



Diseño de una planta fotovoltaica y su análisis de viabilidad

**UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID
ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y DISEÑO
ÁREA INGENIERÍA INDUSTRIAL**

CURSO ACADÉMICO 2021-2022



UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID
ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y DISEÑO
ÁREA INGENIERÍA INDUSTRIAL

MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER
Diseño de una planta fotovoltaica y su
análisis de viabilidad

Alumno: D. José Antonio Álvarez Saavedra
Director: D. Esteban Domínguez González-Seco

JULIO 2022

TÍTULO: Diseño de una planta fotovoltaica y su análisis de viabilidad

AUTOR: José Antonio Álvarez Saavedra

DIRECTOR DEL PROYECTO: Esteban Domínguez González-Seco

FECHA: 07 de JULIO de 2022

RESUMEN

En este presente documento se detalla el diseño de una planta fotovoltaica de 3,41 MWp proporcionada por 456 seguidores de un solo eje, donde van instalados más de 10000 paneles fotovoltaicos.

El proyecto tiene su desarrollo en el municipio de Carmona, situado en la provincia de Sevilla. Se escoge esta ubicación por la tenencia de una parcela con las características propias de este tipo de instalaciones, por lo que parece propicio el desarrollo del mismo.

Todas las decisiones que se toman en el proyecto para su ejecución están debidamente justificadas en cada uno de sus apartados.

Una vez realizado todo el diseño de la instalación y el cálculo eléctrico necesario, se procede en el documento a realizar el análisis económico y la viabilidad de acometer la inversión. Este análisis arroja unos datos positivos como pueden ser un Valor Actual Neto cercano a los 5 millones de euros y una TIR del más del 10 %.

Se concluye el documento con una serie de propuestas para futuros proyectos y un comentario acerca del desarrollo de este escrito.

Palabras clave: instalación, fotovoltaica, producción energética, inversores, rentabilidad

ABSTRACT

This document details the design of a 3.41 MWp photovoltaic plant provided by 456 single-axis trackers, where more than 10,000 photovoltaic panels are installed.

The project is located in the municipality of Carmona, in the province of Seville. This location was chosen because it has a plot of land with the characteristics required for this type of installation, which makes it ideal for the development of the project.

All the decisions taken in the project for its execution are duly justified in each of its sections.

Once the entire design of the installation and the necessary electrical calculations have been carried out, the document proceeds to carry out an economic analysis and the viability of undertaking the investment. This analysis yields positive data such as a Net Present Value of close to 5 million euros and an IRR of more than 10%.

The document concludes with a series of proposals for future projects and a commentary on the development of this document.

Key words: installation, photovoltaic, energy production, inverters, cost-effectiveness

Índice

RESUMEN	4
ABSTRACT	4
Capítulo 1. INTRODUCCIÓN	11
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	11
1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO	12
1.3 Motivación y justificación	13
1.4 Alcance	14
1.5 Organización del proyecto	14
Capítulo 2. Memoria descriptiva	15
2.1 Criterios de diseño	15
2.1.1 Criterios Generales	15
2.1.2 Criterios eléctricos	16
2.2 Descripción de la planta fotovoltaica	16
2.2.1 Descripción de las características generales	16
2.2.2 Módulos fotovoltaicos	17
2.2.3 Seguidores de un solo eje N-S	19
2.2.4 Inversores	22
2.2.5 Cajas de agrupación	23
2.2.6 Transformador	23
2.2.7 Cableado	24
2.2.8 Protecciones	25
2.2.9 Sistema de monitorización	26
Capítulo 3. Análisis y simulación de la producción de energía	27
3.1 PVGIS	27
3.2 PVsyst	31
3.2.1 Datos iniciales de la simulación	31

3.2.2	Análisis de las pérdidas detalladas.....	32
3.2.3	Análisis de la producción energética detallada	36
Capítulo 4.	Cálculos específicos	42
4.1	Cálculos básicos de la instalación	42
4.2	Cálculos de baja tensión	44
4.2.1	Distribución de paneles.....	44
4.2.2	Cableado en baja tensión	46
Capítulo 5.	Presupuesto	55
Capítulo 6.	Estudio económico y viabilidad del proyecto	57
6.1	Levelized cost of electricity (LCOE)	57
6.2	Precio de venta de la energía.....	58
6.3	Cuenta de Pérdidas y Ganancias	58
6.4	Análisis Financiero	61
6.4.1	Valor Actual Neto (VAN).....	61
6.4.2	Tasa interna de rentabilidad (TIR)	61
6.4.3	Pay Back (PB)	62
Capítulo 7.	Conclusiones	63

Índice de Figuras

Figura 1. Gráfico de la previsión de inversión en energía renovable. Fuente: Red Eléctrica de España (REE)	12
Figura 2. Gráfica sobre la evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada en España hasta 2022. Fuente: Red Eléctrica de España (REE)	13
Figura 3. Gráfico sobre la evolución del porcentaje de la energía solar generada en España hasta 2022. Fuente: Red Eléctrica de España (REE)	13
Figura 4. Grafico para el cálculo de la distancia entre seguidores. Fuente: Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE)	15
Figura 5. Situación geográfica de la planta fotovoltaica. Fuente: Sede catastral del gobierno de España	17
Figura 6. Extracto de la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos. Fuente: JINKO SOLAR	18
Figura 7. Extracto 2 de la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos. Fuente: JINKO SOLAR	18
Figura 8. Extracto ficha técnica Seguidor eje N-S. Fuente: DEGER	19
Figura 9. Extracto 2 ficha técnica seguidor eje N-S. Fuente: DEGER.....	20
Figura 10. Extracto 3 ficha técnica seguidor eje N-S. Fuente: DEGER.....	20
Figura 11. Extracto 4 ficha técnica seguidor eje N-S. Fuente: DEGER.....	21
Figura 12. Extracto ficha técnica inversor. Fuente: HUAWEI	22
Figura 13. Extracto 2 ficha técnica inversor. Fuente: HUAWEI.....	23
Figura 14. Simulación de la producción energética mensual con PVGIS. Fuente: PVGIS.....	27
Figura 15. Simulación de la irradiación mensual con PVGIS. Fuente: PVGIS.....	28
Figura 16. Perfil de horizonte en la simulación de la producción energética. Fuente: PVGIS.....	29
Figura 17. Características principales de los equipos. Fuente: PVsyst.....	31
Figura 18. Degradación de la planta. Fuente: PVsyst.....	32
Figura 19. Garantía de los módulos. Fuente: PVsyst	32
Figura 20. Pérdidas por indisponibilidad del sistema. Fuente: PVsyst.....	33
Figura 21. Factor de pérdida por suciedad anual. Fuente: PVsyst.....	34
Figura 22. Calidad del módulo. Fuente: PVsyst	34
Figura 23. Degradación inducida por luz. Fuente: PVsyst	34
Figura 24. Pérdidas por desajuste del módulo. Fuente: PVsyst	34
Figura 25. Diagrama de pérdidas totales del sistema. Fuente: PVsyst	35
Figura 26. Producción normalizada diaria. Fuente: PVsyst	37
Figura 27. Producción normalizada. Fuente: PVsyst.....	38
Figura 28. Proporción de rendimiento. Fuente: PVsyst	39

Figura 29. Energía incidente en el sistema. Fuente: PVSyst	40
Figura 30. Gráfico sobre las dimensiones del seguidor. Fuente: DEGER	42
Figura 31. Pay Back. Fuente: Elaboración propia	62

Índice de Tablas

Tabla 1. Características del transformador. Fuente: Proveedores y Materiales Reunidos SL.....	24
Tabla 2. Resumen de las características y resultados de la simulación. Fuente: PVGIS	30
Tabla 3. Resultados generales de la producción. Fuente PVsyst.....	41
Tabla 4. Tabla resumen características de la planta. Fuente: Elaboración propia	43
Tabla 5. Resumen características de los módulos. Fuente: Elaboración propia	44
Tabla 6. Resumen características de los inversores. Fuente: Elaboración propia	44
Tabla 7. Características físicas del cableado en corriente continua. Fuente: Prysmian Group ...	47
Tabla 8. Factor de reducción por temperaturas. Fuente: UNE-EN 50618:2015.....	48
Tabla 9. Factor de reducción por agrupación. Fuente: UNE HD 60364-5-52	48
Tabla 10. Resultados cálculo de secciones del cableado. Fuente: Elaboración propia.....	50
Tabla 11. Propiedades físicas cableado AC. Fuente: Prysmian Group	50
Tabla 12. Criterio corriente máxima. Fuente: Elaboración propia	51
Tabla 13. Resultados cálculo de secciones del cableado. Fuente: Elaboración propia.....	52
Tabla 14. Criterio corriente máxima 2. Fuente: Elaboración propia.....	52
Tabla 15. Presupuesto. Fuente: Elaboración propia	55

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido a la alta demanda energética que va requiriendo la sociedad en los tiempos actuales, el crecimiento de las inversiones en las energías renovables va en constante crecimiento.

Desde Europa se insta a los países en invertir en sistemas de energías sostenibles y una de las mayores fuentes de la misma que tenemos en nuestro país es el sol. La cantidad de políticas internacionales y las metas propuestas desde el consejo europeo, como el Objetivo 2030 propuesto desde la unión europea para conseguir una política modernizada y competitiva, donde se pretende conseguir una economía climáticamente neutra, hacen que este tipo de trabajos se encuentren a la orden del día.

Algunos de los objetivos marcados para 2030 por parte de Europa son:

- Disminución de, al menos, un 40% los gases de efecto invernadero.
- Aumento en un 32% la generación proveniente de energías renovables.
- Mejora de un 32.5% de la eficiencia energética.

Tenemos en mente la fecha más cercana a ese Objetivo 2030, pero la hoja de ruta marcada por la Comisión Europea hacia una nueva economía sostenible baja en emisiones de carbono, donde se deberán reducir en un 80% la emisión de gases de efecto invernadero con respecto al año 1990, nos habla del Objetivo 2050.

Las metas marcadas por el Objetivo 2050 son exigentes y de difícil cumplimiento. Las energías renovables marcan un claro papel fundamental para conseguirlos, siendo la principal herramienta de los gobiernos para llegar a tales términos.

Otro punto de vista para poner en marcha este proyecto, el cual se estudiará en la viabilidad económica, es el hecho de la subida de precios en el mercado de la luz. Debido a los acontecimientos acaecidos en el mundo los últimos 5 años, el precio de la energía se está disparando. Esto hace que muchas empresas enfoquen sus inversiones a este tipo de mercados.

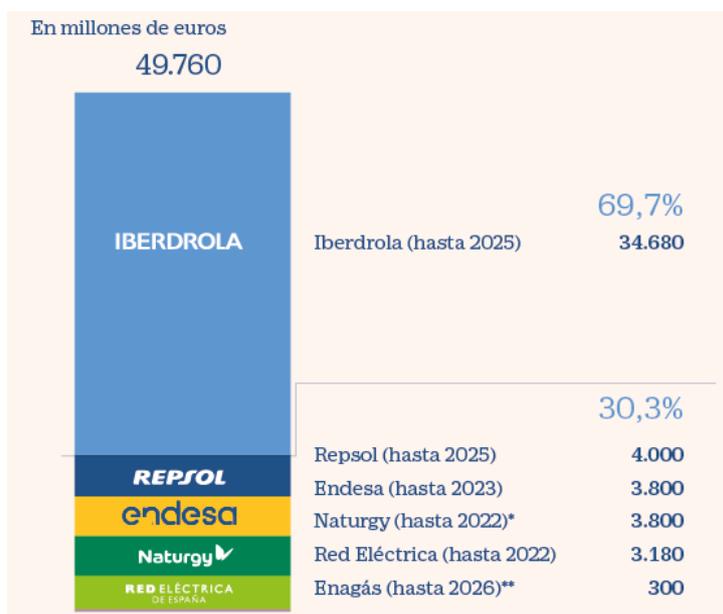


Figura 1. Gráfico de la previsión de inversión en energía renovable. Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

En la imagen superior podemos encontrar las inversiones en energías renovables, en millones de euros, de las principales empresas energéticas en España. Vemos la tendencia hasta 2025 de seguir aumentando el gasto en inversiones renovables, por lo que realizar un proyecto de este tipo podría resultar una buena inversión.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo del presente proyecto es el diseño de una planta fotovoltaica, que podrá ser construida en la localidad de Carmona, situada en la provincia de Sevilla. El proyecto abarca el diseño y estudio técnico de todo lo necesario para realizar dicha planta, contendrá un estudio sobre la producción de la misma y, finalmente, abarcará un estudio financiero para contemplar la viabilidad económica de la misma.

1.3 Motivación y justificación

La inversión en energía solar fotovoltaica está en pleno auge. Desde finales de 2018 hay un incremento del porcentaje de generación en nuestro mix energético y de la capacidad instalada en España.

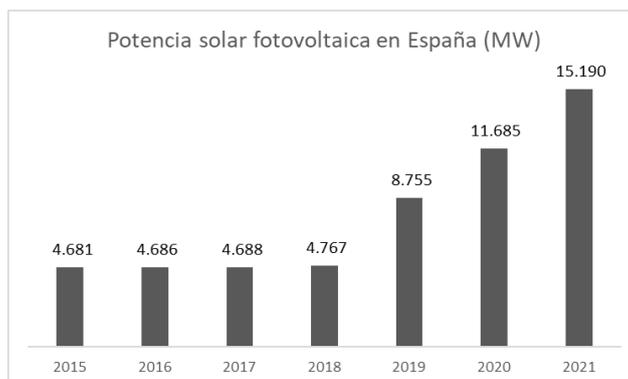


Figura 2. Gráfico sobre la evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada en España hasta 2022. Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

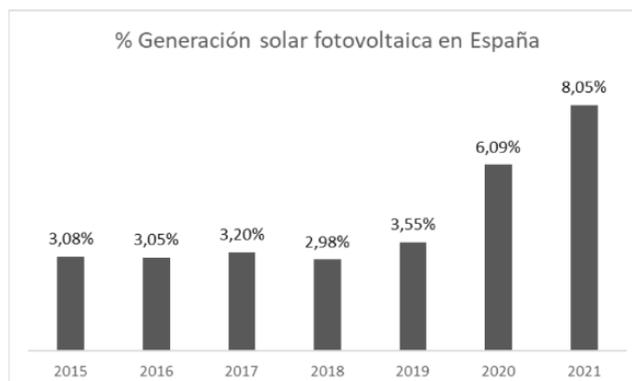


Figura 3. Gráfico sobre la evolución del porcentaje de la energía solar generada en España hasta 2022. Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

Vemos claramente como desde la anulación del impuesto al sol en 2018 la capacidad de potencia solar fotovoltaica está en constante crecimiento, así como su aportación de generación en este mix energético.

Es más que evidente que el sector energético está apostando fuerte por la sustitución de los combustibles fósiles hacia energías renovables, y entre estas fuentes de energía, la potencia solar fotovoltaica parece jugar un papel fundamental en esta transición.

Por lo tanto, la motivación para este proyecto no es otra que la de realizar un proyecto acorde a las necesidades de la sociedad, aportando para la transición energética, el abaratamiento de la energía y aumentar la cuota de fuentes libres de emisiones.

1.4 Alcance

Partimos de una parcela situada en la localidad de Carmona, situada en la provincia de Sevilla, la cual se encuentra en desuso y la que existe la posibilidad de destinarla a otras actividades no relacionadas con la agricultura, fuente de la economía de dicha zona.

Se realizará el diseño de la planta en función del espacio disponible en la parcela, atendiendo todas las necesidades de una instalación de estas características y a las normativas aplicables a la misma.

1.5 Organización del proyecto

El presente documento empieza con una breve introducción y antecedentes de la realización del mismo. Continúa con el pliego de condiciones técnicas, donde se detallan todas las elecciones realizadas en el mismo. Continúa con los cálculos justificativos, con una simulación de la producción de energía y un estudio económico sobre la viabilidad financiera de la planta. Se incluye en los Anexos los planos realizados, los cálculos justificativos y las fichas técnicas de los equipos que se utilizan.

Capítulo 2. Memoria descriptiva

En este apartado se detallan los elementos de la planta fotovoltaica, objeto de diseño en el presente documento

2.1 Criterios de diseño

2.1.1 Criterios Generales

Se han tenido en cuenta distintos criterios a la hora de diseñar la planta fotovoltaica y desarrollar este proyecto.

La primera idea a la hora de plantear la instalación ha sido que pueda ser operada de manera automática, con la menor intervención posible por parte de terceras personas. Será necesaria su intervención para la realización de los mantenimientos preventivos, correctivos y la limpieza general de los módulos.

Otro criterio a seguir a la hora de realizar el lay out ha sido dejar el espacio necesario entre las filas de los seguidores, haciendo uso del esquema que viene a continuación para minimizar el impacto de las sombras proyectadas por las placas. Se ha utilizado el criterio dado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético, de ahora en adelante IDAE. La distancia entre las filas de seguidores será de 8 metros.

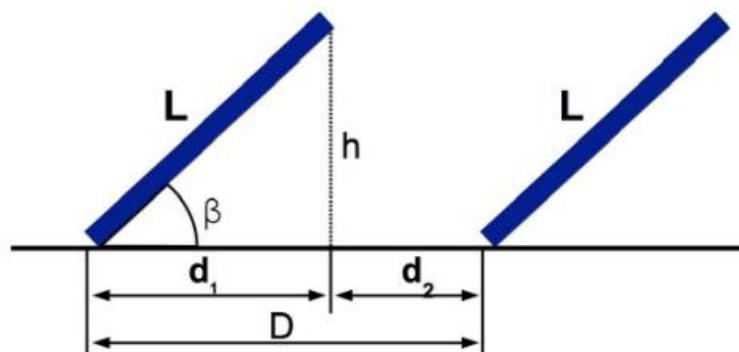


Figura 4. Grafico para el cálculo de la distancia entre seguidores. Fuente: Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE)

2.1.2 Criterios eléctricos

Como criterios generales se han diseñado todo el cableado de baja tensión con el aislamiento correcto para su tensión en funcionamiento, teniendo en cuenta todos los criterios señalados por el Real Decreto 842/2002, 2 de agosto, por el que se aprueba Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT)

Añadir que todos los circuitos se diseñan para que las pérdidas máx. sean inferiores a 1.5% en condiciones estándar, de ahora en adelante STC. En cualquier situación se diseñan los cables para que soporten un 125% de la intensidad máxima de servicio. Mencionar por último que todo el cableado estará debidamente aislado, siendo el mismo dimensionado adecuadamente al voltaje de la red eléctrica.

A continuación se enumeran distintas normativas consultadas para el diseño de la planta:

- UNE-IEC 60364-7-713: 2015 Instalaciones eléctricas de baja tensión.
- UNE-EN IEC 60076-11:2021 Transformadores de potencia
- UNE-EN IEC 62271-200:2021 Aparata de alta tensión
- EN 50521:2010/A1:2013 Conectores para sistemas fotovoltaicos
- UNE-EN IEC 62446-2:2020 Sistemas fotovoltaicos conectados a red
-

2.2 Descripción de la planta fotovoltaica

2.2.1 Descripción de las características generales

El presente documento detalla el diseño de una planta fotovoltaica en suelo, con una potencia pico de 3,41 MWp. Se compondrá de 10.032 módulos fotovoltaicos de 340 Wp cada uno, montados sobre seguidores de un eje N-S con 22 módulos cada uno. El número de seguidores será de 456, los cuales formarán el mismo número de strings, los cuales irán gestionados por 29 inversores.

La energía generada por la planta fotovoltaica será elevada a media tensión, 30 kV, por un conjunto de centro de seccionamiento y transformador situado en la misma finca.

La instalación transportará la energía a través de una línea de media tensión soterrada hacia la subestación situada en las afueras del municipio de Carmona, a partir de la cual se realizará la elevación a los 400 kV de alta tensión necesaria para su transporte en las líneas gestionadas por Red Eléctrica de España, de ahora en adelante REE.

El diseño de la planta se ha realizado intentando maximizar el espacio disponible en el terreno. La finca donde se desarrollará la actividad está situada en el municipio de Carmona, en la

provincia de Sevilla, con una altitud de 253 metros sobre el nivel del mar y una ubicación 37°28'16" N, 5°38'32" W.

La referencia catastral de la finca es 41024A09400106000KT:



Figura 5. Situación geográfica de la planta fotovoltaica. Fuente: Sede catastral del gobierno de España

El terreno cuenta con una superficie gráfica de 65.092 m², una finca dedicada anteriormente al cultivo.

2.2.2 Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico escogido para la planta es el fabricado por la marca Jinko Solar, más en concreto el modelo Eagle 72P 340Wp poli cristalino.

Se ha escogido dicho módulo porque se ha previsto que con las dimensiones disponibles para la ejecución del proyecto, no compensa el precio de aumentar la potencia pico de los módulos con la rentabilidad que se obtendría de generar algo más de energía.

A continuación un extracto de la ficha técnica del módulo con las principales características:

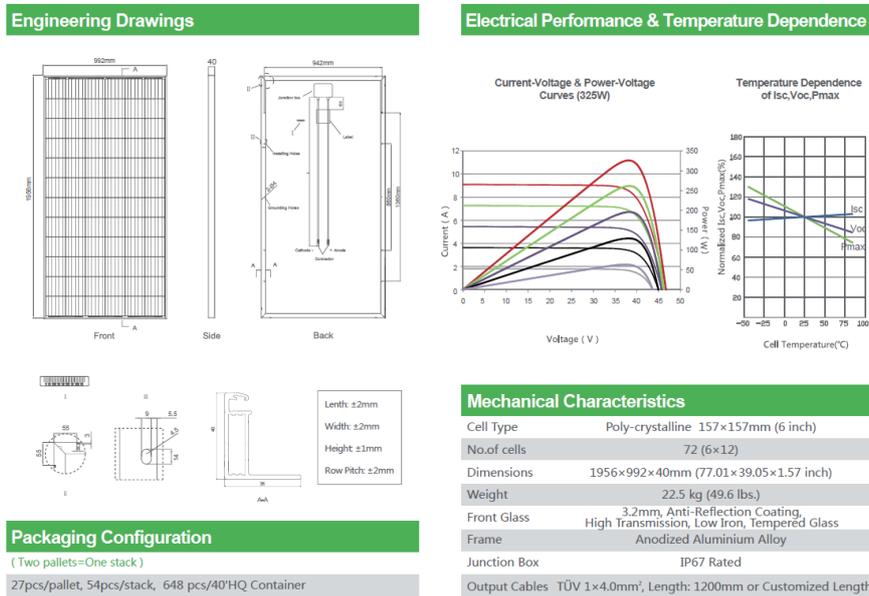


Figura 6. Extracto de la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos. Fuente: JINKO SOLAR

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72		JKM340PP-72	
	JKM320PP-72-V	JKM325PP-72-V	JKM325PP-72-V	JKM325PP-72-V	JKM330PP-72-V	JKM330PP-72-V	JKM335PP-72-V	JKM335PP-72-V	JKM340PP-72-V	JKM340PP-72-V
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	237Wp	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp	335Wp	249Wp	340Wp	253Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.83A	8.66A	6.89A	8.74A	6.94A	8.82A	6.99A	8.91A	7.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.0V	46.7V	43.3V	46.9V	43.6V	47.2V	43.8V	47.5V	44.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.35A	9.10A	7.40A	9.14A	7.45A	9.18A	7.52A	9.22A	7.98A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.38%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

Figura 7. Extracto 2 de la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos. Fuente: JINKO SOLAR

En la ficha técnica se encuentran definidas las características más importantes a tener en cuenta sobre los módulos, como su potencia pico, su intensidad de cortocircuito, el voltaje máximo de aislamiento o sus temperaturas de funcionamiento.

2.2.3 Seguidores de un solo eje N-S

En primer lugar, se escogen seguidores de un solo eje debido a las características del terreno. Como el espacio disponible no es demasiado extenso, no compensa realizar una inversión mucho más grande en seguidores totales y todo lo que conlleva este cambio.

Los seguidores escogidos son de la marca alemana DEGER, más concretamente se ha escogido el modelo DEGER S100-CF-DR. Las características principales de los seguidores se detallan a continuación en una extracción de su ficha técnica:

BASIC DATA

Nominal output (depending on module)	11,000 - 14,300 Wp DC
Tracking type	1-axis
Module surface approx.(max.)	71,68 m ²
Max. module surface (W x H)	2 x 11,20 m x 3,2 m
72-cell Standard Module (max.)	44
Elevation angle	0°
Approvals	CE, UL

STRUCTURE

Materials	Hot-Dip Galvanized Steel, Aluminum, Synthetics
Galvanization	EN ISO 1461 or comparable
Bond-Type	Bolted Connection, No Welding On Site
Certified statics	Yes
Weight (without mast/aluminum)	Project Specific

Figura 8. Extracto ficha técnica Seguidor eje N-S. Fuente: DEGER

DRIVE

Principle	Maintenance Free Rotary Drive
East-West angle (with snow)	+50° / -70°
East-West angle (without snow)	+/- 55°
Spin speed	18°/min.
Sound level (without load)	At A Distance Of 10 Meters: 20-40 Db(A)
Protection class	IP 67

ELECTRONICS & CONTROL

Operating voltage	100 – 240V AC / 100 - 380V DC / 50 – 60 Hz
Rated input current	2,3 A
Control	MLD-Technology
Protection class	IP 67

Figura 9. Extracto 2 ficha técnica seguidor eje N-S. Fuente: DEGER

POWER CONSUMPTION (APPROX)

Control mode	1 W
With running actuator	50 W – 240 W
Internal consumption per year	5 kWh

POWER OUTPUT

Output voltage	24 V DC
Output current (max.)	10 A

CLIMATIC CONDITIONS

Installation over sea level	max. 2000 m
Permissible ambient temperature	-20°C – +50°C
Humidity range	5% – 95%
Permitted wind speed	up to 110 km/h ⁽²⁾

Figura 10. Extracto 3 ficha técnica seguidor eje N-S. Fuente: DEGER

GROUND CONDITIONS

Max. ground inclination East-West	10°
Max. ground inclination North-South	10° ⁽³⁾
Subsoil requirements	soil survey necessary

PILE DRIVING FLEXIBILITY

Ramming accuracy related to axis	max. +/- 25 mm
Axis twist angle	max. +/- 5°
Ramming accuracy in height	max. +/- 10 mm

Figura 11. Extracto 4 ficha técnica seguidor eje N-S. Fuente: DEGER

Se escogen estos seguidores dada las recomendaciones de proveedores, por las características que presentan y por la relación calidad/precio que tienen.

Aunque es cierto que este tipo de estructuras requieren una inversión inicial más alta que si instalásemos los módulos en unas estructuras con orientación e inclinación fijas, se estima que el incremento en la generación de energía sea lo suficientemente alto como para compensar dicho desembolso.

2.2.4 Inversores

El papel de los inversores en toda instalación fotovoltaica es fundamental, ya que su papel principal es el de convertir la energía producida por los módulos en corriente continua a corriente alterna.

En nuestro caso se ha decidido usar los inversores del fabricante HUAWEI, más concretamente el modelo HUAWEI SUN200-185KTL-H1, ya que son uno de los modelos que más demanda tienen actualmente en el mercado. Su precio se ve justificado por la cantidad de entradas que nos ofrece, por lo que al final la inversión final en estos será prácticamente igual que si eligiéramos otros más económicos.

A continuación un extracto de las características principales de la ficha técnica de los inversores:

General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

Figura 12. Extracto ficha técnica inversor. Fuente: HUAWEI

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 160,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 115.5 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Figura 13. Extracto 2 ficha técnica inversor. Fuente: HUAWEI

2.2.5 Cajas de agrupación

Las cajas de agrupación son elementos que se posicionan en la instalación fotovoltaica a los cuales se les conectan en paralelo una cantidad determinada de strings para crear un único circuito de salida.

En nuestro proyecto está previsto la instalación de 2 tipos de cajas de agrupación. Tendremos las cajas de nivel I, instaladas a las salidas de los inversores. Más adelante se especifican las protecciones de la instalación, pero cabe destacar que estas cajas, al ir situadas a la intemperie, deberán poseer IP65. Aparte, llevarán protecciones fusibles y protecciones contra sobretensiones causadas por descargas naturales, instalándose descargadores conectados a tierra.

El segundo tipo de caja de agrupación serán las de nivel II, situadas al lado del transformador, el cuál recogerán las salidas de las cajas de agrupación de nivel I.

2.2.6 Transformador

El transformador forma parte de los equipos fundamentales para el funcionamiento de la instalación. Su trabajo consiste en elevar la tensión desde la baja, generada por los módulos, hacia media tensión para poder transportar la energía de forma más eficaz

En el caso de nuestro proyecto, se ha decidido la instalación de un transformador con las siguientes características:

Parámetro	Valor
Relación de transformación	0,8/30 kV
Tipo	Sumergido en aceite
Conexión	DYn11
Potencia	4000 kVA
Impedancia de CC	4-7%
Pérdidas en carga	<1,2%
Pérdidas en vacío	<0,2%

Tabla 1. Características del transformador. Fuente: Proveedores y Materiales Reunidos SL

2.2.7 Cableado

Por simplicidad y por las características del proyecto, se ha usado el mismo proveedor de material eléctrico. El cableado ha sido calculado y dimensionado para asegurar el correcto funcionamiento de la planta y la generación de energía.

Los conductores serán de cobre, teniendo la sección necesaria para evitar caídas de tensión inferiores al 1,5% y sobrecalentamientos.

La longitud de los cables será la necesaria para evitar esfuerzos generados por los diversos elementos que pueden entrar en contacto con la planta, evitando enredamientos y eliminando la posibilidad de engancharse al personal de tránsito y vehículos.

El cableado en corriente continua será adecuado para su instalación en exteriores, cumpliendo la normativa UNE 21123, así como la necesidad de tener doble aislamiento siguiendo la misma normativa.

2.2.7.1 Cableado baja tensión en corriente continua

El cable escogido para realizar el cableado de la parte de la instalación en corriente continua es el modelo EXZHELLENT Class SOLAR H1Z2Z2-K libre de halógenos, de cobre clase 5 según la UNE-EN-60228. Se escoge este cable ya que es el recomendado por el fabricante para el uso que se le va a dar en la instalación diseñada en el presente documento.

Estos cables se usarán tanto en el cableado entre los paneles en los strings, como en la conexión de estos strings hasta los inversores.

2.2.7.2 Cableado baja tensión en corriente alterna

Para el cableado correspondiente a las partes de la corriente alterna utilizaremos el modelo de cable ENERGY RV-K FOC RV-K, del mismo fabricante que los cables de corriente continua.

Se usa este cable siguiendo la recomendación del proveedor consultado, adjuntándose la ficha técnica cuando corresponda en el documento.

Las secciones de los cables se detallan en el apartado de cálculos específicos, donde se detalla con exactitud los diferentes tramos con sus diferentes secciones.

2.2.8 Protecciones

Para el diseño del sistema se ha tenido en cuenta, como no podía ser de otra forma, la seguridad de las personas que van a operar la planta y la seguridad de los equipos que van a formar parte de la misma.

Para tener en cuenta estas protecciones se ha hecho uso del Real Decreto 1663/2000 del 29 de septiembre, documento en el que se detalla la información relacionada con las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. A continuación las protecciones mínimas que debe tener la instalación:

- Interruptor general manual: Interruptor magneto térmico con la intensidad de cortocircuito que indique la compañía distribuidora en el punto donde se realizará la conexión a la red. El acceso a este interruptor debe ser tal que la empresa distribuidora pueda acceder a él, de manera que puedan realizar la desconexión de la planta cuando estimen necesario.
- Interruptor automático: Protecciones dispuestas para el personal en caso de derivaciones
- Interruptor automático de la interconexión: Interruptor automático que realizará la conexión-conexión de la planta en caso de pérdidas de tensión

Los equipos instalados en la planta también llevan protecciones añadidas por los fabricantes.

Módulos fotovoltaicos: Incluyen diodos de bypass que evitan la producción de resistencias y puntos calientes cuando exista sombreado sobre los mismos.

Inversor: Las protecciones que traen los inversores serán las previstas en el Real Decreto 1663/2000. Algunas de las protecciones incluidas en el inversor serán por ejemplo protección contra sobretensiones, protección frente a derivaciones, detección de corrientes residuales y protecciones frente al funcionamiento en isla.

Cajas de agrupamiento: Estas cajas vienen preparadas por parte del fabricante con las protecciones necesarias para la conexión de las salidas de los inversores. Algunas de estas protecciones son los interruptores magneto térmicos, seccionador manual y fusibles por fases.

Se realizará un sistema de puesta a tierra para baja tensión, donde se enterrará cable de cobre desnudo al que conectaremos los distintos conductores de la puesta a tierra.

2.2.9 Sistema de monitorización

Huawei nos proporciona un sistema de monitorización via PLC con los inversores. Este sistema de visualización que proporciona la marca se realiza a través de un entorno web, el cual nos permite tener un control remoto de las condiciones de la planta.

En la planta se instalará un cuarto de obra donde estarán las pantallas destinadas al sistema de monitorización. Así mismo, se usará dicho cuarto como almacén de material de repuesto necesario y como cuarto de descanso del personal que lo necesite

Capítulo 3. Análisis y simulación de la producción de energía

Este capítulo se centra en el estudio de la energía que produciría la planta una vez puesta en funcionamiento. Se detalla a continuación los programas usados para la simulación y los resultados obtenidos, así como las hipótesis usadas para la ejecución del programa.

3.1 PVGIS

El PVGIS es una aplicación web desarrollada por la Unión Europea que nos permite hacer un cálculo no exhaustivo y una simulación de la producción de energía de una instalación fotovoltaica, ya sea doméstica o industrial. Su uso es bastante sencillo ya que los parámetros a introducir en el sistema son los básicos de la instalación.

Se ha usado esta aplicación para extraer los datos meteorológicos de la zona, ya que contiene una base de datos histórica de las mediciones realizadas por los países miembros de la Unión Europea.

En nuestro caso, con los datos ya expuestos con anterioridad, se ha realizado una primera simulación:

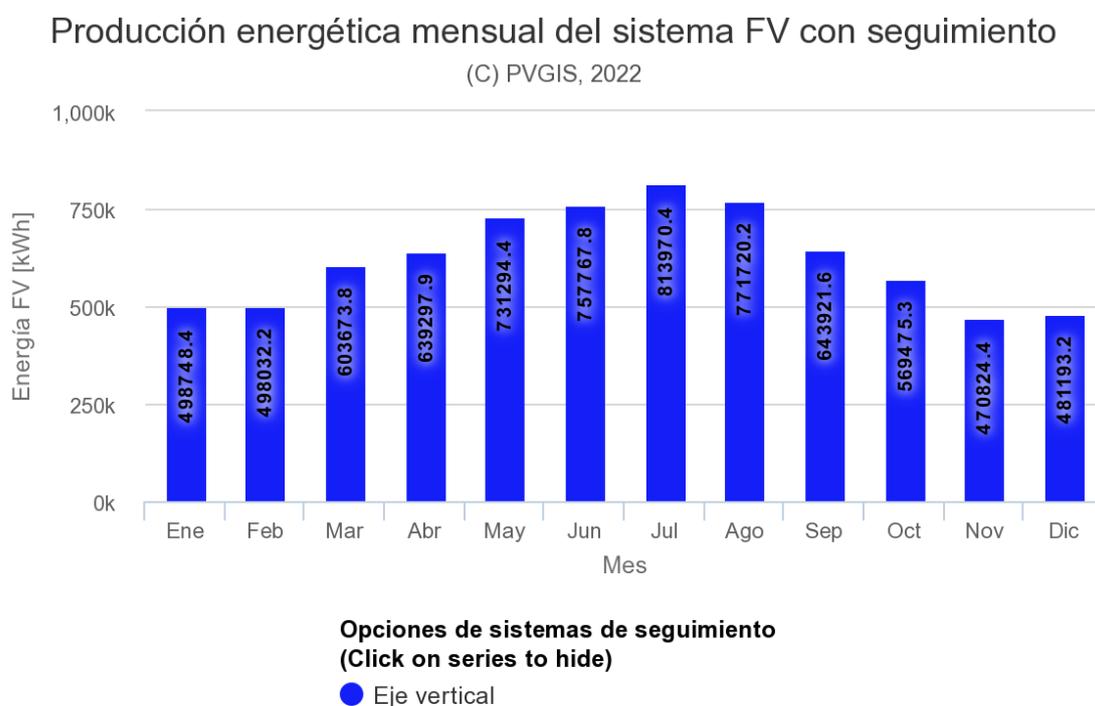


Figura 14. Simulación de la producción energética mensual con PVGIS. Fuente: PVGIS

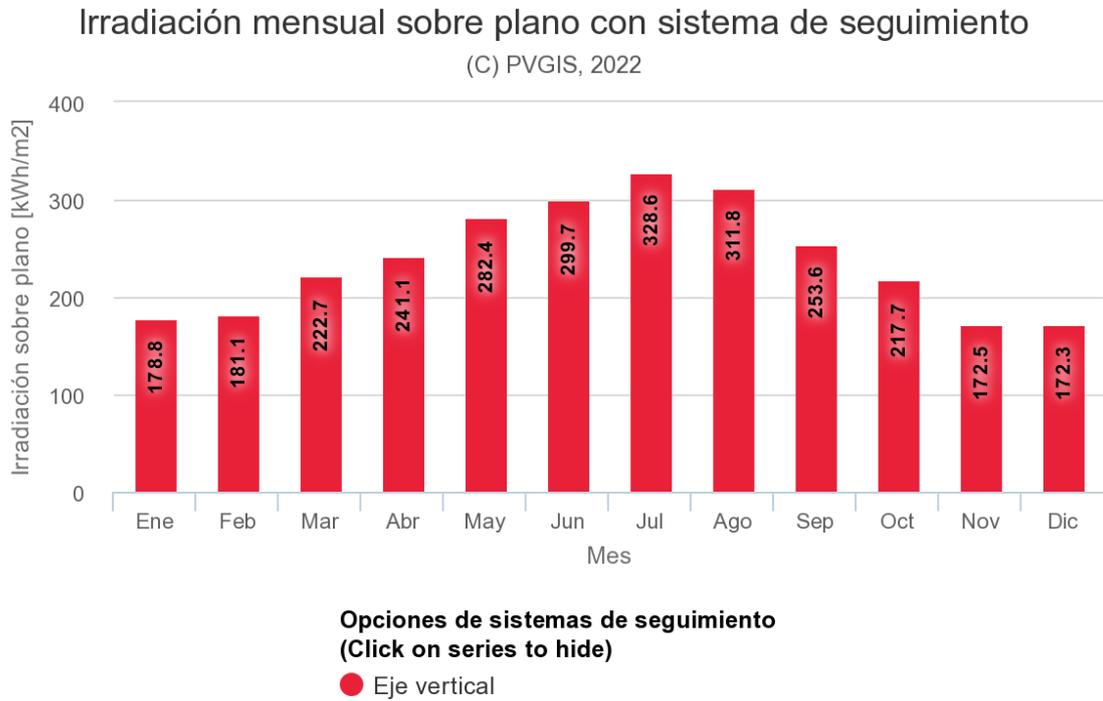


Figura 15. Simulación de la irradiación mensual con PVGIS. Fuente: PVGIS

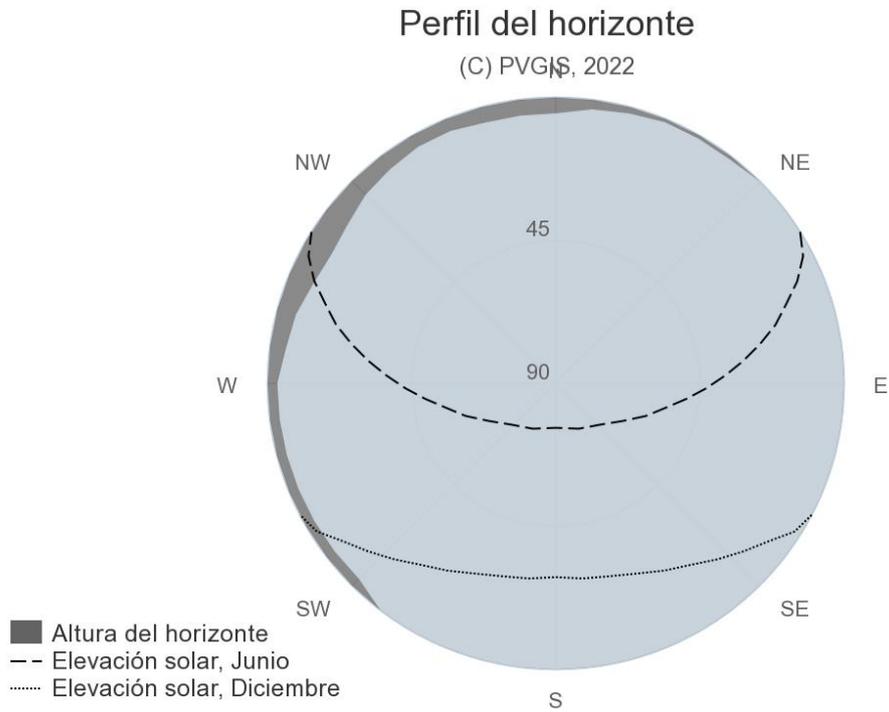


Figura 16. Perfil de horizonte en la simulación de la producción energética. Fuente: PVGIS

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	37.459,-5.634
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	3411
Pérdidas sistema [%]:	14

Resultados de la simulación	Eje vertical
Slope angle [°]:	54 (opt)
Producción anual FV [kWh]:	7479919.56
Irradiación anual [kWh/m ²]:	2862.37
Variación interanual [kWh]:	212372.2
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-1.33
Efectos espectrales [%]:	0.49
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-10.16
Pérdidas totales [%]:	-23.39

Tabla 2. Resumen de las características y resultados de la simulación. Fuente: PVGIS

Podemos ver que la capacidad de personalización de la simulación no es muy alta, por lo que los datos proporcionados por la aplicación pueden variar a los verdaderamente obtenidos una vez la puesta en marcha de la planta. No obstante, es un buen punto de referencia para ver si de verdad interesa ponerse manos a la obra con los cálculos.

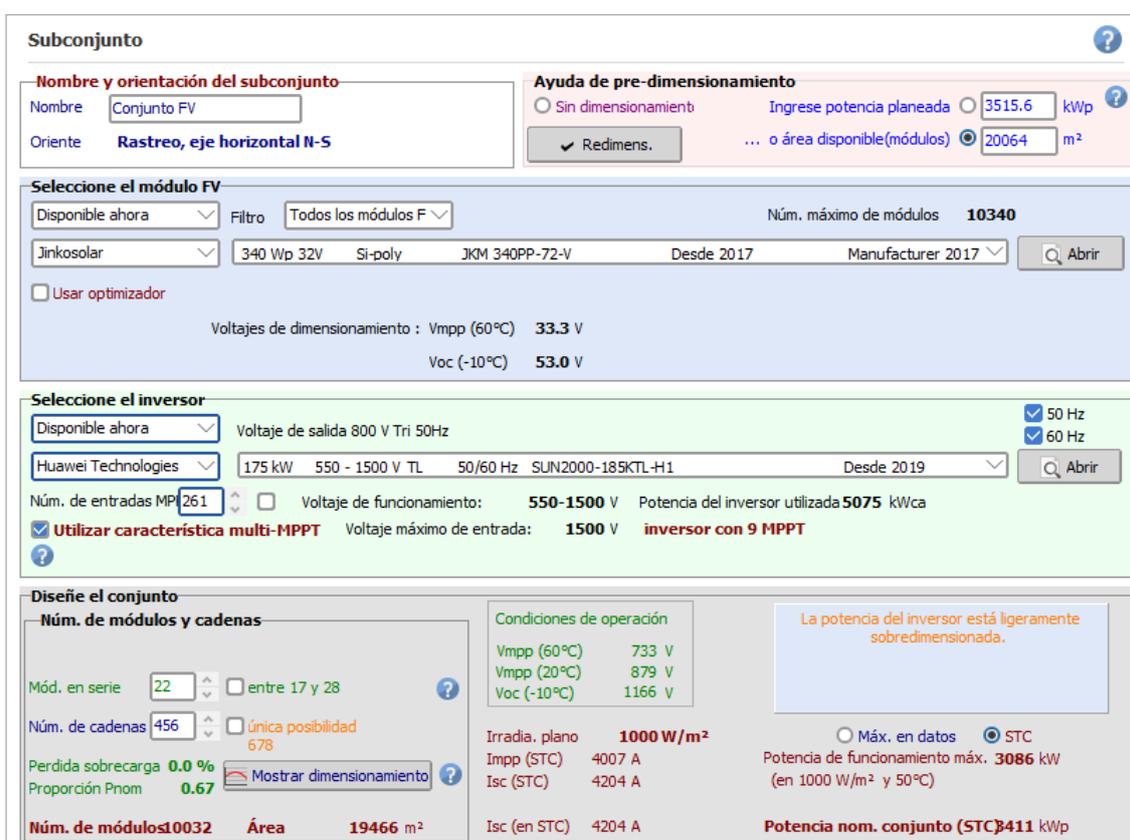
Como observamos en el resumen de los resultados vemos que la planta, según la aplicación de PVGIS, tendría una producción anual de 7,48 MWh, una cantidad más que aceptable para iniciar los cálculos necesarios y el trabajo previo a una simulación más profesional de la planta.

3.2 PVsyst

PVsyst es uno de los programas más usado en el mundo de la ingeniería a la hora de realizar los estudios sobre las plantas fotovoltaicas. Su nivel de personalización, la inmensa base de datos sobre los distintos proveedores y datos meteorológicos hacen del mismo una herramienta de altísimo nivel.

3.2.1 Datos iniciales de la simulación

Se han introducido en el programa todos los datos que se han detallado con anterioridad sobre el diseño de la instalación. A continuación se muestran extractos del mismo programa:



Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: Conjunto FV
 Oriente: Rastreo, eje horizontal N-S

Ayuda de pre-dimensionamiento
 Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada: 3515.6 kWp
 Redimens. ... o área disponible(módulos): 20064 m²

Seleccione el módulo FV

Disponibles ahora: Filtro: Todos los módulos F Núm. máximo de módulos: 10340

Jinkosolar 340 Wp 32V Si-poly JKM 340PP-72-V Desde 2017 Manufacturer 2017 [Abrir]

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 33.3 V
 Voc (-10°C) 53.0 V

Seleccione el inversor

Disponibles ahora: Voltaje de salida 800 V Tri 50Hz 50 Hz
 60 Hz

Huawei Technologies 175 kW 550 - 1500 V TL 50/60 Hz SUN2000-185KTL-H1 Desde 2019 [Abrir]

Núm. de entradas MPPT: 261 Voltaje de funcionamiento: 550-1500 V Potencia del inversor utilizada 5075 kWca

Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: 1500 V inversor con 9 MPPT

Diseño del conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: 22 entre 17 y 28

Núm. de cadenas: 456 única posibilidad 678

Perdida sobrecarga: 0.0 %
 Proporción Pnom: 0.67 [Mostrar dimensionamiento]

Núm. de módulos: 10032 Área: 19466 m²

Condiciones de operación

Vmpp (60°C)	733 V
Vmpp (20°C)	879 V
Voc (-10°C)	1166 V

Irradia. plano: 1000 W/m²
 Imp (STC): 4007 A
 Isc (STC): 4204 A
 Isc (en STC): 4204 A

La potencia del inversor está ligeramente sobredimensionada.

Máx. en datos STC
 Potencia de funcionamiento máx. 3086 kW
 (en 1000 W/m² y 50°C)

Potencia nom. conjunto (STC) 3411 kWp

Figura 17. Características principales de los equipos. Fuente: PVsyst

En esta pantalla podemos ver el tipo de seguidor usado, el modelo de los módulos fotovoltaicos usados y el modelo de los inversores que se usan en el proyecto, así como las cantidades a usar, su disposición en el terreno o el número de conexiones que se realizan a cada inversor.

Cabe señalar el mensaje que nos lanza el sistema sobre el dimensionamiento del inversor. Como se explica con posterioridad, este sobredimensionamiento se debe al cumplimiento de la normativa del Código de Red español, por el cual nuestra instalación debe ser capaz de entregar potencia reactiva llegado el momento y por esta razón sobredimensionamos ligeramente la potencia del inversor.

Podemos ver que los datos introducidos coinciden con los redactados con anterioridad en el presente documento.

3.2.2 Análisis de las pérdidas detalladas

En este punto vamos a exponer las consideraciones que se han tenido en cuenta a la hora de realizar la simulación. Dado que no basamos en nuestros cálculos en una situación ideal, nuestra instalación tendrá pérdidas de energía que mermarán nuestra producción de energía. A continuación se enumeran las distintas causas de dichas pérdidas.

3.2.2.1 Pérdidas por envejecimiento

Para una correcta simulación de la producción va a incluirse en el sistema las pérdidas que se tienen por envejecimiento de la planta. Los valores que se presentan en la simulación depende de una inmensa cantidad de factores y a veces el cálculo de la degradación no es sencillo.

El sistema basa la ejecución de dicha degradación en valores predefinidos o valores que podemos obtener del fabricante. Se ha optado por usar los valores por defecto del sistema, ya que este realiza una simulación Montecarlo, método estadístico que basa la obtención de valores en la repetición de simulaciones sobre un sistema real.

A continuación se muestran los valores usados para la simulación directamente del programa:

Valores Monte-Carlo	
Desajuste 5 años	0.21%
Desajuste 10 años	1.66%
Desajuste 15 años	2.37%
Desajuste 20 años	2.70%
Desajuste 25 años	5.28%

Figura 18. Degradación de la planta. Fuente: PVsyst

El límite temporal de 25 años se ha establecido ya que es el valor promedio de duración de los paneles que indican los diferentes proveedores para las distintas marcas. También basaremos el análisis económico con este horizonte temporal.

Garantía del módulo			
Año	0	Garantía	98.00 % Pnom
Año	10	Garantía	90.80 % <input checked="" type="checkbox"/> Interpol. lineal
Año	20	Garantía	83.60 % <input checked="" type="checkbox"/> Interpol. lineal
Año	25	Garantía	80.00 % Pnom

Figura 19. Garantía de los módulos. Fuente: PVsyst

Para establecer los valores de la imagen anterior, hemos introducido el valor que nos indicaba el fabricante en el año 0 y en el año 25 de la instalación. El resto de valores se han establecido siguiendo una interpolación lineal, opción que nos deja marcar el programa.

3.2.2.2 Pérdidas por indisponibilidad

Este tipo de pérdidas se dan por la necesidad imperiosa de realizar distintas tareas sobre la planta. En el presente documento se detalla la necesidad de realizar labores de mantenimiento programado y mantenimiento preventivo, así como la posibilidad existente de que ocurra algún fallo en la operación de la instalación y se tenga que detener la producción.

Se ha decidido establecer los valores por defecto del sistema, ya que el mismo los establece según los números que deciden guardar los distintos usuarios. Haciendo uso de la experiencia de los demás proyectistas, se decide usar los siguientes valores:

-Indisponibilidad del sistema

Facción de tiempo de indisponibilidad	<input type="text" value="2.0"/>	%	<input checked="" type="checkbox"/> Defecto
Duración de indisponibilidad	<input type="text" value="7.30"/>	días/año	
Número de períodos	<input type="text" value="3"/>		

Figura 20. Pérdidas por indisponibilidad del sistema. Fuente: PVsyst

El sistema nos indica unas pérdidas de un 2% durante la duración de la indisponibilidad y el número de períodos de la misma.

3.2.2.3 Pérdidas por polvo y suciedad

Como es lógico y normal por la situación de la instalación, los paneles solares instalados a la intemperie se degradan y ensucian. Uno de los mayores factores de pérdidas de las plantas suele ser el polvo, ya que este impide el correcto funcionamiento de la captación solar.

Como este factor es un valor controlable por parte de la empresa mantenedora, ya que existen mecanismos y sensores que nos indican el nivel de suciedad de la planta, se ha establecido un porcentaje máximo permitido por la planta de un 1,5%. Hay que tener cuidado a la hora de establecer este valor, ya que mientras más pequeño sea significará que más acciones de limpieza habrá que realizar, lo que conllevará a un aumento de la fracción de tiempo de indisponibilidad y a un aumento de las pérdidas por la indisponibilidad del sistema.

Factor de pérdida de suciedad anual

Factor de pérdida anual % Defecto

Figura 21. Factor de pérdida por suciedad anual. Fuente: PVsyst

3.2.2.4 Pérdidas por degradación inicial

En este punto se tienen en cuenta varios factores para el cálculo de las pérdidas mencionadas:

- **Calidad del módulo:** En este punto se trata de la desviación de la eficiencia del módulo en comparación con las especificaciones que nos ofrece el fabricante. Se establece el valor por defecto que nos proporciona el programa, ya que este lo escoge de la base de datos del fabricante. Un valor negativo nos indica un exceso de rendimiento.

Calidad del módulo

Pérdida de eficiencia módulo % defecto

Figura 22. Calidad del módulo. Fuente: PVsyst

- **LID:** Pérdidas inducidas por la exposición a la luz las primeras horas de funcionamiento. Su valor lo obtenemos de los datos de los fabricantes y suelen ser las responsables de que las curvas de eficiencia de los módulos no comiencen en el 100%. Aunque en la imagen que viene a posteriori se ve marcada la opción por defecto, es porque el programa extrae la información de la base de datos del fabricante.

LID - Degradación Inducida por Luz

Factor de pérdidas LID % defecto

Figura 23. Degradación inducida por luz. Fuente: PVsyst

- **Pérdida por desajuste del módulo:** Se deben a las diferencias existentes entre los módulos. Como no todos producen exactamente la misma energía, y al estar conectados en serie, la intensidad que se produce se verá mermada por aquel módulo que produzca menor corriente.

Pérdidas de desajuste de módulo

Pérdida de potencia en MPP %

Figura 24. Pérdidas por desajuste del módulo. Fuente: PVsyst

Por último se va a exponer un gráfico con todas las pérdidas que hay en la instalación y que han sido nombradas en el documento.

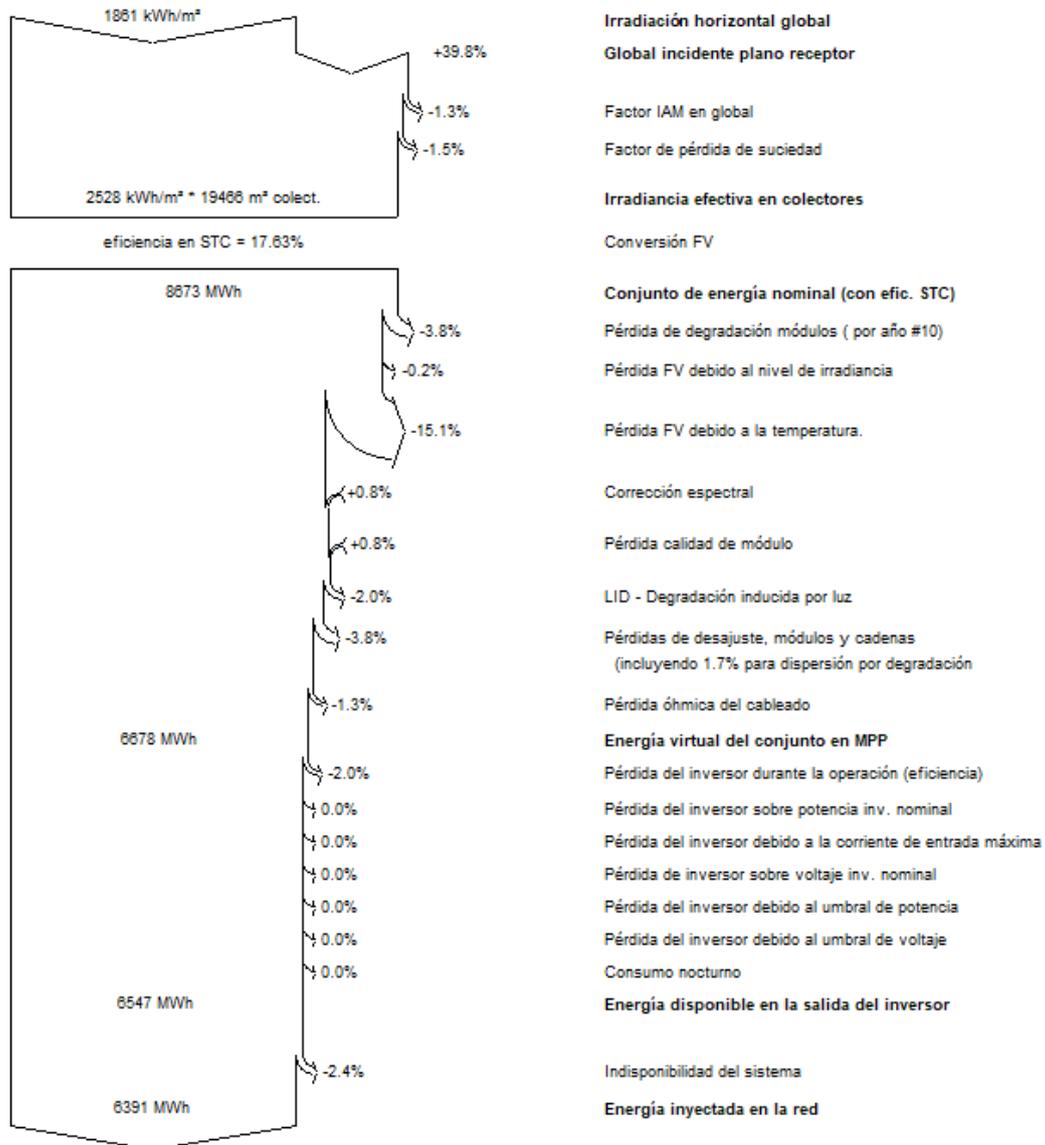


Figura 25. Diagrama de pérdidas totales del sistema. Fuente: PVSyst

En esta imagen se pueden ver a modo de resumen todas las pérdidas que hemos establecido para la simulación de la producción energética de la planta.

3.2.3 Análisis de la producción energética detallada

Habiendo establecido las pérdidas detalladas y una vez compuesta las principales características de nuestra instalación fotovoltaica, se procede a la simulación del proyecto detallado en el presente documento, el cual es objeto de estudio económico posterior.

En este apartado vamos a ver la simulación realizada. Cabe destacar las principales características que influyen en la producción:

- Condiciones climatológicas y meteorológicas: Una de las razones principales por las que tomamos ciertas decisiones. La temperatura, el viento o las nubes pueden influir seriamente a la hora de escoger un tipo de módulo, un tipo de estructura para la colocación de los mismos o en la propia producción energética. Las condiciones meteorológicas se cargan nada más empezar el proyecto dentro del programa, con una base de datos extraída del programa mencionado con anterioridad PVGIS. Esta aplicación contiene toda la información de las estaciones meteorológicas de los países europeos, la cual genera unos archivos que pueden importarse para utilizar a conveniencia.
- Capacidad de los módulos fotovoltaicos: Sobra decir que mientras más potencia pico sean capaces de generar los paneles, más energía producirá la planta. También parece obvio señalar que mientras más potencia tengan dichos módulos, más caros serán estos, por lo que la clave radicará en encontrar el punto de equilibrio entre la generación y el precio para poder optimizar los beneficios.
- Mantenimiento de la planta: Otro de los factores importantes, y que se ha hablado con anterioridad en el punto del análisis de las pérdidas. Es el estado de la planta fotovoltaica. Es claro afirmar que una limpieza continuada en el tiempo y correctamente programada para optimizar la captación de luz solar hará que nuestra producción sea mayor.

A continuación empezamos con los datos proporcionados por el programa.

3.2.3.1 Producción normalizada por día

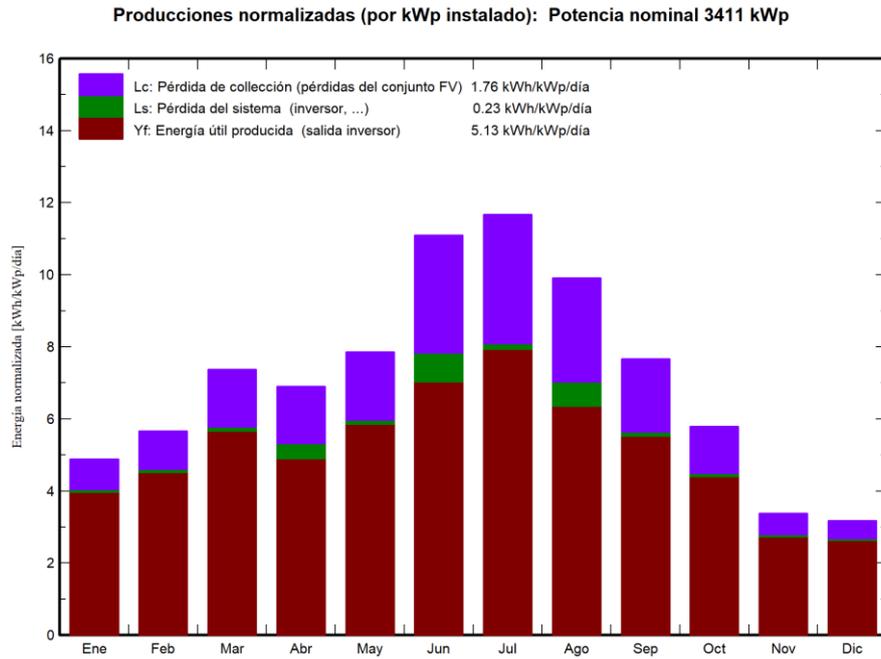


Figura 26. Producción normalizada diaria. Fuente: PVsyst

La imagen que se expone anteriormente representa la cantidad de energía producida por el sistema por cada kWp instalado. Desde el punto de vista de la producción, mientras más alto sea este valor más rentable será.

En la imagen también están representados las pérdidas de los inversores y las pérdidas de los conjuntos de los módulos, para dar un valor real de la producción normalizada.

3.2.3.2 Producción normalizada

Aquí volvemos a mostrar la producción normalizada, solo que esta vez se representa por mes completo, con porcentajes sobre la producción mensual de energía.

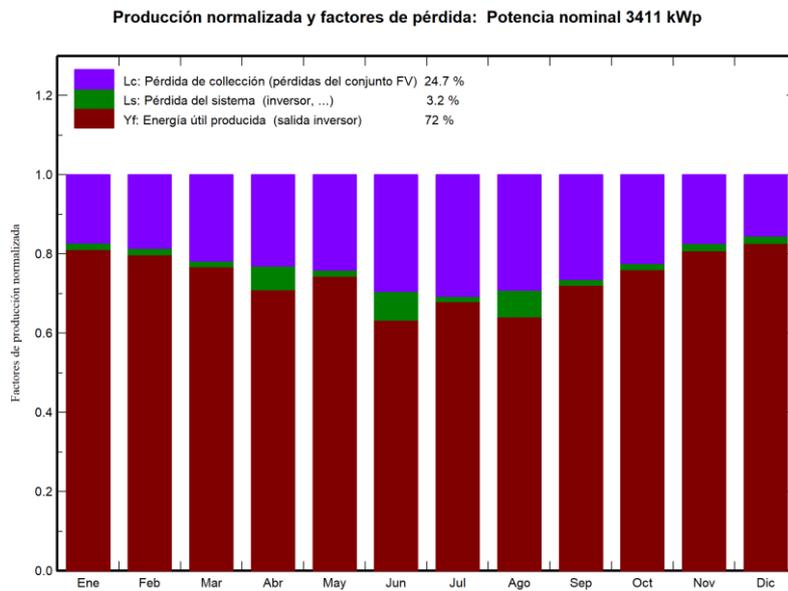


Figura 27. Producción normalizada. Fuente: PVsyst

3.2.3.3 Proporción de rendimiento

Este apartado muestra la relación entre la energía suministrada a la subestación que elevará la tensión para su transporte y la energía que generarían los paneles fotovoltaicos.

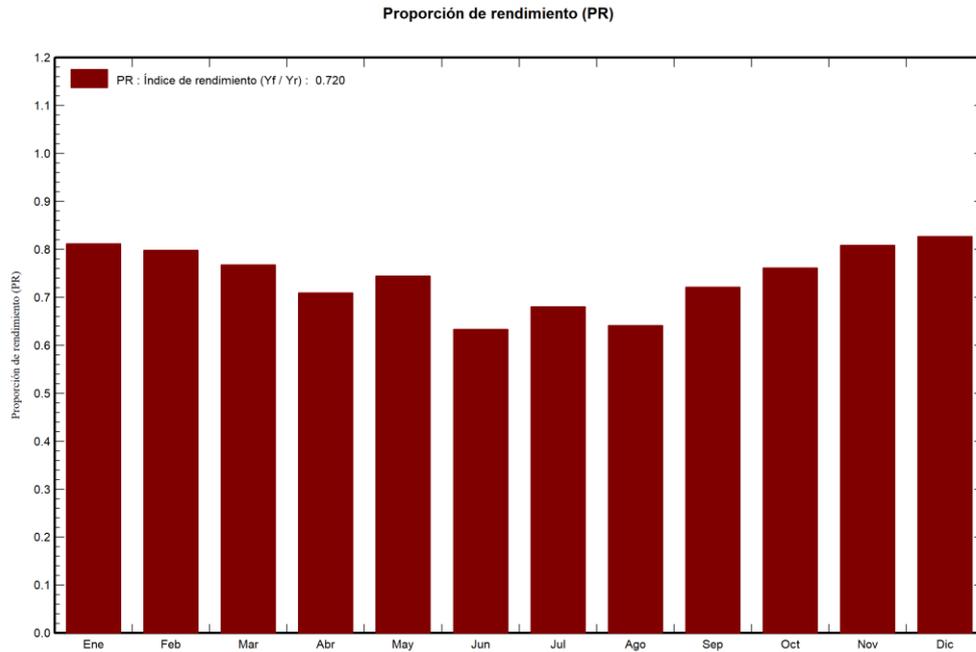


Figura 28. Proporción de rendimiento. Fuente: PVSyst

Podemos ver en la imagen anterior como durante los meses de más calor el rendimiento general de la planta disminuye. Esto es debido a las altas temperaturas alcanzadas en la zona geográfica donde se sitúa la planta. Como cualquier dispositivo conductor de la electricidad, el calor afecta de forma negativa a las placas, disminuyendo así su productividad. Esta ha sido una de las razones por las que se decidió colocar placas poli cristalinas, con un rendimiento más bajo, pero que mantienen una producción más unificada a mayores temperaturas.

No obstante, el mayor número de horas solares en verano cubren este bajo rendimiento, viéndose compensado el mismo por mayores tiempos productivos.

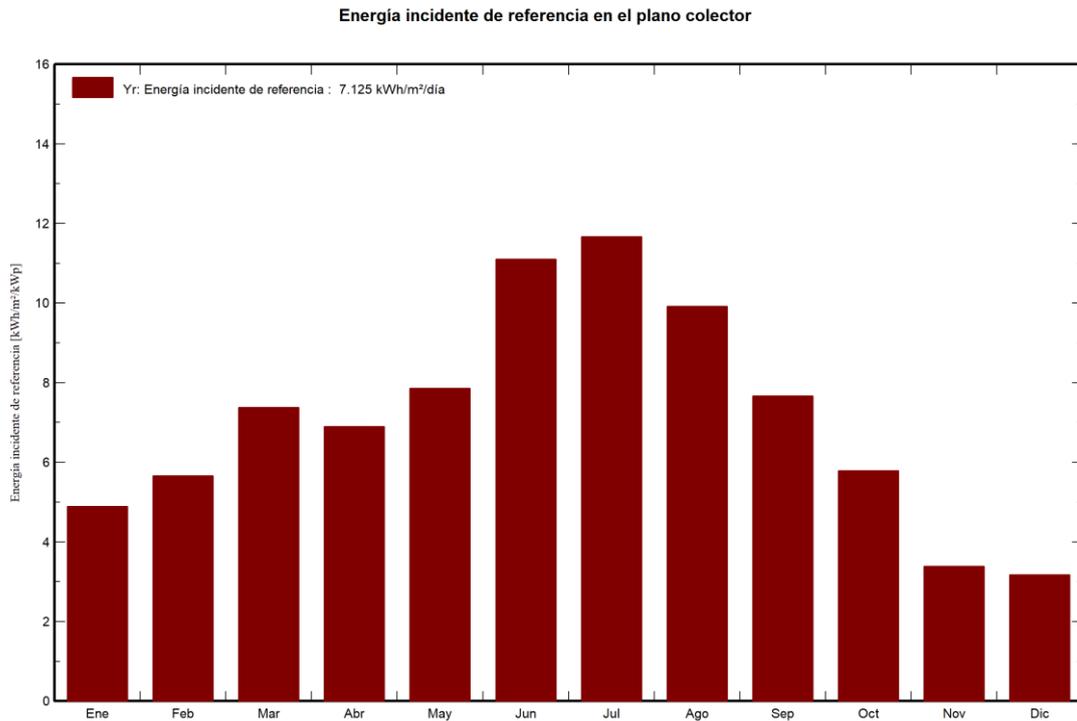


Figura 29. Energía incidente en el sistema. Fuente: PVsyst

En esta imagen podemos observar cómo se cumple lo que hemos citado con anterioridad. Vemos que durante los meses de verano, la energía que se proyecta en la planta aumenta de manera considerable, compensando notablemente la bajada de rendimiento por esas fechas.

Podemos comprobar que la disminución del rendimiento durante estos meses no es tan grande en comparación con el aumento de energía incidente en la planta.

3.2.3.4 Producción general de la planta

En este último punto presentaremos los resultados finales de la planta.

Year	E Grid	PR	PR loss
	MWh		%
1	6747	0.761	0%
2	6714	0.757	-0.5%
3	6681	0.753	-1%
4	6648	0.749	-1.5%
5	6615	0.746	-1.9%
6	6582	0.742	-2.4%
7	6536	0.737	-3.1%
8	6489	0.732	-3.8%
9	6442	0.726	-4.5%
10	6396	0.721	-5.2%
11	6349	0.716	-5.9%
12	6315	0.712	-6.4%
13	6282	0.708	-6.9%
14	6249	0.704	-7.4%
15	6215	0.701	-7.9%
16	6182	0.697	-8.4%
17	6147	0.693	-8.9%
18	6112	0.689	-9.4%
19	6078	0.685	-9.9%
20	6043	0.681	-10.4%
21	6008	0.677	-10.9%
22	5946	0.67	-11.9%
23	5883	0.663	-12.8%
24	5820	0.656	-13.7%
25	5757	0.649	-14.7%

Tabla 3. Resultados generales de la producción. Fuente PVsyst

Podemos observar que la producción de energía anual es bastante interesante como para realizar un análisis económico de la inversión

Por último, cabe resaltar la diferencia de energía que muestran las dos aplicaciones usadas. PVGIS, donde el nivel de personalización de la simulación es bastante bajo, nos muestra unas cifras de producción bastante más altas. Una vez añadidas las pérdidas que hemos presentado para la simulación, vemos que esa cantidad baja de forma cuantiosa en el programa PVsyst, haciendo esta última previsión más real.

Capítulo 4. Cálculos específicos

En este punto vamos a hablar de los cálculos realizados para el diseño básico de la instalación fotovoltaica.

4.1 Cálculos básicos de la instalación

Como se ha detallado con anterioridad en el documento, se procede a la explicación de los cálculos de potencia, número de módulos fotovoltaicos y número de inversores.

No se ha realizado un cálculo “al uso”, ya que se ha intentado optimizar el terreno disponible para maximizar el número de módulos, consiguiendo así la mayor producción posible. Partiendo de un terreno de 65.092 m², los factores a tener en cuenta para determinar la ocupación de los módulos, y por lo tanto el número máximo de módulos, han sido especialmente 3:

- El tamaño de los seguidores: Aunque en el Anexo se adjunta la ficha técnica del seguidor usado en el presente proyecto, aquí dejo un esquema de las dimensiones del mismo.

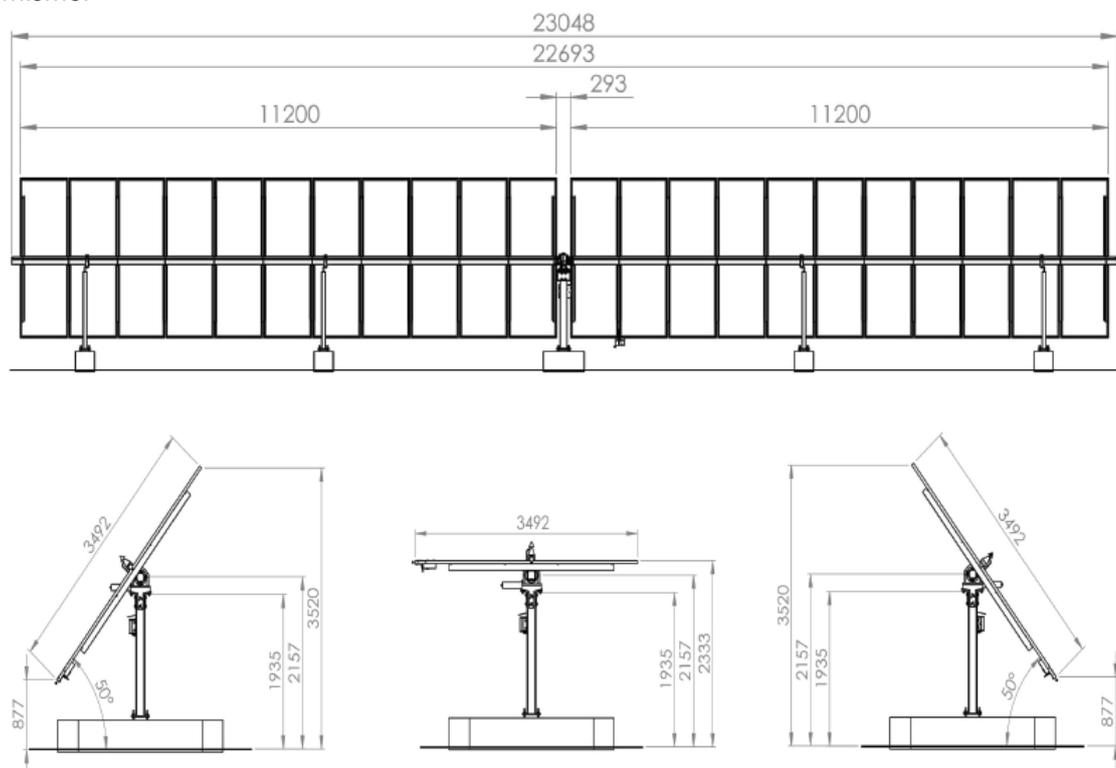


Figura 30. Gráfico sobre las dimensiones del seguidor. Fuente: DEGER

Teniendo en cuenta que en cada seguidor caben 22 paneles, podemos ver cómo cada uno de ellos ocupa una superficie aproximada de 71,68 m².

- Dimensiones de los módulos fotovoltaicos: Sus características se encuentra en la ficha técnica del Anexo correspondiente. Sus dimensiones son aproximadamente 2x1m.
- Distancias para la determinación de sombras entre las placas. Se ha seguido las indicaciones del Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético, de ahora en adelante IDAE, para el cálculo óptimo de la separación entre las filas.

Con todos los datos proporcionados, llegamos a un diseño de la planta con un número total de 456 seguidores (strings de 22 paneles cada uno), 10.032 paneles fotovoltaicos y una potencia de 3,41 MW.

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

Con el número de strings que tenemos hacemos el cálculo de la necesidad de inversores. La ficha técnica de los mismos se detalla con posterioridad en el anexo. En la misma se nos indica que el número máximo de entradas que puede soportar cada inversor es de 18, se ha decidido conectar solamente 16 ya que el Código de Red español indica la necesidad de poder entregar potencia reactiva llegado el caso. Para ello, se decide esa cantidad de strings conectados por inversor para que cada inversor albergue menos potencia en corriente continua. El número de inversores necesarios serán los marcados por la siguiente ecuación:

$$n^{\circ} \text{inversores} = \frac{n^{\circ} \text{strings}}{16}$$

Esta fórmula da una cantidad de 28,5, por lo que indica que el número de inversores que necesitaremos para nuestro proyecto será de 29.

A modo de resumen se establece la siguiente tabla:

Parámetro	Valor
Potencia	3,41 MWp
Nº de módulos por string	22 módulos
Nº de strings por inversor	16 strings
Nº de módulos totales	10032 módulos
Nº de strings totales	456 strings
Nº inversores totales	29 inversores

Tabla 4. Tabla resumen características de la planta. Fuente: Elaboración propia

4.2 Cálculos de baja tensión

En este apartado se presentan los cálculos para justificar las elecciones hechas en nuestro diseño.

4.2.1 Distribución de paneles

Comprobaremos mediante dos criterios, el de intensidad y el de tensión, la justificación elegida para el enseriado de paneles en 22 módulos por string. A continuación se muestran 2 tablas con las características principales de los módulos escogidos y de los inversores:

Parámetro	Valor
Potencia máxima (Pmax)	340 Wp
Tensión en el punto de máx. pot. (Vmp)	38,2 V
Tensión a circuito abierto (Voc)	47,5 V
Intensidad en el punto de máx. pot. (Imp)	8,91 A
Intensidad de cortocircuito (Isc)	9,22 A
Rendimiento del módulo	17,52%
Coef. Variación de la pot. con la temp.	-0,38 %/C
Coef. Variación de la tensión con la temp. (Koc)	-0,31 %/C
Coef. Variación de la intensidad con la temp. (Ksc)	0,06 %/C

Tabla 5. Resumen características de los módulos. Fuente: Elaboración propia

Parámetro	Valor
Voltaje a la entrada	1500 V
Corriente máx. por MPPT	26 A
Corriente máx. de cortocircuito por MPPT	40 A
Rango de operación	500-1500 V
Voltaje nom.	1080
Número máx. de inputs	18

Tabla 6. Resumen características de los inversores. Fuente: Elaboración propia

Empezamos en llegados a este punto la comprobación por intensidad. Para ello aplicamos la siguiente ecuación:

$$I_{MAX} = n^{\circ} \text{ strings en paralelo} * I_{SC} + \left(\frac{K_{SC}}{100}\right) * I_{SC} * n^{\circ} \text{ strings en paralelo} * (Temp. \text{máx} - 20^{\circ}C)$$

Donde:

$$n^{\circ} \text{ strings en paralelo} = 16$$

$$I_{SC} = 9,22 \text{ A}$$

$$Temp. \text{máx} = 85 \text{ C}$$

$$K_{SC} = 0,06$$

$$I_{MAX} = 143,7 \text{ A}$$

Aunque el proveedor no nos indica la potencia máxima del inversor, si nos indica la corriente máxima por punto. Ésta es de 40 A, al tener 9 puntos podemos asegurar que:

$$I_{MAX,inv} = I_{MAX \text{ mppt}} * n^{\circ} \text{ MPPT}$$

Esto implica que:

$$I_{MAX,inv} = 360 \text{ A}$$

Por lo tanto, como podemos ver gracias a las dos fórmulas empleadas:

$$I_{MAX,inv} \geq I_{MAX}$$

A continuación vamos a hacer las comprobaciones de los rangos de tensión a los que funciona el inversor escogido. Comprobaremos la tensión en circuito abierto a las temperaturas mínimas y en irradiación máxima para cerciorar que están dentro del rango admisible.

Empezamos haciendo la primera comprobación a temperatura máxima de funcionamiento del panel con la siguiente fórmula:

$$V_{min} = n^{\circ} \text{modulos serie} * V_{mp} + \left(\frac{K_{OC}}{100}\right) * V_{mp} * n^{\circ} \text{modulos serie} * (Tmax - 20^{\circ}C)$$

Donde:

$$n^{\circ} \text{modulos serie} = 22 \text{ módulos}$$

$$V_{mp} = 38,2 \text{ V}$$

$$K_{OC} = -0.31 \frac{\%}{^{\circ}C}$$

$$Tmax = 80^{\circ}C$$

$$V_{min} = 671,05 \text{ V}$$

Vemos que la tensión mínima es mayor que el rango más pequeño de funcionamiento del inversor, por lo que la primera comprobación de tensión se cumple.

Hacemos la siguiente comprobación con la temperatura mínima de funcionamiento:

$$V_{max} = n^{\circ} \text{modulos serie} * V_{OC} + \left(\frac{K_{OC}}{100} * V_{OC} * n^{\circ} \text{modulos serie} * (T_{min} - 20^{\circ}C) \right)$$

Donde:

$$V_{OC} = 47,5 V$$

$$T_{min} = -10^{\circ}C$$

$$V_{max} = 1142,19 V$$

Vemos que la tensión máxima es inferior al mayor valor del rango de funcionamiento para el inversor, por lo tanto podemos concluir que la configuración escogida de los 22 paneles en serie por cada string es posible.

4.2.2 Cableado en baja tensión

En este apartado se va a proceder a la realización de los cálculos de las secciones necesarias para el diseño de nuestra instalación.

4.2.2.1 Tramo corriente continua string-inversor

Se procede en este momento al cálculo de la sección de la salida de los string hasta el inversor más próximo. Dado el elevado número de strings, 456, y a la similitud entre los mismos, se procederá solamente al cálculo de la sección del más desfavorable.

Empezamos por el criterio de caída de tensión máxima, el cual establece un valor máximo de la misma, junto a la longitud de la línea y la intensidad máxima de los string y su tensión máxima. Esto hace que nos de la sección para el cable.

En este caso seguiremos la siguiente fórmula:

$$S \geq \frac{2 * L_{string} * I_{string}}{\frac{\Delta V(\%)}{100} * \sigma(T_{max}) * V_{string}}$$

Donde:

- L_{string} : La longitud del string más alejado hasta el inversor medido en el plano. En este caso son aproximadamente 78,20 metros.

- I_{string} : Intensidad máxima que circula por cada string. En este caso se toma la intensidad de cortocircuito de los módulos, ya que será la máxima admisible por los mismos. Es un dato proporcionado por el fabricante, 9,22 A.
- $\Delta V(\%)$: El valor porcentual de la máxima caída de tensión admitida por los string. Se toma un valor de un 1%
- $\sigma(T_{max})$: Conductividad del cobre a temperatura máxima. Se ha escogido este valor para realizar un diseño conservador. Este valor es de $44 \Omega^{-1}m/mm^2$.
- V_{string} : El resultado de multiplicar el número de módulos de cada string por la tensión en el punto de máxima potencia, proporcionada también por el fabricante. En nuestro caso será 22 módulos por 38,2 V, 840,4 V

Esto nos da un valor de:

$$S \geq 3,89 \text{ mm}^2$$

Atendiendo al cuadro proporcionado por el fabricante:

Número de conductores x sección (mm ²)	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible al aire (2) A	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Caída de tensión V/(A·km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1x120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1x240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

Tabla 7. Características físicas del cableado en corriente continua. Fuente: Prysmian Group

Vemos que la sección normalizada por el fabricante es la de 4 mm², por lo tanto será la sección de los cables que van desde el final de los string hasta los inversores.

A continuación se realiza el criterio de corriente máxima, con la que comprobaremos que el cable seleccionado tenga la capacidad de transportar una intensidad un 25% mayor que la máxima intensidad posible estando de servicio, según la UNE 60364-7-712.

En nuestro caso, las intensidades admitidas se encuentran en la UNE-EN 50618, donde se nos indica que el cable seleccionado deberá poder tener una intensidad con un valor de:

$$I_z \geq 1,25 * I_{string}$$

Siendo I_{string} la máxima intensidad que circulará por los string, y por lo tanto un valor conocido y usado con anterioridad de 9,22 A, esto nos da un resultado de:

$$I_z \geq 11,525 \text{ A}$$

Consultando la tabla del fabricante vemos que el valor de la intensidad máxima para los conductores con una temperatura ambiente de 60°C es de 55 A.

Este valor debe ser corregido según está descrito en la normativa siguiendo la siguiente fórmula:

$$I_z = K_1 * K_2 * I_0$$

Donde:

- I_z : Es la corriente máxima admisible en el conductor.
- I_0 : Corriente máxima de los conductores dada por el fabricante, en nuestro caso de 55 A.
- K_1 : Factor de agrupación de los cables, establecidos en la tabla B.52.17 de la UNE HD 60364-5-52. Al tener 22 circuitos agrupados tendremos un valor para este factor de 0,38.
- K_2 : Factor de reducción por temperatura de operación distinta a 60°C. Utilizando los valores de la tabla A.4 de la normativa UNE-EN 50618:2015, para una temperatura de 90°C tenemos un valor de 0,75.

Temperatura ambiente °C	Factor de conversión
Hasta 60	1,00
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Tabla 8. Factor de reducción por temperaturas. Fuente: UNE-EN 50618:2015

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

Tabla 9. Factor de reducción por agrupación. Fuente: UNE HD 60364-5-52

Para terminar, el valor de I_z será de 15,675 A, superior a la I_z calculada con anterioridad.

4.2.2.2 Tramo corriente alterna

Empezamos con los cálculos para los cables de corriente alterna. Los tramos que se calculan a continuación son los que van desde la salida de los inversores a las cajas de agrupación. El número total de cajas de agrupación es de 10, 9 de ellas agruparan 3 inversores y la décima agrupará únicamente 2 inversores.

Empezamos por el criterio de la caída de tensión máxima, utilizando la misma fórmula anterior pero adaptada al tramo actual:

$$S \geq \frac{2 * L * I_{INVout}}{\frac{\Delta V(\%)}{100} * \sigma(Tmax) * V_{INVout}}$$

Donde:

- L: Longitud desde los inversores hasta las cajas de agrupación, medida en el plano
- I_{INVout} : Se usará la máxima intensidad de salida facilitada por el fabricante, en este caso 134,9 A.
- V_{INVout} : Se usará la máxima tensión a la salida de los inversores, facilitada por los fabricantes, en nuestro caso 800 V.
- $\Delta V(\%)$: Para este caso se decide establecer una caída de tensión del 0,7%.

Caja de agrupación	Inversor	Longitud (m)	Intensidad (A)	Tensión (V)	Sección (mm2)	Sección seleccionada (mm2)	Caída de tensión (%)
1	1	87,05	134,9	800	95,317	120	0,56
	2	78,7	134,9	800	86,174	95	0,63
	3	87,05	134,9	800	95,317	120	0,56
2	4	87,05	134,9	800	95,317	120	0,56
	5	78,7	134,9	800	86,174	95	0,63
	6	87,05	134,9	800	95,317	120	0,56
	7	87,05	134,9	800	95,317	120	0,56
3	8	78,7	134,9	800	86,174	95	0,63
	9	87,05	134,9	800	95,317	120	0,56
	10	87,05	134,9	800	95,317	120	0,56
4	11	78,7	134,9	800	86,174	95	0,63
	12	87,05	134,9	800	95,317	120	0,56
	13	87,05	134,9	800	95,317	120	0,56
5	14	78,7	134,9	800	86,174	95	0,63
	15	87,05	134,9	800	95,317	120	0,56
	16	87,05	134,9	800	95,317	120	0,56
6	17	78,7	134,9	800	86,174	95	0,63
	18	87,05	134,9	800	95,317	120	0,56
	19	98,5	134,9	800	107,854	120	0,63
7	20	21,82	134,9	800	23,892	25	0,67

	21	98,5	134,9	800	107,854	120	0,63
	22	98,5	134,9	800	107,854	120	0,63
8	23	21,82	134,9	800	23,892	25	0,67
	24	98,5	134,9	800	107,854	120	0,63
	25	98,5	134,9	800	107,854	120	0,63
9	26	21,82	134,9	800	23,892	25	0,67
	27	98,5	134,9	800	107,854	120	0,63
10	28	53,68	134,9	800	58,778	70	0,59
	29	114,38	134,9	800	125,242	150	0,58

Tabla 10. Resultados cálculo de secciones del cableado. Fuente: Elaboración propia

Para escoger la sección de estos tramos se ha utilizado las tablas facilitadas por el fabricante:

								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1994106	1x1.5	5,7	45	25	20	27	23,65	29,37
1994107	1x2.5	6,1	60	25	28	36	14,24	17,62
1994108	1x4	6,7	75	30	38	46	8,873	10,93
1994109	1x6	7,2	95	30	48	58	5,95	7,288
1994110	1x10	8,2	140	35	66	78	3,484	4,218
1994111	1x16	9,2	195	40	88	100	2,24	2,672
1994112	1x25	10,8	285	45	115	125	1,476	1,723
1994113	1x35	11,9	375	50	145	150	1,073	1,224
1994114	1x50	13,5	515	55	185	185	0,773	0,852
1994115	1x70	15,6	710	65	235	225	0,568	0,601
1994116	1x95	17,4	920	70	285	260	0,449	0,455
1994117	1x120	19,4	1160	80	335	300	0,368	0,356
1994118	1x150	21,4	1435	90	390	340	0,311	0,285
1994119	1x185	23,3	1735	95	445	380	0,27	0,234
1994120	1x240	26,6	2290	135	540	445	0,223	0,177
1994121	1x300	30,2	2885	155	610	500	0,193	0,142
1994122	1x400	34,8	3920	175	720	590	0,164	0,107
1994123	1x500	39,1	5015	200	820	670	0,146	0,085
1994124	1x630	43,7	6585	220	950	790	0,128	0,063
1994206	2x1.5	8,6	100	35	24	27	23,61	29,37
1994207	2x2.5	9,4	130	40	33	36	14,2	17,62
1994208	2x4	10,5	170	45	45	46	8,839	10,93
1994209	2x6	11,6	220	50	57	58	5,919	7,288
1994210	2x10	13,5	330	55	79	77	3,458	4,218
1994211	2x16	15,5	465	65	105	100	2,218	2,672
1994212	2x25	18,8	700	75	123	128	1,458	1,723
1994213	2x35	21,2	940	85	154	154	1,057	1,224
1999214	2x50	21,3	1160	85	188	183	0,759	0,852
1999215	2x70	24,7	1600	100	244	224	0,556	0,601
1999216	2x95	27,7	2075	140	296	265	0,438	0,455
1999217	2x120	31,3	2640	160	348	302	0,358	0,356
1999218	2x150	34,5	3255	175	404	342	0,302	0,285
1999219	2x185	37,8	3950	190	464	383	0,262	0,234
1999220	2x240	43,3	5220	220	552	442	0,215	0,177
1994306	3G1.5	9,0	115	40	20	23	23,61	29,37
1994307	3G2.5	9,9	155	40	26	30	14,2	17,62
1994308	3G4	11,1	205	45	36	38	8,839	10,93
1994309	3G6	12,3	275	50	46	48	5,919	7,288
1994310	3G10	14,3	415	60	65	64	3,458	4,218
1994311	3x16	16,5	600	70	87	82	2,218	2,672
1994311	3G16	16,5	600	70	87	82	2,218	2,672

Tabla 11. Propiedades físicas cableado AC. Fuente: Prysmian Group

Ahora realizamos el criterio de corriente máxima como se ha realizado con anterioridad:

$$I_z \geq 1,25 * I_{MAX}$$

Siendo I_{MAX} la máxima intensidad a la salida del inversor, 134,9 A. Por lo tanto I_z será equivalente a 168,63 A

$$I_z = K_1 * K_2 * K_3 * I_0$$

Donde esta vez K_1 será 0,9, K_2 será 1 y K_3 será 0.93 ya que son varios cables enterrados por una zanja y con una temperatura del terreno en torno a 35°C.

Al tener varias secciones diferentes, el valor de I_0 cambia:

Sección (mm ²)	I_0 (A)	I_z (A)
120	300	251,1
95	260	217,62
25	125	104,625
70	225	188,325
150	340	284,58

Tabla 12. Criterio corriente máxima. Fuente: Elaboración propia

Observamos que el cable de sección que hemos escogido de 25 mm² no cumple con el criterio, por lo que decidimos sustituirlo por cables de 70 mm².

Por último vamos a calcular el tramo que conecta las cajas de agrupación con las cajas de agrupación tipo 2, estas últimas se encuentran en el edificio prefabricado con el centro de transformación, por lo que la conexión entre estas cajas y el transformador no se contempla en este proyecto. No obstante, el cálculo se realizaría siguiendo el mismo criterio que con anterioridad.

Para este tramo agruparemos la salida de las cajas de agrupación I en grupos de 5, por lo que tendremos únicamente 2 cajas de agrupación II al lado del transformador.

Siguiendo la siguiente fórmula:

$$S \geq \frac{2 * L * I_{CAIout}}{\frac{\Delta V(\%)}{100} * \sigma(Tmax) * V_{CAIout}}$$

Donde:

- I_{CAIout} : Intensidades máximas a las salidas de las cajas de agrupación. Como las dos cajas agrupan el mismo número de inversores, el valor de esta intensidad será de 5 por la intensidad de cortocircuito de los inversores. Por lo tanto el valor es de 674,5 A.
- V_{CAIout} : Será la tensión a la salida del inversor, 800 V.
- $\Delta V(\%)$: Para este caso se decide escoger un valor del 0,8%.

Cajas de agrupación II	Cajas de agrupación I	Longitud(m)	Intensidad(A)	Tensión(V)	Sección (mm2)	Sección seleccionada(mm2)	Caída de tensión (%)
1	1	92,6	674,5	800	443,60	500	0,71
	2	105	674,5	800	503,00	630	0,64
	3	110	674,5	800	526,95	630	0,67
	4	112	674,5	800	536,53	630	0,68
	5	115	674,5	800	550,91	630	0,70
	6	120	674,5	800	574,86	630	0,73
	7	106	674,5	800	507,79	630	0,64
2	8	125	674,5	800	598,81	630	0,76
	9	108	674,5	800	517,37	630	0,66
	10	104	674,5	800	498,21	500	0,80

Tabla 13. Resultados cálculo de secciones del cableado. Fuente: Elaboración propia

Siguiendo ahora el criterio de la corriente máxima, sabemos que a la salida de la caja de agrupación saldrá la corriente máxima permitida por los inversores, por lo tanto:

$$I_{MAX} = 5 * 134,9 = 674.5 A$$

Para calcular la intensidad de servicio tendremos:

$$I_z = K_1 * K_2 * K_3 * I_0$$

Donde los factores se han escogido siguiendo los mismos criterios anteriores, por lo que tendremos 0,9, 1 y 0,93 respectivamente. Esta vez tenemos 2 secciones distintas por lo que el criterio de intensidad máxima queda de la siguiente manera:

Sección (mm2)	Io (A)	Iz(A)
500	820	686,34
630	950	795,15

Tabla 14. Criterio corriente máxima 2. Fuente: Elaboración propia

Vemos que ambas secciones cumplen con el criterio de corriente máxima por lo que no tendremos ningún problema con estas secciones.

4.2.2.3 Cálculo de la puesta a tierra de la instalación

Siguiendo la normativa dispuesta en el Real Decreto 1663/2000 para la parte de la instalación en corriente alterna, se establece un sistema de puesta a tierra con los conductores activos aislados. Se conectarán todas las masas metálicas de la instalación en la puesta a tierra.

Para el cálculo usaremos lo siguiente:

$$R_{adm} = \frac{U_L}{I_n}$$

Donde:

- U_L : Será el límite convencional de la tensión de contacto, usando de este modo el establecido para locales húmedos, de 24 V
- I_n : Sensibilidad de los diferenciales, en nuestro caso de 30 mA

De este modo queda que:

$$R_{adm} = \frac{U_L}{I_n} = 800 \Omega$$

Empleando ahora la siguiente fórmula para ver la resistencia de la pica:

$$R_{pica} = \frac{\rho}{L}$$

Donde:

- ρ : Resistividad del terreno. No se ha podido realizar una prueba del terreno ya que no se dispone del material necesario para hacerlo. Se han consultado distintas bibliografías para poder establecer un valor de 300 Ωm en el terreno donde se realiza la instalación.
- L : Longitud de la pica, en este caso de 2 metros de longitud.

$$R_{pica} = \frac{\rho}{L} = 150 \Omega$$

Ahora aplicaremos la siguiente fórmula para ver si nuestra puesta a tierra está bien dimensionada:

$$R_{total} = R_{pica} * \frac{K}{n}$$

Donde:

- K : Cociente entre la distancia de las picas y la longitud de las mismas, dando un valor de 1,4.
- n : número de picas, probaremos con 4 para ver si cumple con la condición.

$$R_{total} = 105 \Omega$$

Podemos comprobar que R_{adm} es mayor que R_{total} , por lo que podemos dar por bueno el cálculo de nuestra puesta a tierra.

No obstante y como propuesta de mejora, sería necesario comprobar in situ la resistividad del terreno donde se va a montar la instalación fotovoltaica para asegurar y afianzar nuestros cálculos.

Capítulo 5. Presupuesto

En este apartado se presentan los costes asociados a la ejecución del proyecto. Se presenta en un cuadro donde viene indicado las unidades, las cantidades, el precio unitario y el coste total de cada entrada:

Descripción	Cantidad	Precio unitario (€)	Total (€)
Zanjas para cables (m)	1110	18,00 €	19.980,00 €
Desbroce y limpieza terreno (m2)	65092	1,33 €	86.572,36 €
Nivelación y movimientos de tierra (m2)	65092	11,25 €	732.285,00 €
Vallado perimetral (m)	1185,09	35,00 €	41.478,15 €
Total Obra civil			880.315,51 €
Seguidores de un solo eje (uds)	456	8.397,15 €	3.829.100,40 €
Módulos fotovoltaicos (uds)	10032	87,38 €	876.596,16 €
Inversores (uds)	29	6.786,82 €	196.817,78 €
Cajas de agrupación nivel I (uds)	10	1.125,00 €	11.250,00 €
Cajas de agrupación nivel II (uds)	2	5.698,00 €	11.396,00 €
Transformador (uds)	1	4.454,95 €	4.454,95 €
Puesta a tierra (picas)	18	154,94 €	2.788,92 €
Cable 4mm2 (m)	15940	1,34 €	21.359,60 €
Cable 35mm2 (m)	65,4	4,66 €	304,76 €
Cable 70mm2 (m)	53,68	11,81 €	633,96 €
Cable 95mm2 (m)	472	10,44 €	4.927,68 €
Cable 120mm2 (m)	1635	12,92 €	21.124,20 €
Cable 150mm2 (m)	114,38	15,74 €	1.800,34 €
Cable 500mm2 (m)	195	21,56 €	4.204,20 €
Cable 630mm2 (m)	901	22,97 €	20.695,97 €
Canalizaciones (m)	25000	2,20 €	55.000,00 €
Total material eléctrico			5.062.454,93 €
Total			5.942.770,44 €

Tabla 15. Presupuesto. Fuente: Elaboración propia

Todos los precios indicados en el presupuesto han sido consultados con los distintos proveedores, tanto de material eléctrico como a empresa de obra civil. En el presupuesto no se ha incluido gasto alguno correspondiente al terreno, ya que el mismo pertenece al núcleo familiar, tampoco se incluye el gasto de realización del documento, ya que el mismo ha sido redactado íntegramente por mí y el estudio económico se realiza teniendo como premisa la ejecución

A tener en consideración:

- Mano de obra: Todos los precios que se presentan en el presupuesto se han dado con la inclusión de la mano de obra para su instalación, ya que el proveedor donde se han consultado la mayoría de precios así nos lo indicaba en el precio total.
- Seguidores de un solo eje: El precio que se indica en cada seguidor viene compuesto del precio de la estructura, el montaje de los módulos fotovoltaicos y la instalación sobre el terreno junto con el anclaje. Son unos seguidores más caros de lo normal, pero se ha decidido usar estos debido a la calidad y fiabilidad de los mismos.
- Transformador y cajas de agrupación: En el precio de estos dos elementos viene contenido la instalación de los mismos junto con la caseta prefabricada de hormigón que se tiene en cuenta.
- Vallado perimetral: Se ha establecido una valla que rodee completamente la instalación fotovoltaica, dejando el espacio necesario para que pasen personas, camiones y los coches del personal de mantenimiento.
- Obra civil: El presupuesto para esta parte del proyecto ha sido aportado por la empresa Motian Andalucía SL, los cuales han aportado la información de forma aproximada una vez analizadas las características de la planta.

Capítulo 6. Estudio económico y viabilidad del proyecto

En este capítulo se procede al estudio sobre la rentabilidad que puede tener un proyecto de las características presentadas en este documento. Para ello se ha tenido en cuenta el presupuesto anteriormente presentado, el precio de venta del pool energético y una Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) del 4%, una tasa ajustada a los proyectos fotovoltaicos según las diversas fuentes consultadas para el correcto desarrollo de este documento.

6.1 Levelized cost of electricity (LCOE)

El costo nivelado de electricidad es el coste promedio neto actual de la generación de electricidad durante la vida útil de la planta.

Para el cálculo de este término hemos utilizado la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{I - \sum_{n=1}^{25} \frac{M}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^{25} \frac{E}{(1+r)^n}}$$

Donde:

- I : Inversión realizada en el proyecto, siendo determinada en el presupuesto.
- M : Gastos de mantenimiento y operación. Se han establecido unos gastos de operación dados por una empresa mantenedora.
- E : Energía generada por la planta durante sus años de explotación.

Resolviendo la ecuación anterior tenemos entonces que el valor del término es de 0,055 €/kWh.

Hay que tener en cuenta que este término nos ofrece una comparativa rápida a la hora de escoger sistemas de generación de energía, pero no es un análisis exhaustivo de la rentabilidad real de una instalación de producción energética.

6.2 Precio de venta de la energía

Con la firme intención de realizar el análisis económico más realista posible como parte de este proyecto, se va a empezar a analizar los precios de venta de energía del año 2021, ya que es el último informe completo que se tiene del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE). También se opta por usar este año debido a que estadísticamente, el año 2022 ha sido bastante anómalo estadísticamente hablando como para tomarlo de referencia para usar un precio del MW.

Año de estudio	Mes de estudio	Precio medio aritmético	Precio máximo	Precio mínimo	Energía mercado	Energía bilaterales
2021	febrero	28,49	80,00	0,16	14.261,3	6.109,2
	marzo	45,44	85,43	4,04	14.900,5	6.434,7
	abril	65,02	93,92	0,90	13.944,4	5.335,4
	mayo	67,12	97,01	0,01	14.207,6	5.523,2
	junio	83,30	105,51	3,84	14.912,7	4.371,2
	julio	92,42	111,36	2,67	14.939,5	6.457,4
	agosto	105,94	137,46	0,90	14.010,7	6.440,6
	septiembre	156,15	221,00	99,99	13.752,5	5.881,2
	octubre	200,06	319,03	15,00	13.518,8	5.908,7
	noviembre	193,43	309,30	15,00	15.859,9	5.449,6
	diciembre	239,17	409,00	2,67	15.617,3	6.870,7
	2022	enero	201,72	297,33	14,00	15.355,0
Resultados interanual		123,95	409,00	0,01	175.280,2	72.395,1

Tabla 16. Precio en euros por MWh. Fuente: OMIE

Atendiendo a la tabla anterior, podemos establecer un precio medio de la venta de energía de 123,95 €/MWh.

6.3 Cuenta de Pérdidas y Ganancias

A la hora de hacer una estimación vamos a establecer una inflación de un 3% anual. Esta inflación afectará tanto al precio de venta de la energía como a los gastos de mantenimiento de la misma.

Los gastos de mantenimiento de la instalación vienen dados por un proveedor de servicios de mantenimiento. En este precio se prevé cambio de material defectuoso, limpieza, monitorización de la planta, aviso de roturas de seguridad etc.

Las amortizaciones en nuestro caso solamente serán de los equipos informáticos, equipos de seguridad, que según la Ley General Contable tienen un máximo período de amortización de 10 años. En este punto, si hubiéramos tenido que comprar la parcela, también se incluyen las amortizaciones a todo lo que dure el proyecto del terreno, no aplicable para nuestro proyecto.

A la hora de vender la energía en el mercado eléctrico, debemos ser una comercializadora de energía, por lo que debemos establecer una sociedad mercantil. A esta sociedad mercantil se le aplica un impuesto de sociedades, el cual hemos supuesto un 30%.

Año	Inflación	Inflación Acum.	Precio MWh (€)	Ingresos(€)	Gastos(€)	EBITDA(€)
0	0	0	- €	- €	-5.942.770,44 €	- €
1	3%	1,00	123,95 €	836.290,65 €	42.568,00 €	793.722,65 €
2	3%	1,03	127,67 €	857.166,31 €	43.845,04 €	813.321,27 €
3	3%	1,06	131,50 €	878.541,85 €	45.160,39 €	833.381,45 €
4	3%	1,09	135,44 €	900.428,47 €	46.515,20 €	853.913,26 €
5	3%	1,13	139,51 €	922.837,59 €	47.910,66 €	874.926,94 €
6	3%	1,16	143,69 €	945.780,89 €	49.347,98 €	896.432,91 €
7	3%	1,19	148,00 €	967.346,18 €	50.828,42 €	916.517,77 €
8	3%	1,23	152,44 €	989.201,76 €	52.353,27 €	936.848,48 €
9	3%	1,27	157,02 €	1.011.498,05 €	53.923,87 €	957.574,18 €
10	3%	1,30	161,73 €	1.034.403,56 €	55.541,58 €	978.861,98 €
11	3%	1,34	166,58 €	1.051.942,82 €	57.207,83 €	994.734,99 €
12	3%	1,38	171,58 €	1.077.839,10 €	58.924,07 €	1.018.915,03 €
13	3%	1,43	176,72 €	1.104.342,41 €	60.691,79 €	1.043.650,62 €
14	3%	1,47	182,02 €	1.131.283,84 €	62.512,54 €	1.068.771,30 €
15	3%	1,51	187,49 €	1.159.035,34 €	64.387,92 €	1.094.647,42 €
16	3%	1,56	193,11 €	1.187.047,55 €	66.319,56 €	1.120.727,99 €
17	3%	1,60	198,90 €	1.215.697,36 €	68.309,14 €	1.147.388,21 €
18	3%	1,65	204,87 €	1.245.202,68 €	70.358,42 €	1.174.844,26 €
19	3%	1,70	211,02 €	1.275.173,18 €	72.469,17 €	1.202.704,01 €
20	3%	1,75	217,35 €	1.305.821,23 €	74.643,25 €	1.231.177,98 €
21	3%	1,81	223,87 €	1.331.116,08 €	76.882,54 €	1.254.233,54 €
22	3%	1,86	230,58 €	1.356.522,80 €	79.189,02 €	1.277.333,78 €
23	3%	1,92	237,50 €	1.396.505,98 €	81.564,69 €	1.314.941,29 €
24	3%	1,97	244,63 €	1.423.723,60 €	84.011,63 €	1.339.711,97 €
25	3%	2,03	251,96 €	1.450.561,52 €	86.531,98 €	1.364.029,54 €

Tabla 17. Inflación, precio de venta de la energía producida, Ingresos, Gastos y EBITDA. Fuente: Elaboración propia

Año	Amortizaciones(€)	EBIT(€)	Impuesto de sociedades(€)	Resultado neto(€)	Cash Flow(€)
0	- €	- €	- €	- €	-5.942.770,44 €
1	1.000,00 €	792.722,65 €	237.816,80 €	554.905,86 €	555.905,86 €
2	1.000,00 €	812.321,27 €	243.696,38 €	568.624,89 €	569.624,89 €
3	1.000,00 €	832.381,45 €	249.714,44 €	582.667,02 €	583.667,02 €
4	1.000,00 €	852.913,26 €	255.873,98 €	597.039,28 €	598.039,28 €
5	1.000,00 €	873.926,94 €	262.178,08 €	611.748,85 €	612.748,85 €
6	1.000,00 €	895.432,91 €	268.629,87 €	626.803,03 €	627.803,03 €
7	1.000,00 €	915.517,77 €	274.655,33 €	640.862,44 €	641.862,44 €
8	1.000,00 €	935.848,48 €	280.754,55 €	655.093,94 €	656.093,94 €
9	1.000,00 €	956.574,18 €	286.972,25 €	669.601,93 €	670.601,93 €
10	1.000,00 €	977.861,98 €	293.358,59 €	684.503,39 €	685.503,39 €
11	- €	994.734,99 €	298.420,50 €	696.314,49 €	696.314,49 €
12	- €	1.018.915,03 €	305.674,51 €	713.240,52 €	713.240,52 €
13	- €	1.043.650,62 €	313.095,19 €	730.555,44 €	730.555,44 €
14	- €	1.068.771,30 €	320.631,39 €	748.139,91 €	748.139,91 €
15	- €	1.094.647,42 €	328.394,23 €	766.253,19 €	766.253,19 €
16	- €	1.120.727,99 €	336.218,40 €	784.509,59 €	784.509,59 €
17	- €	1.147.388,21 €	344.216,46 €	803.171,75 €	803.171,75 €
18	- €	1.174.844,26 €	352.453,28 €	822.390,98 €	822.390,98 €
19	- €	1.202.704,01 €	360.811,20 €	841.892,81 €	841.892,81 €
20	- €	1.231.177,98 €	369.353,39 €	861.824,59 €	861.824,59 €
21	- €	1.254.233,54 €	376.270,06 €	877.963,48 €	877.963,48 €
22	- €	1.277.333,78 €	383.200,13 €	894.133,65 €	894.133,65 €
23	- €	1.314.941,29 €	394.482,39 €	920.458,91 €	920.458,91 €
24	- €	1.339.711,97 €	401.913,59 €	937.798,38 €	937.798,38 €
25	- €	1.364.029,54 €	409.208,86 €	954.820,68 €	954.820,68 €

Tabla 18. Cuenta de Pérdidas y Ganancias. Fuente: Elaboración propia

En las 2 tablas anteriores se puede ver la Cuenta de Pérdidas y Ganancias que se ha elaborado conforme a la energía producida, el precio de venta, impuestos y gastos ocasionados por la instalación. A modo de comentario general, podemos ver que la energía generada es suficiente como para obtener unos cuantiosos ingresos durante toda la vida del proyecto.

Para calcular los ingresos se ha multiplicado la energía generada por la planta, que sale del programa usado para la generación de energía, por el precio de venta que se ha sacado de las fuentes de información consultadas a lo largo del documento.

6.4 Análisis Financiero

6.4.1 Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto es uno de los mecanismos que nos ayudan a tomar la decisión a la hora de acometer una inversión. Su misión consiste en calcular el valor actual en función de unos flujos de caja calculados en la Cuenta de Pérdidas y Ganancias. En el caso de que el VAN sea positivo, la teoría nos indica que se debe acometer la inversión.

Para su cálculo se utiliza la siguiente fórmula:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^{25} \frac{CF_n}{(1+r)^n}$$

Donde:

- I : Inversión realizada.
- CF_n : Flujos de caja, cuyo valor se puede ver en el apartado anterior.
- r : Tasa interna de retorno, en nuestro caso como se ha señalado con anterioridad, marcamos un 4% al ser un proyecto de carácter fotovoltaico.

Con la fórmula utilizada, el valor del VAN es de 4.936.414,57 €, por lo que conforme al criterio del valor del VAN positivo, para este criterio accederíamos a realizar la inversión.

6.4.2 Tasa interna de rentabilidad (TIR)

La Tasa interna de rentabilidad es la tasa interna de retorno que hace que el VAN sea cero, por lo que su cálculo resulta bastante sencillo:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^{25} \frac{CF_n}{(1+r)^n} = 0$$

El criterio para aceptar una inversión con respecto a la TIR, es tener un valor de corte puesto por los accionistas como rentabilidad mínima exigida. Si este valor supera el impuesto por los agentes inversores, se acomete la inversión. En nuestro caso el tipo de rentabilidad que hemos puesto ha sido del 4%, según las fuentes de información consultadas. En nuestro proyecto el valor de la TIR es igual al 10,236%, con lo que podemos afirmar también siguiendo este criterio que acometeremos la inversión.

6.4.3 Pay Back (PB)

El Pay Back o plazo de recuperación es el tiempo que se necesita para recuperar la inversión inicial del proyecto. Este criterio de decisión para tomar la acción de invertir o no es muy subjetiva por parte de los inversores. Se tiene que establecer una cantidad de años en los que quieras recuperar la inversión.

En nuestro caso no se ha planteado un Pay Back mínimo para acometer la inversión, simplemente hemos establecido una gráfica para ver en qué momento del horizonte temporal de nuestro proyecto se recupera la inversión.

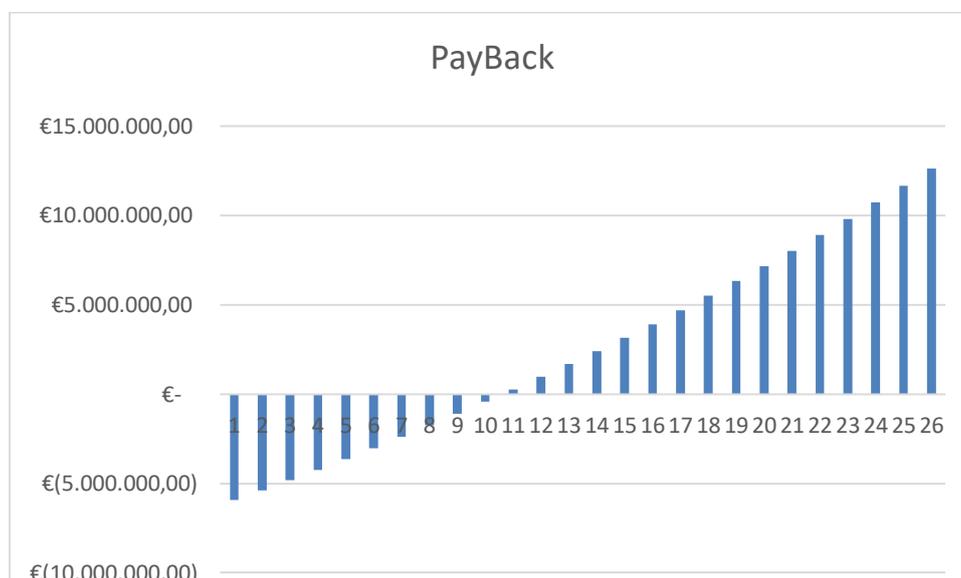


Figura 31. Pay Back. Fuente: Elaboración propia

Como podemos observar, no será hasta el año número 11 en el que sea positivo el flujo de caja acumulado, así que podemos decir que el PB se sitúa entre los 10 y los 11 años, siendo este el tiempo necesario para recuperar la inversión realizada en el proyecto.

Capítulo 7. Conclusiones

En este apartado se da por concluido el proyecto. En relación a la finalización de este escrito podemos concluir que las inversiones en instalaciones de generación eléctrica a través de paneles fotovoltaicos son rentable, a pesar del enorme desembolso que llega a ser el iniciar el proceso de explotación de la instalación.

El mayor problema que le encuentro a este tipo de proyectos es las inmensas dificultades que se están viviendo para poder obtener permisos de conexión a la red, dado que ahora mismo existe una saturación del sistema eléctrico debido al boom de este tipo de instalaciones. Este boom ha sido generado por la subida de los precios eléctricos en el pool y muchas empresas ven la rentabilidad en este tipo de negocios.

Podemos afirmar que ahora mismo es un sector que está en pleno auge, que es rentable dependiendo del terreno disponible y que tiene muy buena fama porque ayuda a mitigar los efectos del cambio climático. Las previsiones de futuro es que la capacidad instalada en España de generación fotovoltaica siga en constante crecimiento, ya que cada vez es más necesario aumentar la capacidad de generación de energías renovables de este tipo.

Como proyecto a nivel técnico resulta interesante, ya que hay muchos aspectos técnicos que se tocan en la elaboración de este tipo de documentos, lo que los hace muy interesantes para aprender y afianzar conocimientos sobre este tipo de tecnologías.

Otro punto a comentar es el apartado económico. Se ve en el documento que la rentabilidad del proyecto lo hace muy viable y que el valor actual neto nos proporciona unos beneficios bastante apetecibles. Bien es cierto que el criterio del tiempo de recuperación no es del todo bueno, ya que se tardan alrededor de 11 años en recuperar la inversión, no podemos perder de vista que el horizonte temporal es a 25 años.

Por último, para concluir el documento, como propuestas para poder seguir esta línea, sería interesante ver las parcelas que existen alrededor de la nuestra, ya que mientras más grande sea el terreno la rentabilidad será mayor. Podremos conseguir mayores descuentos en proveedores haciendo pedidos superiores, lo que puede hacer bajar los gastos asociados a materiales. Siempre es buena idea realizar un estudio y sondeo a los propietarios de las parcelas adyacentes, sobre todo si ven que la primera parcela se ha lanzado al proyecto y le ha ido bien. Se podría aprovechar la realización de diferentes proyectos para hacer un centro de transformación cerca donde vayan a desembocar las líneas de vertido a red de otras instalaciones fotovoltaicas de la zona.

Referencias

- [1] Guadix, José; Muñuzuri, Jesús; Rodríguez, María, “Organización y Gestión de Empresas. Análisis de Balances, Control Económico, Inversiones y Financiación” Universidad de Sevilla, 2017
- [2] PVsyst, “PVsyst Photovoltaic Software 7.2.2”. 2021
- [3] European Commission, “PVGIS”. 2022 [Online] Disponible:
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [4] INE, Instituto Nacional de Estadística [Online] Disponible:
<https://www.ine.es/>
- [5] IDAE, Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, “Estudios, informes y estadísticas”, 2017
- [6] OMIE, Operador del Mercado Ibérico de Energía, “Evolución del mercado de electricidad, Informe Anual”, 2022
- [7] Tobajas Vázquez, M. Carlos, “Energía solar fotovoltaica”, 2019
- [8] Brealey, Richard; Myers, Stewart. “Principios de Finanzas Corporativas”. McGraw Hill, 2009
- [9] Farinas, Alberto Luis, “Cables y Conductores Electricos”, 2014
- [10] Rodriguez Arias, Ernesto, “Circuitos eléctricos: Circuitos en Corriente Continua”, 2022
- [11] Comisión Europea, “Marco sobre clima y energía para 2030” [Online] Disponible:
https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-energy-framework_es
- [12] Sede Electrónica del Catastro [Online] Disponible:
<https://www.sedecatastro.gob.es/>
- [13] REE, Red Eléctrica de España [Online] Disponible:
<https://www.ree.es/es>
- [14] Jinko Solar [Online] Disponible:
<https://www.jinkosolar.com/>

[15] DEGER IBÉRICA [Online] Disponible:

<https://degeriberica.com/seguidores-solares-de-1-eje/deger-s100-cf-dr/?sfw=pass1657137244>

[16] IPSOM, “La energía solar en España se triplica en tan solo tres años” [Online] Disponible:

<https://www.ipsom.com/2022/03/la-energia-solar-en-espana-se-triplica-en-tan-solo-tres-anos/>

[17] IPSOM, “Los efectos de la Covid 19: El precio de la energía en España Parte 1” [Online] Disponible:

<https://www.ipsom.com/2020/07/los-efectos-de-la-covid-19-el-precio-de-la-electricidad-en-espana-parte-i/>

[18] IPSOM, “Los efectos de la Covid 19: El precio de la energía en España Parte 2” [Online] Disponible:

<https://www.ipsom.com/2020/07/los-efectos-de-la-covid-19-el-precio-de-la-electricidad-en-espana-parte-ii/>

[19] Cantos Serrano, Julián, “Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas”. Madrid, 2022

[20] Enerdata, “Consumo nacional de electricidad” [Online] Disponible:

<https://datos.enerdata.net/electricidad/datos-consumo-electricidad-hogar.html>

[21] Trashorras Montecelos, Jesus, “Mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas”, 2022

[22] Una Norma Española, UNE [Online] Disponible:

<https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/>

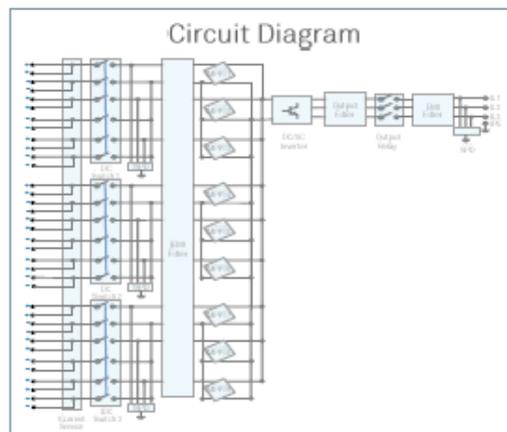
ANEXO I

FICHAS TÉCNICAS

SUN2000-185KTL-H1
 Smart String Inverter



- 
 9
 MPP Trackers
- 
 99.0%
 Max. Efficiency
- 
 String-level
 Management
- 
 Smart I-V Curve
 Diagnosis Supported
- 
 MBUS
 Supported
- 
 Fuse Free
 Design
- 
 Surge Arresters for
 DC & AC
- 
 IP66
 Protection



SUN2000-185KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 160,000W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 115.5 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

www.jinkosolar.com



Eagle 72P

320-340 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, OHSAS18001 certified factory.

IEC61215, IEC61730, UL1703 certified products.



(5BB)



KEY FEATURES



- 
5 Busbar Solar Cell:
 5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
High Power Output:
 Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 340Wp.
- 
PID RESISTANT:
 Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.
- 
Low-light Performance:
 Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- 
Severe Weather Resilience:
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 
Durability against extreme environmental conditions:
 High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.
- 
Temperature Coefficient:
 Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

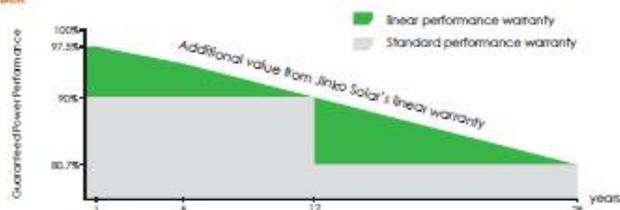
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

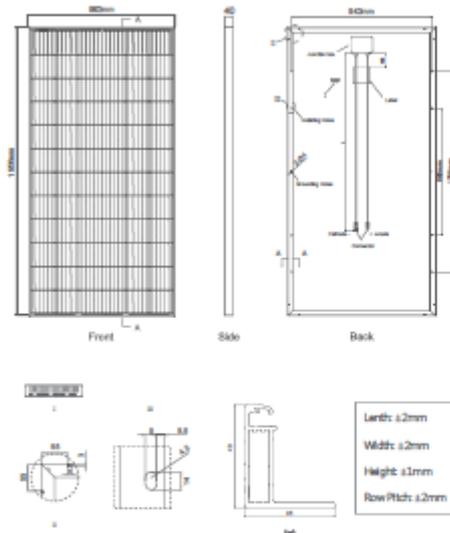


Nomenclature: JKMxxxPP-6Q/72-V

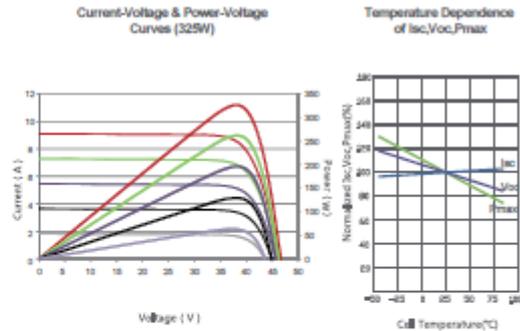
Code	Cell	Code	Certification
nut	Full	nut	1000V
H	Half	V	1500V



Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)
 27pcs/pallet, 54pcs/stack, 648 pcs/40'HQ Container

Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 157x157mm (6 inch)
No. of cells	72 (6x12)
Dimensions	1956x992x40mm (77.01x39.05x1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs.)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² , Length: 1200mm or Customized Length

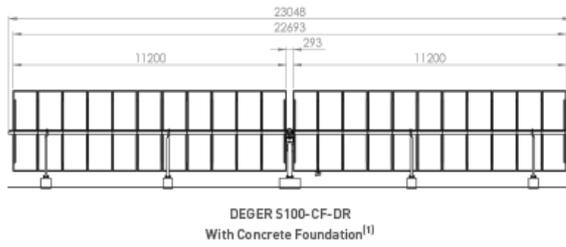
SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72 JKM320PP-72-V		JKM325PP-72 JKM325PP-72-V		JKM330PP-72 JKM330PP-72-V		JKM335PP-72 JKM335PP-72-V		JKM340PP-72 JKM340PP-72-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	320Wp	237Wp	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp	335Wp	249Wp	340Wp	253Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.83A	8.56A	6.89A	8.74A	6.94A	8.82A	6.99A	8.91A	7.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.0V	46.7V	43.3V	46.9V	43.6V	47.2V	43.8V	47.5V	44.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.35A	9.10A	7.40A	9.14A	7.45A	9.18A	7.52A	9.22A	7.98A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.38%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 🌡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 🌡 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Wind Speed 1m/s
 * Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM320-340PP-(V)-72-A3.1-EN

Technical Specification



BASIC DATA

Nominal output (depending on module)	11,000 - 14,300 Wp DC
Tracking type	1-axis
Module surface approx.(max.)	71,68 m ²
Max. module surface (W x H)	2 x 11,20 m x 3,2 m
72-cell Standard Module (max.)	44
Elevation angle	0°
Approvals	CE, UL

STRUCTURE

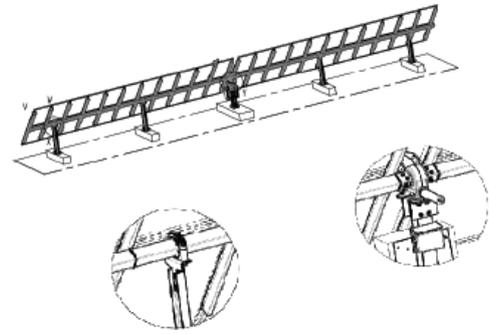
Materials	Hot-Dip Galvanized Steel, Aluminum, Synthetics
Galvanization	EN ISO 1461 or comparable
Bond-Type	Bolted Connection, No Welding On Site
Certified statics	Yes
Weight (without mast/aluminum)	Project Specific

DRIVE

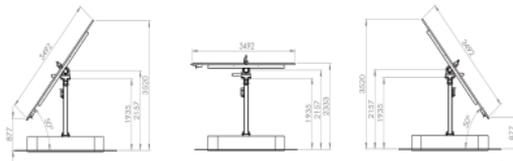
Principle	Maintenance Free Rotary Drive
East-West angle (with snow)	+50° / -70°
East-West angle (without snow)	±/- 55°
Spin speed	18°/min.
Sound level (without load)	At A Distance Of 10 Meters: 29-40 Db(A)
Protection class	IP 67

ELECTRONICS & CONTROL

Operating voltage	100 - 240 V AC / 100 - 380 V DC / 50 - 60 Hz
Rated input current	2,3 A
Control	MLD-Technology
Protection class	IP 67



Technical Specification



DEGER S100-CF-DR
 With Concrete Foundation⁽¹⁾

POWER CONSUMPTION (APPROX)

Control mode	1 W
With running actuator	58 W – 240 W
Internal consumption per year	5 kWh

POWER OUTPUT

Output voltage	24 V DC
Output current (max.)	10 A

CLIMATIC CONDITIONS

Installation over sea level	max. 2000 m
Permissible ambient temperature	-20°C – +50°C
Humidity range	5% – 95%
Permitted wind speed	up to 110 km/h ⁽²⁾

GROUND CONDITIONS

Max. ground inclination East-West	10°
Max. ground inclination North-South	10° ⁽³⁾
Subsoil requirements	soil survey necessary

PILE DRIVING FLEXIBILITY

Ramming accuracy related to axis	max. +/- 25 mm
Axis twist angle	max. +/- 5°
Ramming accuracy in height	max. +/- 10 mm

⁽¹⁾ Pictured dimensions can change depending on the modules lbs and/or number of modules per tracking system

⁽²⁾ With full occupancy – Laid out with Planning Tool

⁽³⁾ Tracker axis installed parallel to the ground

SCOPE OF DELIVERY

Complete single-axis tracking systems, solar module carrier system made of steel or aluminium - matching the module type used, patented MLD control (Maximum Light Detection) with MLD sensor and assembly instructions.

OPTIONAL SERVICES

Assembly support, trainings and on-site service.

Comparative measurements: Up to 28.1% Yield Increase

In the comparative measurement four different systems for generating solar energy were examined in solar park Rexingen in southern Germany. The aim of the two-year study was to determine the efficiency and higher yield of the photovoltaic modules compared to fixed tilt installed, astronomic tracked and tracking by MLD sensors of single- and dual-axis systems.

CONDITIONS

The efficiency of solar panels depends on various factors such as temperature, air pressure and radiation values. So that the comparison measurements were carried out under the same conditions, all four systems were installed on the former landfill in Rexingen and equipped with the same modules and inverters. Measurement of yield was determined for two years and was carried out under the following parameters and performance

Installation site	48° 26' 50" North, 8° 39' 48" East
Elevation N	549 meters
Irradiation	1,010 kWh/kWp (PVGIS)
Installed modules	Per unit 36 modules Sanyo HIP-215NKHE1
Nominal power	7.74 kWp
PV Inverter	Per unit one SMA SMC 8000TL
Nominal power	8.0 kW

SYSTEM 1

Fixed tilt installation 30° south-facing



SYSTEM 2

Single-axis DEGER tracker with MLD sensor



SYSTEM 3

Dual axis astronomical controlled



SYSTEM 4

Dual-axis DEGER tracker with MLD sensor



ANALYSIS PROCEDURES

For the evaluation two different methods were used. The normalization method, in which all performance variables such as cable length, actual module output, inverter efficiency and other similar variables are taken into account. By the evaluation with the standard method the yield takes into account a theoretical consideration of the cable losses resulting directly from the measured data without further corrective calculation.

ENERGY RV-K FOC RV-K

TENSIÓN: 0.6/1 kV

NORMAS

UNE 21123-2 - Norma constructiva
UNE-EN 60332-1 - No propagador de la llama
IEC 60332-1 - No propagador de la llama

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR:

Cobre, flexible clase 5

AISLAMIENTO:

Polietileno reticulado (XLPE)

CUBIERTA EXTERIOR:

Polidoruro de vinilo acrílico (PVC flexible)

APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Los cables ENERGY RV-K FOC son cables flexibles para la utilización en la distribución de energía en baja tensión en instalaciones fijas de interior y exterior. Se distinguen por su flexibilidad y manejabilidad, que facilitan y ahorran tiempo en la instalación.

Los cables ENERGY RV-K FOC cumplen en toda su gama con la No Propagación de la Llama según norma UNE-EN 60332-1-2 (correspondiente norma internacional IEC 60332-1-2). La variante UNFIRE cumple además la No Propagación del Incendio según norma UNE-EN 50268 (correspondiente norma internacional IEC 60332-3).

A partir de la sección de 50 mm² inclusive se ofrece la configuración SECTORFLEX con conductor sectoral flexible que, manteniendo idénticas prestaciones eléctricas y los mismos terminales y accesorios convencionales que el cable circular, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando significativamente su manejabilidad y facilidad de instalación.

Los cables ENERGY RV-K FOC son productos certificados con la marca AENOR.

Temperatura máxima del conductor en servicio permanente 90°C.



ENERGY RV-K FOC RV-K

TENSIÓN: 0.5/1 KV



								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	VIA,km	VIA,km
1004106	1x1.5	5,7	45	25	20	27	23,65	20,37
1004107	1x2.5	6,1	60	25	28	36	14,24	17,62
1004108	1x4	6,7	75	30	38	46	8,873	10,93
1004109	1x6	7,2	95	30	48	58	5,95	7,288
1004110	1x10	8,2	140	35	66	78	3,484	4,218
1004111	1x16	9,2	195	40	88	100	2,24	2,672
1004112	1x25	10,8	285	45	115	125	1,478	1,723
1004113	1x35	11,9	375	50	145	150	1,073	1,224
1004114	1x50	13,5	515	55	185	185	0,773	0,852
1004115	1x70	15,6	710	65	235	225	0,568	0,601
1004116	1x95	17,4	920	70	285	260	0,449	0,455
1004117	1x120	19,4	1180	80	335	300	0,368	0,356
1004118	1x150	21,4	1435	90	390	340	0,311	0,285
1004119	1x185	23,3	1735	95	445	380	0,27	0,234
1004120	1x240	26,6	2200	135	540	445	0,223	0,177
1004121	1x300	30,2	2885	155	610	500	0,193	0,142
1004122	1x400	34,8	3920	175	720	590	0,164	0,107
1004123	1x500	39,1	5015	200	820	670	0,148	0,085
1004124	1x630	43,7	6585	220	950	790	0,128	0,063
1004206	2x1.5	8,6	100	35	24	27	23,61	20,37
1004207	2x2.5	9,4	130	40	33	36	14,2	17,62
1004208	2x4	10,5	170	45	45	46	8,839	10,93
1004209	2x6	11,8	220	50	57	58	5,919	7,288
1004210	2x10	13,5	330	55	79	77	3,458	4,218
1004211	2x16	15,5	485	65	105	100	2,218	2,672
1004212	2x25	18,8	700	75	133	128	1,458	1,723
1004213	2x35	21,2	940	85	154	154	1,057	1,224
1000214	2x50	21,3	1180	85	188	183	0,759	0,852
1000215	2x70	24,7	1600	100	244	224	0,558	0,601
1000216	2x95	27,7	2075	140	296	265	0,438	0,455
1000217	2x120	31,3	2640	160	348	302	0,358	0,356
1000218	2x150	34,5	3255	175	404	342	0,302	0,285
1000219	2x185	37,8	3950	190	464	383	0,262	0,234
1000220	2x240	43,3	5220	220	552	442	0,215	0,177
1004306	3x1.5	9,0	115	40	26	29	23,61	20,37
1004307	3x2.5	9,9	155	40	28	30	14,2	17,62
1004308	3x4	11,1	205	45	36	38	8,839	10,93
1004309	3x6	12,3	275	50	48	48	5,919	7,288
1004310	3x10	14,3	415	60	65	64	3,458	4,218
1004311	3x16	16,5	600	70	87	82	2,218	2,672
1004311	3x16	16,5	600	70	87	82	2,218	2,672
1004312	3x25	20,0	900	80	110	108	1,458	1,723
1004313	3x35	22,7	1225	95	137	129	1,057	1,224
1000314	3x50	24,9	1555	100	167	152	0,759	0,852
1000315	3x70	29,2	2170	150	214	187	0,558	0,601
1000316	3x95	32,5	2805	165	259	222	0,438	0,455
1000317	3x120	36,7	3560	185	301	253	0,358	0,356
1000318	3x150	40,8	4415	205	353	286	0,302	0,285
1000319	3x185	44,3	5340	225	391	320	0,262	0,234
1000320	3x240	50,8	7050	305	488	370	0,215	0,177
1004321	3x300	64,1	10705	385	538	418	0,186	0,142

ENERGY RV-K FOC RV-K

TENSIÓN: 0.6/1 kV



								
	mm ²	mm	kg/km	mm	A	A	VA.km	VA.km
1004406	4G1.5	9,9	140	40	20	23	23,81	29,37
1004407	4G2.5	10,9	185	45	26	30	14,2	17,62
1004408	4G4	12,2	255	50	36	38	8,839	10,93
1004409	4G6	13,5	340	55	46	48	5,919	7,288
1004410	4G10	15,8	525	65	65	64	3,458	4,218
1004411	4x16	18,3	760	75	87	82	2,218	2,672
1004411	4G16	18,3	760	75	87	82	2,218	2,672
1004412	4x25	22,4	1155	90	110	106	1,458	1,723
1004413	4x35	25,1	1560	125	137	129	1,057	1,224
1004414	4x50	27,5	2075	140	167	152	0,759	0,852
1004415	4x70	32,3	2900	165	214	187	0,558	0,601
1004416	4x95	35,8	3735	180	259	222	0,438	0,455
1004417	4x120	40,5	4770	205	301	253	0,358	0,358
1004418	4x150	44,6	5805	225	353	288	0,302	0,285
1004419	4x185	49,2	7190	250	391	320	0,282	0,294
1004420	4x240	58,4	9495	340	488	370	0,215	0,177
1004506	5G1.5	10,8	170	45	20	23	23,81	29,37
1004507	5G2.5	11,9	225	50	26	30	14,2	17,62
1004508	5G4	13,4	310	55	36	38	8,839	10,93
1004509	5G6	14,9	420	60	46	48	5,919	7,288
1004510	5G10	17,5	645	70	65	64	3,458	4,218
1004511	5G16	20,2	925	85	87	82	2,218	2,672
1004512	5G25	24,8	1410	100	110	106	1,458	1,723
1004513	5G35	27,8	1905	140	137	129	1,057	1,224
1004514	5G50	32,5	2670	165	167	152	0,759	0,852
1004515	5G70	39,8	4075	200	214	187	0,558	0,601
1004516	5G95	44,6	5320	225	259	222	0,438	0,455
1004517	5G120	50,4	6765	305	301	253	0,358	0,358
1004518	5G150	55,7	8360	335	353	288	0,302	0,285

EXHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class
exZellent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

EN 50618
 IEC 62930

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
 UNE-EN 50525-1; IEC 62821-1 anexo B
 UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000163
 Clase E_{ca}

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Cobre estañado, clase 5
 según UNE-EN 60228.

2. AISLAMIENTO

Compuesto libre de halógenos reticulado.

3. CUBIERTA EXTERIOR

Compuesto libre de halógenos reticulado.
 Colores rojo o negro.

APLICACIONES

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas (grandes plantas, edificios, industrias, naves agrícolas, para uso fijo o móvil con seguidores...).

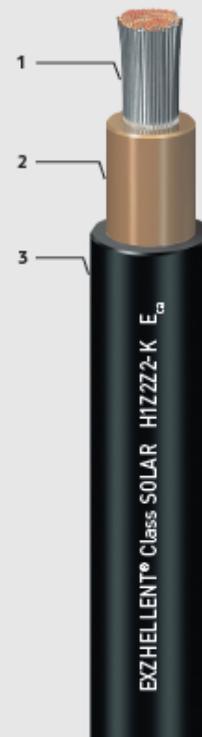
Puede ser instalado en bandejas, conductos y equipos.

A emplear en el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo o entre paneles solares y string combiner boxes en grandes plantas de generación fotovoltaica.

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

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C.

CERTIFICACIONES



* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.



DESCÁRGATE LA DOP
 (declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

Nº Dop000163

General Cable

A Brand of Prysmian Group

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class
exZhelent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

ENSAYOS ADICIONALES

Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
T máxima de conductor	90 °C (120 °C, 20.000 h)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; EN 50618 Tab.2 según EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	A07 (Inmersión)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y EN 50618 Anexo B 7 días, 23°C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según EC 60811-404; EN 60811-404)
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según EN 60811-503 (máxima contracción 2%)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2y EN 50618 Tab. 21.000h a 90°C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2 ; EN 50395-9 (240h/85 °C agua/1,8 KV DC)
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según N 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40°C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class
exZhelent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible al aire (2) A	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Caida de tensión V/A-km (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x 4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1x120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1x240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C).
→ XLPE2 con instalación tipo F+ columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).
Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima del conductor 120 °C.
Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

ANEXO II

Plano

