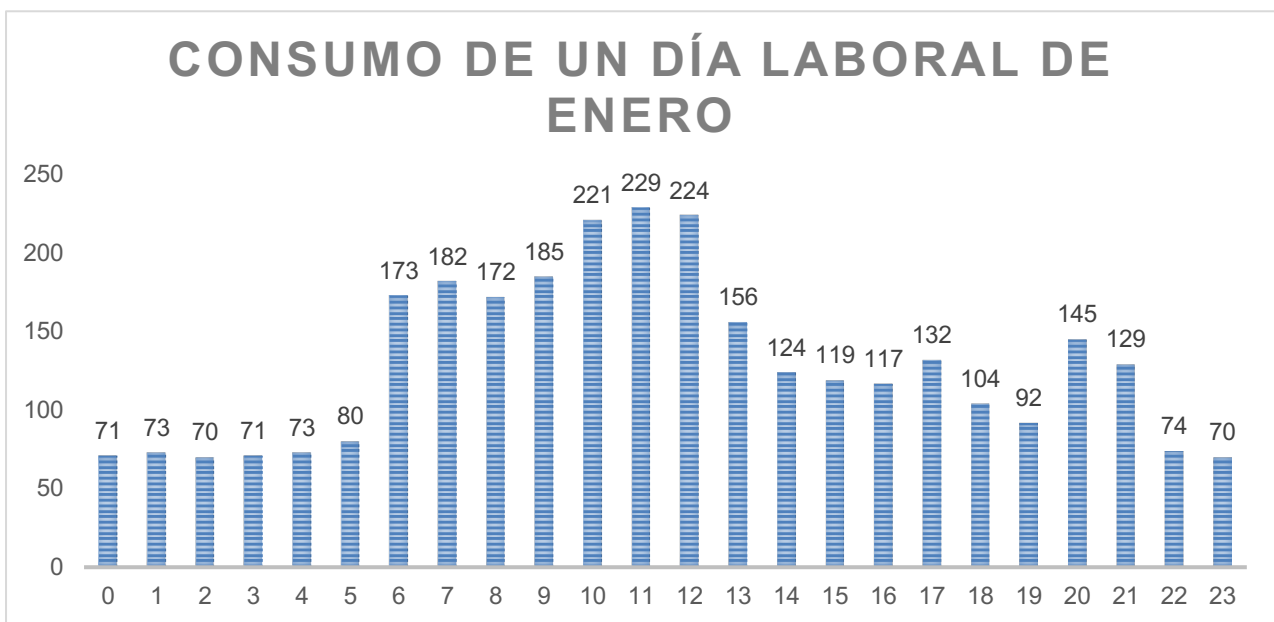


Ilustración 18. Consumo de un día laboral de Enero

Como se aprecia en la Ilustración 18. Consumo de un día laboral de Enero, la industria tiene un consumo nocturno medio de 71 KWh puesto que no hay turnos de noches y es el consumo de la maquinaria e iluminación que están en activo. A partir de las 6 AM se aprecia un cambio brusco de consumo hasta las 9 PM a consecuencia de la jornada laboral.

Es un perfil muy favorable para una instalación fotovoltaica en vista de que los picos más altos de consumo se producen a medio día que es cuando mayor es la generación, de ahí que el autoconsumo sea de un 75 %.

A continuación, se presenta el consumo mensual en KW de 2021:

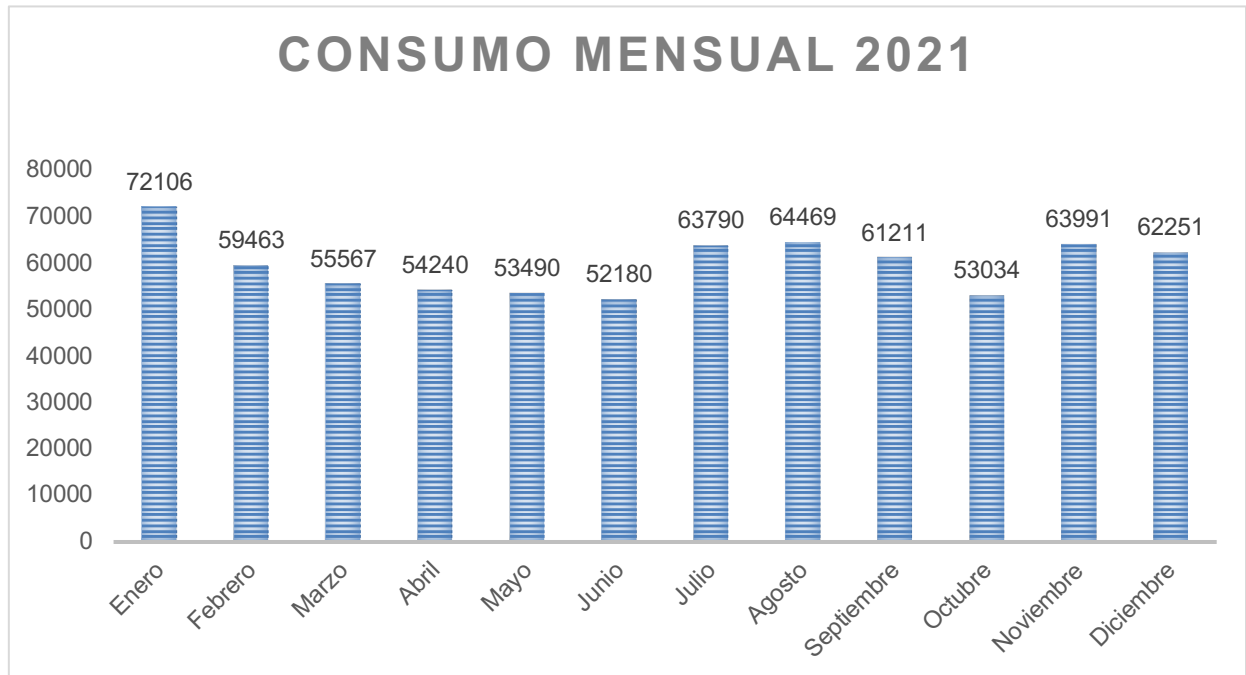


Ilustración 19. Consumo mensual 2021

2.6. Curvas de generación

La presente instalación tiene las siguientes coordenadas:

- Latitud: 37,716
- Longitud: -3,9

Los módulos se fijarán en la cubierta de la nave con el mismo ángulo de ésta, 25°.

A continuación, se ofrece la generación de un día de Julio, de un día de Enero y la mensual con los PR que propone el IDAE.

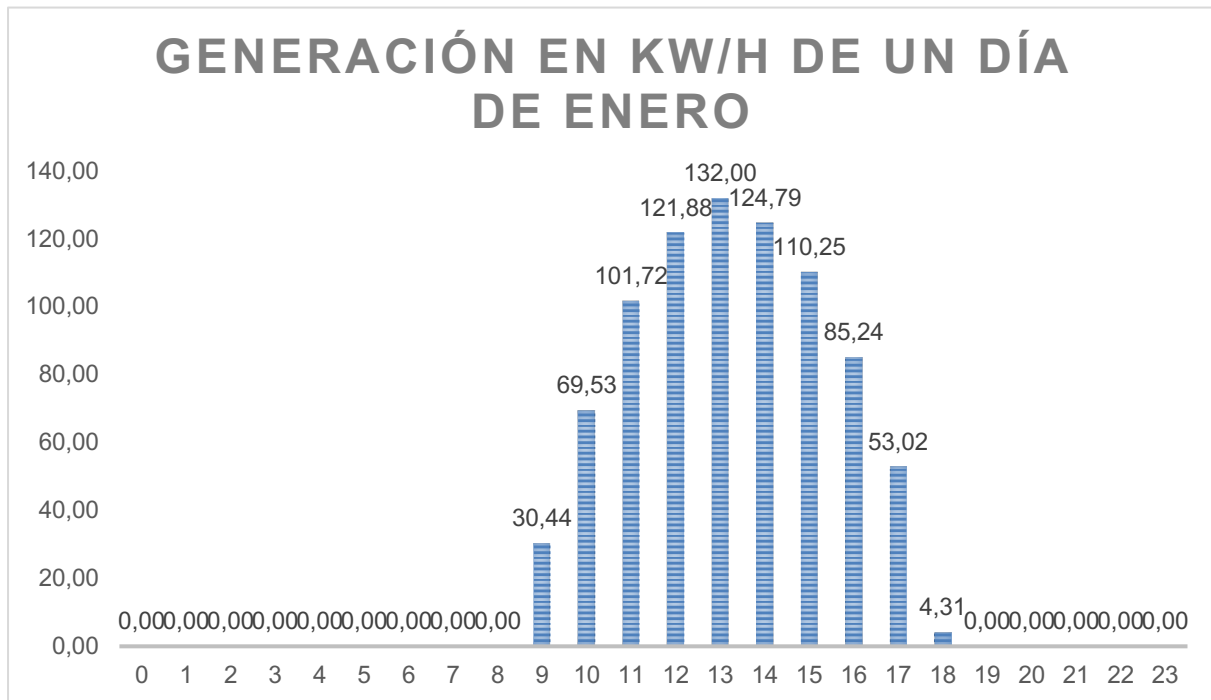


Ilustración 21. Generación de un día de Enero

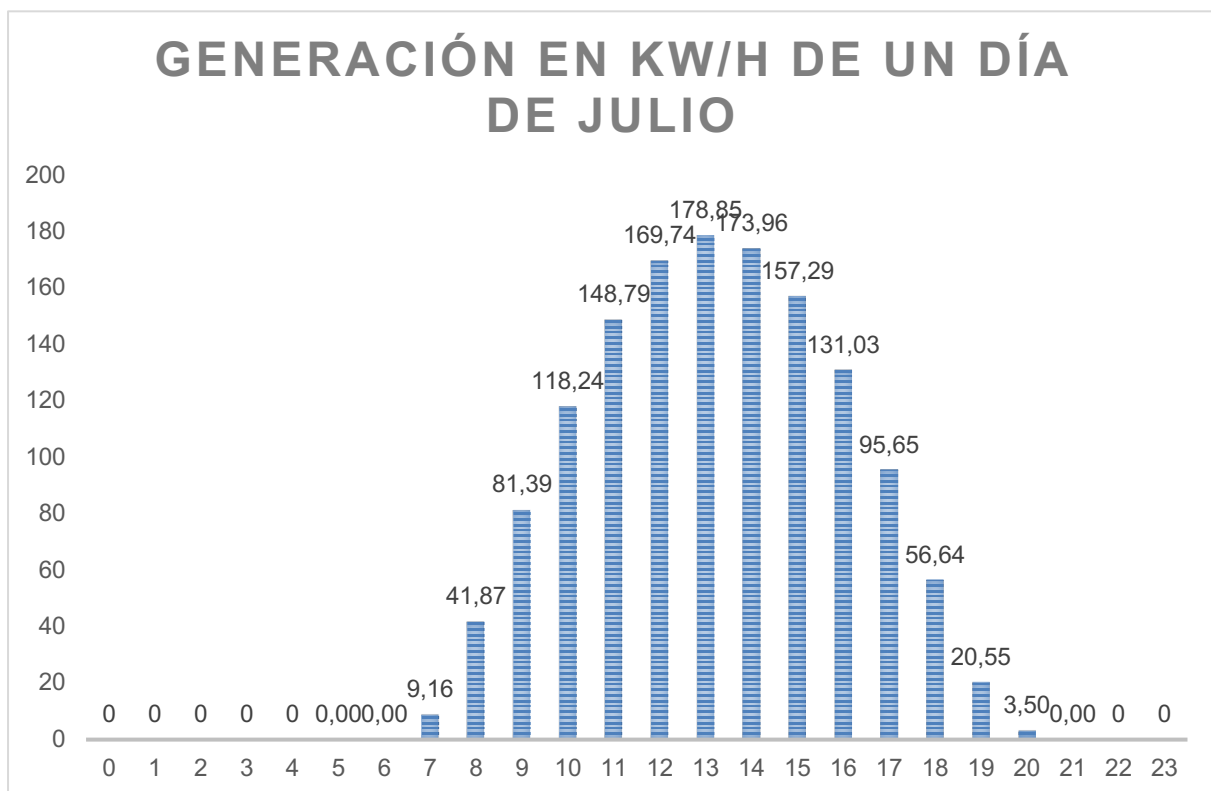


Ilustración 22. Generación de un día de Julio

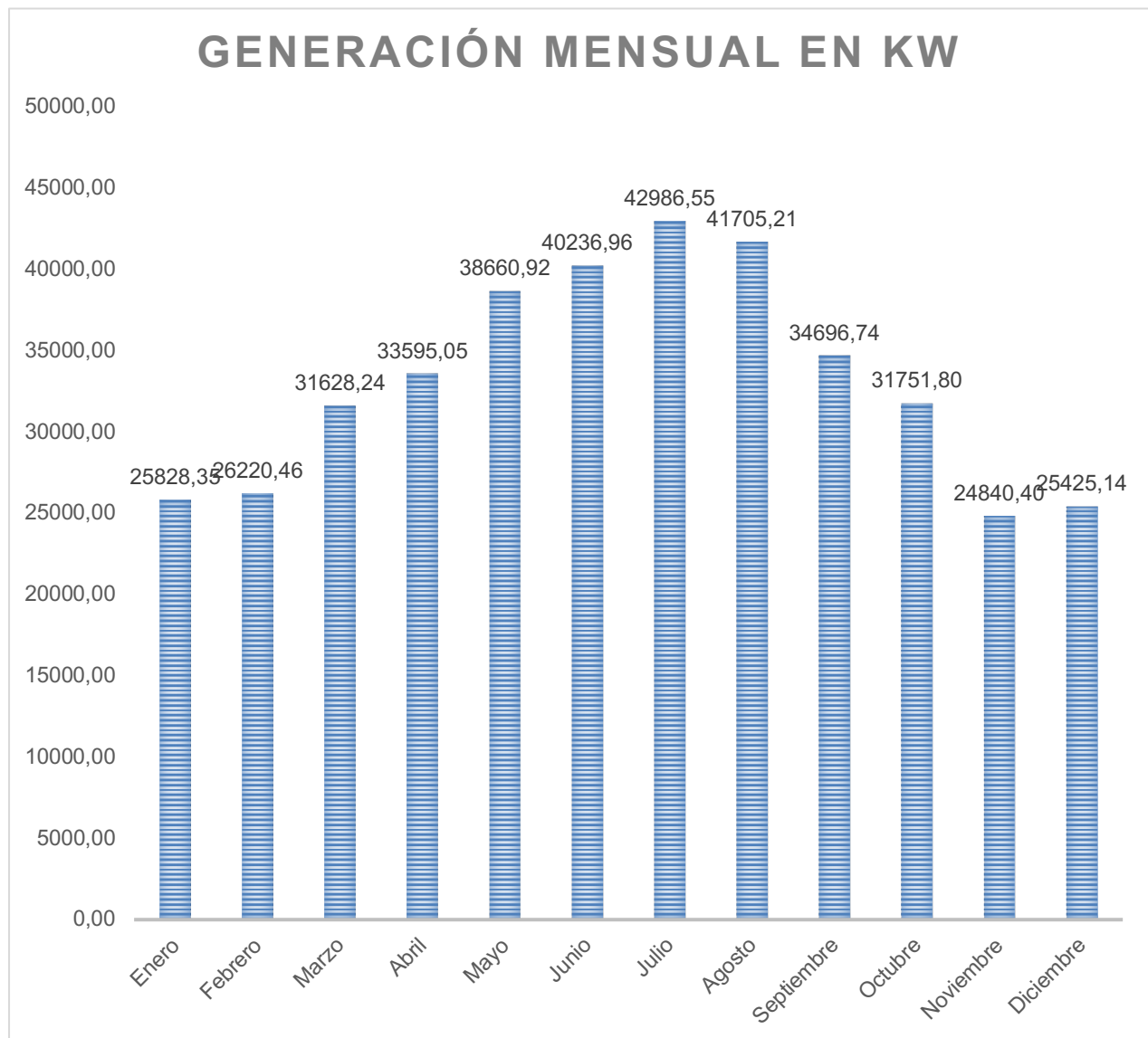


Ilustración 20. Generación en KW mensual

2.7. Determinación de la potencia del generador

Como se ha mencionado en apartados anteriores, se ha determinado la potencia instalada en base al consumo de la industria, la capacidad fotovoltaica permitida y la generación fotovoltaica en la zona.

La tarifa de electricidad contratada por la empresa para abastecer el edificio es la 6.1 TD, con potencias pico en todos los periodos de 195 KW y tensión contratada de 25 KV. En esta tarifa, la energía consumida se factura en 6 periodos distintos, es decir, el precio es distinto según el mes, la hora del día y el lugar.

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

Tabla 12. Horario Tarifa 6.1 TD

El precio de potencia contratado y el coste de cada KWh consumido que tiene actualmente la empresa se detalla en la *Tabla 13. Precios Término de Energía y Término de Potencia*.

Precios término de energía						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Sin Impuestos (€/KWh)	0,248537 €	0,237840 €	0,214296 €	0,207958 €	0,187849 €	0,189373 €
Con Impuestos(€/KWh)	0,316105 €	0,302500 €	0,272555 €	0,264494 €	0,238918 €	0,240857 €

Precios Factor Potencia Contrata Anual (195 KW)						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Sin Impuestos (€/KW)	5.954,48 €	5.049,47 €	2.907,28 €	2.358,42 €	768,04 €	411,20 €
Con Impuestos(€/KW)	7.573,28 €	6.422,23 €	3.697,66 €	2.999,59 €	976,84 €	522,99 €
Total	17.448,89 €					

Tabla 13. Precios Término de Energía y Término de Potencia

Para conocer el consumo de energía que tiene la empresa, se ha utilizado el consumo del año 2021 debido a que se considera un año con una carga de trabajo normal, un número total medio de empleados y la incorporación de nueva maquinaria que en años anteriores no tenían.

El consumo medio de cada mes es aproximadamente de 60 MW siendo el total anual de 715,792 MW. A continuación, en la *Tabla 14. Energía consumida y coste total*.

DATOS SIN GFV				
Meses	Energía activa consumida (KW)	Coste Energía variable sin Impuestos (€)	Coste Potencia Contratada sin Impuestos(€)	Coste Total (€)
Enero	72106	15.858,24 €	1.481,96 €	17.340,20 €
Febrero	59463	13.212,37 €	1.338,54 €	14.550,92 €
Marzo	55567	11.818,21 €	1.481,96 €	13.300,17 €
Abril	54240	10.566,37 €	1.434,16 €	12.000,53 €
Mayo	53490	10.436,88 €	1.481,96 €	11.918,84 €
Junio	52180	10.576,15 €	1.434,16 €	12.010,31 €
Julio	63790	14.054,88 €	1.481,96 €	15.536,84 €
Agosto	64469	13.011,34 €	1.481,96 €	14.493,30 €
Septiembre	61211	12.388,77 €	1.434,16 €	13.822,93 €
Octubre	53034	10.321,18 €	1.481,96 €	11.803,14 €
Noviembre	63991	13.551,53 €	1.434,16 €	14.985,69 €
Diciembre	62251	13.689,09 €	1.481,96 €	15.171,05 €
TOTAL	715792	149.485,01 €	17.448,89 €	166.933,90 €

Tabla 14. Energía consumida y coste total

Con respecto a la capacidad fotovoltaica disponible, se ha considerado 4 zonas admisibles por su orientación o inclinación.

Zona 1



Ilustración 21. Vista aérea Zona 1

La zona 1 es una de las 2 cubiertas de la nave principal, orientada al sur, sin obstáculos y con una inclinación de 25°. Tiene 1463,05 m² disponibles.

Zona 2

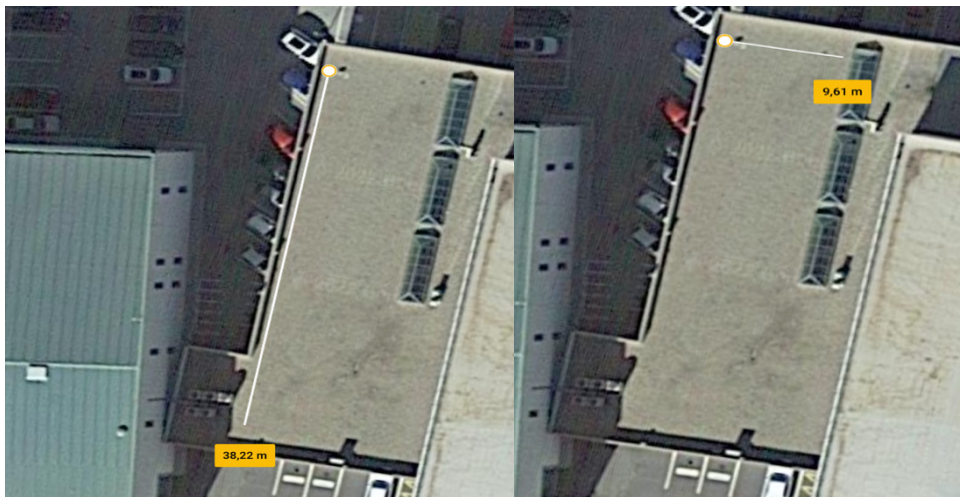


Ilustración 22. Vista aérea Zona 2

La zona 2 es una terraza ubicada en el edificio de oficinas. También orientada al sur y sin obstáculos. Cuenta con 367,29 m² disponibles.

Zona 3



Ilustración 23. Vista aérea Zona 3

La zona 3 es otra terraza ubicada en el edificio de oficinas. También orientada al sur y sin obstáculos. Como se aprecia en la ilustración, el área disponible está formado por un rectángulo y un cuadrado. Cuenta con 463,79 m² disponibles.

Zona 4



Ilustración 24. Vista aérea Zona 4

La zona 4 es una parte del aparcamiento exterior. Se ha considerado esta zona puesto que está orientada al sur, es la única zona del aparcamiento sin sombras causadas por la nave principal o bloque de edificios y está junto al centro de transformación. Cuenta con 414,96 m² disponibles. Se utilizaría estructuras de 2,5 metros de altura para fijar los módulos fotovoltaicos en la parte superior y seguir siendo útil para el aparcamiento, además de dar sombra a los vehículos estacionados.

En resumen, la industria cuenta con **2709,09 m²** de área disponible para la instalación de módulos fotovoltaicos.

Una vez estudiado el consumo energético y la capacidad de instalación fotovoltaica queda por determinar la potencia a instalar, y para ello se ha realizado el siguiente análisis en base al objetivo principal, autoconsumir la mayor parte de la energía demandada y reducir el coste de energía anual. Se muestra a continuación un ejemplo del día 1 de Junio de 2021 en la *Tabla 15. Estudio de un día por horas para la determinación de la potencia instalada.*

Día 01/06/2021		Energía Consumida	Coste Energía (€*h/mes)	Irradiancia (W/m2)	Energía Producida (KWh)	Energía Autoconsumida (KWh)	Ahorro Energía Autoconsumida (€*h/mes)	Excedente de Energía (KWh)	Venta excedente Energía (€*h/mes)
Horas	0	56	10,60 €	0	0	0	0,00 €	0	0,00 €
Horas	1	55	10,42 €	0	0	0	0,00 €	0	0,00 €
Horas	2	55	10,42 €	0	0	0	0,00 €	0	0,00 €
Horas	3	55	10,42 €	0	0	0	0,00 €	0	0,00 €
Horas	4	55	10,42 €	0	0	0	0,00 €	0	0,00 €
Horas	5	59	11,17 €	0	0	0	0,00 €	0	0,00 €
Horas	6	82	15,53 €	0	0	0	0,00 €	0	0,00 €
Horas	7	82	15,53 €	70,32	11,6112384	11,6112384	2,20 €	0	0,00 €
Horas	8	90	18,72 €	244,94	40,4444928	40,4444928	7,66 €	0	0,00 €
Horas	9	93	19,93 €	451,05	74,477376	74,477376	14,10 €	0	0,00 €
Horas	10	105	22,50 €	636,53	105,1038336	105	19,88 €	0,1038336	0,01 €
Horas	11	108	23,14 €	792,61	130,8757632	108	20,45 €	22,8757632	1,83 €
Horas	12	89	19,07 €	894,53	147,7047936	89	16,85 €	58,7047936	4,70 €
Horas	13	97	20,79 €	934,62	154,3244544	97	18,37 €	57,3244544	4,59 €
Horas	14	86	17,88 €	904,75	149,39232	86	16,29 €	63,39232	5,07 €
Horas	15	80	16,64 €	805,1	132,938112	80	15,15 €	52,938112	4,24 €
Horas	16	96	19,96 €	657,82	108,6192384	96	18,18 €	12,6192384	1,01 €
Horas	17	91	18,92 €	478,98	79,0891776	79,0891776	14,98 €	0	0,00 €
Horas	18	74	15,86 €	282,14	46,5869568	46,5869568	8,82 €	0	0,00 €
Horas	19	62	13,29 €	102,81	16,9759872	16,9759872	3,21 €	0	0,00 €
Horas	20	58	12,43 €	20,45	3,376704	3,376704	0,64 €	0	0,00 €
Horas	21	56	12,00 €	0	0	0	0,00 €	0	0,00 €
Horas	22	54	11,23 €	0	0	0	0,00 €	0	0,00 €
Horas	23	54	11,23 €	0	0	0	0,00 €	0	0,00 €

Tabla 15. Estudio de un día por horas para la determinación de la potencia instalada

- **Columna 1 – Energía Consumida:** indica la energía en KWh que consumió cada hora la industria en 2021.
- **Columna 2 – Coste de Energía:** se ha calculado el coste en cada tramo horario en base al período que le corresponde según el mes de la tarifa contratada (6.1TD).
- **Columna 3 – Irradiancia:** se muestra la irradiancia de un día típico de cada mes. En consecuencia, se ha utilizado un azimut de 0° y una inclinación de 25°(Zona 1).
- **Columna 4 – Energía Producida:** se muestra la energía producida en cada tramo horario dependiendo de la potencia pico instalada y del Performance Ratio (PR), para este último se ha utilizado los valores que propone el IDAE de cada mes.

<i>Mes</i>	<i>PR</i>
Enero	0,851
Febrero	0,844
Marzo	0,801
Abril	0,802
Mayo	0,796
Junio	0,768
Julio	0,753
Agosto	0,757
Septiembre	0,769
Octubre	0,807
Noviembre	0,837
Diciembre	0,850

Tabla 16. PR de cada mes propuesto por IDAE

- **Columna 5 – Energía Autoconsumida:** energía que autoconsume la industria de la producción fotovoltaica en cada tramo horario.
- **Columna 6 – Ahorro Energía Autoconsumida:** indica el ahorro que se genera en cada tramo horario por haber consumido de la instalación fotovoltaica y no de la red. Al efecto, se ha aplicado el precio que le corresponde en cada tramo debido a la tarifa contratada (6.1TD).

- **Columna 7 – Excedente de Energía:** energía que se inyecta en la red en cada tramo horario cuando la generación fotovoltaica es mayor que el consumo.
- **Columna 8 – Venta de excedentes:** beneficio que tiene la empresa por la inyección de energía a la red cuando tiene excedentes. Teniendo en cuenta que la instalación será mayor de 100KWp se acogerá al régimen de venta. Debido a la volatilidad del mercado actual y al tope del gas, se ha considerado un precio de venta muy conservador de 0,14 €/KWh.

Visto el análisis del día 1 de Junio de 2021, se ha replicado en todos los días del año teniendo en cuenta todos los factores mencionados anteriormente y los días laborales como se muestra en *la Ilustración 25. Calendario laboral 2021 Martos*.

ENERO	FEBRERO	MARZO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
L M X J V S D	L M X J V S D	L M X J V S D	L M X J V S D	L M X J V S D	L M X J V S D
1 2 3	1 2 3 4 5 6 7	1 2 3 4 5 6 7	1 2 3 4	1	1 2 3 4 5
4 5 6 7 8 9 10	8 9 10 11 12 13 14	8 9 10 11 12 13 14	5 6 7 8 9 10 11	2 3 4 5 6 7 8	6 7 8 9 10 11 12
11 12 13 14 15 16 17	15 16 17 18 19 20 21	15 16 17 18 19 20 21	12 13 14 15 16 17 18	9 10 11 12 13 14 15	13 14 15 16 17 18 19
18 19 20 21 22 23 24	22 23 24 25 26 27 28	22 23 24 25 26 27 28	19 20 21 22 23 24 25	16 17 18 19 20 21 22	20 21 22 23 24 25 26
25 26 27 28 29 30 31		29 30 31	26 27 28 29 30 31	23 24 25 26 27 28 29	27 28 29 30
				30 31	
ABRIL	MAYO	JUNIO	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
L M X J V S D	L M X J V S D	L M X J V S D	L M X J V S D	L M X J V S D	L M X J V S D
1 2 3 4	1 2	1 2 3 4 5 6	1 2 3	1 2 3 4 5 6 7	1 2 3 4 5
5 6 7 8 9 10 11	3 4 5 6 7 8 9	7 8 9 10 11 12 13	4 5 6 7 8 9 10	8 9 10 11 12 13 14	6 7 8 9 10 11 12
12 13 14 15 16 17 18	10 11 12 13 14 15 16	14 15 16 17 18 19 20	11 12 13 14 15 16 17	15 16 17 18 19 20 21	13 14 15 16 17 18 19
19 20 21 22 23 24 25	17 18 19 20 21 22 23	21 22 23 24 25 26 27	18 19 20 21 22 23 24	22 23 24 25 26 27 28	20 21 22 23 24 25 26
26 27 28 29 30	24 25 26 27 28 29 30	28 29 30	25 26 27 28 29 30 31	29 30	27 28 29 30 31
	31				

■ Festivo Nacional ■ Festivo Autonómico ■ Festivo Local

Ilustración 25. Calendario laboral 2021 Martos

Utilizando distintas potencias de instalación fotovoltaica se ha considerado que la potencia óptima es de 215 KWp y por lo tanto se obtiene los resultados que muestra la *Tabla 17. Resumen del estudio para la instalación fotovoltaica.*

Meses	Energía producida (KW)	Energía autoconsumida (KW)	Excedente de Energía	Ahorro Energía Autoconsumida (€)	Venta Excedente de Energía (€)	Ahorro Total (€)
Enero	23137,90	20594,84	2543,05	4.666,42 €	356,03 €	5.022,45 €
Febrero	23489,16	20341,88	3147,29	4.723,15 €	440,62 €	5.163,77 €
Marzo	28333,63	22714,33	5619,30	5.008,90 €	449,54 €	5.458,44 €
Abril	30095,57	24085,67	6009,90	4.561,18 €	480,79 €	5.041,97 €
Mayo	34633,74	25547,37	9086,36	4.837,98 €	726,91 €	5.564,89 €
Junio	36045,61	26026,29	10019,32	4.928,68 €	801,55 €	5.730,22 €
Julio	38508,78	30689,98	7818,80	5.811,85 €	625,50 €	6.437,36 €
Agosto	37360,92	29132,76	8228,16	5.516,96 €	658,25 €	6.175,21 €
Septiembre	31082,50	25804,85	5277,65	4.886,74 €	422,21 €	5.308,95 €
Octubre	28444,32	21554,23	6890,09	4.081,79 €	551,21 €	4.633,00 €
Noviembre	22252,86	20307,61	1945,25	3.845,71 €	155,62 €	4.001,33 €
Diciembre	22776,68	19225,87	3550,81	3.640,86 €	284,06 €	3.924,93 €
TOTAL	356161,67	286025,69	70135,98	56.510,22 €	5.952,30 €	62.462,52 €

Tabla 17. Resumen del estudio para la instalación fotovoltaica

Con 215 KWp instalados se dispone de:

- 356,151 MW anuales producidos.
- Ahorro de 56.510,22 € anuales por autoconsumo.
- Beneficio de 5.952,3 € anuales por venta de excedentes.

Con esta potencia se obtiene un precio del KWh generado de 0,18€, e instalar una mayor o menor potencia abarata el precio. La instalación alcanza un 80% de autoconsumo y un 20% de venta de excedentes, que es ideal para una mediana industria.

Finalmente, debido a la compatibilidad GFV-Inversor se instalará una potencia de **240 KWp** en la Zona 1 obteniendo:

- 397,575 MW anuales producidos.
- Ahorro de 59.284,93 € anuales por autoconsumo.
- Beneficio de 8.325,04 € anuales por venta de excedentes.
- 75% de autoconsumo y 25% de excedentes.
- Precio del KWh generado de 0,17€.

2.8. Hoja de características

Módulo fotovoltaico SUNPOWER MAXEON 3 400W

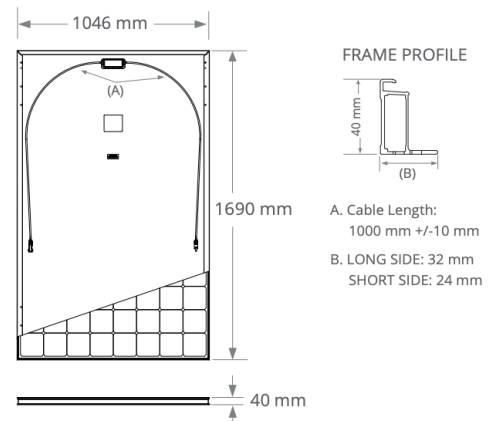
MAXEON 3 POWER: 390-400 W | EFFICIENCY: Up to 22.6%

Electrical Data			
	SPR-MAX3-400	SPR-MAX3-395	SPR-MAX3-390
Nominal Power (P _{nom}) ⁹	400 W	395 W	390 W
Power Tolerance	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Panel Efficiency	22.6%	22.3%	22.1%
Rated Voltage (V _{mpp})	65.8 V	65.1 V	64.5 V
Rated Current (I _{mp})	6.08 A	6.07 A	6.05 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc}) (+/-3%)	75.6 V	75.4 V	75.3 V
Short-Circuit Current (I _{sc}) (+/-3%)	6.58 A	6.56 A	6.55 A
Max. System Voltage	1000 V IEC		
Maximum Series Fuse	20 A		
Power Temp Coef.	-0.27% / °C		
Voltage Temp Coef.	-0.236% mV / °C		
Current Temp Coef.	0.058% mA / °C		

Tests And Certifications	
Standard Tests ¹⁰	IEC 61215, IEC 61730
Quality Management Certs	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	IEC 60068-2-68, MIL-STD-810G
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	1000 V: IEC 62804
Available Listings	TUV

Sustainability Tests and Certifications	
IFLI Declare Label	First solar panel labeled for ingredient transparency and LBC-compliance. ¹²
Cradle to Cradle Certified™ Bronze	First solar panel line certified for material health, water stewardship, material reutilization, renewable energy & carbon management, and social fairness. ¹³
Green Building Certification Contribution	Panels can contribute additional points toward LEED and BREEAM certifications. ¹⁴
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, REACH SVHC-163

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40°C to +85°C
Impact Resistance	25 mm diameter hail at 23 m/s
Solar Cells	104 Monocrystalline Maxeon Gen III
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-68, Stäubli (MC4), 3 bypass diodes
Weight	19 kg
Max. Load ¹¹	Wind: 2400 Pa, 244 kg/m² front & back Snow: 5400 Pa, 550 kg/m² front
Frame	Class 1 black anodized (highest AAMA rating)



Please read the safety and installation guide.

Ilustración 26. Módulo SunPower Maxeon 3 400W

Inversor Sunny TriPower Core2 STP 110-60

Datos técnicos	Sunny Tripower CORE2
Entrada (CC)	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	165000 Wp STC
Tensión de entrada máx.	1100 V
Rango de tensión del MPP	500 V a 800 V
Tensión asignada de entrada	585 V
Tensión de entrada mín. / Tensión de entrada de inicio	200 V / 250 V
Corriente de entrada máx. por seguidor del MPP / Corriente de cortocircuito máx. por seguidor del MPP	26 A (22 A < 600 V) / 40 A
Cantidad de seguidores del MPP independientes / Strings por seguidor del MPP	12 / 2
Salida (CA)	
Potencia asignada a tensión nominal	110000 W
Potencia máx. aparente de CA	110000 VA
Tensión nominal de CA	400 V
Rango de tensión de CA	320 V a 460 V
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz / 45 Hz a 55 Hz 60 Hz / 55 Hz a 65 Hz
Frecuencia de red asignada	50 Hz
Corriente máx. de salida	159 A
Factor de potencia a potencia asignada / Factor de desfase ajustable	1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo
Armónicos (THD)	< 3 %
Fases de inyección / Conexión de CA	3 / 3-PE
Rendimiento	
Rendimiento máx. / Rendimiento europeo	98,6 % / 98,4 %
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra / Monitorización de red / Protección contra polarización inversa de CC	● / ● / ●
Resistencia al cortocircuito de CA / Con separación galvánica	● / -
Dispositivo de monitorización de corriente residual sensible a cualquier corriente	●
Descargadores de sobretensión (tipo II) CA/CC monitorizados	● / ●
Clase de protección (según IEC 62109-1) / Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I/CA: III; CC: II
Datos generales	
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	1117 mm / 682 mm / 363 mm (44,0 in / 26,9 in / 14,3 in)
Peso	93,5 kg (206,1 lb)
Rango de temperaturas de funcionamiento	De -30 °C a +60 °C (de -22 °F a +140 °F)
Emisiones de ruido, máximo (1m)	78 dB(A)
Autoconsumo (nocturno)	< 5 W
Topología / Principio de refrigeración	Sin transformador / Refrigeración activa
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP66
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %
Equipamiento / Función / Accesorios	
Conexión de CC/CA	Sunclix / Terminal de cable (hasta 240 mm²)
Indicador led (estado / error / comunicación)	●
Interfaz ethernet	● (2 puertos)
Interfaz de datos	Interfaz web / Modbus SunSpec
Tipo de montaje	Montaje en pared / Montaje en bastidor
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 años	● / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (selección)	IEC 62109-1/-2, EN50549-1/-2:2018, VDE-ARN 4105/4110/4120:2018, IEC 62116, IEC 61727, C10/C11 LV2/MV1:2018, CEI 0-16:2019, AS/NZS 4777.2, SI 4777, TOR Erzeuger tipo A/B
Modelo comercial	STP 110-60

● De serie ○ Opcional – No disponible Datos en condiciones nominales Versión: 10/2021

Ilustración 27. Inversor Sunny TriPower Core2 STP 110-60

Interruptor automático magnetotérmico NSX 400



Interruptor automatico ComPacT NSX400N 50kA AC 3P3R 400A Micrologic 2.3

C40N32D400

Principal

Gama	ComPacT nueva generación
Nombre del producto	UL Compact
Nombre corto del dispositivo	NSX400N
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Aplicación del dispositivo	Para corriente > 0,1 A
Número de polos	3P
Descripción de polos protegidos	3R
[In] Corriente nominal	400 A en 40 °C
[Ue] Tensión nominal de empleo	690 V AC 50/60 Hz
Tipo de red	AC
Frecuencia de red	50/60 Hz
Poder de seccionamiento	Sí acorde a Icu
Categoría de empleo	Categoría A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	85 kA Icu en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 50 kA Icu en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 42 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 30 kA Icu en 500 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 22 kA Icu en 525 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 10 kA Icu en 660/690 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 50 kA en 480 V AC 50/60 Hz acorde a UL 508
Performance level	Sin protección 50 kA 415 V AC
Unidad de control	Micrologic 2.3
Tecnología de unidad de disparo	Electrónico
Funciones de protección de unidad de control	LSol
Tipo de control	Maneta
Circuit breaker mounting mode	Fijo

Complementario

[Ui] Tensión nominal de aislamiento	800 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV

[Ics] rated service short-circuit breaking capacity	85 kA en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 50 kA en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 42 kA en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 30 kA en 500 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 11 kA en 525 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 10 kA en 660/690 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A
Durabilidad mecánica	15000 ciclos
Durabilidad eléctrica	12000 ciclos en 440 V In/2 6000 ciclos en 440 V In 6000 ciclos en 690 V In/2 3000 ciclos en 690 V In
Potencia disipada por polo	19,2 W
Soporte de montaje	Placa posterior
Posición de montaje	Horizontal y vertical Flat on the back
Conexión superior	Frontal
Conexión hacia abajo	Parte delantera
Paso de conexión	45 mm
Tipo de protección	L : for protección de sobrecarga (mucho tiempo) Símbolo de enchufe : for protección contra cortocircuitos de corta duración con retardo fijo I : for prot.contra cortocirc.(inst.)
Calibre de la unidad de disparo	400 A en 40 °C
Long-time pick-up adjustment type Ir (thermal protection)	9 regulaciones
[Ir] long-time protection pick-up adjustment range	18...40 A
Long-time protection delay adjustment type tr	Fijo
[Tr] long-time protection delay adjustment range	400 s en 1.5 x Ir 16 s en 6 x Ir 11 s en 7.2 x Ir
Memoria térmica	20 minutos antes y después del disparo
Short-time protection pick-up adjustment type Isd	9 regulaciones
[Isd] Short-time protection pick-up adjustment range	1.5...10 x Ir
Short-time protection delay adjustment type tsd	Fijo
Instantaneous protection pick-up adjustment type li	Fijo
[li] instantaneous protection pick-up adjustment range	4800 A
Protección contra fugas a tierra	Sin
Selectividad lógica ZSI	Sin
Number of slots for electrical auxiliaries	6 ranura(s)
Señalizaciones en local	Listo para operar, estado 1 LED parpadeante - tipo de cable: verde) Sobrecarga, estado 1 LED 105 % Ir - tipo de cable: rojo) Sobrecarga, estado 1 LED 90 % Ir - tipo de cable: naranja)
Width (W)	140 mm
Height (H)	255 mm
Depth (D)	110 mm
Peso del producto	6,05 kg
Entorno	
Normas	HB2

Interruptor magnetotérmico NSX200



Interruptor automatico ComPacT NSX250F 36kA AC 3P3R 200A TMD

C25F3TM200

Principal

Gama	ComPacT nueva generación
Nombre del producto	UL Compact
Nombre corto del dispositivo	NSX250F
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Aplicación del dispositivo	Para corriente > 0,1 A
Número de polos	3P
Descripción de polos protegidos	3R
[In] Corriente nominal	200 A en 40 °C
[Ue] Tensión nominal de empleo	690 V AC 50/60 Hz
Tipo de red	AC
Frecuencia de red	50/60 Hz
Poder de seccionamiento	Sí acorde a Icu
Categoría de empleo	Categoría A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	85 kA Icu en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 36 kA Icu en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 35 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 30 kA Icu en 500 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 22 kA Icu en 525 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 8 kA Icu en 660/690 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 35 kA en 480 V AC 50/60 Hz acorde a UL 508 15 kA en 600 V AC 50/60 Hz acorde a UL 508
Performance level	En> 50 A 36 kA 415 V AC
Unidad de control	TM-D
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Funciones de protección de unidad de control	LIG
Tipo de control	Maneta
Circuit breaker mounting mode	Fijo

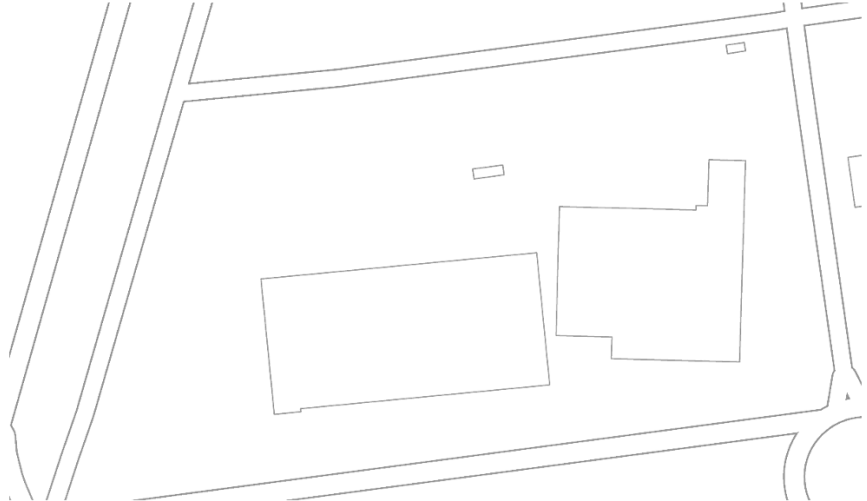
Complementario

[Ui] Tensión nominal de aislamiento	800 V AC 50/60 Hz
-------------------------------------	-------------------

[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV
[Ics] rated service short-circuit breaking capacity	85 kA en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 36 kA en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 35 kA en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 30 kA en 500 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 22 kA en 525 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 8 kA en 660/690 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	20000 ciclos en 440 V In/2 10000 ciclos en 440 V In 10000 ciclos en 690 V In/2 5000 ciclos en 690 V In
Soporte de montaje	Placa posterior
Posición de montaje	Horizontal y vertical Flat on the back
Conexión superior	Frontal
Conexión hacia abajo	Parte delantera
Paso de conexión	35 mm
Tipo de protección	L : for protección contra sobrecarga (térmica) I : for protección contra cortocircuitos (magnética)
Calibre de la unidad de disparo	200 A en 40 °C
Long-time pick-up adjustment type Ir (thermal protection)	Ajustable
[Ir] long-time protection pick-up adjustment range	0,7...1 x In
Long-time protection delay adjustment type tr	Fijo
[Tr] long-time protection delay adjustment range	120...400 s en 1,5 x In 15 s en 6 x Ir
Instantaneous protection pick-up adjustment type Ii	Ajustable
[Ii] instantaneous protection pick-up adjustment range	5...10 x pol
Protección contra fugas a tierra	Sin
Number of slots for electrical auxiliaries	5 ranura(s)
Width (W)	105 mm
Height (H)	161 mm
Depth (D)	86 mm
Peso del producto	2,4 kg
Entorno	
Normas	HB2
Certificaciones de producto	Marina CCC generador
Categoría de sobretensión	Clase II
Clase de protección contra descargas eléctricas	Clase II
Grado de contaminación	3 acorde a IK07
Grado de protección IP	IP40 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 acorde a IEC 62262

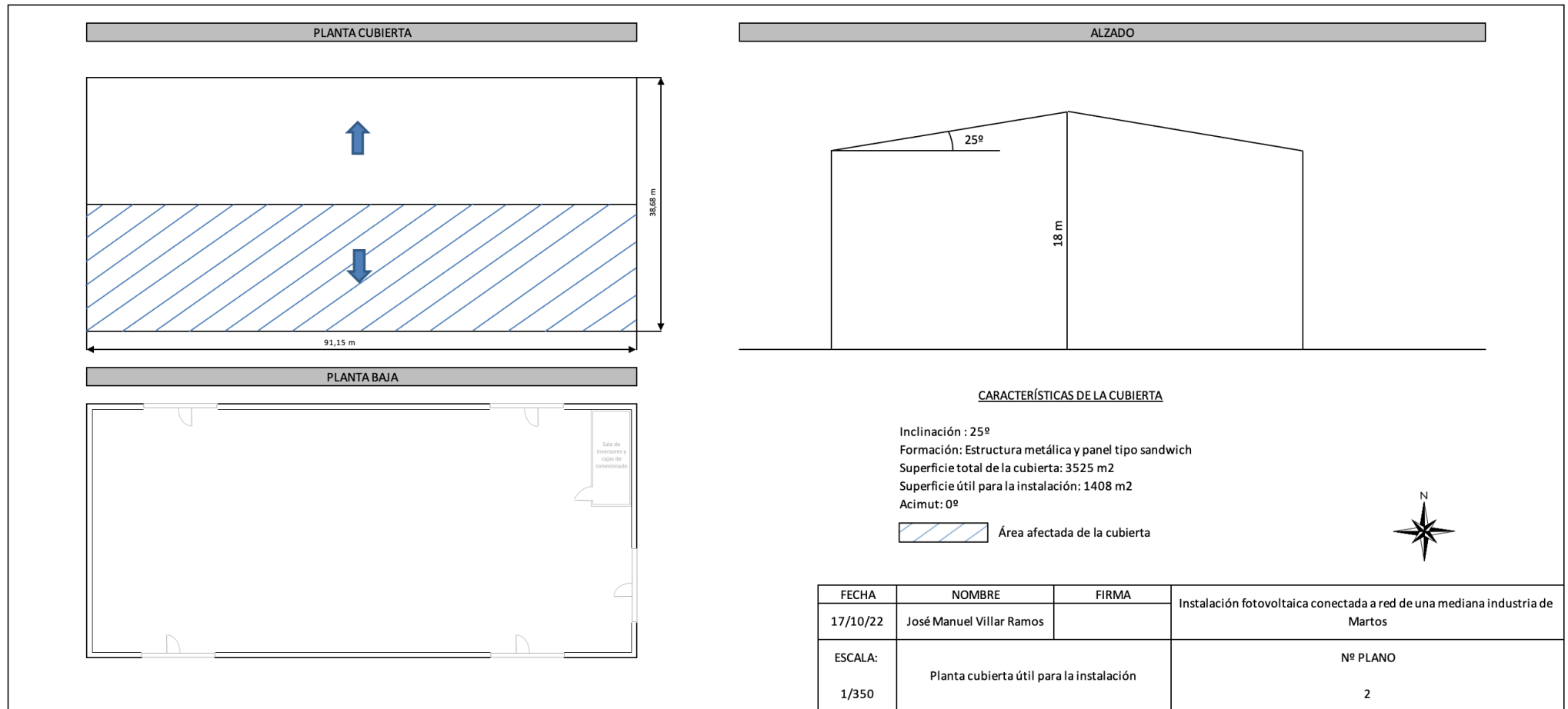
3. PLANOS

3.1. Situación. Emplazamiento

EMPLAZAMIENTO		SITUACIÓN																	
																			
CATASTRO		DATOS DE LA PROPIEDAD																	
		<table><tr><td>Localización</td><td>Martos (Jaén)</td></tr><tr><td>Clase</td><td>Urbano</td></tr><tr><td>Uso principal</td><td>Industrial</td></tr><tr><td>Año de construcción</td><td>2003</td></tr><tr><td>Superficie construida</td><td>10.800 m2</td></tr><tr><td>Superficie gráfica de la parcela</td><td>12.000 m2</td></tr></table> 		Localización	Martos (Jaén)	Clase	Urbano	Uso principal	Industrial	Año de construcción	2003	Superficie construida	10.800 m2	Superficie gráfica de la parcela	12.000 m2				
Localización	Martos (Jaén)																		
Clase	Urbano																		
Uso principal	Industrial																		
Año de construcción	2003																		
Superficie construida	10.800 m2																		
Superficie gráfica de la parcela	12.000 m2																		
		<table border="1"><thead><tr><th>FECHA</th><th>NOMBRE</th><th>FIRMA</th><th></th></tr></thead><tbody><tr><td>17/10/22</td><td>José Manuel Villar Ramos</td><td></td><td>Instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos</td></tr><tr><td>ESCALA:</td><td colspan="2"></td><td>Nº PLANO</td></tr><tr><td>S/E</td><td colspan="2">Situación y Emplazamiento</td><td>1</td></tr></tbody></table>		FECHA	NOMBRE	FIRMA		17/10/22	José Manuel Villar Ramos		Instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos	ESCALA:			Nº PLANO	S/E	Situación y Emplazamiento		1
FECHA	NOMBRE	FIRMA																	
17/10/22	José Manuel Villar Ramos		Instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos																
ESCALA:			Nº PLANO																
S/E	Situación y Emplazamiento		1																

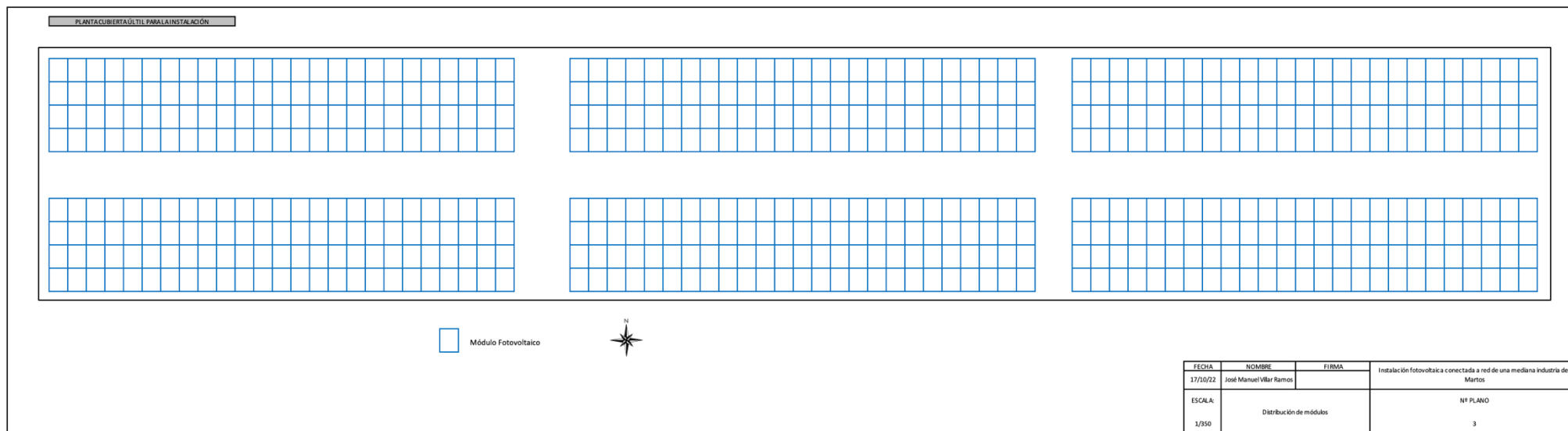
Instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos

3.2. Plantas Generales



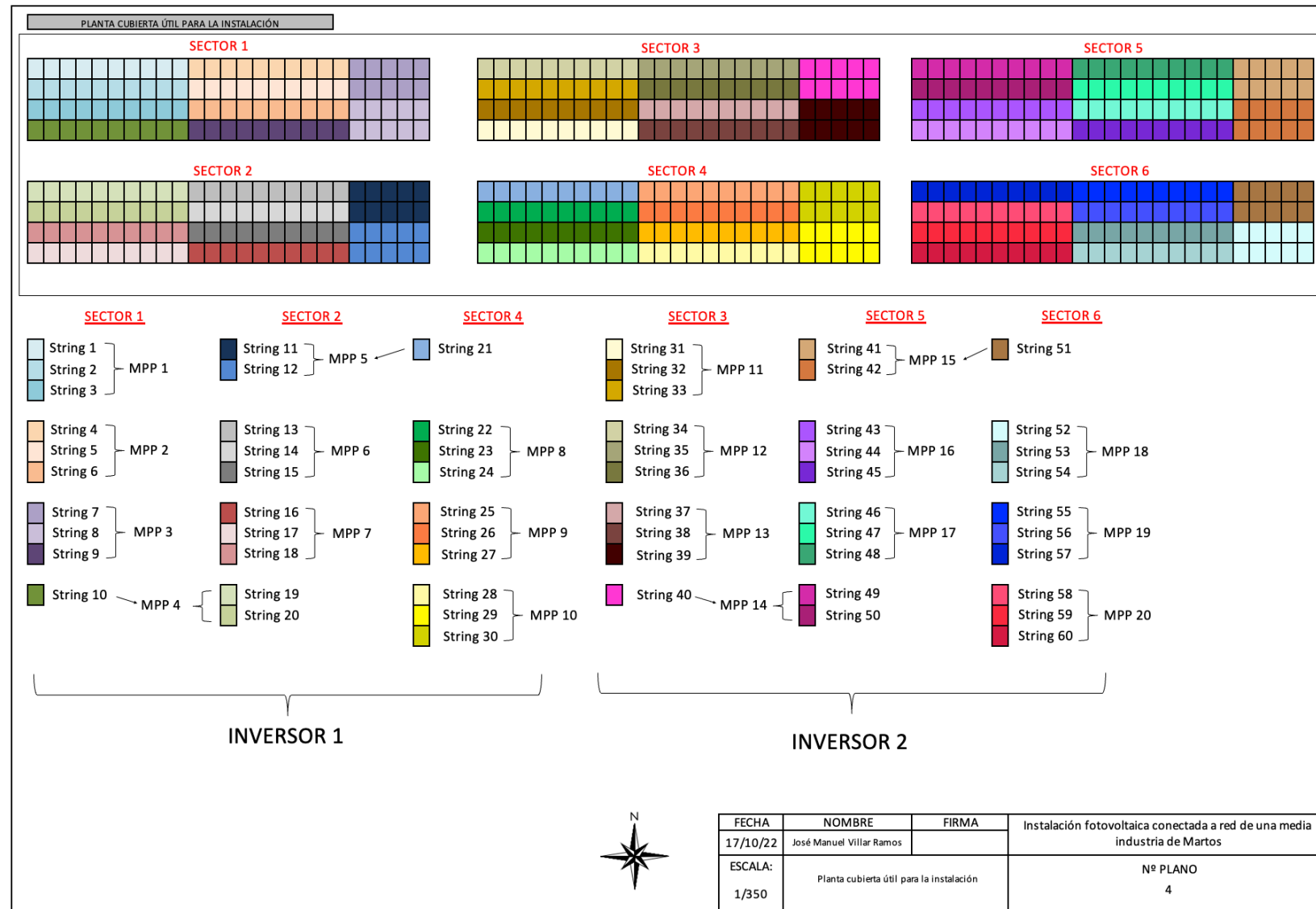
Instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos

3.3. Distribución de paneles fotovoltaicos



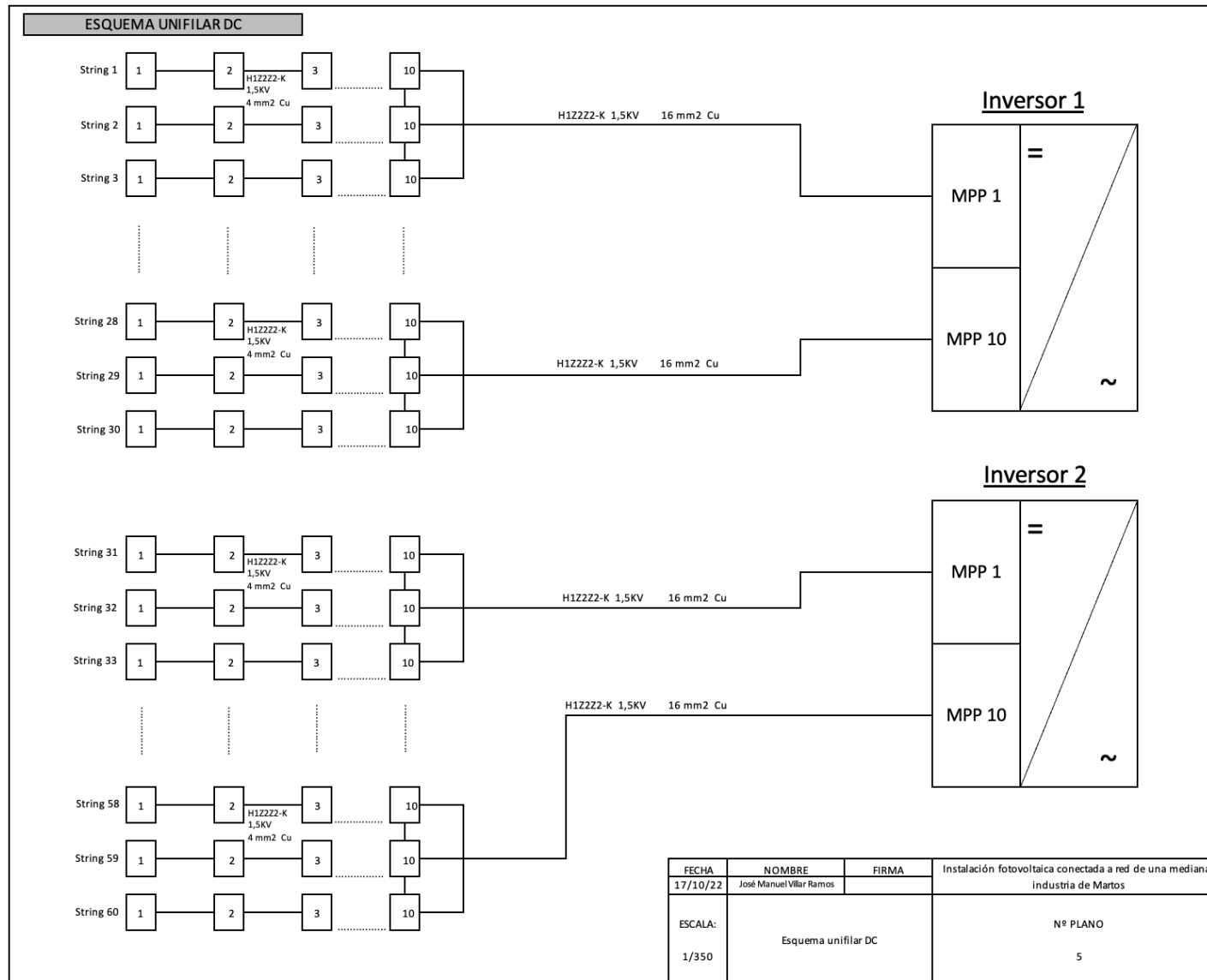
Instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos

3.4. Distribución de strings



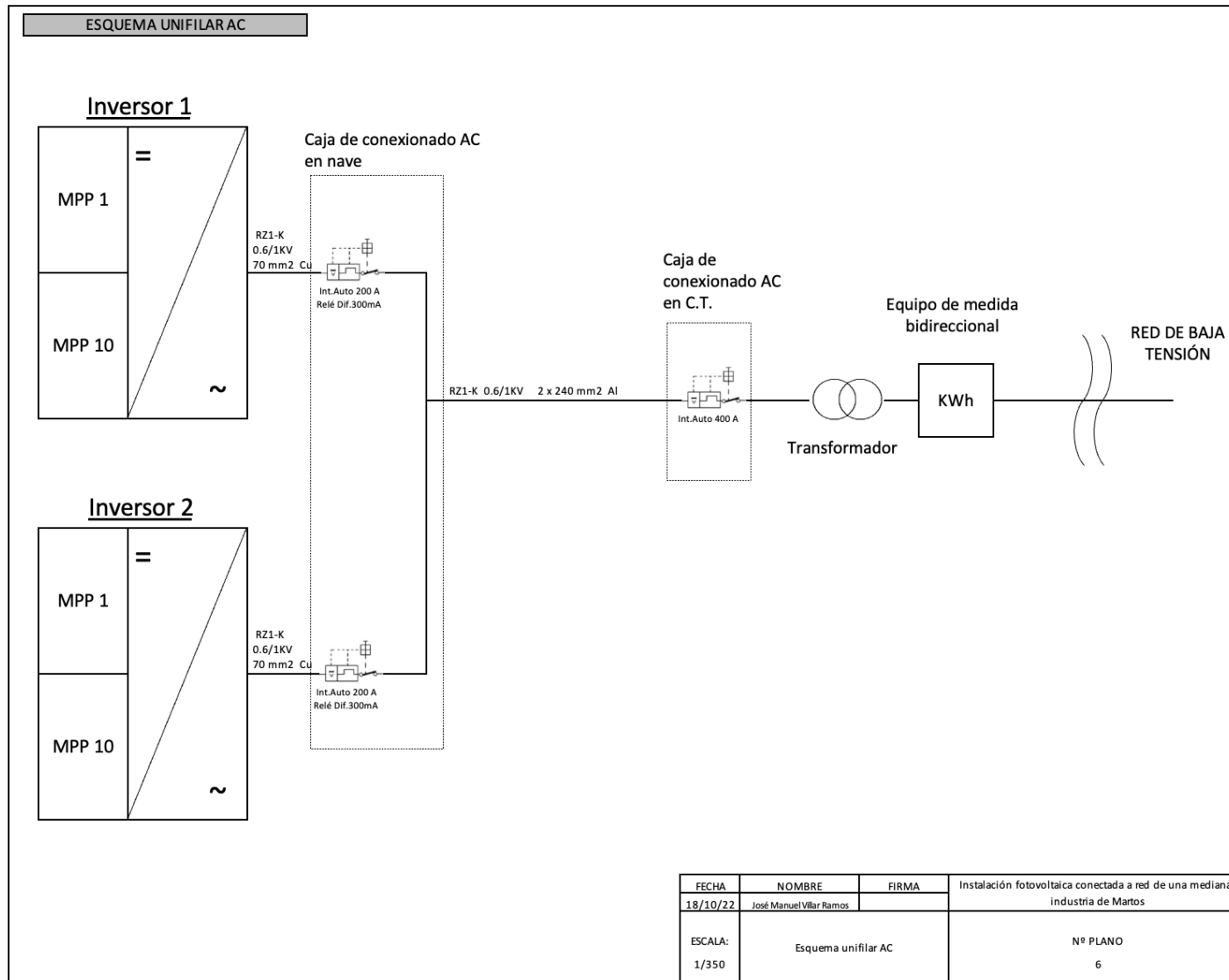
Instalación fotovoltaica conectada a red
de una mediana industria de Martos

3.5. Esquema Unifilar DC



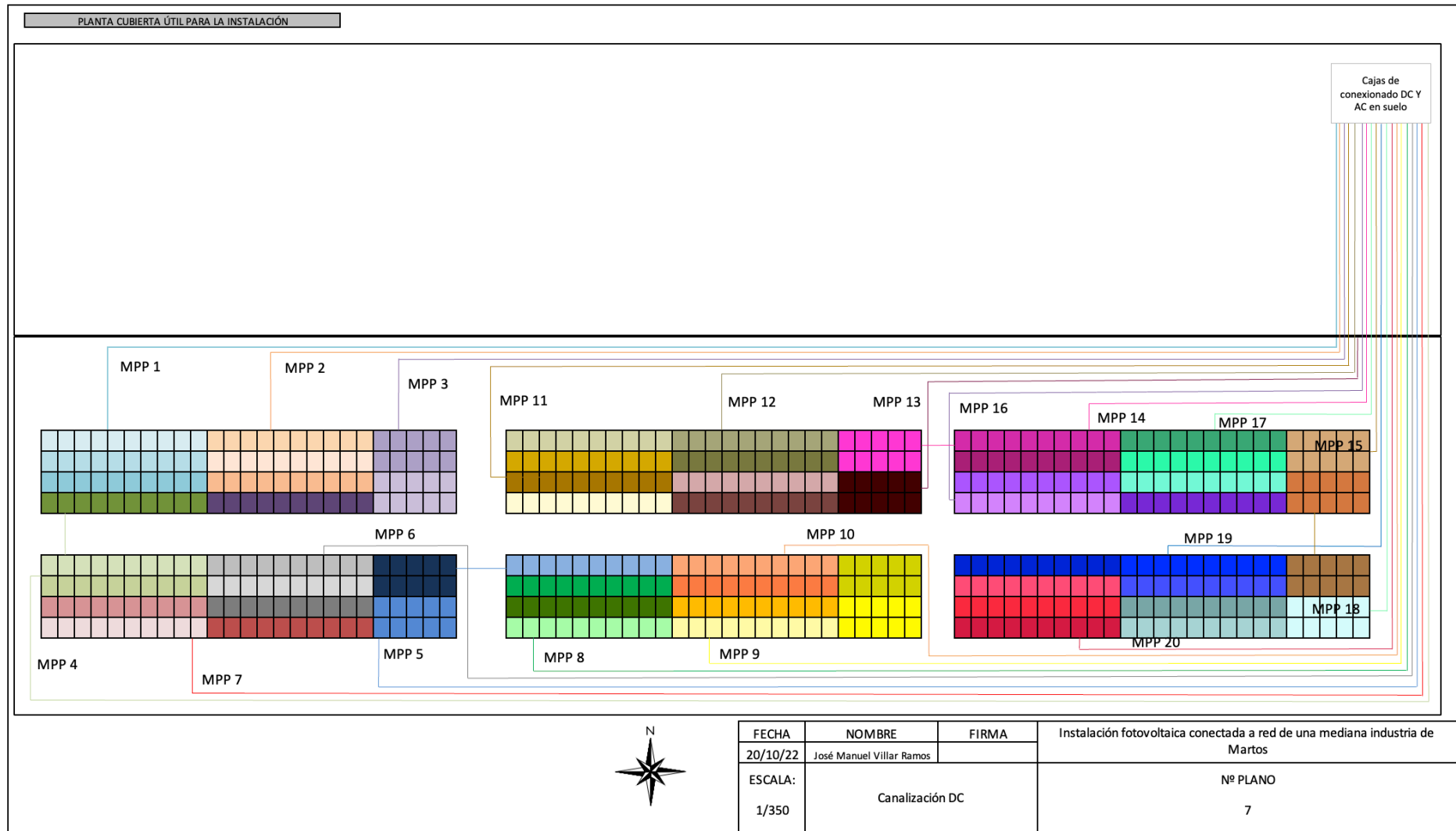
Instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos

3.6. Esquema Unifilar AC

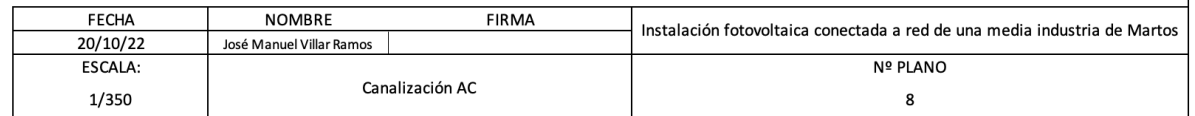


Instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos

3.7. Canalización DC



3.8. Canalización AC



4. PLIEGO DE CONDICIONES

4.1. Condiciones generales

4.1.1. Objeto de este pliego

El presente Pliego será aplicable al Contrato de ejecución del proyecto “Instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos” y define expresamente la forma de realizar las obras de este proyecto, regulando la ejecución de las mismas por parte del Contratista, que se atenderá en todo momento a lo expuesto en él.

Este Pliego se complementa con las especificaciones técnicas incluidas en cada anexo de la memoria descriptiva correspondiente a este proyecto.

Los documentos indicados, junto con este Pliego, contienen, además de la descripción general y localización de las obras, las condiciones que han de cumplir los materiales, las instrucciones para la ejecución, medición y abono de las unidades de obra y son, por lo tanto, norma de obligado cumplimiento por parte del Contratista.

4.1.2. Descripción de las obras

Las obras objeto de este Proyecto son todas las necesarias para la ejecución del proyecto “Instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos”, consisten en la instalación de 600 módulos fotovoltaicos conectados a la red interna del suministro eléctrico de la empresa y ubicados en el municipio de Martos) con unas geográficas:

- Latitud: 37.699
- Longitud: -3.971

La instalación estará constituida por un subgenerador fotovoltaico conectado a la red interna de baja tensión del suministro eléctrico de la empresa, concretamente en el cuadro general de baja tensión situado en el Centro de Transformación.

La organización de la obra de este proyecto se desarrollará en base a las siguientes unidades de obra:

- Obra civil general: acondicionamiento del terreno; canalizaciones subterráneas; acondicionamiento de local para ubicación de inversores y cajas de protección; estructuras en cubierta para montajes de módulos fotovoltaicos.
- Instalación de los sistemas fotovoltaicos: módulos fotovoltaicos, redes de corriente continua; redes de corriente alterna; redes de tierras; sistemas de protección; sistema de monitorización.

Una descripción detallada del proyecto puede encontrarse en la memoria descriptiva.

4.1.3. Documentos que definen las obras

Los documentos utilizados para la ejecución de la instalación pueden tener un valor contractual o meramente informativo. Los documentos que quedan incorporados al Contrato como documentos contractuales son los siguientes:

- Planos.
- Pliego de condiciones.
- Presupuesto.

La inclusión en el Contrato de las cubriciones y mediciones no implica necesariamente su exactitud respecto de la realidad.

4.2. Disposiciones Generales

El Contratista está obligado al cumplimiento de la Reglamentación del Trabajo correspondiente y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 “Contratación de Obras. Condiciones Generales.”. Deberá estar clasificado,

según Orden del Ministerio de Hacienda, en el Grupo, Subgrupo y Categoría correspondientes al Proyecto.

Las obras del Proyecto, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se regirán por lo especificado en:

- Reglamentación General de la Ley de Contratas aprobado por Real Decreto 1098/2001, de 12 de octubre.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.
- 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 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 244/2019 de 05/04/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Normas particulares y condiciones técnicas de seguridad de la empresa distribuidora Sevillana Endesa.
- Normas UNE que sean de aplicación.

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos Laborales y R.D. 1627/97 sobre Disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Estructuras de acero en Edificación, EA-95.
- Acciones en la Edificación, AE-88.

4.3. Características y Calidad de los Materiales

4.3.1. Obra civil

En general los materiales a emplear en la realización de las obras de hormigón en masa o armado cumplirán las prescripciones técnicas establecidas en la Instrucción para el Proyecto y Ejecución de las Obras de Hormigón en Masa o Armado EH-95.

Salvo especificaciones en contrario, se emplearán cementos de tipo II. Cementos Pórtland con adiciones, resistencia mínima a los 28 días de 35 N/mm², suministrados en envases cerrados a granel, que deberán contar con la Marca de Conformidad de AENOR. Tanto el agua como los áridos cumplirán las prescripciones contenidas en la Instrucción EH-95.

Para su empleo en las distintas clases de obra y de acuerdo con su resistencia característica, se establecen los siguientes tipos de hormigón: H-100, H-125, H-175, H-200 y H-250. Salvo especificación en contrario, el hormigón a emplear en obra procederá de central de fabricación, siendo de aplicación lo dispuesto en la Instrucción EH- 95.

4.3.2. Estructura metálica

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la NBE y demás normas aplicables.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante. Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

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

La tornillería será de acero inoxidable y debe cumplir la Norma MV-106. En el caso de ser la estructura 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.

Los perfiles de acero laminado conformado en frío cumplirán la Norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química. La estructura galvanizada en caliente cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

4.3.3. Generadores fotovoltaicos

Generalidades

Como principio general se ha de asegurar un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase II 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).

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico. El funcionamiento del generador fotovoltaico no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de alterna de baja tensión a la que se conecta.

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

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano.

Módulos Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos llevarán 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. 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.

Deberán cumplir: la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos; la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos; deberán satisfacer la norma UNE-EN 61215: "Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación."; las normas UNE/CEI e ISO aplicables y en particular las normas IEC 61215 y UL1703; ser de Clase II, certificado por TUV o un organismo similar.

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. La estructura del módulo se conectará a tierra. 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.

Los módulos deben cumplir las especificaciones, para sus parámetros eléctricos principales en condiciones estándar de operación (Irradiancia: 1.000 W/m^2 , AM: 1,5, T_c : $25 \text{ }^\circ\text{C}$), definidas en la memoria. 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 + 5 % 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. Las condiciones de garantía y degradación anual de potencia cumplirán con los especificado en la memoria

Los módulos deben disponer de dos latiguillos de cable de 4 mm^2 para la conexión de los terminales del módulo con conectores *Multicontact MC4*.

Inversores

Los inversores serán trifásicos y específicos para sistemas fotovoltaicos conectados a la red y cumplirá la normativa nacional vigente. Deberán cumplir las especificaciones definidas en la memoria. Entre sus principales características tendrá las siguientes:

- Funcionamiento como fuente de corriente
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador
- No funcionarán en isla o modo aislado.
- Incorporación de funciones de monitorización y protección.
- Control del aislamiento del campo de paneles con localización selectiva de fallos y desconexión de seguridad

- Incorporará separación galvánica entre la red de CC y AC.
- El factor de potencia de la potencia de salida del inversor se deberá encontrar en el rango 0,98 inductivo a 0,98 capacitivo.

Los inversores cumplirán 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; perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Los inversores cumplirán las siguientes normativas y reales decretos: 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”; UNE 206006 “Ensayos de detección de funcionamiento en isla de múltiples inversores fotovoltaicos conectados a red en paralelo”; IEC 62109-2:2012 (4.8.2.1. detección de la resistencia de aislamiento del campo fotovoltaico); RD 413:2014 “por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”; Real Decreto 244/2019 de 05/04/2019, “por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica”

Los inversores irán alojados en el interior de locales habilitados para ello y su envolvente metálica se conectará a tierra.

Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que, por conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc. Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificables, especialmente por lo que respecta al conductor neutro y al conductor de protección. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos. Cuando exista conductor neutro en la instalación o se prevea para un conductor de fase su pase posterior a conductor neutro, se identificarán éstos por el color azul claro. Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo. Todos los conductores de fase, o en su caso, aquellos para los que no se

prevea su pase posterior a neutro, se identificarán por los colores marrón, negro o gris.

Red DC

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos de maniobra y protección definidos en la memoria.

Los conductores de la red CC tendrán las secciones definidas en la memoria y cumplirán las especificaciones de la norma UNE-EN 50618 “Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos”, la designación de dichos conductores será H1Z2Z2-K y tendrán las siguientes características:

- Serán unipolares de cobre electrolítico estañado, de doble aislamiento y tensión asignada 1,8 kV.
- Resistentes a temperaturas extremas -40° +90°
- Resistentes a la intemperie: rayos UV, Ozono, absorción de agua
- Cables de alta seguridad (AS): Libres de halógenos; no propagación de llama, no propagadores de fuego; baja emisión de humos; baja emisión de gases corrosivos

En las canalizaciones eléctricas de la red DC se establecerá una codificación de sus circuitos de forma que se pueda proceder en todo momento a reparaciones, operaciones de medida, operaciones de mantenimiento, etc. Para ello el cableado de esta red estará identificado en sus extremos con dos números que definan el número de generador y de la cadena. El código de colores para los cables de la red c.c. será: negro para el polo negativo y rojo para el polo positivo.

Red AC

Los conductores de la red AC serán unipolares y cumplirán las especificaciones definidas en la memoria, serán de cobre con designación RZ1-K (AS) 0,6/1 kV para la unión de los inversores con el cuadro general de protección; y de aluminio con designación RZ1 (AS) 0,6/1 kV para la conexión de estos cuadros con el cuadro de

B.T. del centro de transformación. Dichos conductores tendrán las siguientes características:

- Tensión nominal 0,6/1 kV
- Aislamiento Polietileno reticulado (XLPE).
- Cubierta Poliolefina termoplástica tipo DMZ-E según UNE-HD 6031
- Temperatura máxima del conductor de 90 °C.
- Temperatura máxima de cortocircuito de 250 °C (máximo 5 segundos).
- Temperatura mínima de servicio de -40 °C.

Los tubos utilizados para las canalizaciones subterráneas serán rígidos y cumplirá con las normativas indicadas en el apartado 1.2.4. de la ITC-BT-21. Para la instalación en las canalizaciones subterráneas se seguirán las especificaciones indicadas en la memoria.

La identificación de los conductores se realizará por los colores que presenten sus aislamientos. El conductor neutro se identificará por el color azul claro; el conductor de protección por el color verde-amarillo y los conductores de fase se identificarán por los colores marrón, negro o gris.

Los cuadros eléctricos estarán diseñados en base a los dispositivos de protección que deben albergar según las especificaciones de la memoria y se construirán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

Todos los circuitos de salida de los cuadros estarán protegidos con contra las sobrecargas y sobreintensidades por medio de interruptores magnetotérmicos de caja moldeada siguiendo las especificaciones indicadas en la memoria para su ajuste. La protección contra corrientes de defecto a tierra se hará mediante el empleo de interruptores diferenciales.

Conexión a la red interna de consumo eléctrico de la industria

Las instalaciones fotovoltaicas deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y

seguridad industrial que les resulte de aplicación, en particular el 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”; el 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; y el Real Decreto 244/2019 de 05/04/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica”.

Puesta a tierra

Para la puesta a tierra se utilizarán las secciones definidas en la memoria. Se dispondrá de un borne de puesta a tierra al cual se unirán el conductor de protección y derivación con el conductor de tierra. Para no alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, y siguiendo las instrucciones del Real Decreto 1699/2011 y la ITC-BT-40, se cumplirán las siguientes condiciones: la instalación dispondrá de una separación galvánica entre la red de C.C y C.A; las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa de distribuidora

4.4. Ejecución de las Obras

Todas las normas de instalación de los generadores fotovoltaicos se ajustarán, en todo caso, a los planos, mediciones y calidades que se expresan, así como a las directrices que la Dirección Facultativa estime oportunas.

Además del cumplimiento de lo expuesto, las instalaciones se ajustarán a las normativas que le pudieran afectar, emanadas por organismos oficiales.

El acopio de materiales se hará de forma que estos no sufran alteraciones durante su depósito en la obra, debiendo retirar y reemplazar todos los que hubieran sufrido alguna descomposición o defecto durante su estancia, manipulación o colocación en la obra.

En cuanto a la instalación de los generadores fotovoltaicos, siempre que se pueda se establecerá un nivel de tensión de seguridad máximo de 48 voltios en c.c. En el caso de circuitos con tensiones superiores no se debe manipular un conductor activo mientras el otro sea accesible y esté conectado o no protegido.

4.5. Ensayo y Pruebas de Recepción

El instalador entregará al promotor un documento – albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Los manuales entregados al promotor estarán en castellano.

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc)., lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad, simulando diversos modos de funcionamiento.

Las pruebas a realizar por el instalador 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.

Se realizará una revisión general de la instalación teniendo especial cuidado en las siguientes partes: módulos fotovoltaicos, generador fotovoltaico, cableado entre módulos, envolventes de los cables, cajas de conexión, cableado entre módulos e inversor, inversor, cajas generales de conexión, aterramiento de las estructuras, células solares calibradas y sondas de temperatura.

También se realizarán por técnicos cualificados las siguientes pruebas a la instalación:

a) **Generadores fotovoltaicos:** Se realizarán las medidas, comprobaciones y verificaciones de los siguientes parámetros eléctricos del generador.

- Tensión de circuito abierto (V_{oc})
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_m)
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_m)
- Medidas de curvas IV del generador.
- Medida de la resistencia de aislamiento del circuito c.c. del generador.

Las características eléctricas serán las especificadas en la memoria.

b) **Inversores:** Se comprobará el correcto funcionamiento del inversor y se realizaran las siguientes medidas y verificaciones:

- Comportamiento del sistema de protección del inversor
- Medida de la calidad de la onda de alterna de salida (armónicos, desequilibrios)
- Comprobación de las medidas de protección en la interconexión con la red de alterna de BT.
- Medidas de rendimiento del inversor y global de la instalación

4.6. Mantenimiento

Para el correcto funcionamiento de la instalación se deberá realizar un mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación fotovoltaica. Para ello se elaborará un programa de mantenimiento donde se definirán las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica y todas las operaciones necesarias para asegurar el funcionamiento y prolongar la vida útil de estas instalaciones.

En este programa de mantenimiento se definirán los siguientes escalones de actuación:

- **Un programa de mantenimiento preventivo** en el que incluirán las operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras y en el que se realizarán al menos las siguientes actividades:
 - Comprobación de las protecciones eléctricas.
 - Comprobación del estado de los módulos y verificación del estado de las conexiones.
 - Comprobación del estado de los inversores: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
 - Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornes), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
 - Mantenimiento normativo que corresponda legalmente a este tipo de instalaciones.
- **Un programa un mantenimiento correctivo** con todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su explotación.

5. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

5.1. Memoria

5.1.1. Objeto del Estudio de Seguridad y Salud

El presente Estudio de Seguridad y Salud laboral (en lo sucesivo E.S.S.), tiene por objeto cumplimentar las previsiones contenidas en el Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras, presentándose como anexo al proyecto técnico de ejecución de la “Instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos “ ubicadas en el Polígono Industrial Cañada de la Fuente situado en el municipio de Martos con la descripción de los procedimientos, equipos técnicos y medios auxiliares que hayan de utilizarse en la presente obra. Esta instalación se conectará a la red interna de suministro eléctrico de la industria, concretamente en el cuadro de baja tensión del Centro de Transformación.

Asimismo, este Estudio Básico de Seguridad y Salud da cumplimiento a la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales en lo referente a la obligación del empresario titular de un centro de trabajo de informar y dar instrucciones adecuadas, en relación con los riesgos existentes en el centro de trabajo y las medidas de protección y prevención correspondientes.

En base a este Estudio Básico de Seguridad y Salud, el Contratista elaborará su Plan de Seguridad y Salud, en el que tendrá en cuenta las circunstancias particulares de los trabajos objeto del contrato.

5.1.2. Descripción de la obra

Los trabajos a desarrollar son los necesarios para la ejecución del proyecto de instalación fotovoltaica conectada a red de una mediana industria de Martos que se conectarán a la red interna de B.T. de consumo de la industria, concretamente en el cuadro de baja tensión del Centro de Transformación. El generador fotovoltaico irá situado en la cubierta de la nave. En la memoria se hace una descripción detallada de la instalación.

5.1.3. Ámbito de aplicación

La vigencia del Estudio de Seguridad y Salud se inicia desde la fecha en que se produzca el visado del proyecto base de ejecución por el Colegio Oficial Correspondiente y la aprobación expresa del Plan de Seguridad, por el Coordinador en materia de Seguridad e Higiene durante la ejecución de la Obra, responsable de su control y seguimiento.

Su aplicación será vinculante para todo el personal propio de la empresa adjudicataria, el dependiente de otras empresas subcontratadas por ésta y los distintos trabajadores autónomos, para realizar sus trabajos en el interior del recinto de la obra, con independencia de las condiciones contractuales que regulen su intervención en la misma.

5.1.4. Identificación de las actividades a realizar

La ejecución de la obra objeto de este E.S.S. requiere la realización de los siguientes trabajos:

- Instalación Eléctrica de Baja Tensión.
- Instalación eléctrica y montaje de los módulos fotovoltaicos
- Instalación de equipos de medida y monitorización.
- Canalizaciones en bandejas perforadas y subterráneas del cableado eléctrico de la red de corriente continua y alterna del subgenerador.

5.1.5. Legislación y normativa técnica de aplicación

Se consideran de obligado cumplimiento las disposiciones contenidas en:

- Estatuto de los Trabajadores (modificado según Real Decreto Legislativo 1/1995 de 24 de marzo).
- Ley 31/1995 de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 39/1997 de 17 de enero por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.

- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 614/2001 de 8 de junio sobre disposiciones mínimas para la protección, seguridad y salud de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 783/2001 de 6 de julio por el que se aprueba el reglamento sobre protección sanitaria frente a radiaciones ionizantes.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de Seguridad y Salud laboral.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997 de 14 de abril por el que se establecen disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 488/1997 de 14 de abril por el que se establecen disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas al trabajo con equipos que incluyen pantallas de visualización.
- Real Decreto 665/1997 de 12 de mayo sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo, así como la modificación del mismo según el Real Decreto 1124/2000 de 16 de junio.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1316/1989 de 27 de octubre sobre protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de la exposición al ruido durante el trabajo y modificaciones posteriores de 9 de diciembre de 1989 y 26 de mayo de 1990.

- Orden de 30 de junio de 1996 por la que se aprueba el texto revisado del reglamento de Aparatos Elevadores.
- Real Decreto 1435/1992 de 27 de noviembre de seguridad en las máquinas.
- Resolución del 30 de abril de 1984 sobre las verificaciones de las instalaciones eléctricas antes de su puesta en marcha.
- Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (O.M de 9/3/71. B.O.E de 16/3/71), en sus capítulos que no estén derogados.
- Norma Básica de la Edificación
- Normas NTE que les sean de aplicación, según fase de obra.
- Normas UNE que les sean de aplicación.

5.1.6. Servicios afectados y condiciones del entorno

No se afectan servicios de suministro. La obra se desarrollará en un centro tecnológico, en un terreno con topografía totalmente plana y que no presenta ningún tipo de vegetación.

5.1.7. Empresa responsable del plan de seguridad

La empresa contratista.

5.1.8. Presupuesto y plazo de ejecución de las obras

El presupuesto de contrata de la obra está estimado en 317.236,44 € siendo el plazo de ejecución del presente proyecto el acordado entre el contratista y el promotor.

5.1.9. Número estimado de trabajadores

Se prevé la participación en la ejecución de los trabajos de un número medio de 4 operarios.

5.1.10. Relación de elementos a utilizar

Está previsto que se utilicen durante el transcurso de la obra la siguiente maquinaria y herramientas:

- Movimiento de tierras: Retroexcavadora, Pala cargadora, Motoniveladora, Camión cuba.
- Transporte horizontal: Motovolquete (dumper pequeño), Camión basculante, Camión cisterna.
- Maquinaria de elevación: Grúa móvil autopropulsada.
- Maquinaria para hormigones: Camión hormigonera, Vibrador de agujas.
- Maquinaria para compactación y pavimentación: Entendedora, Rodillo vibrante autopropulsado, Explanadora.
- Herramientas: Herramientas de mano.

5.1.11. Implantaciones de salubridad y confort

La contrata principal, así como las empresas subcontratadas vinculadas contractualmente con ella, asume en primera instancia la dotación y mantenimiento de la implantación para albergar, en condiciones de salubridad y confort equivalentes, a la totalidad del personal que participe en esta obra.

El cargo de amortización, alquileres y limpieza, derivados de la dotación y equipamiento de estas instalaciones provisionales del personal en obra, se prorrateará por parte de la empresa constructora en función de las necesidades de utilización tanto del personal propio como del subcontratado en condiciones de una utilización no discriminatoria, funcional y digna.

5.1.12. Botiquín de primeros auxilios

Es obligatorio en todos los centros de trabajo. El equipamiento mínimo aconsejable del armario botiquín es el siguiente: desinfectantes y antisépticos

autorizados, gases estériles, algodón hidrófilo, vendas, esparadrapo, apósitos adhesivos, tijeras, pinzas y guantes desechables.

5.2. Identificación de Riesgos y Medidas de Prevención

5.2.1. Identificación de riesgos

En función de las obras a realizar y de las fases de trabajo de cada una de ellas, se indican en los Anexos los riesgos más comunes, sin que su relación sea exhaustiva. Esta descripción e identificación de los riesgos indicados es la siguiente:

1) Caída de personas al mismo nivel

Este riesgo puede identificarse cuando existen en el suelo obstáculos o sustancias que pueden provocar una caída por tropiezo o resbalón. Puede darse también por desniveles del terreno, conducciones o cables, bancadas o tapas sobresalientes del terreno, por restos de materiales varios, barro, tapas y losetas sin buen asentamiento, pequeñas zanjas y hoyos, etc.

2) Caída de personas a distinto nivel

Existe este riesgo cuando se realizan trabajos en zonas elevadas en instalaciones que, en este caso por construcción, no cuenta con una protección adecuada como barandilla, murete, antepecho, barrera, etc., Esta situación de riesgo está presente en los accesos a estas zonas. Otra posibilidad de existencia de este riesgo lo constituyen los huecos sin protección ni señalización que pueda haber en pisos y zonas de trabajo.

3) Caída de objetos

Posibilidad de caída de objetos o materiales durante la ejecución de trabajo en un nivel superior a otra zona de trabajo o en operaciones de transporte y elevación por medios manuales o mecánicos. Además, existe la posibilidad de caída de objetos que no se están manipulando y se desprenden de su emplazamiento.

4) Desprendimientos, desplomes y derrumbes

Posibilidad de desplome o derrumbamiento de estructuras fijas o temporales o de parte de ellas sobre la zona de trabajo. Con esta denominación deben contemplarse la caída de escaleras portátiles, cuando no se emplean en condiciones de seguridad, el desplome de los apoyos, estructuras o andamios y el posible vuelco de cestas o grúas en la elevación del personal o traslado de cargas. También debe considerarse el desprendimiento o desplome de muros y el hundimiento de zanjas o galerías.

5) Choques y golpes

Posibilidad de que se provoquen lesiones derivadas de choques o golpes con elementos tales como partes salientes de máquinas, instalaciones o materiales, estrechamiento de zonas de paso, vigas o conductos a baja altura, etc. y los derivados del manejo de herramientas y maquinaria con partes en movimiento.

6) Contactos eléctricos

Posibilidad de lesiones o daño producidos por el paso de corriente por el cuerpo.

7) Arco eléctrico

Posibilidad de lesiones o daño producidos por quemaduras al cebarse un arco eléctrico.

8) Sobreesfuerzos (Carga física dinámica)

Posibilidad de lesiones músculo-esqueléticas al producirse un desequilibrio acusado entre las exigencias de la tarea y la capacidad física. En el trabajo sobre estructuras puede darse en situaciones de manejo de cargas o debido a la posición forzada en la que se debe realizar en algunos momentos el trabajo.

9) Explosiones

Posibilidad de que se produzca una mezcla explosiva del aire con gases o sustancias combustibles o por sobrepresión de recipientes a presión.

10) Incendios

Posibilidad de que se produzca o se propague un incendio como consecuencia de la actividad laboral y las condiciones del lugar del trabajo.

11) Confinamiento

Posibilidad de quedarse recluido o aislado en recintos cerrados o de sufrir algún accidente como consecuencia de la atmósfera del recinto. Debe tenerse en cuenta la posibilidad de existencia de instalaciones de gas en las proximidades.

12) Complicaciones debidas a mordeduras, picaduras, irritaciones, sofocos, alergias, etc., provocadas por vegetales o animales, colonias de los mismos o residuos debidos a ellos y originadas por su crecimiento, presencia, estancia o nidificación en la instalación. Igualmente, los sustos o imprevistos por esta presencia, pueden provocar el inicio de otros riesgos.

En el Anexo se contemplan los riesgos en las fases de pruebas y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, como etapa común para toda obra nueva o mantenimiento y similares a los riesgos de la desconexión de una instalación a desmontar o retirar. Asimismo, se enumeran los riesgos específicos para las obras siguientes: Líneas subterráneas, Líneas DC (generador fotovoltaico), Equipos de medida, Instalaciones de telecomunicaciones asociadas a las anteriores. Cuando los trabajos a realizar sean de mantenimiento, desmontaje o retirada de una instalación antigua o parte de ella, el orden de las fases puede ser diferente, pero los riesgos a considerar son similares a los de las fases de montaje. En el anexo se incorporan entre paréntesis las fases correspondientes a los trabajos de mantenimiento y desguace o desmontaje.

5.2.2. Medidas de prevención necesarias para evitar riesgos

En el Anexo se incluyen, junto con algunas medidas de protección, las acciones tendentes a evitar o disminuir los riesgos en los trabajos, además de las que con carácter general se recogen a continuación y en los documentos relacionados en el apartado “Pliego de condiciones”, en el punto 4.

Esta obra tiene una gran componente eléctrica en DC y en Baja tensión y por ello se incluyen las siguientes medidas de prevención/ protección para: Contacto eléctrico directo e indirecto en DC y BT, arco eléctrico en DC y BT y elementos candentes y quemaduras:

- Formación en tema eléctrico de acuerdo con lo requerido en el Real Decreto 614/2001, función del trabajo a desarrollar.
- Utilización de EPI's (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 y 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 Real Decreto 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.

Para los trabajos que se realicen mediante métodos de trabajo en tensión, TET, el personal debe tener la formación exigida por el R.D. 614.

Otro riesgo que merece especial consideración es el de caída de altura, por la duración de los trabajos con exposición al mismo y la gravedad de sus consecuencias, debiendo estar el personal formado en el empleo de los distintos dispositivos a utilizar.

Con carácter general deben tenerse en cuenta las siguientes observaciones, disponiendo el personal de los medios y equipos necesarios para su cumplimiento:

- Protecciones y medidas preventivas colectivas, según normativa vigente relativa a equipos y medios de seguridad colectiva.
- Prohibir la permanencia de personal en la proximidad de las máquinas en movimiento.
- Prohibir la entrada a la obra a todo el personal ajeno.
- Establecer zonas de paso y acceso a la obra.
- Balizar, señalizar y vallar el perímetro de la obra, así como puntos singulares en el interior de la misma.
- Establecer un mantenimiento correcto de la maquinaria.
- Controlar que la carga de los camiones no sobrepase los límites establecidos y reglamentarios.
- Utilizar escaleras, andamios, plataformas de trabajo y equipos adecuados para la realización de los trabajos en altura con riesgo mínimo.
- Acotar o proteger las zonas de paso y evitar pasar o trabajar debajo de la vertical de otros trabajos.
- Analizar previamente la resistencia y estabilidad de las superficies, estructuras y apoyos a los que haya que acceder y disponer las medidas o los medios de trabajo necesarios para asegurarlas.

En relación a los riesgos originados por seres vivos, es conveniente la concienciación de su posible presencia en base a las características biogeográficas del entorno, al periodo anual, a las condiciones meteorológicas y a las posibilidades

que elementos de la instalación pueden brindar (cuadros, zanjias y canalizaciones, penetraciones, etc.

Protecciones

1) Ropa de trabajo

Ropa de trabajo adecuada a la tarea a realizar por los trabajadores del contratista

2) Equipos de protección

Se relacionan a continuación los equipos de protección individual y colectiva de uso más frecuente en los trabajos incluidos en esta obra. El Contratista deberá seleccionar aquellos que sean necesarios según el tipo de trabajo.

- Equipos de protección individual (EPI), de acuerdo con las normas UNE EN: calzado de seguridad, casco de seguridad, guantes aislantes de la electricidad para DC y BT, guantes de protección mecánica, pantalla contra proyecciones, gafas de seguridad, cinturón de seguridad, discriminador de baja tensión, equipo contra caídas desde alturas (arnés anticaída, pértiga, cuerdas, etc.)
- Protecciones colectivas: señalización (cintas, banderolas, etc.), cualquier tipo de protección colectiva que se pueda requerir en el trabajo a realizar, de forma especial, las necesarias para los trabajos en instalaciones eléctricas DC y de Baja Tensión, adecuadas al método de trabajo y a los distintos tipos y características de las instalaciones, dispositivos y protecciones que eviten la caída del operario tanto en el ascenso y descenso como durante la permanencia en lo alto de estructuras y apoyos: línea de seguridad, doble amarre o cualquier otro dispositivo o protección que evite la caída o aminore sus consecuencias: redes, aros de protección, ...

3) Equipo de primeros auxilios y emergencias

Botiquín con los medios necesarios para realizar curas de urgencia en caso de accidente. Ubicado en el vestuario u oficina, a cargo de una persona capacitada designada por la Empresa Contratista. En este botiquín debe estar visible y actualizado el teléfono de los Centros de Salud más cercanos, así como el del Instituto de Herpetología, centro de Apicultura, etc. Se dispondrá en obra de un medio de comunicación, teléfono o emisora, y de un cuadro con los números de los teléfonos de contacto para casos de emergencia médica o de otro tipo.

4) Equipo de protección contra incendios

Extintores de polvo seco clase A, B, C de eficacia suficiente, según la legislación y normativa vigente.

5.2.3. Características generales de la obra

En este punto se analizan con carácter general, independientemente del tipo de obra, las diferentes servidumbres o servicios que se deben tener perfectamente definidas y solucionadas antes del comienzo de las obras.

1) Descripción de la obra y situación

La situación de la obra a realizar y el tipo de la misma se deberá recoger en un Anexo específico para la obra objeto del Estudio Básico de Seguridad y Salud concreto. Se deberán tener en cuenta las dificultades que pudieran existir en los accesos, estableciendo los medios de transporte y traslado más adecuados a la orografía del terreno.

2) Suministro de energía eléctrica

El suministro de energía eléctrica provisional de obra será facilitado por la Empresa adjudicataria, proporcionando los puntos de enganche necesarios. Todos los puntos de toma de corriente, incluidos los provisionales para herramientas portátiles, contarán con protección térmica y diferencial adecuada.

3) Suministro de agua potable

El suministro de agua potable será a través de las conducciones habituales de suministro en la región, zona, etc., en el caso de que esto no sea posible dispondrán de los medios necesarios (cisternas, etc.) que garantice su existencia regular desde el comienzo de la obra.

4) Servicios higiénicos

Dispondrá de servicios higiénicos suficientes y reglamentarios. Si fuera posible, las aguas fecales se conectarán a la red de alcantarillado, en caso contrario, se dispondrá de medios que faciliten su evacuación o traslado a lugares específicos destinados para ello, de modo que no se agreda al medio ambiente.

5.2.4. Medidas de seguridad específicas para cada una de las fases más comunes en los trabajos a desarrollar

En el Anexo se recogen las medidas de seguridad específicas para trabajos relativos a pruebas y puesta en servicio de las diferentes instalaciones, que son similares a las de desconexión, en las que el riesgo eléctrico puede estar presente. Asimismo, se indican los riesgos y las medidas preventivas de los distintos tipos de instalaciones, en cada una de las etapas de un trabajo de construcción, montaje o desmontaje, que son similares en algunas de las etapas de los trabajos de mantenimiento.

5.3. Anexos

RIESGOS Y MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y PROTECCIÓN EN CADA FASE DEL TRABAJO

Se indican con carácter general los posibles riesgos existentes en la construcción, mantenimiento, pruebas, puesta en servicio de instalaciones, retirada, desmontaje o desguace de instalaciones y las medidas preventivas y de protección a adoptar para eliminarlos o minimizarlos.

NOTA.- Cuando alguna anotación sea específica de mantenimiento, retirada y desmontaje o desguace de instalaciones, se incluirá dentro de paréntesis, sin perjuicio de que las demás medidas indicadas sean de aplicación.

Pruebas y Puesta en Servicio de las Instalaciones

Actividad	Riesgo	Acción preventiva y protecciones
1. Pruebas y puesta en servicio (Desconexión y/o protección en el caso de mantenimiento, retirada o desmontaje de instalaciones)	- Golpes - Heridas - Caídas de objetos - Atrapamientos - Contacto eléctrico directo e indirecto en DC y BT. Arco eléctrico en DC y BT. Elementos candentes y quemaduras - Presencia de animales, colonias, etc.	- Ver punto 2 Capítulo II - Mantenimiento equipos y utilización de EPI's - Utilización de EPI's - Adecuación de las cargas - Control de maniobras - Vigilancia continuada. Utilización de EPI's - Prevención antes de aperturas de armarios, etc.

Líneas AC y DC Subterráneas

Actividad	Riesgo	Acción preventiva y protecciones
1. Acopio, carga y descarga (Acopio carga y descarga de material recuperado/ chatarra)	- Golpes - Heridas - Caídas de objetos - Atrapamientos - Presencia de animales. Mordeduras, picaduras, sustos	- Ver punto 2 Capítulo II - Mantenimiento equipos - Utilización de EPI's - Adecuación de las cargas - Control e maniobras, vigilancia continuada - Revisión del entorno
2. Excavación, hormigonado y obras auxiliares	- Caídas al mismo nivel - Caídas a diferente nivel - Caídas de objetos - Desprendimientos - Golpes y heridas - Oculares, cuerpos extraños - Riesgos a terceros - Sobresfuerzos - Atrapamientos - Contacto Eléctrico	- Ver punto 2 Capítulo II - Orden y limpieza - Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente - Identificación de canalizaciones - Utilización de EPI's - Entibamiento - Vallado de seguridad, protección huecos, información sobre posibles conducciones - Utilizar fajas de protección lumbar - Control de maniobras y vigilancia continuada

		- Vigilancia continuada de la zona donde se está excavando
3. Tendido, empalme y terminales de conductores (Desmontaje de conductores, empalmes y terminales)	- Vuelco de maquinaria - Caídas desde altura - Golpes y heridas - Atrapamientos - Caídas de objetos - Sobresfuerzos - Riesgos a terceros - Quemaduras - Ataque de animales	- Ver punto 2 Capítulo II - Acondicionamiento de la zona de ubicación, anclaje correcto de las máquinas de tracción. - Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente - Utilización de EPI's - Control de maniobras y vigilancia continuada - Utilizar fajas de protección lumbar - Vigilancia continuada y señalización de riesgos - Revisión del entorno
4. Pruebas y puesta en servicio (Mantenimiento, desguace o recuperación de instalaciones)	- Ver Anexo - Presencia de colonias, nidos.	- Ver Anexo - Revisión del entorno

Montaje de módulos (Generador Fotovoltaico)

Riesgos y medios de protección para evitarlos o minimizarlos.

Actividad	Riesgo	Acción preventiva y protecciones
1. Acopio, carga y descarga	- Golpes - Heridas - Caídas de objetos - Atrapamientos	- Ver punto 2 Capítulo II - Mantenimiento equipos - Utilización de EPI's - Adecuación de las cargas - Control de maniobras Vigilancia continuada. Utilización de EPI's - Revisión del entorno
2. montaje y conexionado (Desmontaje de módulos conductores)	- Caídas desde altura - Riesgo eléctrico - Golpes y heridas - Atrapamientos - Caídas de objetos - Sobresfuerzos - Riesgos a terceros	- Ver punto 2 Capítulo II - Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente - Procedimiento de Descargos: Aplicar las 5 Reglas de Oro - Puesta a tierra de los conductores y señalización de ella - Utilización de EPI's - Control de maniobras y vigilancia continuada - Utilizar fajas de protección lumbar - Vigilancia continuada y señalización de riesgos
3. Pruebas y puesta en servicio (Mantenimiento, desconexión y protección en el caso de retirada o desmontaje de instalación)	- Ver Anexo	- Ver Anexo

Líneas DC y AC (Generador Fotovoltaico)

Actividad	Riesgo	Acción preventiva y protecciones
1. Acopio, carga y descarga (Recuperación de chatarras)	- Golpes - Heridas - Caídas de objetos - Atrapamientos - Ataques o sustos por animales	- Ver punto 2 Capítulo II - Mantenimiento equipos - Utilización de EPI's - Adecuación de las cargas - Control de maniobras Vigilancia continuada. - Utilización de EPI's - Revisión del entorno
2. Tendido de conductores (Desmontaje de conductores)	- Caídas desde altura - Riesgo eléctrico - Golpes y heridas - Atrapamientos - Caídas de objetos - Sobresfuerzos - Riesgos a terceros	- Ver punto 2 Capítulo II - Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente - Procedimiento de Descargos: Aplicar las 5 Reglas de Oro - Puesta a tierra de los conductores y señalización de ella - Utilización de EPI's - Control de maniobras y vigilancia continuada - Utilizar fajas de protección lumbar - Vigilancia continuada y señalización de riesgos
3. Pruebas y puesta en servicio (Mantenimiento, desconexión y protección en el caso de retirada o desmontaje de instalación)	- Ver Anexo	- Ver Anexo

Instalación/Retirada de Equipos de Medida en BT sin tensión

Riesgos y medios de protección para evitarlos o minimizarlos.

Actividad	Riesgo	Acción preventiva y protecciones
1. Acopio, carga y descarga	- Golpes - Cortes - Caídas de objetos - Caídas a nivel - Atrapamientos	- Ver punto 2 Capítulo II - Mantenimiento equipos - Utilización de EPI's - Adecuación de las cargas - Control e maniobras
2. Desconexión / Conexión de la instalación eléctrica y pruebas	- Contacto eléctrico directo e indirecto en BT. - Arco eléctrico en BT.	- Ver punto 2 Capítulo II - Utilización de EPI's - Coordinar con el Cliente los trabajos a realizar - Aplicar las 5 Reglas de Oro - Apantallar en caso de proximidad los elementos en tensión - 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
3. Montaje/Desmontaje	- Caídas al mismo nivel - Caídas a diferente nivel	- Ver punto 2 Capítulo II - Orden y limpieza

Instalación fotovoltaica conectada a red
de una mediana industria de Martos

	- Caídas de objetos - Golpes y cortes - Proyección de partículas - Riesgos a terceros - Sobreesfuerzos - Atrapamientos - Contacto eléctrico directo e indirecto en BT. - Arco eléctrico en BT. - Elementos candentes y quemaduras	- Utilización de equipos de protección individual y colectiva, según Normativa vigente - Utilización de EPI's - Vallado de seguridad, protección huecos, información sobre posibles conducciones - Utilizar fajas de protección lumbar - Control de maniobras y atención continuada - Apantallar en caso de proximidad los elementos en tensión - 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
--	---	--

6. PRESUPUESTO

A continuación, se detalla el presupuesto total en la *Tabla 18. Presupuesto por partidas.*

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO(€)	IMPORTE (€)
	CAPÍTULO 01-GENERADOR FOTOVOLTAICO			
01.01	Ud. Módulo fotovoltaico alto rendimiento 400 Wp			
	Módulo fotovoltaico Maxeon 3 con alta eficiencia 22,6%, PERC Monocristalino 3a generación 104 células de SunPower con latiguillos de cable de cobre de 4 mm ² de sección y conectores multicontact. Incluido transporte y totalmente instalado.	610	315,21	192278,1
01.02	Ud. Inversor trifásico de 110 kW.			
	Inversor trifásico de 110 kW para SFCR, Sunny TriPower Core 2 STP-110-60. Con 12 MPPs, bajo consumo en reposo, incorporación de funciones de monitorización y protección en DC y AC. Separación galvánica y desconexión automática e imposibilidad de funcionamiento en isla. Incluido transporte, instalación y puesta en marcha.	2	5215,5	10431
01.03	Ud. Monitorización			
	Power Plant Manager de SMA. Con arranque autónomo, reducción automática de la potencia activa, potencia reactiva constante y ajuste en función de las necesidades. Incluido transporte, instalación y puesta en marcha.	1	1500	1500
	Total Capítulo 01 Generador Fotovoltaico			204209,1
	CAPÍTULO 02-RED DC			
02.01	m. Conductor de cobre 1x16 mm2 para red DC			
	Suministro e instalación de conductor H1Z2Z2-K Cu 1,5/1,5kV, 1x16mm2. de cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 50618:2015. Temperatura máxima del conductor de 120 °C. Aislamiento y cubierta de compuesto reticulado libres de halógenos; no propagación de llama, baja emisión de humos; baja emisión de gases corrosivos. Resistentes a la intemperie: rayos UV, Ozono, absorción de agua. Condiciones de instalación al aire bajo tubo y enterrado, aislamiento clase II, de color negro para negativo y rojo para el positivo Totalmente montado, conexionado y probado.	698	2,8	1954,4
02.02	Ud. Conector paralelo Y			
	Conector de cable de panel solar Y-Branch MC4, adecuados para el sistema de PV. Compatible con cables fotovoltaicos con diferentes diámetros de aislamiento.	160	4,76	761,6

02.03	Ud.Sistema de puesta a tierra DC			
	Red de puesta a tierra, para masas metálicas y sistemas de protección frente a sobretensiones de los generadores fotovoltaicos, formada por 720 m de conductor de cobre desnudo de 4 mm ² . de sección para formación electrodo y conexión equipotencial, conductores de líneas de tierra, conductores de protección, materiales de conexión y fijación, totalmente instalado.	1	2200	2200
02.04	m. Canalización bandeja metálica perforada para cables DC			
	Suministro y montaje de bandeja perforada de 35x300 metálica galvanizada, para alojamiento y protección de conductores de conexión de cadenas fotovoltaicas, incluyendo soportes y fijaciones.	281	8	2248
	Total Capítulo 02 Red DC			7164
	CAPÍTULO 03-RED BAJA TENSIÓN AC			
03.01	m. Conductor de cobre 1x70 mm² conexión inversores cuadro			
	Suministro e instalación de conductor RZ1-K (AS) 0,6/1 kV, 1x75mm ² . de cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228. Temperatura máxima del conductor de 90 °C. Aislamiento y polietileno reticulado; no propagación de llama, baja emisión de humos; baja emisión de gases corrosivos. Totalmente montado, conexionado y probado.	3	8	24
03.02	m. Conductor de aluminio 1x240 mm² cuadro conexión CT			
	Suministro e instalación de conductor RZ1 (AS) 0,6/1 kV, 1x240 mm ² . de aluminio en canalizaciones de BT AC. Temperatura máxima del conductor de 90 °C. Aislamiento polietileno reticulado; no propagación de llama, baja emisión de humos; baja emisión de gases corrosivos. Totalmente montado, conexionado y probado.	210	3,8	798
03.03	Ud. Cuadro baja tensión conexión inversores Sala de inversores			
	Cuadro de protección de baja tensión AC conteniendo 2 interruptores magnetotérmicos de caja moldeada de 200 A, 4P, poder de corte 36 kA, con módulo de protección diferencial ajustado a 300 mA;. Armario homologado para contener estos equipos, completamente montado, conexionado y probado.	1	3500	3500

04.03	Ud. Cuadro baja tensión conexión inversores CT			
	Cuadro de protección de baja tensión AC conteniendo un interruptor magnetotérmico de caja moldeada de 400 A, 4P, poder de corte 50 kA;. Armario homologado para contener estos equipos, completamente montado, conexionado y probado.	1	2800	2800
05.03	m. Canalización subterránea AC-2			
	Canalización subterránea para corriente alterna, alimentación CT para instalación de 2 tubos rígidos de PVC de 225 mm de diámetro , con zanja de 60 cm de ancho y 107,5 cm de profundidad, incluyendo excavación de zanja, asiento con 5 cm de arena de río, montaje de 2 tubos de 225 mm de diámetro, relleno con 47 cm de arena de río, colocación de placa de protección, relleno con tierra procedente de excavación apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización, retirada y transporte a vertedero de los productos sobrantes de la excavación.	35	45	1575
06.03	Ud.Sistema de puesta a tierra AC			
	Red de puesta a tierra, para masas metálicas y sistemas de protección frente a sobretensiones en la red AC, formada por 53 m de conductor de cobre desnudo de 50 mm ² . de sección para formación electrodo y conexión equipotencial, conductores de líneas de tierra, conductores de protección, materiales de conexión y fijación, totalmente instalado.	1	950	950
07.03	Ud. Arqueta de registro canalizaciones AC			
	Construcción de arqueta de registro para canalizaciones subterráneas BT AC, de medidas interiores 80x80x150 cm, colocada sobre capa de arena de río de 10 cm, incluyendo: excavación y recibido de tubos, reposición, transporte de sobrantes a vertedero.	2	640	1280
	Total Capítulo 03 Red de Baja Tensión AC			10927

Tabla 18. Presupuesto por partidas

RESUMEN

1. Generador Fotovoltáico...= 204.209,1 € (91,9%)
2. Red DC.....= 7.164 € (3,2%)
3. Red de Baja Tensión AC = 10.927 € (4,9%)

TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL 222.300,1 €

10,4% Gastos generales.....23.206,27 €

7,5% Beneficio Industrial.....16.672,5 €

SUMA DE G.G. y B.I. 39.878,77€

21,00 % I.V.A.....55.057,57€

TOTAL PRESUPUESTO GENERAL 317.236,44 €

7. ESTUDIO ECONÓMICO

Este es uno de los apartados más importantes del proyecto, ya que, que la instalación fotovoltaica sea económicamente viable es uno de los objetivos del proyecto.

Se realizará un estudio económico sencillo de los primeros 25 años de la instalación, puesto que es el periodo que dura la garantía de los módulos fotovoltaicos.

Actualmente, debido al continuo cambio del marco normativo relativo a la tarificación y generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables, así como la difícil tarea de predecir la evolución del coste de la electricidad en el mercado, resulta sumamente complicado realizar un análisis económico con cierta precisión. Sin embargo, debido al carácter puramente académico del presente proyecto, se realizan las siguientes hipótesis simplificadoras para abordar este apartado:

- Se asume que la tarificación de la energía eléctrica generada no va a cambiar por la introducción de nueva normativa durante todo el periodo de la inversión, y en caso de sí ocurrir, se asume que será un cambio que únicamente beneficia al inversor.
- Se asume un precio de venta de la electricidad creciente siguiendo la tendencia de los últimos años, de valor inicial 140 €/MWh y con un crecimiento constante durante todo el periodo de inversión de un 1% anual. Dicho precio inicial ha sido obtenido según el barómetro energético de AEGE como la media del precio medio anual del año 2021 y 2022 y el incremento se trata de un incremento muy conservador mirando la evolución del precio de la electricidad anual según el OMIE.
- Se asume que el proyecto es realizado por una gran empresa que dispone de todo el capital por cuenta propia, no requiriendo pedir préstamos bancarios para afrontar el desembolso.
- Se asume que toda la inversión se paga de golpe y al inicio del año 0.
- Se asume una degradación lineal del 0,5% anual, proporcionado en las hojas de características del módulo fotovoltaico.

- Se asume un coste de mantenimiento anual del GFV constante y de valor 4000 €. Este coste asume el mantenimiento rutinario descrito en el apartado *Mantenimiento* y que por tanto no va a ocurrir ningún tipo de acontecimiento fortuito que dañe ningún elemento del GFV de forma significativa.
- Se asume un IPC del 1,5% para la actualización de precios de operación y mantenimiento.
- Se asume una vida útil de 25 años para la planta. Sin embargo, debido a las acciones de mantenimiento rutinarias establecidas para la planta y la calidad de los elementos empleados en la misma, se podría extender dicha vida útil sin ser una consideración descabelladamente idealista.

Finalmente, se decide utilizar métodos de valoración de inversión dinámicos, los cuales sí tienen en cuenta el momento en el que se produce la entrada o salida de capital. Los métodos a emplear son:

- Plazo de Recuperación con Descuento (DPBT).
- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Coste Normalizado de la Electricidad (LCOE)

Cabe destacar que se trata de métodos complementarios ya que cada uno de ellos contempla y trata con un aspecto diferente del problema de la inversión, pero que combinados dan una completa visión del problema.

7.1. Plazo de recuperación de descuento (DPBT)

Se trata de un método de estudio de inversión que representa el tiempo que se tarda en recuperar la inversión realizada teniendo en cuenta el momento en el que se producen las entradas y salidas de capital o también llamados “flujos de caja”. Este método requiere previamente definir una tasa de descuento, la cual representa el valor actual de un capital futuro. Su estimación resulta muy compleja, pero de forma simplificada debe de cubrir como mínimo el coste de oportunidad de no haberlo invertido por ejemplo en un depósito fijo o en bonos del estado. En este caso se asume una tasa de descuento del 4%.

$$FC_{Año} = \frac{\text{Ingresos} - \text{Gastos}}{(1 + d)^{Año}}$$

Ecuación 8. Flujo de caja en función del año

Año	Energía Generada (KWh/año)	Precio de la Electricidad (€/KWh)	Ahorro Total(€)	Gastos(€)	Flujo de Caja(€)	Flujo de Caja Acumulado(€)
0					-317236,44	-317.236,44 €
1	397575,82	0,1400	67609,97	4000,00	61163,43	-256.073,01 €
2	395587,94	0,1414	67382,09	4060,00	58544,83	-197.528,18 €
3	393600,06	0,1428	67153,02	4120,90	56035,33	-141.492,85 €
4	391628,75	0,1442	66924,86	4182,71	53632,25	-87.860,60 €
5	389657,43	0,1457	66696,37	4245,45	51330,10	-36.530,50 €
6	387702,69	0,1471	66468,3	4309,14	49125,29	12.594,79 €
7	385764,5	0,1486	66241,86	4373,77	47014,66	59.609,45 €
8	383826,32	0,1501	66014,13	4439,38	44992,07	104.601,52 €
9	381921,27	0,1516	65789,69	4505,97	43057,13	147.658,65 €
10	380016,22	0,1531	65564,48	4573,56	41203,28	188.861,93 €
11	378111,17	0,1546	65338,29	4642,16	39427,05	228.288,97 €
12	376206,12	0,1562	65111,81	4711,80	37725,67	266.014,64 €
13	374334,2	0,1578	64887,98	4782,47	36097,81	302.112,45 €
14	372462,28	0,1593	64662,01	4854,21	34537,51	336.649,97 €
15	370606,93	0,1609	64437,6	4927,02	33044,11	369.694,08 €
16	368751,57	0,1625	64212,03	5000,93	31613,29	401.307,37 €
17	366896,22	0,1642	63986,17	5075,94	30242,93	431.550,31 €
18	365074	0,1658	63762,87	5152,08	28931,93	460.482,24 €
19	363235,21	0,1675	63537,09	5229,36	27675,32	488.157,56 €
20	361429,55	0,1691	63313,49	5307,80	26473,04	514.630,60 €
21	359623,89	0,1708	63089,43	5387,42	25321,58	539.952,18 €
22	357818,24	0,1725	62864,09	5468,23	24218,49	564.170,67 €
23	356095,41	0,1743	62649,01	5550,25	23166,47	587.337,14 €
24	354256,62	0,1760	62417,12	5633,51	22152,51	609.489,65 €
25	352484,09	0,1778	62193,71	5718,01	21184,98	630.674,63 €

Tabla 19. Flujo de caja anual

La ecuación que permite el cálculo del DPBT es la siguiente:

$$DPBT \Rightarrow \sum_{i=1}^{DPBT} \frac{Q_i}{((1+d)^i)} = A$$

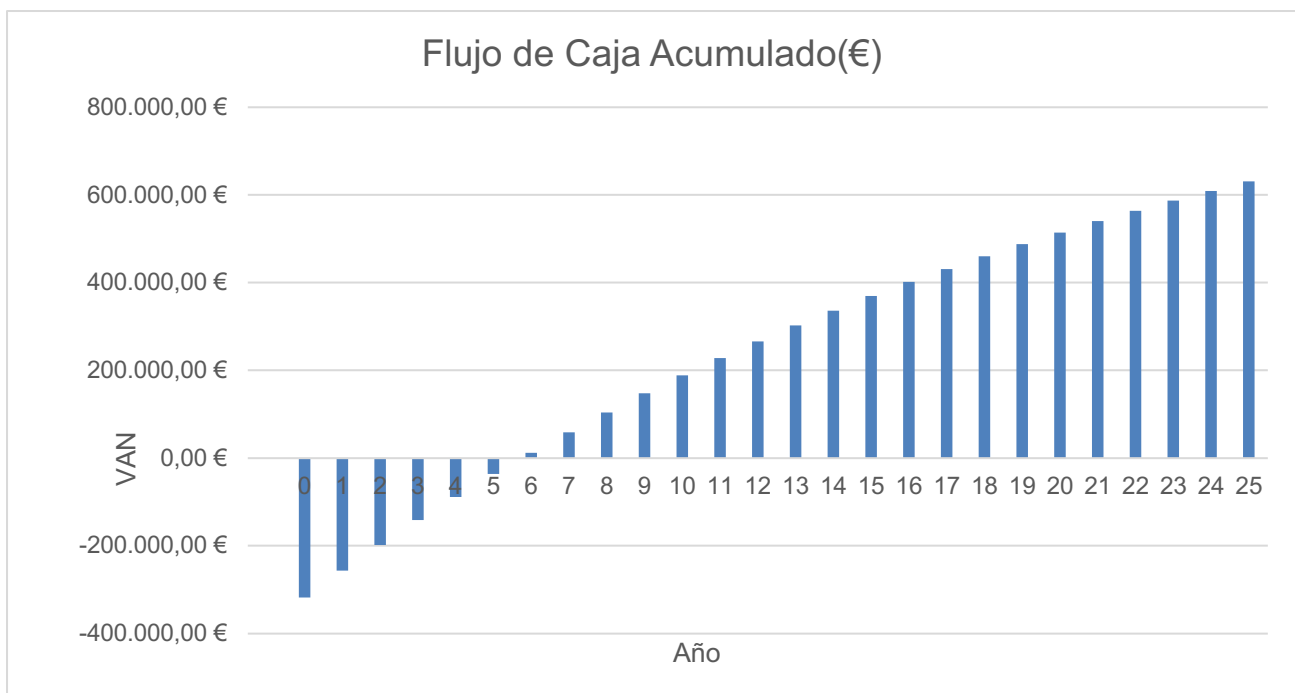
$$DPBT = a + \frac{I_0 - b}{F_t}$$

Ecuación 9. Ecuaciones DPBT

Siendo:

- a= Año inmediatamente anterior a recuperar la inversión.
- I_0 = Valor de la inversión inicial del proyecto.
- b= Suma de los flujos de caja al final del año a.
- F_t = Valor del flujo de caja del año en el que se recupera la inversión.

$$DPBT = 5 + \frac{36530,5}{49125,29} = 5,74 \text{ años}$$



Cuando VAN = 0 se recupera la inversión

7.2. Valor Actual Neto (VAN)

El método del Valor Actual Neto es hoy en día uno de los métodos más aceptados para el análisis de inversiones. Consiste en la suma de todos los flujos de caja netos esperados del proyecto, actualizados al presente mediante la tasa de descuento, restando el coste de la inversión inicial. Si el valor sale positivo quiere decir que la inversión es rentable, siendo más rentable cuanto más alto es dicho valor. Lógicamente, por el contrario, si el valor sale negativo implica que la inversión no es rentable. En caso de que salga un valor nulo, implica que la inversión es igual de rentable que colocar todo ese capital en el mercado con un interés semejante a la tasa de descuento utilizada.

La expresión que permite el cálculo del VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_1^n \frac{\text{Ingreso}}{(1 + d)^n}$$

Ecuación 10. Ecuación VAN

Siendo n el número de períodos (25 años).

La particularización de la *Ecuación 12. Ecuación VAN* coincide justamente con la última columna de la *Tabla 19. Flujo de caja anual*, siendo el valor buscado el último de ellos:

$$VAN = 630.674,63 \text{ €}$$

7.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)

El método de la Tasa Interna de Retorno hace referencia a la tasa de descuento que hace nulo el Valor Actual Neto. Es decir, para que el método de análisis TIR recomiende realizar la inversión, su valor ha de ser superior a la tasa de descuento utilizada.

Por tanto, la ecuación que permite su cálculo es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Ecuación 11. Ecuación TIR

$$TIR = 14,78\%$$

En el caso de este proyecto, el TIR tiene un valor de 14,78%, que es mayor que la tasa de descuento (4%), por lo que esta instalación es rentable.

7.4. Coste Normalizado de la Electricidad (LCOE)

Es el valor neto actual del costo unitario de la electricidad durante la vida útil de un activo generador. Considera los costos distribuidos durante la vida útil del proyecto, proporcionando una imagen financiera altamente precisa que los operadores del sistema prefieren sobre el cálculo simple de costo por vatio que se usa a menudo en la industria.

$$LCOE = \frac{CVU_{FV}}{\sum_{n=1}^N \frac{E_{FVn} (1 - r_d)^n}{(1 + d)^n}}$$

Ecuación 12. Ecuación LCOE

$$LCOE = \frac{630.674,63 \text{ €}}{9364666,6 \text{ KWh}} = 0,067 \text{ €/KWh}$$

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] ENDEF Solar Solutions. Tipos de paneles solares. Energía solar para principiantes. <https://endef.com/tipos-de-paneles-solares/>
- [2] Componentes de una instalación de placas solares. <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/componentes>
- [3] Energía solar fotovoltaica: panorama mundial. Ignacio Mártel. 25/11/2019. <https://blogs.cdecomunicacion.es/ignacio/2019/11/25/energia-fotovoltaica-panorama-mundial/>
- [4] Legislación fotovoltaica en España (2021). Alberto Soria. 10/5/2021. <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>
- [5] Normativa sobre placas solares: compensación y trámites. 19/04/2021. <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/normativa#:~:text=de%20placas%20solares-.Real%20Decreto%20RD%20244%2F2019,la%20producci%C3%B3n%20de%20energ%C3%ADa%20solar.&text=Se%20eliminan%20las%20tasas%20en%20la%20generaci%C3%B3n%20fotovoltaica.&text=Desde%20la%20aplicaci%C3%B3n%20del%20RD,en%20la%20instalaci%C3%B3n%20de%20potencia>
- [6] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- [7] RD 1663/2000. <https://www.boe.es/boe/dias/2000/09/30/pdfs/A33511-33515.pdf>
- [8] Economipedia. Valor actual neto (VAN). <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>
- [9] Economipedia. Tasa interna de retorno (TIR). <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

- [10] Objetivos de desarrollo sostenible.
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [11] Google Earth. <https://www.google.com/intl/es/earth/>
- [12] Presentación Cursolar
http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/07_modelos/02_sfcr/01_basico/7_sfcr_06.htm
- [13] PV Magazine <https://www.pv-magazine.es/2020/04/02/5-pasos-para-asegurar-la-bancabilidad-de-modulos-fotovoltaicos/>
- [14] UNE-EN 506182015 <https://es.slideshare.net/ssusere22093/uneen-506182015-cables-elctricos-sistemas-fotovoltaicospdf>
- [15] Líneas de Baja Tensión
<http://endrino.pntic.mec.es/jhem0027/lineas/lineasbt/lineasbt.htm>
- [16] AEGE <https://www.aege.es/barometro-energetico-espana/>
- [17] OMIE <https://www.omie.es/>