



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER ANÁLISIS TÉCNICO ECÓNOMICO DE UN PARQUE SOLAR

Autor: Manuel Rodríguez Pérez
Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid
Julio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Análisis técnico económico de un parque solar** en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025/2026 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

- ☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.
- ☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

La Inteligencia Artificial ha sido empleada para las siguientes tareas:

- Búsqueda y síntesis de información: localización de fuentes, datos técnicos, normativa aplicable y referencias de mercado para los distintos capítulos del trabajo.
- Lluvia de ideas y planificación: apoyo en la estructuración del contenido, definición del enfoque metodológico y generación de ideas para el desarrollo de los distintos apartados.
- Corrección y mejora de la redacción: revisión ortográfica, gramatical y estilística de los textos elaborados por el autor, así como sugerencias de reformulación para mejorar la claridad y coherencia del documento.

En todos los casos, el autor ha verificado de forma independiente la información proporcionada por la IA antes de incorporarla al trabajo.

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Firmado (alumno): Manuel Rodríguez Pérez
Fecha: 06/07/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
	
Fdo: Ignacio Martín Gutiérrez	Fdo:
Fecha: 06/07/2026	Fecha:



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER ANÁLISIS TÉCNICO ECÓNOMICO DE UN PARQUE SOLAR

Autor: Manuel Rodríguez Pérez
Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid
Julio de 2026

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE UN PARQUE SOLAR

Autor: Rodríguez Pérez, Manuel.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

El sector fotovoltaico español atraviesa un momento de expansión sin precedentes, con más de 30 GW instalados a finales de 2024 y un objetivo de 76 GW en 2030 según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Sin embargo, este crecimiento trae consigo nuevos retos estructurales: la canibalización de precios en las horas de máxima generación solar, los episodios crecientes de precios nulos o negativos, y la necesidad de infraestructuras de almacenamiento y flexibilidad que aún no han seguido el ritmo de la capacidad instalada. En este contexto, el análisis técnico-económico riguroso de nuevos proyectos fotovoltaicos resulta imprescindible para evaluar su viabilidad real en el mercado actual.

2. Definición del proyecto

El proyecto consiste en el análisis técnico-económico completo de un parque solar fotovoltaico utility-scale en la Dehesa del Concejo, término municipal de Carmona (Sevilla), sobre parcelas del polígono 6 con una superficie útil de 81,30 ha. El emplazamiento se caracteriza por una irradiación horizontal global anual de 1.916 kWh/m² y una proximidad a una línea de 220 kV existente que facilita la evacuación de la energía a la red de transporte. El objetivo del trabajo es diseñar la instalación de forma completa, simular su producción energética y evaluar su viabilidad económica bajo distintos escenarios de financiación, adoptando como enfoque diferenciador el cálculo del precio de equilibrio de la energía en lugar de una proyección de precios a 30 años.

3. Descripción del modelo

La metodología seguida comprende cuatro bloques diferenciados. En primer lugar, se caracteriza el emplazamiento y se seleccionan los componentes principales de la instalación mediante comparativas técnicas y económicas entre fabricantes. En segundo lugar, se diseña el campo solar optimizando el aprovechamiento de las tres zonas rectangulares en que se divide la parcela, definiendo la orientación, la separación entre filas, la configuración

eléctrica de strings e inversores y la distribución de los bloques de media tensión. En tercer lugar, se simula la producción anual mediante el software PVSyst V8.1.3 con datos meteorológicos PVGIS TMY. Finalmente, se construye un modelo de descuento de flujos de caja (DCF) a 30 años en el que el precio de la energía actúa como incógnita, resolviéndose mediante la herramienta ‘Buscar Objetivo’ de Excel para determinar el precio mínimo de viabilidad en dos escenarios: sin deuda y con estructura de project finance apalancada al 75%.

4. Resultados

La instalación diseñada cuenta con 121.212 módulos JA Solar JAM72D42-625/LB de 625 Wp, 222 inversores Sungrow SG350HX de 350 kW y 15 bloques de media tensión Sungrow MVS7320-LV, alcanzando una potencia pico instalada de 75,76 MWp. La simulación PVSyst arroja una producción anual de 138.182 MWh, una producción específica de 1.824 kWh/kWp/año y un Performance Ratio del 86,71%.

Tabla 1. Resultados principales de la simulación PVSyst

Parámetro	Valor
Irradiación horizontal global anual	1.916,0 kWh/m ²
Irradiación incidente en plano colector	2.103,6 kWh/m ²
Producción anual del sistema	138.182,1 MWh/año
Producción específica	1.824,0 kWh/kWp/año
Performance Ratio (PR)	86,71%

El CAPEX total asciende a 39,36 M€ (519.500 €/MWp) y el OPEX anual a 1,14 M€, con un LCOE de 20,91 €/MWh. El análisis de rentabilidad arroja los siguientes precios de equilibrio:

Tabla 2. Comparativa de precios de equilibrio con referencias de mercado

Indicador	Valor (€/MWh)
LCOE del proyecto	20,91
Precio de equilibrio — caso sin deuda	36,19
Precio de equilibrio — caso con deuda	28,86
Precio de captura solar en España (2025)	35,75
Precio medio de mercado OMIE (2025)	83,45
Precio P25 de PPAs solares en España (Q4 2025)	32,5

5. Conclusiones

El proyecto demuestra que la viabilidad económica de un parque solar utility-scale en España depende de forma determinante de la estructura de financiación adoptada. Bajo financiación íntegramente con capital propio, el precio de equilibrio (36,19 €/MWh) supera el precio de captura solar registrado en 2025 (35,75 €/MWh), haciendo el proyecto inviable en el entorno actual de canibalización de precios. Con una estructura de project finance apalancada al 75%, el precio de equilibrio se reduce a 28,86 €/MWh, situándose por debajo del precio de captura solar y de los niveles de PPA vigentes en el mercado español, confirmando la viabilidad del proyecto bajo esta estructura. Como trabajo futuro, se propone el estudio de la hibridación con sistemas de almacenamiento en baterías (BESS), que permitiría desplazar la generación a horas de mayor precio, mitigando el impacto de la curva del pato y mejorando la rentabilidad del caso sin deuda.

6. Referencias

Agencia Andaluza de la Energía. (s.f.). *Mapa de Infraestructuras Energéticas de Andalucía (MapMiea)*. Obtenido de <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/MapMiea/>

AleaSoft. (2025). *La canibalización de precios pone en riesgo la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos en España*. Obtenido de <https://www.review-energy.com/solar/la-canibalizacion-de-precios-pone-en-riesgo-la-rentabilidad-de-los-proyectos-fotovoltaicos-en-espana-aleasoft>

Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. (2024). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030)*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>

Red Eléctrica. (2026). *'El sistema eléctrico español en 2025': Aumenta la demanda de electricidad, la generación y la potencia instalada*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2026/03/el-sistema-electrico-espanol-en-2025-aumenta-la-demanda-de-electricidad-la-generacion-y-la-potencia-instalada>

Strategic Energy. (2025). *Curtailment récord en verano 2025: hasta el 11% de la energía renovable no se integró a la red*. Obtenido de <https://www.energiaestrategica.com/strategicenergy/en/notes/curtailment-record-en-verano-2025-hasta-el-11-de-la-energia-renovable-no-se-integro-a-la-red>

TECHNICAL-ECONOMIC ANALYSIS OF A SOLAR PARK

Author: Rodríguez Pérez, Manuel.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

1. Introduction

The Spanish photovoltaic sector is experiencing unprecedented growth, with over 30 GW installed by end of 2024 and a target of 76 GW by 2030 under the National Integrated Energy and Climate Plan. However, this expansion brings significant structural challenges: price cannibalization during peak solar generation hours, increasing episodes of zero or negative prices, and the need for storage and flexibility infrastructure that has not kept pace with installed capacity. In this context, a rigorous technical-economic analysis of new photovoltaic projects is essential to assess real viability in the current market environment.

2. Project definition

The project consists of a complete technical-economic analysis of a utility-scale photovoltaic solar park at Dehesa del Concejo, in the municipality of Carmona (Seville), on plots of polygon 6 with a usable area of 81.30 ha. The site features an annual global horizontal irradiation of 1,916 kWh/m² and proximity to an existing 220 kV line that facilitates grid connection. The aim is to fully design the installation, simulate its energy production and assess its economic viability under different financing scenarios, adopting as a differentiating approach the calculation of the energy break-even price rather than projecting electricity prices over 30 years.

3. Model description

The methodology comprises four distinct blocks. First, the site is characterised and the main components are selected through technical and economic comparisons between manufacturers. Second, the solar field is designed by optimising the use of the three rectangular zones into which the site is divided, defining orientation, row spacing, string and inverter electrical configuration, and the distribution of medium-voltage power blocks. Third, annual production is simulated using PVSyst V8.1.3 software with PVGIS TMY meteorological data. Finally, a 30-year discounted cash flow (DCF) model is built in which

the energy price acts as the unknown variable, solved using Excel's 'Goal Seek' tool to determine the minimum viability price in two scenarios: unlevered and levered at 75% through a project finance structure.

4. Results

The designed installation comprises 121,212 modules JA Solar JAM72D42-625/LB (625 Wp), 222 inverters Sungrow SG350HX (350 kW) and 15 medium-voltage power blocks Sungrow MVS7320-LV, reaching an installed peak power of 75.76 MWp. The PVSyst simulation yields an annual production of 138,182 MWh, a specific production of 1,824 kWh/kWp/year and a Performance Ratio of 86.71%.

Table 1. Key PVSyst simulation results

Parameter	Value
Annual global horizontal irradiation	1.916,0 kWh/m ²
Incident irradiation on collector plane	2.103,6 kWh/m ²
Annual system production	138.182,1 MWh/año
Specific production	1.824,0 kWh/kWp/año
Performance Ratio (PR)	86,71%

Total CAPEX amounts to €39.36M (€519,500/MWp) and annual OPEX to €1.14M, with an LCOE of €20.91/MWh. The profitability analysis yields the following break-even prices:

Table 2. Breakeven price comparison against market benchmarks

Indicator	Value (€/MWh)
Project LCOE	20,91
Breakeven price — without debt	36,19
Breakeven price — with debt	28,86
Solar capture price in Spain (2025)	35,75
PrOMIE average market price (2025)	83,45
P25 price of solar PPAs in Spain (Q4 2025)	32,5

5. Conclusions

The project demonstrates that the economic viability of a utility-scale solar park in Spain depends critically on the financing structure adopted. Under full equity financing, the break-even price (€36.19/MWh) exceeds the solar capture price recorded in 2025 (€35.75/MWh), making the project unviable in the current price cannibalization environment. With a 75% leveraged project finance structure, the break-even price falls to €28.86/MWh, below both

the current solar capture price and prevailing PPA levels in the Spanish market, confirming project viability under this structure. As future work, hybridization with battery energy storage systems (BESS) is proposed, which would shift generation to higher-price hours, mitigating the impact of the duck curve and improving unlevered returns.

6. References

- Agencia Andaluza de la Energía. (s.f.). *Mapa de Infraestructuras Energéticas de Andalucía (MapMiea)*. Obtenido de <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/MapMiea/>
- AleaSoft. (2025). *La canibalización de precios pone en riesgo la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos en España*. Obtenido de <https://www.review-energy.com/solar/la-canibalizacion-de-precios-pone-en-riesgo-la-rentabilidad-de-los-proyectos-fotovoltaicos-en-espana-aleasoft>
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. (2024). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030)*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- Red Eléctrica. (2026). *'El sistema eléctrico español en 2025': Aumenta la demanda de electricidad, la generación y la potencia instalada*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2026/03/el-sistema-electrico-espanol-en-2025-aumenta-la-demanda-de-electricidad-la-generacion-y-la-potencia-instalada>
- Strategic Energy. (2025). *Curtailment récord en verano 2025: hasta el 11% de la energía renovable no se integró a la red*. Obtenido de <https://www.energiaestrategica.com/strategicenergy/en/notes/curtailment-record-en-verano-2025-hasta-el-11-de-la-energia-renovable-no-se-integro-a-la-red>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	7
1.1 Motivación del proyecto.....	10
1.2 Objetivos del proyecto.....	10
1.3 Metodología.....	11
Capítulo 2. Estado de la cuestión.....	13
2.1 Costes y Cadena de Suministro	13
2.2 Situación en España.....	15
2.3 Principales retos	16
2.4 Principales tendencias	18
Capítulo 3. Descripción de las Tecnologías.....	20
3.1 Paneles fotovoltaicos	20
3.2 Estructuras de soporte y sistemas de seguimiento.....	24
3.3 Inversores	25
3.4 Transformadores y evacuación.....	27
3.5 Cableado, protecciones y puesta a tierra	28
3.6 Monitorización y control	28
Capítulo 4. Marco regulatorio.....	29
Capítulo 5. Descripción del emplazamiento	34
Capítulo 6. Diseño de la instalación	42
6.1 Selección de componentes.....	42
6.1.1 Selección de los módulos fotovoltaicos	42
6.1.2 Selección de la estructura de soporte.....	44
6.1.3 Selección del inversor.....	45
6.1.4 Selección del transformador.....	46
6.2 Dimensionamiento y distribución de la instalación.....	47
6.2.1 Optimización de la parcela	47
6.2.2 Orientación de los módulos.....	49
6.2.3 Separación entre filas.....	49

6.2.4 Paneles en serie.....	51
6.2.5 Disposición de los módulos y configuración eléctrica.....	52
6.2.6 Distribución de los bloques de media tensión y ubicación de la subestación.....	55
6.3 Cableado.....	57
6.3.1 Cableado de CC BT.....	58
6.3.2 Cableado de AC BT.....	60
6.3.3 Cableado AC MT.....	62
6.4 Protecciones.....	66
6.5 Puesta a tierra	66
6.5.1 Puesta a tierra en BT.....	67
6.5.2 Puesta a tierra en MT.....	68
6.6 Subestación transformadora y conexión a la red.....	70
Capítulo 7. Análisis de la instalación	72
7.1 Análisis de la producción	72
7.2 Análisis de pérdidas.....	73
7.3 Rendimiento	75
7.4 Reducción de emisiones de CO2.....	75
Capítulo 8. Análisis económico.....	77
8.1 Estudio de costes	77
8.1.1 CAPEX.....	77
8.1.2 Opex.....	78
8.1.3 Coste nivelado de energía (LCOE)	78
8.2 Estructura de financiación.....	79
8.2.1 Coste de capital propio (Ke)	79
8.2.2 Estructura de la deuda	80
8.3 Análisis de rentabilidad	80
8.3.1 Caso no apalancado.....	81
8.3.2 Caso apalancado.....	82
8.3.3 Comparativa y conclusiones.....	83
Capítulo 9. Conclusiones.....	86
Capítulo 10. Bibliografía.....	88

<i>ANEXO I. Alineación con los ODS.....</i>	<i>93</i>
<i>Anexo II. Informe de simulación PVSyst.....</i>	<i>95</i>
<i>Anexo III. Hojas de características de los equipos</i>	<i>104</i>
<i>Anexo IV. Detalle del análisis económico</i>	<i>122</i>

Índice de figuras

Figura 1. Cobertura de demanda eléctrica con fotovoltaica por país (top 10).....	8
Figura 2. % de generación solar fotovoltaica de cada comunidad autónoma (top 10).....	9
Figura 3. Evolución del LCOE medio ponderado global de la energía solar fotovoltaica utility-scale (\$/kWh, 2010–2024).....	14
Figura 4. Evolución de la curva de precios del mercado eléctrico español. ‘Curva Pato’. (AleaSoft Energy Forecasting, 2024).....	17
Figura 5. Curva I-V en función de la temperatura.....	21
Figura 6. Curva P-V en función de la temperatura.....	21
Figura 7. Curva I-V en función de la irradiancia.....	21
Figura 8. Curva P-V en función de la irradiancia.....	22
Figura 9. Tipos de células fotovoltaicas: a) monocristalino, b) policristalino y c) amorfo.	23
Figura 10. Tipos de inversores: a) central, b) string y c) multistring	27
Figura 11. Diagrama de respuesta potencia-frecuencia (MRPFL-O, MRPFL-U y MRPFL)	31
Figura 12. Perfiles U-Q/P _{max} y P-Q/P _{max} de un módulo de parque eléctrico tipo D.	32
Figura 13. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de parque eléctrico de tipo D.....	32
Figura 14. Ubicación del emplazamiento en Carmona (Sevilla).....	34
Figura 15. Parcela 58 del polígono 6 en Dehesa del Concejo	35
Figura 16. Parcela 58 del polígono 6 en Dehesa del Concejo	35
Figura 17. Parcela 58 del polígono 6 en Dehesa del Concejo	36
Figura 18. Delimitación conjunta de las parcelas seleccionadas en el polígono 6.....	37
Figura 19. Irradiación mensual en plano fijo (PVGIS)	38
Figura 20. Horas mensuales de producción fotovoltaica (PVGIS)	39
Figura 21. Perfil de sombras del terreno (PVGIS)	39
Figura 22. Infraestructura eléctrica en el entorno del emplazamiento (líneas de 220kV en verde y de 400 kV en rojo)	41
Figura 23. División del área útil en zonas de diseño A, B y C sobre plano catastral.....	48
Figura 24. Geometría de separación entre filas de módulos fotovoltaicos.....	50

Figura 25. Ubicación de la subestación transformadora.....	57
Figura 26. Tabla 6 de la ITC-LAT 06: Intensidades admisibles para cables unipolares directamente enterrados.....	63
Figura 27. Tabla 1 de la ITC-BT-18: Secciones mínimas de los conductores de tierra.....	67
Figura 28. Tabla 2 de la ITC-BT-18: Relación entre secciones de conductores de fase y de protección	68
Figura 29. Tabla de valores admisibles de tensión de contacto U_{ca} en función del tiempo de falta t_p	70

Índice de tablas

Tabla 1. Superficie empleada en las parcelas seleccionadas del polígono 6.....	37
Tabla 2. Comparativa de las características de los módulos fotovoltaicos preseleccionados	43
Tabla 3. Características técnicas del inversor seleccionado	46
Tabla 4. Dimensiones de las zonas de diseño tras la corrección proporcional.....	48
Tabla 5. Resultados principales de la simulación PVSyst.....	72
Tabla 6. Producción mensual e inyectada a red.....	73
Tabla 7. Resumen del CAPEX del proyecto	77
Tabla 8. Desglose del OPEX anual del proyecto.....	78
Tabla 9. Parámetros de la estructura de financiación con deuda.....	80
Tabla 10. Parámetros de entrada del modelo DCF	81
Tabla 11. Comparativa de precios de equilibrio con referencias de mercado	83
Tabla 12. Desglose del CAPEX del proyecto.....	122
Tabla 13. Detalle del modelo DCF para el caso sin apalancamiento	123
Tabla 14. Detalle del modelo DCF para el caso con apalancamiento	125

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La transición energética está reconfigurando los sistemas eléctricos a nivel mundial, impulsada por la necesidad de reducir emisiones. En la Unión Europea (UE), la producción y uso de energía representa más del 75% de las emisiones de gases de efecto invernadero, por lo que la descarbonización del sistema energético es fundamental para cumplir las metas climáticas.

Como respuesta a esta situación, la Comisión Europea confeccionó el ‘Pacto Verde Europeo’, que marca como objetivos la reducción de las emisiones netas de gases de efecto invernadero en al menos un 55 % de aquí a 2030 (respecto a los niveles de 1990) y alcanzar la neutralidad climática en 2050.

Según la Comisión Europea, la electrificación representa la base necesaria para alcanzar un sistema completamente descarbonizado, por lo que el desarrollo industrial y la digitalización incrementarán significativamente la demanda eléctrica en las próximas décadas. Además, tal y como sugiere el *World Economic Forum*, para satisfacer esta creciente demanda global de manera sostenible, se requiere una expansión acelerada de la capacidad renovable.

Dentro del conjunto de tecnologías renovables, la energía solar fotovoltaica ha evolucionado desde aplicaciones limitadas a contextos muy específicos (usada inicialmente en satélites) hasta convertirse en una solución ampliamente extendida y escalable. Esta expansión se ha visto favorecida por la madurez tecnológica y por una reducción significativa de costes a lo largo de la última década, que ha facilitado su competitividad y el desarrollo de instalaciones de gran potencia a nivel global. Como resultado, en muchos sistemas eléctricos la fotovoltaica ha pasado a ocupar un rol estructural, incrementando su contribución tanto en energía generada como en potencia instalada.

En el contexto europeo, España destaca como uno de los países con mayor penetración fotovoltaica, situándose entre los mercados donde esta cubre una fracción más elevada de la

demanda eléctrica. Según la *International Energy Agency* y tal y como se refleja en la Figura 1, España se encuentra en el grupo líder de países en los que la generación fotovoltaica representa una mayor proporción del suministro eléctrico en 2025 (del orden del 24%). Este posicionamiento se explica por la combinación de un recurso solar favorable, disponibilidad de suelos aptos en determinadas regiones y la experiencia acumulada en el desarrollo de proyectos *utility-scale*.

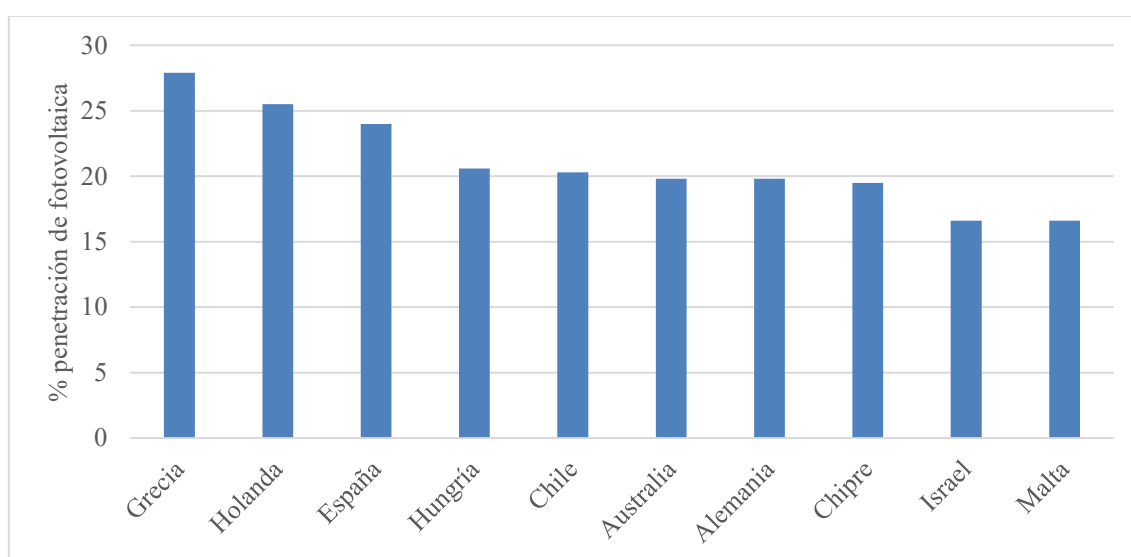


Figura 1. Cobertura de demanda eléctrica con fotovoltaica por país (top 10).

También se puede observar la relevancia de esta tecnología observando las cifras aportadas por el operador de red. Red Eléctrica muestra cómo la fotovoltaica ha ido aumentando su aportación al mix con récords sucesivos: 27.864 GWh en 2022 (10,1%), 37.332 GWh en 2023 (14,0%) y 44.520 GWh en 2024 (17,0%), 50.2GWh en 2025 (24,0%) evidenciando un peso cada vez mayor y demostrando que la fotovoltaica ya no actúa como tecnología marginal, sino como una fuente relevante de generación.

Más concretamente, Andalucía constituye una ubicación especialmente favorable para para este tipo de proyectos por su elevado recurso solar. La Junta de Andalucía destaca que la región presenta una radiación solar un 13% superior a la media nacional. Además, esta idoneidad se refleja en los datos de generación. Según Red Eléctrica, en 2024 Andalucía produjo 10.330 GWh de energía solar fotovoltaica, situándose entre las tres comunidades

con mayor generación, muy próxima a Castilla-La Mancha (10.822 GWh) y Extremadura (10.392 GWh), que en conjunto concentran en torno al 71% de la generación fotovoltaica nacional, tal y como se puede comprobar en la Figura 2.

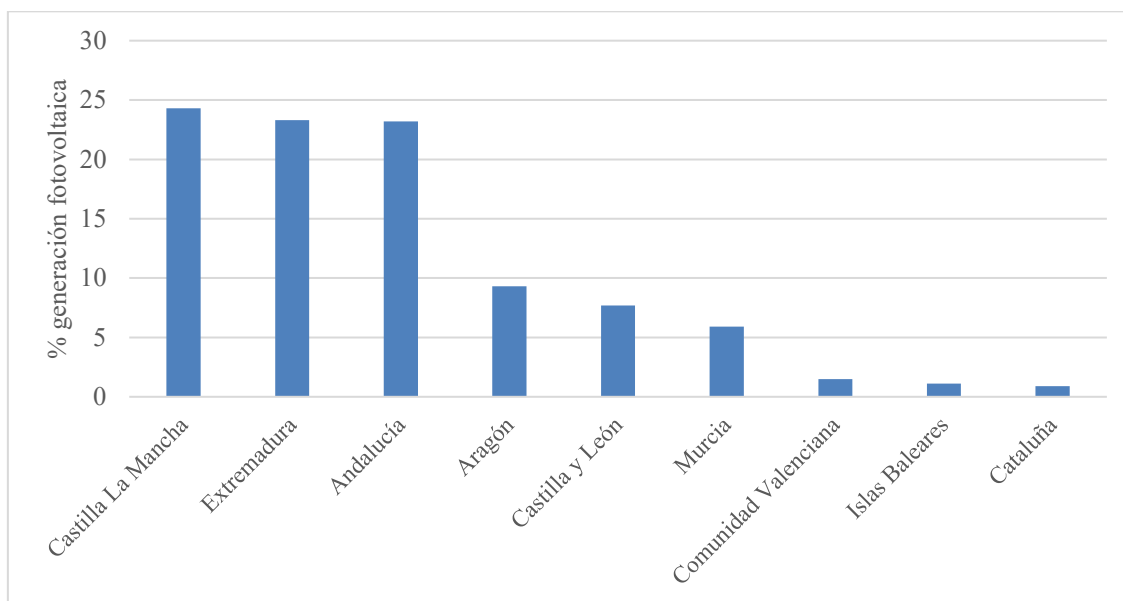


Figura 2. % de generación solar fotovoltaica de cada comunidad autónoma (top 10).

En este marco, el presente proyecto propone un análisis técnico y económico preliminar para estudiar la viabilidad del desarrollo de una planta solar fotovoltaica en Carmona (Sevilla). La ubicación considerada se define sobre una superficie aproximada de 180 hectáreas, y se selecciona por su potencial solar y coherencia con los desarrollos existentes en el entorno. Es importante resaltar que, aunque en la zona existe ya una instalación fotovoltaica de referencia, este trabajo se desarrolla como un estudio independiente: se parte del terreno como si no existiese infraestructura previa y se evalúa la viabilidad de diseñar y construir una planta nueva.

El alcance del estudio abarca el análisis del recurso solar, el dimensionamiento preliminar de la planta, la selección de tecnologías y la evaluación de su rentabilidad bajo las condiciones actuales del sector.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El rápido crecimiento de la demanda eléctrica y la necesidad de alcanzar los objetivos de descarbonización establecidos por la Unión Europea requieren la incorporación continua de nueva capacidad de generación renovable al sistema energético. En este contexto, las plantas solares fotovoltaicas de gran escala constituyen actualmente una de las soluciones más eficientes, competitivas y escalables para producir energía limpia, especialmente en regiones con elevada irradiación solar como el sur de España.

España se ha consolidado además como uno de los principales mercados fotovoltaicos de Europa, con una implantación creciente de esta tecnología y una experiencia cada vez mayor en el desarrollo de proyectos utility-scale. La existencia de numerosas instalaciones comparables en el país, junto con la consolidación de soluciones tecnológicas maduras y un marco regulatorio ya establecido para plantas de gran potencia, refuerzan la viabilidad y coherencia del desarrollo de nuevos proyectos de estas características. En este sentido, Andalucía presenta unas condiciones especialmente favorables por la calidad del recurso solar disponible y por su peso creciente dentro de la generación fotovoltaica nacional.

No obstante, el desarrollo de una nueva planta fotovoltaica no depende únicamente del potencial del emplazamiento, sino también de factores como la selección tecnológica, la integración en red, el comportamiento del mercado eléctrico y la rentabilidad esperada del proyecto. Por ello, resulta necesario realizar un análisis técnico-económico que permita evaluar de forma preliminar la idoneidad del terreno, el dimensionamiento de la instalación y su viabilidad bajo las condiciones actuales del sector.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Objetivos primarios:

1. Analizar las condiciones del emplazamiento y evaluar su idoneidad para albergar una planta fotovoltaica de gran escala: Incluye la recopilación de datos climatológicos y de recurso solar, la identificación de posibles limitaciones geográficas y ambientales,

- y la evaluación preliminar de la conexión eléctrica conforme al marco regulatorio vigente.
2. Seleccionar y justificar las tecnologías para los componentes principales de la planta: Comprende el estudio comparativo de módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras, y sistemas auxiliares (SCADA, transformadores, centros de seccionamiento y protecciones). Se evaluarán criterios de eficiencia, rendimiento, fiabilidad, madurez tecnológica y coste.
 3. Realizar el dimensionamiento preliminar completo de la planta: Incluye el diseño del layout sobre el terreno disponible, la definición de la potencia pico a instalar, el cálculo de separaciones entre filas, la configuración eléctrica en corriente continua y alterna, la estimación de pérdidas energéticas y un análisis de producción.
 4. Evaluar la viabilidad económica del proyecto: Se estimarán los costes de inversión (CAPEX), operación y mantenimiento (OPEX), costes de ciclo de vida y desmantelamiento. También se llevará a cabo un estudio de rentabilidad, a partir de diversos escenarios con distintas proyecciones de flujos de caja, empleando indicadores económicos como el coste nivelado de la energía (LCOE), el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) o el payback.

Objetivo Secundario:

1. Determinar el impacto potencial del proyecto en cuanto a generación de energía limpia y contribución a la transición energética: Se estimará la energía anual generada, el número aproximado de hogares abastecidos y la reducción de emisiones de CO₂.

1.3 METODOLOGÍA

La metodología empleada en este proyecto combina técnicas de análisis energético, simulación, dimensionamiento eléctrico y evaluación económica:

1. Análisis del recurso solar y caracterización del emplazamiento: Se recopilarán datos climáticos y de irradiación procedentes de bases de datos reconocidas como PVGIS,

- a partir de lo cual se podrán caracterizar los parámetros solares del terreno (irradiancia global, temperatura ambiente, horas de sol, variabilidad estacional), necesarios para estimar la producción energética.
2. Selección y evaluación de tecnologías fotovoltaicas disponibles: Se realizará un estudio comparativo de módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras (fija y seguimiento a un eje), y configuraciones eléctricas. La evaluación incluirá parámetros de eficiencia, degradación, curvas I-V, tolerancia térmica y costes estimados.
 3. Dimensionamiento preliminar de la planta fotovoltaica: El dimensionamiento de la planta incluirá:
 - Análisis de sombras y separación entre filas.
 - Cálculo de potencia pico instalada.
 - Disposición de los módulos y de los inversores.
 - Interconexión y cableado (corriente continua y alterna).
 - Dimensionamiento de las protecciones.
 - Estimación de pérdidas (sombreado, disposición de módulos, suciedad, mismatch, temperatura, degradación, cableado, inversor).
 4. Simulación de la producción energética anual: Simulación energética utilizando herramientas como PVGIS y PVsyst para obtener una estimación precisa de la producción anual, factores de pérdidas y rendimiento global (PR).
 5. Evaluación económica de la instalación: Se estimarán los costes de inversión (CAPEX), operación y mantenimiento (OPEX) y final de vida de la planta, a partir de los cuales se calcularán los principales indicadores económicos:
 - LCOE (Levelized Cost of Energy)
 - VAN (Valor Actual Neto)
 - TIR (Tasa Interna de Retorno)Además de elaborará un análisis de sensibilidad en el que se plantearán varios escenarios económicos que consideren variaciones en el precio de la energía y en los costes de la tecnología.
 6. Conclusiones y valoración de viabilidad

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

La energía solar fotovoltaica ha pasado en pocos años de depender de subvenciones a competir directamente en el mercado eléctrico. Actualmente el sector se encuentra en una etapa de madurez tecnológica, con costes muy reducidos, fuerte crecimiento de capacidad instalada y nuevos retos asociados ya no tanto a la fabricación de módulos como a la integración efectiva de la generación en la red. Para un proyecto utility-scale, el análisis ya no debe centrarse solo en la competitividad de la tecnología, sino también en el comportamiento del mercado, la capacidad de evacuación y la necesidad de almacenamiento.

2.1 COSTES Y CADENA DE SUMINISTRO

La reducción del coste de la fotovoltaica ha sido una de las transformaciones energéticas más importantes de las últimas décadas. Gracias al aprendizaje industrial, la mejora de eficiencias y la fabricación a gran escala, el coste de generación solar ha caído de forma muy pronunciada. El indicador más utilizado para medir esta evolución es el *Levelized Cost of Energy* (LCOE), que resume los costes de inversión, operación y producción a lo largo de la vida útil de la planta.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{MWh_t}{(1+r)^t}}$$

Donde r es la tasa de descuento y n la vida útil del proyecto.

En 2026 la fotovoltaica utility-scale se sitúa entre las tecnologías de nueva generación más baratas. Esta caída se explica por la mejora de la tecnología de células, la reducción del precio de los módulos y la estandarización de la construcción de plantas. Además, el coste total por kW instalado se ha reducido de forma muy significativa respecto a 2010.

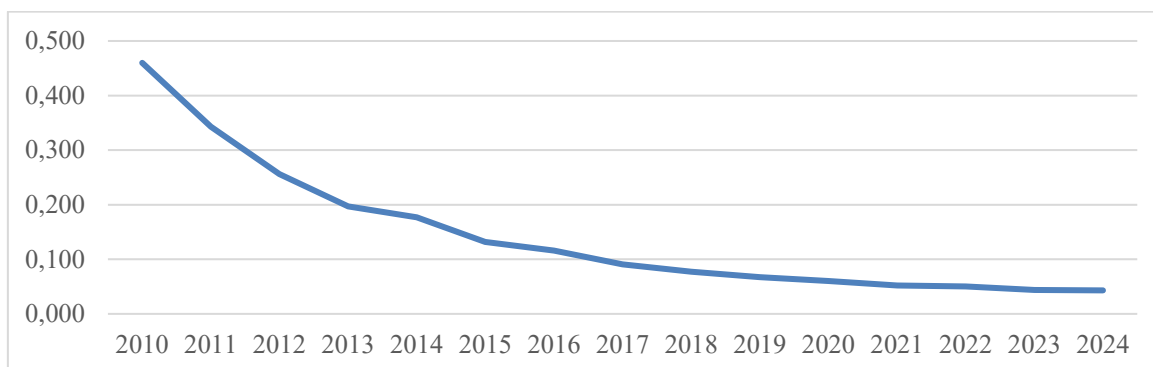


Figura 3. Evolución del LCOE medio ponderado global de la energía solar fotovoltaica utility-scale (\$/kWh, 2010–2024)

La Figura 3 ilustra esta evolución descendente y pone de manifiesto la magnitud del abaratamiento experimentado por la tecnología fotovoltaica en las últimas décadas. Entre 2010 y 2024, el LCOE medio ponderado global de la solar fotovoltaica utility-scale se redujo en torno a un 90%, pasando de valores cercanos a 0,46 USD/kWh a apenas 0,043 USD/kWh.

Sin embargo, ya no basta con analizar únicamente el LCOE. En mercados como el español, donde existe una alta penetración renovable, adquiere mayor importancia el precio real al que la planta consigue vender su energía. Por ello, junto al coste técnico de producir electricidad, resulta esencial considerar el valor de captura, es decir, el precio efectivo recibido en el mercado. En otras palabras, una planta puede ser muy barata de construir y operar, pero perder rentabilidad si produce justamente en las horas en las que el mercado paga menos.

Otro rasgo central del sector es el cambio en la estructura de costes. Si hace unos años el módulo concentraba buena parte de la inversión total, ahora su peso relativo ha descendido. En consecuencia, ganan importancia otros elementos como los inversores, las estructuras con seguimiento solar, la obra civil, la evacuación y, cada vez más, el almacenamiento.

A nivel industrial, la cadena de suministro está muy concentrada en Asia, especialmente en China, que domina gran parte de la producción de polisilicio, obleas, células y módulos. Esto ha permitido reducir precios, pero también ha generado una fuerte dependencia exterior y una mayor atención a la bancabilidad de los fabricantes.

Para proyectos de gran tamaño, la selección de proveedores no depende solo de la calidad técnica del panel, sino de la solidez financiera y la confianza que transmiten a bancos e inversores. Por eso adquiere relevancia la clasificación Tier 1 de *BloombergNEF*, ampliamente utilizada como referencia de bancabilidad. Fabricantes como *JinkoSolar*, *LONGi*, *Trina*, *JA Solar* o *Canadian Solar* aparecen de forma recurrente entre los principales suministradores del mercado utility-scale.

2.2 SITUACIÓN EN ESPAÑA

España se ha consolidado como uno de los principales mercados fotovoltaicos de Europa. La solar ya no es una tecnología marginal, sino una pieza estructural del mix eléctrico. Durante 2024 la fotovoltaica lideró las nuevas incorporaciones de potencia renovable y reforzó el papel de las renovables dentro de la generación nacional.

El crecimiento acumulado de capacidad instalada ha sido muy elevado, impulsado tanto por grandes plantas como por autoconsumo. Además, mientras que el PNIEC 2021-2030 establecía un objetivo de 39,2 GW de potencia fotovoltaica instalada, la actualización de 2023 ha incrementado esta cifra en un 95%, fijando el nuevo objetivo en 76,4 GW para el final de la década. Esto confirma que la tecnología seguirá siendo una de las principales palancas de descarbonización en España.

No obstante, el despliegue acelerado también revela ciertos límites. Aunque el crecimiento en utility-scale sigue siendo muy sólido, el autoconsumo ha mostrado señales de desaceleración tras la retirada de algunas ayudas y la normalización del precio minorista de la electricidad.

Por otro lado, España también se enfrenta a los principales retos del sector (Canibalización de precios y Saturación de las redes), lo cuales serán desarrollados con mayor profundidad en el siguiente subapartado.

A pesar de todo ello, la tendencia general sigue siendo expansiva, y la fotovoltaica continúa aumentando su cuota dentro del sistema eléctrico español.

2.3 PRINCIPALES RETOS

Canibalización de precios

La alta concentración de generación solar en las horas centrales del día provoca una caída del precio mayorista precisamente cuando más producen las plantas. Este fenómeno se conoce como canibalización de precios. En 2024 el mercado español comenzó a registrar con claridad este problema, con horas de precio cero o incluso negativo. Cuanto mayor es la penetración solar, más se intensifica la reducción de precios en las horas solares. Esto hace que el precio capturado por la fotovoltaica sea inferior al precio medio del mercado.

De aquí surge la importancia de conceptos como el precio de captura y la conocida “curva de pato”: un hundimiento de precios al mediodía, seguido de una fuerte subida al atardecer cuando desaparece la producción solar y aumenta la demanda de otras tecnologías de respaldo.

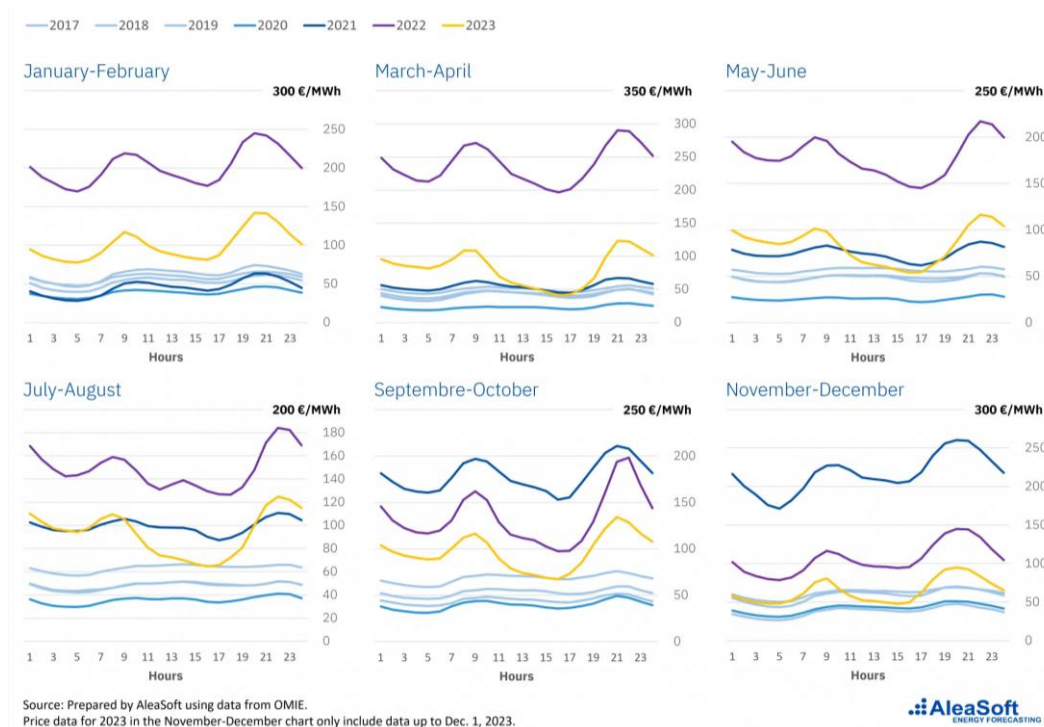


Figura 4. Evolución de la curva de precios del mercado eléctrico español. 'Curva Pato'. (AleaSoft Energy Forecasting, 2024)

La Figura 4 muestra la evolución de este fenómeno en los últimos años y su comportamiento a lo largo de los distintos meses del año. Puede observarse que comenzó a hacerse más evidente en 2021 y que, desde entonces, se ha intensado progresivamente, con un efecto especialmente acusado en los meses de mayor irradiación solar. Por otro lado, los elevados precios registrados a finales de 2021 y comienzos de 2022 se explican principalmente por el encarecimiento del gas natural y de los derechos de emisión de CO₂ en Europa, en un contexto de fuerte tensión en los mercados energéticos, agravado posteriormente por la guerra de Ucrania.

Saturación de la red

Otro de los grandes condicionantes del desarrollo fotovoltaico en España es la infraestructura de red. Aunque el país dispone de una red de transporte extensa, el ritmo de nuevos proyectos ha generado una fuerte presión sobre los puntos de acceso y conexión. Muchas solicitudes

se concentran en zonas con muy buen recurso solar, pero alejadas de los grandes centros de consumo, lo que provoca saturación en determinados nudos.

Este problema es especialmente relevante para nuevas plantas porque disponer de radiación solar elevada ya no garantiza la viabilidad del proyecto. La posibilidad real de evacuar la energía y la estabilidad del sistema se han convertido en factores decisivos

A ello se suma el aumento de los vertidos o *curtailment*, es decir, la energía renovable disponible que no puede ser absorbida por la red y debe limitarse por razones técnicas u operativas. Los vertidos reflejan una situación clara: el sistema puede tener recurso renovable abundante, pero no siempre tiene capacidad para integrarlo en tiempo real. En el verano de 2025, España registró un récord alarmante: en julio, hasta el 11% de la energía renovable generada no pudo integrarse en la red. Este repunte drástico se debe a tres factores concurrentes:

1. Exceso de oferta puntual: La coincidencia de récords de radiación solar y una demanda debilitada por el auge del autoconsumo doméstico.
2. Restricciones de red: El 93% de estas restricciones técnicas ocurren en la red de transporte, donde los nudos saturados impiden evacuar la energía hacia otras regiones.
3. Criterios de seguridad post-apagón: Tras un incidente de estabilidad en abril de 2025, REE ha adoptado criterios de operación más conservadores, limitando la integración de renovables no gestionables para evitar riesgos de frecuencia en el sistema.

2.4 PRINCIPALES TENDENCIAS

Almacenamiento

El almacenamiento mediante baterías ha dejado de ser una mejora opcional y se ha convertido en un elemento estratégico. La caída del coste de las baterías y el aumento de la volatilidad del mercado favorecen su incorporación en plantas fotovoltaicas de gran escala.

El valor del BESS no reside solo en almacenar excedentes, sino en desplazar la energía desde las horas de baja remuneración hacia las franjas de mayor precio. Esto permite realizar arbitraje, reducir el impacto de la canibalización y aprovechar mejor el punto de conexión. Además, las baterías pueden prestar servicios de flexibilidad y apoyo a la red, aportando valor adicional al proyecto.

Agrivoltaica

La agrivoltaica consiste en la coexistencia de paneles fotovoltaicos y actividad agraria sobre la misma superficie. En 2025, UNEF y diversos centros de investigación han validado que esta técnica no solo es compatible, sino que ofrece beneficios microclimáticos para los cultivos. La instalación de paneles sobre estructuras elevadas o seguidores inteligentes permite reducir la evapotranspiración de las plantas en un 30%, una ventaja competitiva crítica en el valle del Guadalquivir ante el aumento de las temperaturas y la escasez hídrica.

Estudios realizados en cultivos de olivar y frutales en el sur de España muestran que el sombreado parcial puede aumentar el rendimiento agrícola hasta en un 5% al proteger a las plantas del estrés térmico extremo durante los meses de verano. El Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) ha destinado ya 77,1 millones de euros a 62 proyectos de agrivoltaica con almacenamiento en 2025, consolidando esta tecnología como una pieza estructural del nuevo modelo rural.

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

3.1 PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles fotovoltaicos son el elemento principal de la planta, ya que transforman la radiación solar en energía eléctrica en corriente continua. Su comportamiento eléctrico se caracteriza mediante parámetros como la corriente de cortocircuito, la tensión en circuito abierto y el punto de máxima potencia, que depende de las condiciones de irradiancia y temperatura. En términos generales, una mayor irradiancia incrementa la producción, mientras que un aumento de la temperatura reduce la tensión del módulo y, por tanto, su rendimiento. Estos comportamientos ante factores externos dan lugar a las siguientes curvas de operación.

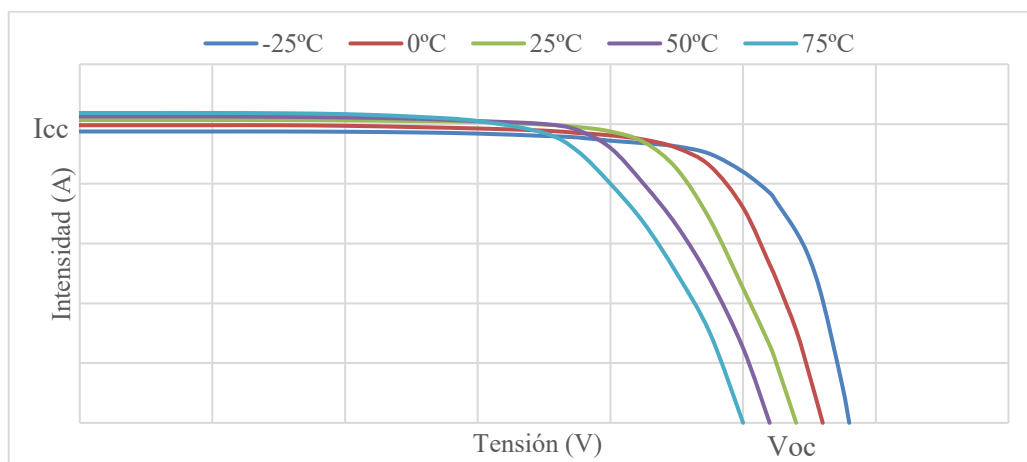


Figura 5. Curva I-V en función de la temperatura

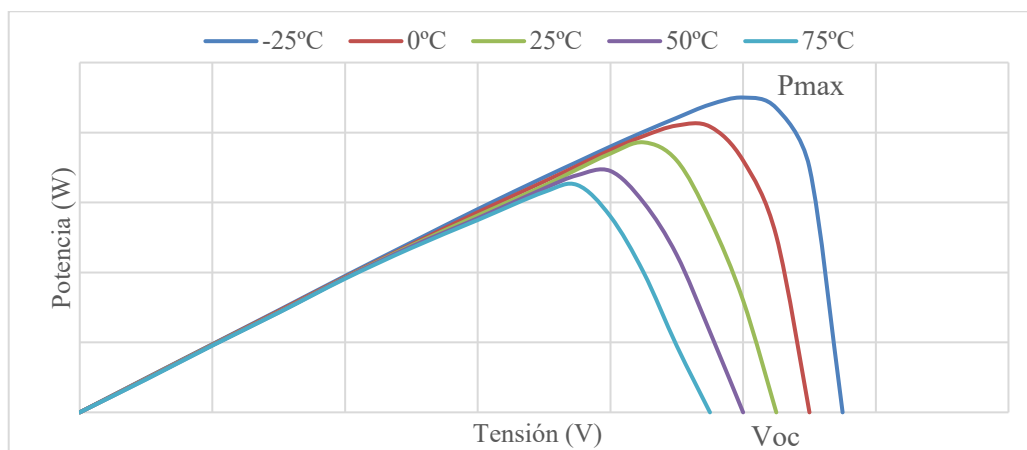


Figura 6. Curva P-V en función de la temperatura

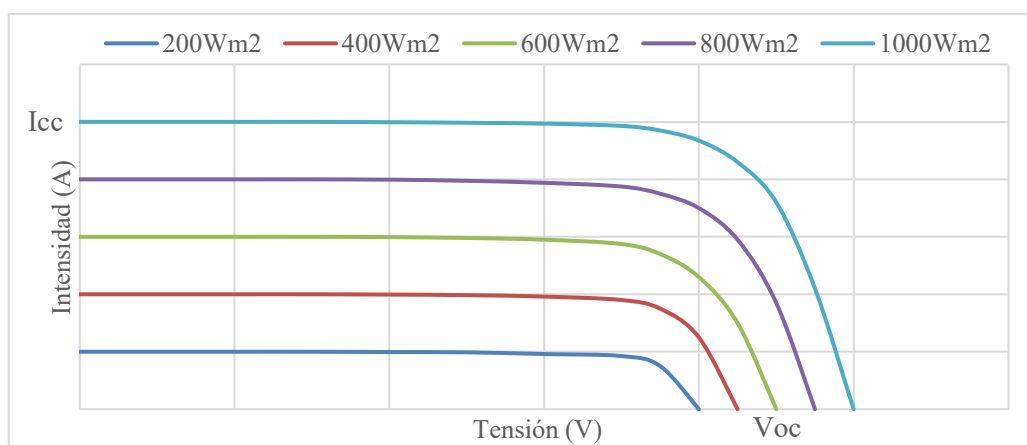


Figura 7. Curva I-V en función de la irradiancia

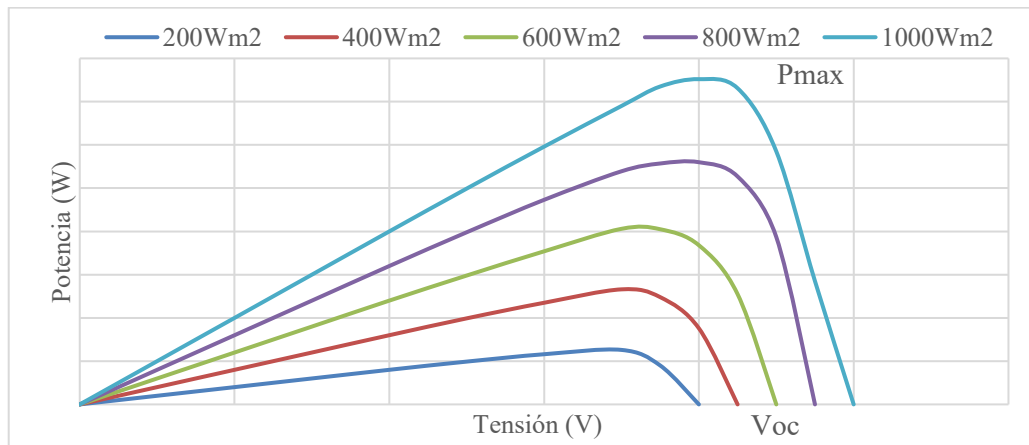


Figura 8. Curva P-V en función de la irradiancia

Desde el punto de vista del material de célula, encontramos los siguientes tipos:

1. **Monocrystalino:** Está hecho con silicio cristalino de un único cristal. Son actualmente la solución dominante en plantas utility-scale, debido a su mayor eficiencia (17-25%) y a su mejor aprovechamiento de la superficie disponible.
2. **Policristalino:** También es silicio cristalino, pero formado por múltiples cristales. Presentan una eficiencia inferior (15-21%) y han ido perdiendo protagonismo en grandes instalaciones, aunque siguen siendo relevantes como referencia tecnológica histórica y por su menor coste.
3. **Amorfo:** Es una tecnología de silicio no cristalino o de capa fina. Su eficiencia es todavía menor (7-13%), por lo que requieren casi el doble de superficie para alcanzar las mismas prestaciones, aunque también son los más económicos.

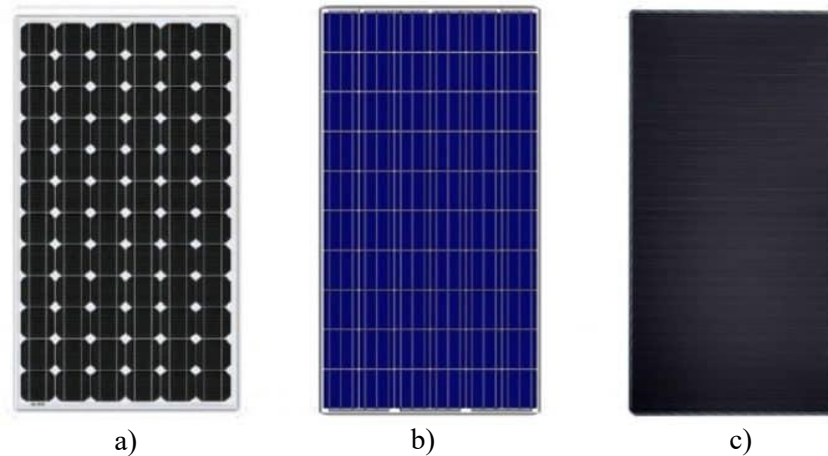


Figura 9. Tipos de células fotovoltaicas: a) monocristalino, b) policristalino y c) amorfo

Dentro de las tecnologías actuales de silicio cristalino, una distinción fundamental es la existente entre células tipo p y tipo n, según el dopado de la oblea base.

Para introducir esta clasificación, resulta conveniente explicar brevemente el principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica. Una célula solar genera electricidad gracias a la unión p-n, es decir, al contacto entre una región de material semiconductor tipo p, dopada con átomos con déficit de electrones, y una región tipo n, dopada con átomos que aportan electrones adicionales. Cuando la radiación solar incide sobre la célula, los fotones transfieren energía al semiconductor y generan pares electrón-hueco. El campo eléctrico interno creado en la unión p-n separa estas cargas, impulsando los electrones hacia una zona y los huecos hacia la otra. De este modo, al cerrar el circuito exterior, se produce el flujo de corriente eléctrica.

La oblea es la lámina de silicio sobre la que se fabrica la célula fotovoltaica, y su dopado determina si el material base presenta un comportamiento dominante tipo p o tipo n. Esta diferenciación resulta clave porque condiciona las prestaciones eléctricas, la degradación y la evolución tecnológica del módulo.

Las células tipo p han sido históricamente las más utilizadas por su menor coste y madurez industrial, siendo la tecnología PERC su exponente más representativo.

Sin embargo, las células tipo n constituyen actualmente la evolución tecnológica dominante en el mercado fotovoltaico avanzado. Sobre este sustrato se desarrollan arquitecturas como TOPCon y HJT, que ofrecen mayores eficiencias comerciales, menores coeficientes de temperatura y una degradación anual inferior a las tecnologías tipo p convencionales.

En este contexto, PERC ha sido durante años una solución muy extendida por su madurez industrial y por la mejora de eficiencia que introduce respecto a generaciones anteriores. Sin embargo, en el mercado más reciente ha ganado mucha relevancia TOPCon, que ofrece mayores eficiencias, menor degradación y mejor comportamiento térmico, lo que la hace especialmente atractiva en entornos cálidos. Por su parte, HJT representa una tecnología de muy altas prestaciones, aunque normalmente asociada a un mayor coste y a una implantación más limitada. En consecuencia, el mercado actual de utility-scale se orienta de forma creciente hacia soluciones n-type, particularmente TOPCon,

Otro avance especialmente importante en grandes plantas es el uso de módulos bifaciales, capaces de generar energía por ambas caras. Además de la radiación directa e incidente sobre la cara frontal, estos módulos aprovechan la radiación reflejada por el terreno en la cara posterior, lo que permite aumentar la producción energética en determinadas condiciones de instalación.

3.2 ESTRUCTURAS DE SOPORTE Y SISTEMAS DE SEGUIMIENTO

Las estructuras de soporte tienen la función de fijar los módulos al terreno y definir su orientación e inclinación. La solución más sencilla es la estructura fija, que mantiene los paneles en una posición constante y presenta ventajas claras en simplicidad mecánica, menor inversión inicial y menor necesidad de mantenimiento. Sin embargo, al no adaptarse al movimiento aparente del sol, la captación energética no es óptima a lo largo del día.

Frente a ella, los seguidores solares a un eje se han convertido en la solución más habitual en plantas utility-scale, ya que permiten que las filas de módulos giren normalmente de este a oeste para seguir la trayectoria solar. Esto mejora la perpendicularidad de la radiación

incidente y amplía la producción en las primeras y últimas horas del día. Los incrementos de rendimiento típicos son del orden del 15% al 20% frente a estructuras fijas, lo que explica su amplia implantación en grandes plantas.

También existen seguidores a dos ejes, con capacidad de orientar el panel tanto en inclinación como en orientación. Aunque permiten un seguimiento más preciso, su mayor complejidad mecánica y coste hacen que su implantación en grandes plantas sea menor que la de los seguidores a un eje.

Uno de los principales retos de los seguidores es el sombreado entre filas en las horas de baja elevación solar. Cuando el sol está muy bajo, una fila puede proyectar sombra sobre la siguiente, afectando a la producción del string. Para reducir este problema se utiliza el backtracking, una estrategia de control geométrico que modifica el ángulo del seguidor en determinadas horas para minimizar sombras, aunque ello suponga renunciar temporalmente al seguimiento solar perfecto.

Por último, los seguidores modernos incorporan posiciones de seguridad frente a condiciones meteorológicas adversas, como viento fuerte o granizo, con el objetivo de proteger tanto la estructura como los módulos.

3.3 INVERSORES

El inversor es el equipo encargado de convertir la energía generada en corriente continua por los módulos en corriente alterna compatible con la red eléctrica. Además, regula el punto de operación del generador fotovoltaico para que trabaje cerca del punto de máxima potencia (MPP), para lo cual emplea técnicas de MPPT. Entre los métodos más habituales figuran Perturb and Observe (P&O) y Incremental Conductance.

Desde el punto de vista constructivo, una primera clasificación distingue entre inversores de una etapa, en los que la conversión se realiza directamente de CC a CA, e inversores de dos etapas, donde existe una conversión intermedia CC-CC antes de la etapa final CC-CA.

En cuanto a la disposición en planta, una de las soluciones tradicionales ha sido el uso de inversores centrales, de gran potencia unitaria y conectados a numerosos strings (cadenas de mosulos) a través de cajas de agrupación. Su principal ventaja es la concentración de potencia en un número reducido de equipos, lo que simplifica determinados aspectos del diseño. Sin embargo, presentan menor flexibilidad frente a desajustes entre strings, sombras parciales o diferencias locales de operación dentro del campo fotovoltaico.

Frente a ellos, los inversores string y multistring distribuyen la conversión en múltiples unidades de menor potencia repartidas por la planta. Esta topología aporta mayor modularidad, varios seguidores MPPT y una mejor adaptación a heterogeneidades del campo solar. Por ello, ha ido ganando peso en proyectos utility-scale, especialmente a medida que la potencia unitaria de los string inverters ha aumentado.

En aplicaciones de pequeña escala también aparecen los microinversores, instalados a nivel de módulo o de pequeños grupos de módulos. Su principal ventaja es la máxima granularidad de control y el mejor comportamiento ante sombras o desajustes locales, aunque su uso es mucho más frecuente en autoconsumo o cubiertas que en grandes centrales fotovoltaicas.

Junto a estas configuraciones, también es importante mencionar los sistemas híbridos, en los que la conversión fotovoltaica puede integrarse con almacenamiento energético. En este tipo de arquitecturas, el inversor no solo gestiona la producción del generador solar, sino también la interacción con baterías u otros elementos de soporte, permitiendo una operación más flexible y una mejor adaptación a las exigencias de la red.

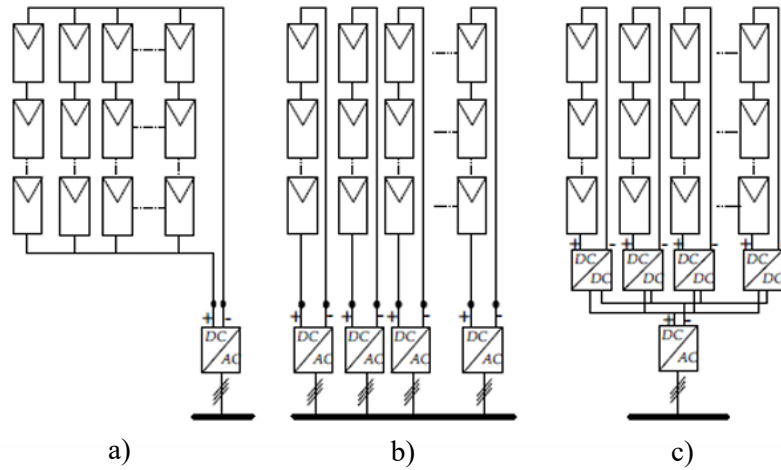


Figura 10. Tipos de inversores: a) central, b) string y c) multistring

3.4 TRANSFORMADORES Y EVACUACIÓN

Una vez convertida la energía a corriente alterna, es necesario elevar su tensión para facilitar su transporte dentro de la planta y su posterior evacuación a red. Para ello se emplean transformadores elevadores, que conectan los inversores con la red interna de media tensión.

En plantas utility-scale, estos equipos suelen integrarse en centros de transformación compactos, muchas veces preensamblados en contenedores. En ellos se agrupan las funciones de protección, transformación BT/MT y conexión a la red colectora. Estos centros suelen elevar la tensión de operación hasta niveles típicos de 20 o 30 kV, desde los que se organiza la red interna de la planta.

La energía producida por los distintos bloques se unifica mediante la red colectora de media tensión, que puede disponerse en topología radial o en anillo y conduce la potencia hasta la subestación transformadora elevadora (SET). En esta subestación se realiza la elevación final a alta tensión para su inyección en la red general, con niveles que pueden situarse, según el caso, en 132 kV, 220 kV o incluso 400 kV.

3.5 CABLEADO, PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA

La infraestructura eléctrica interna de una planta fotovoltaica se divide en un lado de corriente continua y otro de corriente alterna. El cableado DC conecta módulos, strings, cajas de conexión e inversores, mientras que el cableado AC enlaza inversores, transformadores y red interior de media tensión.

En materia de protección, el lado DC suele incorporar dispositivos frente a sobretensiones como varistores y frente cortocircuitos, como fusibles con seccionadores o interruptores automáticos. Por otro lado, en la parte AC se emplean interruptores magnetotérmicos y diferenciales.

La puesta a tierra constituye otro elemento esencial de seguridad, ya que unifica potenciales en estructuras, equipos y cerramientos, reduce riesgos de tensión de paso y contacto, y proporciona una vía de baja impedancia para corrientes de defecto y descargas atmosféricas.

3.6 MONITORIZACIÓN Y CONTROL

La operación de la planta se supervisa mediante un sistema SCADA, encargado de la adquisición de datos, la supervisión en tiempo real y el envío de consignas de operación. Por otro lado, el Power Plant Controller (PPC), coordina la información procedente de inversores, transformadores, seguidores y sistemas de medida, y permite aplicar consignas de limitación de potencia o regulación reactiva.

Junto a ello, la planta dispone de sistemas de monitorización del rendimiento, apoyados en estaciones meteorológicas y en indicadores como el Performance Ratio (PR), que permiten comparar la producción real con el potencial teórico bajo las condiciones ambientales existentes.

Capítulo 4. MARCO REGULATORIO

El desarrollo de una planta fotovoltaica de gran escala en España se enmarca en un conjunto de normas europeas, nacionales y procedimientos técnicos de operación.

En el ámbito nacional, el Real Decreto 1183/2020 regula el acceso y conexión a red, definiendo procedimientos y criterios para la obtención de permisos, incluyendo la necesidad de demostrar la viabilidad técnica mediante estudios de capacidad en el nudo de conexión, así como la constitución de garantías económicas.

Por otro lado, la Ley 24/2013 y el Real Decreto 1955/2000 determinan que, al superar los 50 MW, la tramitación corresponde a la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) del MITECO. En consecuencia, el proyecto debe superar una secuencia de permisos que incluye la Autorización Administrativa Previa (AAP), la Autorización Administrativa de Construcción (AAC) y la Autorización de Explotación (AE), necesaria para la puesta en servicio de la instalación.

En paralelo, el proyecto está sujeto a Evaluación de Impacto Ambiental ordinaria, regulada por la Ley 21/2013, al tratarse de una instalación de gran potencia y elevada ocupación de suelo. Este procedimiento exige la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental y culmina con la emisión de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), que tiene carácter preceptivo y vinculante.

No obstante, más allá de estos aspectos, el diseño de la planta está fundamentalmente condicionado por los requisitos técnicos de conexión.

La integración técnica de la planta se rige por el Reglamento (UE) 2016/631 (RfG), el Real Decreto 647/2020 y, fundamentalmente, la Norma Técnica de Supervisión (NTS v2.1), que define los ensayos y simulaciones necesarios para la obtención del Certificado de Conformidad.

En este caso, la planta se categoriza como Módulo de Generación de Electricidad (MGE) Tipo D, al superar los 50 MW de potencia instalada, lo que implica los requisitos más exigentes en cuanto a control de potencia, soporte a red y comportamiento dinámico.

1) Control de Potencia Activa y Frecuencia

La planta debe garantizar la estabilidad del sistema mediante modos de respuesta activa gestionados por el Power Plant Controller (PPC):

- **MRPFL-O** (Modo de regulación potencia-frecuencia limitado a sobrefrecuencia): Ante sobrefrecuencias superiores a 50,2 Hz, la planta debe reducir su potencia activa con un estatismo configurable entre el 2% y el 12%.
- **MRPFL-U** (Modo de regulación potencia-frecuencia limitado a subfrecuencia): Para frecuencias inferiores a 49,8 Hz, la planta debe aumentar su potencia (sujeto a disponibilidad de recurso o reserva en baterías).
- **MRPF** (Modo de regulación potencia-frecuencia): Al ser Tipo D, es obligatorio operar en modo sensible a la frecuencia, permitiendo una regulación lineal en todo el rango operativo (47,5 Hz - 51,5 Hz).

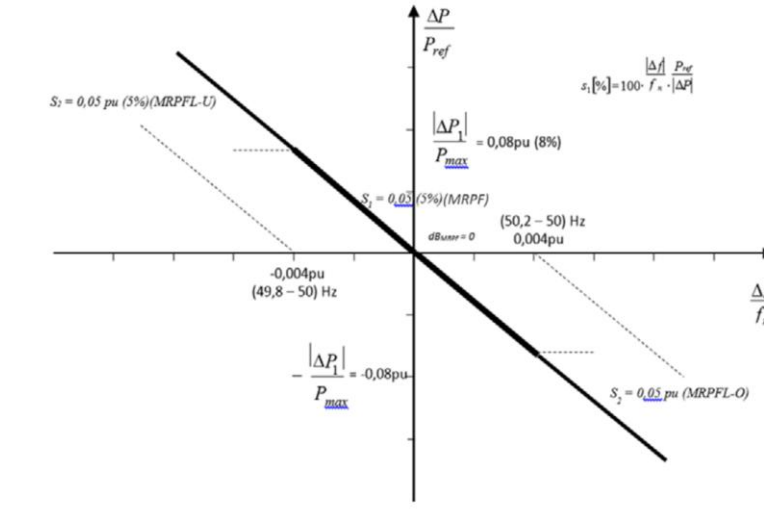


Figura 11. Diagrama de respuesta potencia-frecuencia (MRPFL-O, MRPFL-U y MRPFL)

2) Capacidad de Potencia Reactiva y Control de Tensión

La instalación debe cumplir simultáneamente con dos curvas de capacidad de potencia reactiva en el Punto de Conexión a la Red (PCC), referidas a la tensión y a la potencia activa.

De acuerdo con el diagrama P-Q/Pmax, la planta debe mantener una capacidad de regulación de potencia reactiva disponible en todo el rango de operación de potencia activa. Es un requisito crítico que esta capacidad se extienda obligatoriamente hasta potencia activa nula, garantizando así la capacidad de STATCOM que el Operador del Sistema puede requerir de los inversores para el soporte de tensión dinámico.

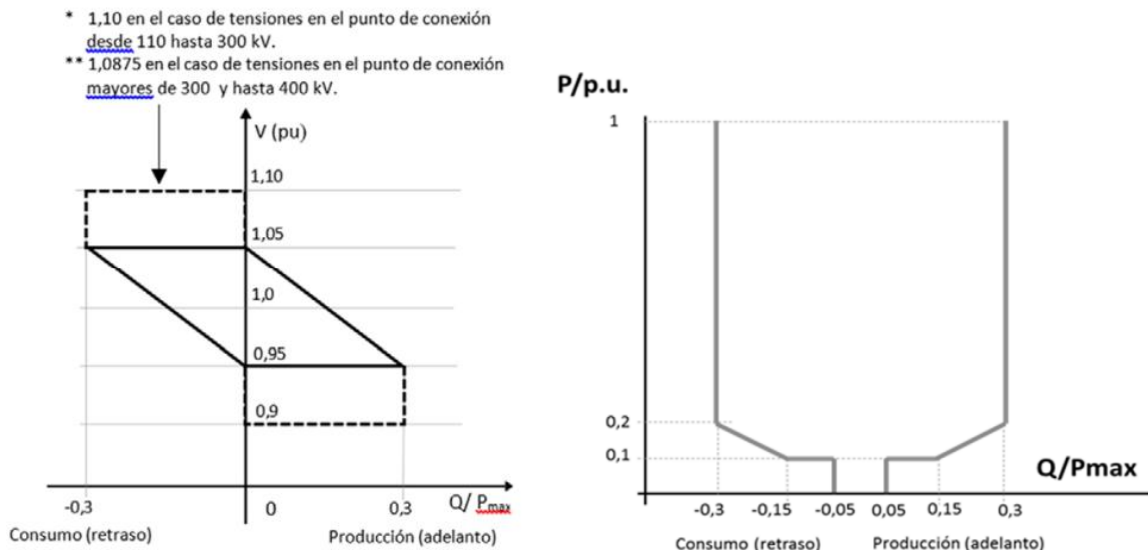


Figura 12. Perfiles U - Q/P_{max} y P - Q/P_{max} de un módulo de parque eléctrico tipo D.

3) Requisitos de robustez: Capacidad para soportar huecos de tensión

La exigencia más crítica para los inversores es el cumplimiento del comportamiento frente a huecos de tensión. La planta debe soportar una tensión de 0 pu durante 150 ms sin desconectarse y realizar una inyección rápida de corriente reactiva con una ganancia ajustable entre 2 y 6 (valor por defecto 3,5) y un tiempo de respuesta total no superior a 50 ms.

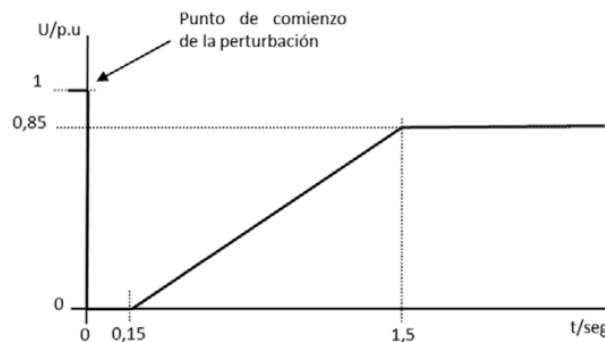


Figura 13. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo de parque eléctrico de tipo D

4) Modelización y Certificación (NTS)

Para la obtención de la Autorización de Explotación, el promotor debe aportar:

- **Certificados de UGE:** Documentación del fabricante de los inversores.
- **Certificado de MGE:** Validado mediante un modelo dinámico detallado (en PSS/E o DigSILENT) que simule el comportamiento de la planta completa. Este modelo debe ser contrastado con pruebas de campo reales para asegurar que la respuesta dinámica de la planta fotovoltaica es equivalente a la de un generador síncrono convencional en términos de estabilidad.

Capítulo 5. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento seleccionado para el desarrollo de la planta fotovoltaica se localiza en la Dehesa del Concejo, en el término municipal de Carmona (Sevilla), concretamente en el polígono 6, una zona caracterizada por un elevado recurso solar y una adecuada disponibilidad de terreno.

El terreno presenta un uso predominantemente agrícola, con topografía suave y ausencia de obstáculos significativos, lo que la hace especialmente adecuada para la implantación de una instalación fotovoltaica de gran escala.



Figura 14. Ubicación del emplazamiento en Carmona (Sevilla)

Tal y como se observa en la Figura 14, el emplazamiento se sitúa en un entorno rural con buena accesibilidad mediante infraestructuras viarias locales, lo que facilita tanto la fase de construcción como las labores de operación y mantenimiento.

La implantación de la planta no se plantea sobre una única parcela genérica, sino sobre una combinación de tres parcelas, definidas de forma precisa a partir de la información disponible en catastro.

En primer lugar, se empleará la parcela 58, con referencia catastral 41024A006000580000KJ, cuya superficie total es de 113.459 m².

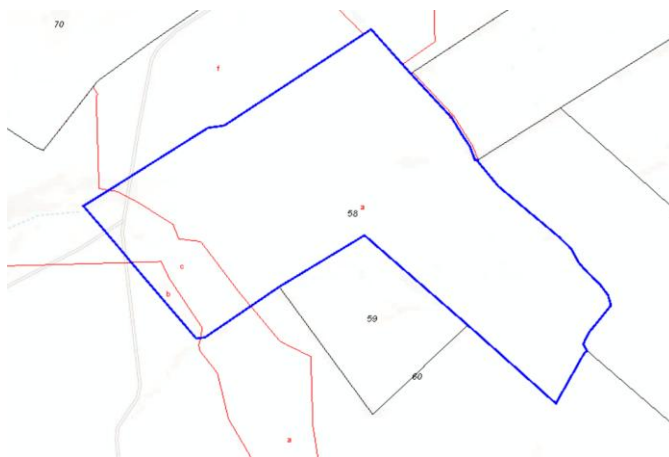


Figura 15. Parcela 58 del polígono 6 en Dehesa del Concejo

Asimismo, se utilizará la parcela 59, con referencia catastral 41024A006000590000KE, cuya superficie total asciende a 22.229 m². Aunque su tamaño es inferior al de las otras parcelas consideradas, su proximidad y continuidad con el resto de superficies seleccionadas la convierten en un complemento adecuado dentro del emplazamiento global.

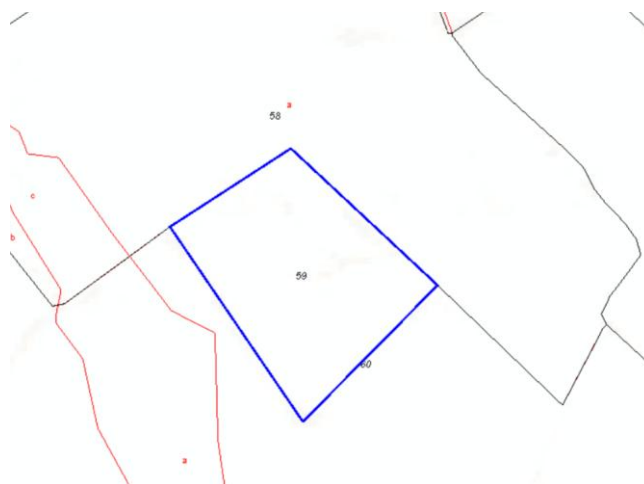


Figura 16. Parcela 59 del polígono 6 en Dehesa del Concejo

Por último, se contempla la utilización de la parcela 60, con referencia catastral 41024A006000600000KI, que presenta una superficie total de 875.805 m². No obstante, esta

parcela no se empleará en su totalidad, sino únicamente en aquellas zonas que resultan más favorables para la implantación de la planta.

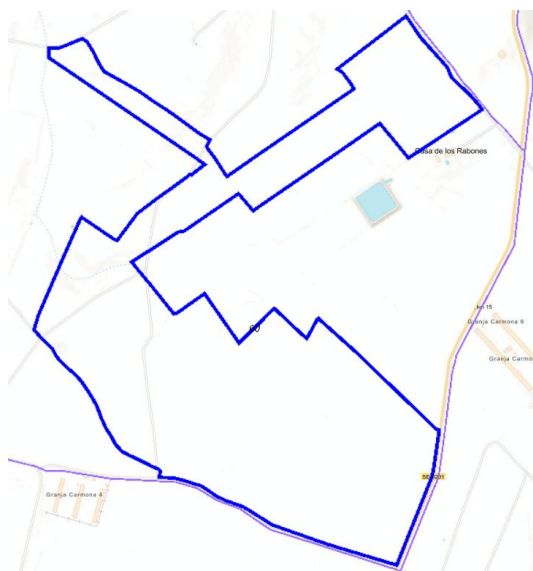


Figura 17. Parcela 58 del polígono 6 en Dehesa del Concejo

De forma conjunta, la implantación prevista queda definida por la suma de las parcelas 58 y 59 completas, junto con la partes a, f, g, h e i de la parcela 60.

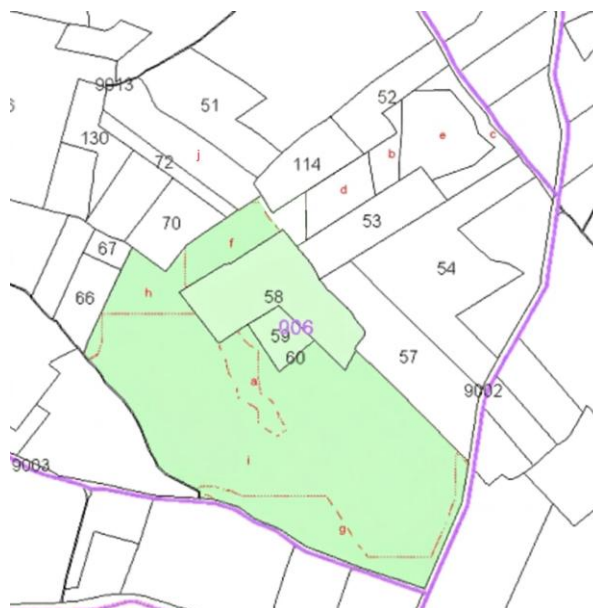


Figura 18. Delimitación conjunta de las parcelas seleccionadas en el polígono 6

Como se puede ver detallado en la Tabla 1, la superficie total finalmente empleada es de 812.962 m², equivalentes a 81,30 ha.

Tabla 1. Superficie empleada en las parcelas seleccionadas del polígono 6

DEHESA DEL CONCEJO. CARMONA [SEVILLA]			
Parcela	Referencia Catastral	Partes	Superficie (m2)
60	41024A006000600000KI	Total	875,805.00
		a	25,997.00
		b	17,839.00
		c	32,553.00
		d	33,275.00
		e	61,346.00
		f	38,567.00
		g	74,823.00
		h	44,253.00
		i	493,634.00
		j	53,518.00
59	41024A006000590000KE	Total	22,229.00
58	41024A006000580000KJ	Total	113,459.00
Total			812,962.00

En cuanto a las condiciones climáticas, se ha realizado un análisis del recurso solar mediante la herramienta PVGIS, obteniéndose una irradiación anual en plano fijo de 2.192,79 kWh/m², con valores máximos durante los meses de verano.

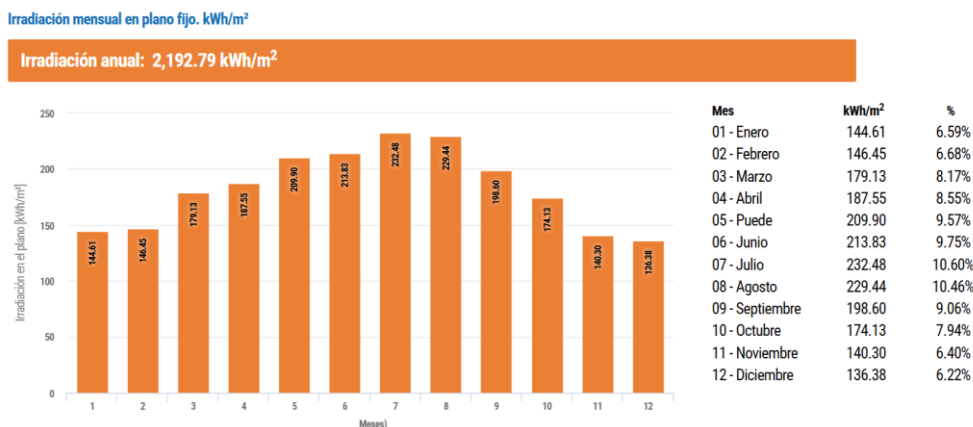


Figura 19. Irradiación mensual en plano fijo (PVGIS)

Como se observa en la Figura 19, el perfil de irradiación presenta una distribución estacional típica del clima mediterráneo, con elevados niveles de radiación durante la mayor parte del año. Estos valores sitúan al emplazamiento en la franja alta del recurso solar en España (1.800 – 2.200 kWh/m²), superando ampliamente la media europea (1.100 – 1.700 kWh/m²), lo que refuerza su idoneidad para la generación fotovoltaica.

Asimismo, el análisis de producción energética muestra unas horas equivalentes de generación de 1.881 h/año, lo que corresponde a una media de aproximadamente 5,2 horas diarias.

Horas mensuales de producción de energía fotovoltaica

Horas anuales de producción de energía fotovoltaica: **1,881.00 horas** (promedio 5.2 horas por día)

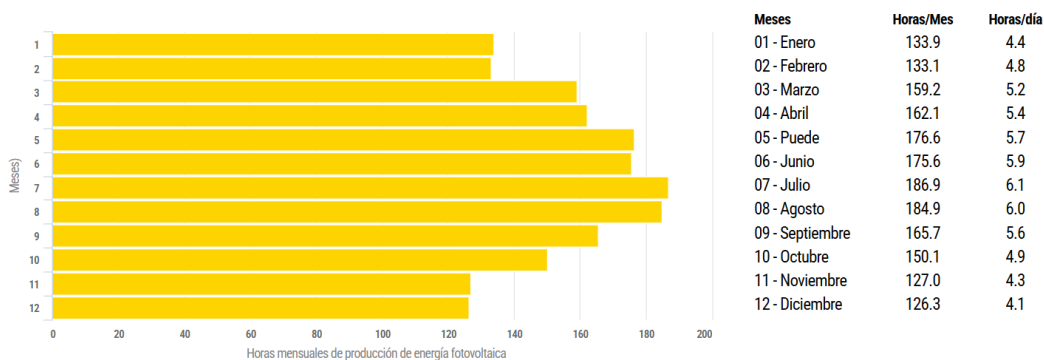


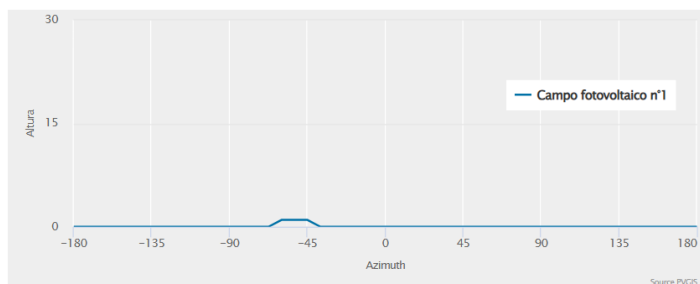
Figura 20. Horas mensuales de producción fotovoltaica (PVGIS)

Tal y como se aprecia en la Figura 20, la producción presenta una elevada estabilidad a lo largo del año, con picos en verano y valores significativamente superiores a la media europea (1.000 – 1.400), situándose también en la banda alta del contexto nacional (1.400 – 1.900).

Por último, se ha evaluado el perfil del horizonte mediante PVGIS para determinar la posible presencia de sombras externas debidas a la orografía del terreno.

Sombras de terreno ?

Horizonte : Calculado (PVGIS 24 predeterminado)



— altura del horizonte
--- Altura del sol, junio
— Altura del sol, diciembre

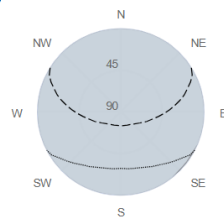


Figura 21. Perfil de sombras del terreno (PVGIS)

El horizonte presenta ángulos de elevación próximos a 0° en prácticamente todas las direcciones, lo que indica la ausencia de obstáculos significativos. En consecuencia, las pérdidas por sombreado externo pueden considerarse despreciables, garantizando unas condiciones óptimas para la captación de radiación solar.

A partir de la superficie útil disponible y de las condiciones meteorológicas observadas, puede realizarse una primera estimación de la potencia total instalable. Considerando una densidad de implantación propia de plantas fotovoltaicas utility-scale, la superficie seleccionada permite prever una planta del orden de 75–85 MW, si bien esta cifra deberá afinarse posteriormente mediante el dimensionamiento detallado del layout, la separación entre filas y la selección final de módulos e inversores.

Desde el punto de vista de la evacuación de la energía generada, en el entorno del emplazamiento existen líneas de transporte de 220 kV y 400 kV, así como la subestación de Carmona 400/220 kV, lo que aporta una ventaja relevante desde el punto de vista de la conexión a red. Dado el tamaño previsto de la planta, la alternativa más razonable es plantear la evacuación a través de la red de 220 kV, elevando internamente la tensión generada hasta este nivel para conducir la energía producida hasta la subestación de Carmona.

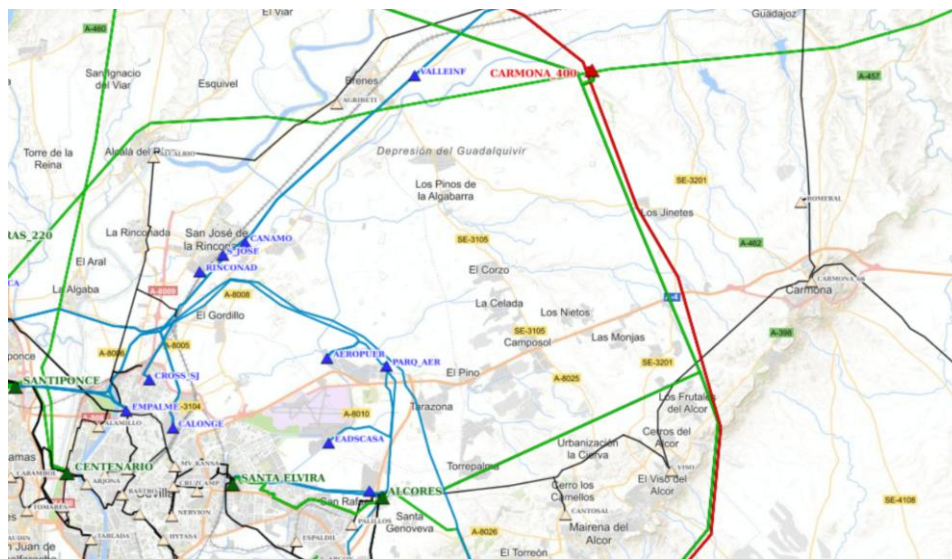


Figura 22. Infraestructura eléctrica en el entorno del emplazamiento (líneas de 220kV en verde y de 400 kV en rojo)

La proximidad a esta red de transporte reduce la necesidad de nuevas infraestructuras de evacuación y, por tanto, los costes asociados, además de aumentar la probabilidad de acceso a capacidad de conexión en la red.

En conjunto, el emplazamiento definido combina una superficie suficiente y bien delimitada, un recurso solar elevado, ausencia de sombras relevantes y proximidad a infraestructuras eléctricas de transporte adecuadas para la evacuación de la energía generada, lo que lo convierte en una ubicación altamente favorable para el desarrollo de una planta fotovoltaica de gran escala.

Capítulo 6. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

Con el emplazamiento definido y caracterizado en el capítulo anterior, el presente capítulo aborda el diseño completo de la planta fotovoltaica. El proceso se estructura en tres bloques diferenciados: en primer lugar, la selección y justificación de los componentes principales, desde los módulos hasta los transformadores, a continuación, el dimensionamiento y distribución del campo solar, incluyendo la orientación, la separación entre filas, la configuración eléctrica de los strings y el layout definitivo sobre la parcela y, finalmente, el diseño de la infraestructura eléctrica, que comprende el cableado, las protecciones, la puesta a tierra y la conexión a la red.

La superficie disponible de 81,30 ha y las condiciones del recurso solar del emplazamiento permiten anticipar una planta del orden de 75-85 MW, con evacuación prevista a través de la línea de 220 kV existente en el entorno de Carmona. Estas cifras orientan desde el principio las decisiones de diseño, condicionando tanto la escala de los componentes seleccionados como la configuración eléctrica de la instalación.

6.1 SELECCIÓN DE COMPONENTES

6.1.1 SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La selección del módulo fotovoltaico constituye el primer paso del diseño, ya que determina directamente la potencia instalada, la configuración eléctrica de los *strings* y los cálculos de separación entre filas.

Para una instalación utility-scale como la que nos ocupa, los criterios de selección se centran en maximizar la eficiencia y la producción por unidad de superficie, minimizar el coste por vatio pico instalado y garantizar la bancabilidad del fabricante. En este sentido, el mercado actual está claramente dominado por módulos de tecnología monocristalina tipo n con arquitectura TOPCon, que ofrecen eficiencias comerciales superiores al 22%, menor

degradación anual y mejor comportamiento térmico respecto a las soluciones PERC tipo p tradicionales, tal y como se describe en el Capítulo 3. Adicionalmente, se seleccionarán módulos bifaciales, que permiten aprovechar la radiación reflejada por el terreno en la cara posterior, incrementando la producción en condiciones de instalación sobre suelo descubierto como el presente emplazamiento.

A partir de estas premisas, la búsqueda se ha centrado en módulos con potencia nominal en el rango de 620 a 625 Wp, que representa la gama más extendida en proyectos utility-scale en la actualidad, con amplia disponibilidad de oferta y competitivos ratios de coste por vatio. Se han preseleccionado tres fabricantes con clasificación Tier 1 de BloombergNEF, referencia habitual en el mercado español: JinkoSolar, JA Solar y Trina Solar.

Tabla 2. Comparativa de las características de los módulos fotovoltaicos preseleccionados

Panel			
Fabricante	Jinko Solar	JA Solar	Trina Solar
Modelo	Tiger Neo JKM620N-78HL4-BDV	DeepBlue 4.0 JAM72D42-625/LB	Vertex N TSM-NEG19RC.20 (620W)
Tecnología	TOPCon N-type bifacial DG	TOPCon N-type bifacial DG	TOPCon N-type bifacial DG
Características Eléctricas			
Potencia nominal (Wp)	620	625	620
Eficiencia (%)	22.18	22.40	23.00
Voc (V)	55.58	52.27	49.00
Vmpp (V)	45.93	43.71	41.00
Isc (A)	14.19	15.16	15.91
Impp (A)	13.50	14.30	14.99
Parámetros			
Dimensiones (mm)	2465 × 1134 × 30	2465 × 1134 × 30	2382 × 1134 × 30
Peso (kg)	34.60	34.60	33.70
Precio (€)	78.02	76.95	80.91
Precio (€/MW)	0.126	0.123	0.130

Las características técnicas completas se recogen en el Anexo III.

Dado que los tres fabricantes cuentan con clasificación Tier 1 de BloombergNEF y las prestaciones técnicas son equiparables, la decisión final se apoya en los criterios económicos y de potencia unitaria que se desprenden directamente de la tabla comparativa. El módulo de JA Solar presenta el mejor precio por vatio pico (0,123 €/Wp) y la mayor potencia

nominal (625 Wp), lo que se traduce en un menor número de módulos necesarios para alcanzar la potencia objetivo y un coste de adquisición más competitivo. Por tanto, se selecciona el módulo JA Solar DeepBlue 4.0 JAM72D42-625/LB de 625 Wp para el desarrollo del presente proyecto.

6.1.2 SELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE

Para la instalación en suelo de una planta de esta escala, la estructura de soporte debe garantizar una orientación estable de los módulos a lo largo de toda la vida útil del proyecto, con un mantenimiento mínimo que no comprometa la viabilidad económica. Existen tres tipologías principales: estructura fija, lastrada y móvil. Dado que el emplazamiento dispone de terreno suficiente para optimizar la separación entre filas y la inclinación sin necesidad de seguimiento solar, y que la simplicidad constructiva y el menor coste de operación son prioritarios en un proyecto de estas características, se opta por una estructura fija anclada al terreno.

Dado que los módulos JA Solar JAM72D42-625/LB presentan unas dimensiones de 2.465×1.134 mm, que superan los límites de los kits de estructura disponibles en el mercado minorista (habitualmente diseñados para módulos de hasta 2.279 mm), la estructura se suministrará bajo pedido directo a fabricante. Se selecciona la solución RackSmarT de Gonvarri Solar Steel, empresa española con sede en Asturias y más de 31 GW suministrados en 45 países, que fabrica estructuras fijas completamente adaptables a las dimensiones de cualquier módulo del mercado, con anclaje hincado, inclinación configurable y diseño optimizado para terrenos con pendiente irregular. Las especificaciones técnicas solicitadas al fabricante son una inclinación de 30° , y unas dimensiones equivalentes a dos filas verticales de 13 módulos JA Solar JAM72D42-625/LB, albergando 26 módulos en total por soporte. Estos parámetros responden a las decisiones de diseño adoptadas en los apartados 6.2.2 y 6.2.5, donde se justifican la inclinación óptima del emplazamiento y la configuración eléctrica de los strings respectivamente.

Al tratarse de un suministro bajo pedido para un proyecto de esta escala, el precio unitario no está disponible públicamente, ya que se negocia directamente entre fabricante y promotor

en función de las especificaciones técnicas y el volumen del proyecto. Para estimar su coste se han combinado dos fuentes: el CAPEX de referencia para plantas utility-scale en España, que según pv magazine se situaba en el rango de 550.000–780.000 €/MWp a mediados de 2025, y el porcentaje que representa la estructura de montaje sobre el CAPEX total, que según Solar Data Atlas se sitúa entre el 8 y el 12% en proyectos utility-scale europeos. Aplicando ambos rangos, el coste estimado de la estructura se sitúa entre 0,044 y 0,094 €/Wp, con un valor central de aproximadamente 0,07 €/Wp, que será el utilizado como referencia en el análisis económico del Capítulo 8.

6.1.3 SELECCIÓN DEL INVERSOR

Para definir el equipo adecuado, se establecen previamente los siguientes criterios de selección derivados de las características del proyecto.

En primer lugar, la tensión de sistema DC se fija en 1500 V, estándar consolidado en utility-scale. En segundo lugar, se opta por inversor de string frente al inversor central, por ofrecer mayor redundancia ante fallos, menor coste de operación y mantenimiento, y mayor flexibilidad en el diseño del campo para una planta de esta escala. En tercer lugar, se busca la mayor potencia unitaria posible, ya que a mayor potencia por equipo menor número de unidades necesarias y menores costes de instalación. En cuarto lugar, el inversor debe disponer de factor de potencia ajustable para cumplir con los requisitos de soporte a red exigidos por la regulación vigente descritos en el Capítulo 4. Por último, se requiere una eficiencia superior al 98% y protección IP65.

Atendiendo a estos criterios, se selecciona el inversor Sungrow SG350HX, inversor de string trifásico de 352 kVA ampliamente implantado en proyectos utility-scale en España y Europa.

Tabla 3. Características técnicas del inversor seleccionado

Panel	
Fabricante	Sungrow
Modelo	SG350HX
Características Eléctricas	
Tensión máxima DC (V)	1500
Máxima corriente DC (A)	60
Rango Tensión MPPT	500 - 1500
Potencia máxima AC (kVA)	352
Tensión nominal AC (V)	800
Eficiencia (máxima/europea) (%)	99,02 / 98,8
Factor de Potencia (Nominal/Ajustable)	>0,99 / 0,8 leading – 0,8 lagging
Parámetros	
Dimensiones (m)	1136 × 870 × 361
Peso (kg)	116
Precio (€)	8300,00

Las hojas de características completas se recogen en el Anexo III.

6.1.4 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

La energía generada por los inversores a 800 V AC debe elevarse a media tensión para su transporte hasta el centro de seccionamiento y posterior evacuación a la red de 220 kV. Para una planta de la escala del presente proyecto, la solución estándar en el mercado utility-scale consiste en agrupar varios inversores de string en torno a una estación de media tensión compacta (MV Power Block), que integra en un único equipo de exterior el transformador elevador, el cuadro de media tensión y los elementos de protección y medida.

Se selecciona la solución Sungrow MVS7320-LV, diseñada específicamente para trabajar con los inversores SG350HX seleccionados en el apartado anterior. Cada unidad dispone de 72 entradas de baja tensión a 800 V AC, lo que permite conectar hasta 20 inversores SG350HX sin superar su potencia nominal de 7.320 kVA. El equipo integra en una única solución de exterior el transformador elevador de aceite mineral que eleva de 800 V a 35 kV, las celdas de media tensión con aislamiento en SF6, y los elementos de protección y

medida, simplificando la obra civil y facilitando el mantenimiento al concentrar todos los equipos en un único punto de acceso.

El número total de unidades necesarias y su distribución por zonas se determinará en el apartado 6.2 una vez definida la configuración eléctrica completa del campo solar.

Las hojas de características completas se recogen en el Anexo III.

6.2 DIMENSIONAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE LA INSTALACIÓN

6.2.1 OPTIMIZACIÓN DE LA PARCELA

La superficie total disponible para la instalación asciende a 81,30 ha, distribuidas entre las parcelas 58, 59 y 60 del polígono 6 del término municipal de Carmona, tal y como se detalla en el Capítulo 5. Sin embargo, la geometría irregular de estas parcelas hace necesario un proceso de optimización previo al diseño del campo solar, con el objetivo de definir áreas de trabajo con geometría regular sobre las que calcular la distribución de las hileras de módulos.

Para ello, el área útil se ha dividido en tres zonas diferenciadas (A, B y C) cuya disposición se muestra en la Figura 23. Cada zona se aproxima mediante un rectángulo cuyos lados se han medido mediante Google Earth Pro, obteniendo una superficie bruta total de 860.900 m². Dado que esta cifra supera en un 5,9% la superficie catastral real (812.962 m²), fruto de las inevitables imprecisiones al aproximar formas irregulares con rectángulos, se ha aplicado un factor de corrección proporcional a cada lado:

$$f = \sqrt{\frac{812.962}{860.900}} = 0,9724$$

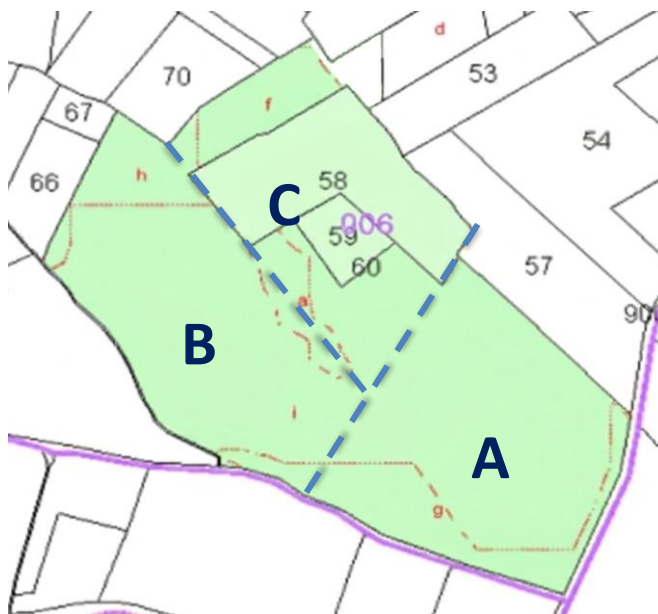


Figura 23. División del área útil en zonas de diseño A, B y C sobre plano catastral

Aplicando el factor a cada dimensión y redondeando al metro, se obtienen las dimensiones definitivas de las tres zonas, recogidas en la Tabla 4:

Tabla 4. Dimensiones de las zonas de diseño tras la corrección proporcional

AJUSTE CON REDONDEO			
Zona	Lado 1 (m)	Lado 2 (m)	Superficie (m ²)
A	621.00	521.00	323,541.00
B	727.00	365.00	265,355.00
C	570.00	393.00	224,010.00
Total			812,906.00

La superficie resultante de 812.906 m² presenta una desviación de tan solo 56 m² respecto a la superficie catastral real, lo que supone un error relativo inferior al 0,01%, perfectamente asumible a efectos del diseño. Estas tres zonas constituyen la base geométrica sobre la que se desarrollarán los cálculos de orientación, separación entre filas y distribución de módulos en los apartados siguientes.

6.2.2 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS

La orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos determina directamente la cantidad de radiación solar captada a lo largo del año, por lo que su correcta definición es un paso previo imprescindible al cálculo de la separación entre filas y la distribución del campo solar.

Considerando la orientación de la parcela y la distribución por zonas A, B y C definida en el apartado anterior, la disposición más eficiente para aprovechar el terreno es que las filas de módulos vayan en dirección noroeste-sureste, paralelas al eje largo de cada zona. Dada esta disposición, los paneles se orientan hacia el suroeste (azimut $+45^\circ$), ya que es la dirección que maximiza la captación solar para esta geometría del campo. Para este azimut, PVGIS-SARAH3 devuelve un ángulo de inclinación óptimo de 29° . Dado que no existen estructuras fijas comerciales con esa inclinación exacta, se adopta una inclinación de 30° , valor estándar más próximo disponible en el mercado, obteniendo una irradiación anual en el plano inclinado de $2.084,21 \text{ kWh/m}^2$.

En consecuencia, se adoptan los siguientes valores para el diseño: azimut $+45^\circ$ (suroeste) e inclinación 30° .

6.2.3 SEPARACIÓN ENTRE FILAS

Con la orientación e inclinación definidas, el siguiente paso es establecer la separación mínima entre filas de módulos que garantice la ausencia de sombras durante las horas centrales del día a lo largo de todo el año. El criterio de referencia establece que dicha separación debe asegurar al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno, que es el momento del año en que el sol alcanza su menor elevación y las sombras son más largas. La distancia mínima d entre filas, medida en el plano horizontal, debe cumplir:

$$d \geq \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

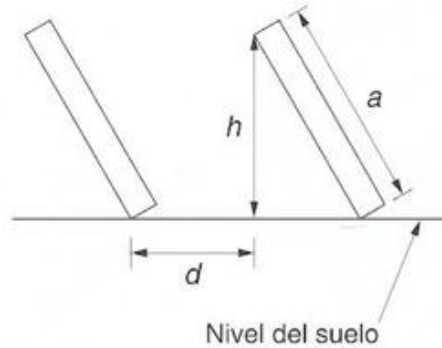


Figura 24. Geometría de separación entre filas de módulos fotovoltaicos

Donde los 61° son un valor fijo derivado de la geometría solar y del criterio de las 4 horas de sol, válido para cualquier latitud peninsular, y h es la altura total que proyecta la fila delantera sobre el terreno. Esta altura incluye tanto la proyección vertical de los módulos como la altura libre de la estructura sobre el suelo, ya que la sombra se proyecta desde el nivel del terreno y no desde la base de los módulos.

Con los módulos JA Solar JAM72D42-625/LB de 2.465 mm de longitud, dispuestos en dos filas verticales sobre la estructura RackSmarT a 30° de inclinación, y considerando la altura libre mínima de la estructura sobre el terreno de 500 mm según ficha técnica:

$$h = 2 \times 2,465 \times \text{sen}(30^\circ) + 0.5 = 2,965 \text{ m}$$

Sustituyendo con la latitud del emplazamiento de Carmona ($37,506^\circ\text{N}$) en la expresión anterior, se obtiene una distancia mínima de 6,82 m.

La proyección horizontal de cada estructura sobre el terreno en dirección norte-sur es:

$$l = 2 \times 2,465 \times \cos(30^\circ) = 4,27 \text{ m}$$

Por tanto, el paso entre filas, es decir, la distancia entre el final de una fila y el inicio de la siguiente será de 11,09 m.

6.2.4 PANELES EN SERIE

El primer paso para definir la configuración eléctrica del campo solar es determinar el número de módulos que pueden conectarse en serie para formar una cadena o string. Cuando los módulos se conectan en serie, sus tensiones se suman, por lo que el número máximo de módulos por string está limitado por la tensión máxima admisible del inversor. Al mismo tiempo, se busca maximizar la tensión de trabajo para minimizar las pérdidas resistivas en el cableado DC, que crecen con la corriente de forma cuadrática.

El criterio de diseño más restrictivo se da en la condición de circuito abierto a temperatura mínima, ya que la tensión V_{ca} aumenta cuando la temperatura del módulo disminuye. El número máximo de módulos en serie se calcula como:

$$N_{max} = \frac{V_{DCmax}}{V_{ca(Tmin)}}$$

Donde V_{DCmax} es la tensión máxima DC admisible por el inversor y $V_{ca(Tmin)}$ es la tensión de circuito abierto del módulo corregida por temperatura mínima. Esta corrección se realiza mediante:

$$V_{ca(Tmin)} = V_{ca} \times \left[1 + \frac{\alpha_{V_{ac}}}{100} \times (T_{min} - 25) \right]$$

Donde $\alpha_{V_{ac}}$ es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto (%/°C), T_{min} es la temperatura mínima del emplazamiento y 25°C es la temperatura de referencia en condiciones estándar (STC).

La temperatura mínima registrada en Carmona se sitúa en torno a 0°C, adoptándose -5°C como valor de diseño por seguridad. Con los datos del módulo JA Solar JAM72D42-625/LB ($V_{ca} = 52,27$ V, $\alpha_{V_{ac}} = -0,26$ %/°C), la tensión de circuito abierto corregida a temperatura mínima se obtiene mediante la expresión anterior, resultando en un valor de 56,35 V.

El inversor Sungrow SG350HX admite una tensión máxima DC de 1.500 V, por lo que, sustituyendo en la primera expresión, el número máximo de módulos en serie es 26,62, cifra

que redondearemos a la baja para garantizar que en ningún caso se supere la tensión máxima del inversor. Por tanto, cada string estará formado por 26 módulos en serie.

Como verificación, la tensión de trabajo en el punto de máxima potencia (V_{mpp}) para un string de 26 módulos a 25°C es:

$$V_{mpp,string} = 26 \times 43,71 = 1.136,46$$

Este valor se encuentra dentro del rango MPPT del inversor (500–1.500 V), confirmando que la configuración es válida.

La potencia por string resulta:

$$P_{str} = 26 \times 625 = 16.250Wp = 16,25kWp$$

Conocida la potencia por string, se puede determinar el número máximo de strings que admite el inversor Sungrow SG350HX sin superar su potencia nominal de 350 kW:

$$N_{strings,max} = \frac{P_{inv}}{P_{str}} = 21.5$$

Se adopta un máximo de 21 strings por inversor, valor que se empleará en el apartado 6.2.5 para calcular el número total de inversores necesarios.

6.2.5 DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS Y CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA

Con todos los parámetros de diseño definidos, se procede a determinar la distribución definitiva de los módulos en el campo solar y la configuración eléctrica de la instalación.

Distribución de módulos por zonas

Las tres zonas de diseño establecidas en el apartado 6.2.1 se distribuyen con un margen perimetral de 3 m en cada extremo para viales de acceso, vallado y tolerancias constructivas. Adicionalmente, se reservan viales de mantenimiento longitudinales de 4 m de ancho cada

150 m a lo largo de cada fila, para permitir el acceso de vehículos de limpieza y mantenimiento a lo largo de la vida útil de la planta.

El número de filas de cada zona se obtiene dividiendo la dimensión perpendicular a las filas, una vez descontado el margen perimetral, entre el paso entre filas de 11,09 m. El número de módulos por fila se obtiene dividiendo la longitud neta disponible, una vez descontados los márgenes perimetrales y los viales longitudinales, entre el ancho del módulo (1,134 m), y multiplicando por 2 para considerar las dos filas verticales de módulos por soporte.

- Zona A (621 × 521 m):

$$Filas = \frac{521 - 2 \times 3}{11,09} = 46 \text{ filas}$$

$$\frac{Módulos}{Fila} = \left[\frac{615 - 4 \times 4}{1,134} \right] \times 2 = 1056 \text{ módulos}$$

Total Zona A: 48.576 módulos y 30,36MWp.

- Zona B (727 × 365 m):

$$Filas = \frac{365 - 2 \times 3}{11,09} = 32 \text{ filas}$$

$$\frac{Módulos}{Fila} = \left[\frac{721 - 4 \times 4}{1,134} \right] \times 2 = 1242 \text{ módulos}$$

Total Zona B: 39.744 módulos y 24,84MWp.

- Zona C (570 × 393 m):

$$Filas = \frac{393 - 2 \times 3}{11,09} = 34 \text{ filas}$$

$$\frac{Módulos}{Fila} = \left[\frac{564 - 3 \times 4}{1,134} \right] \times 2 = 972 \text{ módulos}$$

Total Zona C: 33.048 módulos y 20,66 MWp.

Con todo ello nos queda un total de 121.368 módulos y 75.86MWp instalados.

Configuración de strings

Conocido el número de módulos por zona, se procede a definir la configuración eléctrica de la instalación. Cada string está formado por 26 módulos en serie, equivalentes a la capacidad los soportes encargados (2 filas verticales de 13 módulos).

El número de strings por zona se obtiene dividiendo el total de módulos entre 26:

$$Strings_A = \frac{48.576}{26} = 1.868 \text{ strings (sobran 8 módulos)}$$

$$Strings_B = \frac{39.744}{26} = 1.528 \text{ strings (sobran 16 módulos)}$$

$$Strings_C = \frac{33.048}{26} = 1.271 \text{ strings (sobran 3 módulos)}$$

Los módulos sobrantes ($8 + 16 + 3 = 27$ módulos) se descartan, quedando un total de 4.667 strings y 121.342 módulos efectivos, con una potencia instalada de 75,84MWp.

Configuración de inversores

Cada inversor Sungrow SG350HX admite un máximo de 21 strings sin superar su potencia nominal de 350 kW. Los inversores se distribuyen por zona de la siguiente manera:

$$Inversores_A = \left\lfloor \frac{1.868}{21} \right\rfloor = 88 \text{ inversores (20 strings sobrantes)}$$

$$Inversores_B = \left\lfloor \frac{1.528}{21} \right\rfloor = 72 \text{ inversores (16 strings sobrantes)}$$

$$Inversores_C = \left\lfloor \frac{1.271}{21} \right\rfloor = 60 \text{ inversores (11 strings sobrantes)}$$

Los strings sobrantes de cada zona ($20 + 16 + 11 = 47$ strings) se conectan a 2 inversores adicionales situados en la zona central de la parcela, donde convergen los límites de las tres zonas, con 21 strings cada uno. Los 5 strings restantes no completan una carga mínima razonable para un inversor adicional y se descartan, junto con los 27 módulos sobrantes de los strings incompletos.

El total de módulos y potencia efectiva instalada resulta:

$$\text{Módulos efectivos} = 121.342 - 130 = 121.212 \text{ módulos}$$

$$P_{\text{pico}} = 121.212 \times 625 = 75,76 \text{ MWp}$$

Mientras que la potencia AC total instalada es:

$$P_{AC} = 222 \times 350 = 77,70 \text{ MW}$$

El valor obtenido se encuentra dentro del rango estimado inicialmente para el emplazamiento de 75–85 MW, confirmando la coherencia del diseño con las características geométricas y la superficie disponible de 81,30 ha.

6.2.6 DISTRIBUCIÓN DE LOS BLOQUES DE MEDIA TENSIÓN Y UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

Con la configuración eléctrica completamente definida, el último paso del diseño del campo solar es determinar la ubicación física de los bloques de media tensión y de la subestación transformadora de planta.

Bloques de media tensión

Como se determinó en el apartado 6.1.4, cada MVS7320-LV admite un máximo de 20 inversores sin superar su potencia nominal de 7.320 kVA. Con 222 inversores en total, el número mínimo de bloques necesarios es:

$$222/20 = 12 \text{ bloques}$$

Sin embargo, atendiendo a criterios de diseño del cableado de baja tensión, se opta por una distribución de 15 bloques, ubicando uno en cada vial de mantenimiento de las zonas B y C, y dos en cada vial de la zona A, donde los viales son más largos y el número de inversores es mayor. Esta distribución garantiza que ningún inversor se encuentre a más de 175 m de su bloque de media tensión, limitando las secciones de cable necesarias en el tramo AC a valores técnica y económicamente razonables, como se justifica en el apartado 6.3.2.

De los 15 bloques, 12 agrupan 15 inversores y 3 agrupan 14 inversores, alcanzando los 222 inversores totales. De esta forma, la potencia máxima por bloque es:

$$15 \times 352 = 5.280 \text{ kVA} < 7.320 \text{ kVA}$$

Subestación transformadora

La subestación transformadora de planta, encargada de elevar la tensión de 35 kV a 220 kV para la evacuación a la red de transporte, se ubica en la subparcela j de la parcela 60, situada en el extremo noroeste del terreno disponible. Esta subparcela, que forma parte de la propiedad pero que no ha sido empleada para la instalación de módulos, resulta idónea para albergar la subestación al ser el punto de la parcela más cercano a la línea de 220 kV existente. La distancia desde la subestación hasta el punto de conexión a dicha línea es de 2.950 m de trayecto libre por campo agrícola, sin necesidad de atravesar ningún núcleo urbano ni infraestructura relevante. La ubicación de la subestación respecto al conjunto de la instalación se muestra sombreada en azul en la Figura 25. Los detalles técnicos de la subestación se desarrollan en el apartado 6.6.



Figura 25. Ubicación de la subestación transformadora

6.3 CABLEADO

El dimensionado del cableado de la instalación tiene por objeto garantizar que los conductores soporten las corrientes de trabajo sin superar su temperatura máxima admisible y que las pérdidas resistivas se mantengan dentro de los límites establecidos por la normativa. De acuerdo con la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT, RD 842/2002), los cables de conexión de instalaciones generadoras de baja tensión deben cumplir dos criterios simultáneamente: estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, y presentar una caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

La instalación se divide en dos tramos de baja tensión diferenciados: el cableado de corriente continua entre los módulos y los inversores, y el cableado de corriente alterna entre los inversores y los bloques de media tensión MVS9000-LV. El límite del 1,5% establecido por la ITC-BT-40 aplica al conjunto de ambos tramos, por lo que se distribuye como criterio de diseño de la siguiente manera: 1,0% para el tramo DC y 0,5% para el tramo AC.

Todos los cables de la instalación se seleccionan del catálogo de Prysmian Group / General Cable, fabricante de referencia en el sector fotovoltaico español con soluciones específicas

para cada tramo de la instalación. Las características técnicas completas de los cables se recogen en las hojas de producto correspondientes, incluidas en el Anexo III.

6.3.1 CABLEADO DE CC BT

El tramo de corriente continua comprende la conexión entre los módulos fotovoltaicos y los inversores de string. En la arquitectura adoptada, basada en inversores de string de alta potencia sin cajas de agrupación DC intermedias, cada string de 26 módulos conecta directamente con una entrada del inversor Sungrow SG350HX, por lo que este es el único tramo DC de la instalación.

El cableado de corriente continua en instalaciones fotovoltaicas está sometido a condiciones de trabajo especialmente exigentes: exposición directa e ininterrumpida a la radiación solar durante 30 años, rangos de temperatura amplios, tensiones de hasta 1.500 V DC y requisitos de resistencia a la intemperie, a los rayos UV y a la humedad que no son cubiertos por los cables convencionales de baja tensión. Por ello, las normas EN 50618 e IEC 62930 establecen los requisitos técnicos específicos que deben cumplir los cables destinados a este uso en sistemas fotovoltaicos. Atendiendo a dichas especificaciones, se selecciona el cable Prysmian PRYSOLAR e-SenS H1Z2Z2-K, fabricado en conformidad con ambas normas.

Longitud de diseño del tramo

Los inversores se ubican en los viales de mantenimiento longitudinales, separados entre sí 150 m a lo largo del campo solar. El string más alejado de su inversor se sitúa en el centro del tramo entre dos viales consecutivos, por tanto la distancia máxima será de 75 m. Este valor se adopta como longitud de diseño para el dimensionado del cable DC, garantizando que la sección elegida cumple los criterios normativos en el caso más desfavorable.

Criterio de Intensidad máxima admisible

Conforme a lo establecido en la ITC-BT-40, los conductores deben dimensionarse para una intensidad mínima igual al 125% de la máxima intensidad que puede entregar el generador. En condiciones estándar de ensayo (STC), esta intensidad máxima corresponde a la corriente

de cortocircuito del módulo. Con los datos del módulo JA Solar JAM72D42-625/LB, cuya corriente de cortocircuito en STC es $I_{sc} = 15,16$ A:

$$I_{diseño} = 1,25 \times 15,16 = 18,95 \text{ A}$$

En la tabla de características del cable Prysmian PRYSOLAR e-SenS H1Z2Z2-K, la sección de 4 mm² presenta una intensidad admisible al aire de 46 A, que supera ampliamente los 18,95 A requeridos. El criterio de intensidad no resulta limitante en este tramo, por lo que la sección mínima quedará determinada por el criterio de caída de tensión.

Criterio de Caída de tensión

La caída de tensión máxima admisible para el tramo DC se establece en el 0,5% de la tensión de trabajo del string en el punto de máxima potencia. La tensión en el punto de máxima potencia del string se obtiene multiplicando la V_{mpp} unitaria del módulo (43,71 V) por el número de módulos en serie (26) obteniendo 1.136,46 V.

La sección mínima necesaria para cumplir este criterio se obtiene a partir de la expresión para circuitos de corriente continua, donde el factor 2 recoge el conductor de ida y el de retorno:

$$S = \frac{2 \times I_{diseño} \times \rho_{Cu} \times L}{\Delta U_{max}}$$

La resistividad del cobre se corrige a la temperatura máxima de servicio del cable (120°C), que representa la condición más desfavorable, mediante:

$$\rho_{Cu} = \rho_{Cu,20} \times [1 + \alpha_{Cu} \times (T_{max} - 20)]$$

Donde $\rho_{Cu,20} = 1/56 \text{ } \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ es la resistividad del cobre a 20°C y $\alpha_{Cu} = 0,00393 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ es el coeficiente de variación con la temperatura, obteniendo un valor de $0,02487 \text{ } \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.

De esta forma:

$$S = \frac{2 \times 18,95 \times 0,02487 \times 75}{5,68} = 12,46 \text{ mm}^2$$

Se adopta la sección normalizada inmediatamente superior disponible en el catálogo del fabricante: 16 mm². Esta sección cumple simultáneamente con ambos criterios al presentar una caída de tensión del 0.39%, obtenida aplicando la expresión anterior y una intensidad admisible de 110A.

6.3.2 CABLEADO DE AC BT

El tramo de corriente alterna comprende la conexión entre cada inversor Sungrow SG350HX y su bloque de media tensión MVS7320-LV correspondiente. A diferencia del tramo DC, la corriente circula aquí en alterna trifásica a 800 V AC, con una longitud máxima de diseño de 175 m, correspondiente a la distancia más desfavorable entre un inversor y su bloque de media tensión en la distribución definida en el apartado 6.2.6.

Para el cableado de corriente alterna en instalaciones fotovoltaicas de gran escala se requiere un cable de baja tensión con alta capacidad de conducción, resistencia mecánica para instalación en bandeja o enterrado, y libre de halógenos para minimizar el riesgo en caso de incendio. Se selecciona el cable General Cable EXZHELLENT COMPACT RZ1-K (AS), fabricado según la norma IEC 60502-1 y UNE 21123-4.

Criterio de Intensidad máxima admisible

La corriente nominal que circula por el cable corresponde a la corriente de salida del inversor a plena carga:

$$I = \frac{S_{inversor}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{352.000}{\sqrt{3} \times 800} = 254 \text{ A}$$

Aplicando el factor de seguridad del 125% establecido en la ITC-BT-40:

$$I_{diseño} = 1,25 \times 254 = 317,5 \text{ A}$$

De la tabla de características del cable EXZHELLENT COMPACT RZ1-K (AS), la sección de 240 mm² presenta una intensidad admisible en bandeja de 552 A, que supera los 317,5 A requeridos. Nuevamente, el criterio de intensidad no resulta limitante, quedando la sección determinada por el criterio de caída de tensión.

Criterio de Caída de tensión

La caída de tensión máxima admisible para el tramo AC se fija en el 1,0% de la tensión de trabajo. Considerando los 800 V de tensión de salida del inversor, esto equivale a una caída máxima admisible de 8 V.

La sección mínima necesaria para circuito trifásico se obtiene mediante:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times I_{diseño} \times \rho_{Cu} \times L}{\Delta U_{max}}$$

La resistividad del cobre se corrige a la temperatura máxima de servicio del cable (90°C), de acuerdo con la hoja de características del fabricante:

$$\rho_{Cu} = \frac{1}{56} \times [1 + 0,00393 \times (90 - 20)] = 0,02136 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$$

Sustituyendo con $I_{diseño} = 317,5$ A, $\rho_{Cu} = 0,02136 \Omega \cdot mm^2/m$ y $L = 175$ m:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 317,5 \times 0,02136 \times 175}{8} = 254 mm^2$$

Se adopta la sección normalizada inmediatamente superior disponible en el catálogo del fabricante: 300 mm².

Aplicando la expresión anterior con esta sección, la caída de tensión resultante es del 0,85%, inferior al límite del 1,0% establecido como criterio de diseño. Asimismo, la intensidad admisible en bandeja de esta sección es de 640 A, valor que supera ampliamente los 317,5 A de diseño.

6.3.3 CABLEADO AC MT

El tramo de media tensión comprende la conexión entre cada bloque MVS7320-LV y la subestación transformadora ubicada en la subparcela j. A diferencia de los tramos anteriores, este tramo opera a 35 kV y queda fuera del ámbito del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, siendo de aplicación el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión (RLAT, Real Decreto 223/2008), concretamente su Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06, que regula las líneas subterráneas con cables aislados.

Para el cableado de media tensión en instalaciones fotovoltaicas enterradas se requiere un cable unipolar con tensión asignada adecuada a la red de 35 kV. Según la Tabla 2 de la ITC-LAT 06, para una red de tensión nominal 35 kV con neutro directamente a tierra (categoría C), la tensión asignada del cable debe ser 18/30 kV. Se selecciona el cable General Cable VULPREN Class HEPRZ1 AL, cable unipolar con conductor de aluminio de clase 2, aislamiento de goma de etileno-propileno de alto módulo (HEPR) con temperatura máxima de servicio de 105°C, pantalla de hilos de cobre con cinta a contraespira y cubierta exterior de poliolefina de alta resistencia mecánica (Vemex), fabricado según la norma UNE HD 620-9E y normalizado por Iberdrola.

Longitud de diseño del tramo

La longitud máxima del tramo de media tensión corresponde al recorrido desde el bloque MVS7320-LV más alejado, situado en el primer vial de la zona A, hasta la subestación en la subparcela j. El trayecto discurre por los viales de mantenimiento y el perímetro de la instalación:

- Tramo vertical por el vial más al este de la zona A desde el bloque hasta el extremo norte del vial: 346 m
- Tramo horizontal a lo largo del límite norte de A desde el extremo de A hasta el inicio de C: 366 m
- Tramo horizontal a lo largo de C desde el inicio de C hasta la subestación: 570 m

Longitud total: 1.282 m

Criterio de intensidad máxima admisible

La corriente de trabajo corresponde a la potencia máxima del bloque más cargado, con 15 inversores de 352 kVA cada uno:

$$I_{trabajo} = \frac{P_{bloque}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{15 \times 352.000}{\sqrt{3} \times 35.000} = 87,1 \text{ A}$$

La intensidad admisible se obtiene de la Tabla 6 de la ITC-LAT 06 (Figura 26), que recoge los valores para cables unipolares con aislamiento HEPR directamente enterrados a 25°C de temperatura de terreno, resistividad térmica de 1,5 K·m/W y profundidad de 1 m. Dado que las condiciones del emplazamiento coinciden con las condiciones de referencia de la tabla, todos los coeficientes de corrección Kt, Kr, Ka y Kp son iguales a la unidad y la intensidad admisible corregida coincide con el valor tabulado.

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Figura 26. Tabla 6 de la ITC-LAT 06: Intensidades admisibles para cables unipolares directamente enterrados

La sección mínima que cumple el criterio de intensidad admisible es de 25 mm², con una intensidad admisible de 105 A, superior a los 87,1 A de trabajo. Sin embargo, dado que la sección mínima disponible en el catálogo del fabricante para el cable VULPREN HEPRZ1 AL es de 50 mm², se adopta esta sección, que presenta una intensidad admisible de 135 A, igualmente superior a los 87,1 A requeridos.

Criterio de caída de tensión

A diferencia del cableado de baja tensión, el Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RD 223/2008) no establece un límite porcentual fijo de caída de tensión para líneas subterráneas de media tensión. No obstante, el Artículo 11 del RLAT obliga al proyectista a realizar los cálculos justificativos necesarios que garanticen la regularidad del servicio, entendiendo que una caída de tensión excesiva comprometería la operación de los inversores.

En el diseño interno de plantas fotovoltaicas de gran escala, el criterio de buena práctica de ingeniería adoptado habitualmente es una caída de tensión máxima del 1,5% desde el bloque MVS más alejado hasta la subestación, valor que garantiza que los inversores operen dentro de su rango admisible incluso en condiciones de máxima generación.

La caída de tensión se calcula mediante la expresión estándar para circuitos trifásicos:

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \times I_{trabajo} \times L \times (R_{105} \times \cos \phi + X \times \sin \phi)}{U} \times 100$$

Donde R y X son la resistencia y reactancia del conductor para la sección de 50 mm² obtenidas del catálogo del fabricante, y $\cos \phi = 0,994$ corresponde al factor de potencia nominal del inversor Sungrow SG350HX. La resistencia se corrige a la temperatura máxima de servicio del cable (105°C):

$$R_{105} = R_{20} \times [1 + \alpha_{Al} \times (105 - 20)] = 0,847 \times [1 + 0,00403 \times 85] = 1,137 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Sustituyendo con $I_{trabajo} = 87,1 \text{ A}$, $L = 1,282 \text{ km}$, $X = 0,155 \text{ } \Omega/\text{km}$ y $\sin \phi = 0,109$:

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \times 87,1 \times 1,282 \times (1,137 \times 0,994 + 0,155 \times 0,109)}{35.000} \times 100 = 0,65$$

La caída de tensión resultante del 0,65% se encuentra muy por debajo del criterio de diseño adoptado, confirmando que la sección de 50 mm² es adecuada para este tramo.

Criterio de Icc

El conductor debe ser capaz de soportar térmicamente la corriente de cortocircuito máxima prevista sin que la temperatura del conductor supere su valor máximo admisible en cortocircuito. Conforme al apartado 6.2 de la ITC-LAT 06, la sección mínima que satisface este criterio se obtiene mediante:

$$S_{min} = \frac{I_{cc} \times \sqrt{t_{cc}}}{K}$$

Donde K es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al inicio y final del cortocircuito, obteniendo de la Tabla 26 de la ITC-LAT 06 para conductores de aluminio con aislamiento HEPR (temperatura de servicio permanente 105°C, temperatura máxima de cortocircuito 250°C según Tabla 5 de la misma instrucción) un valor de $K = 89 \text{ A/mm}^2$.

Para la intensidad de cortocircuito de diseño, dado que el tramo MT es una red privada interna de la planta, se adopta como referencia conservadora el valor de 25 kA durante 1 segundo establecido en las Especificaciones Particulares para instalaciones en Media Tensión de Endesa Distribución Eléctrica (NRZ102). Este es el valor más desfavorable habitual en redes de MT de hasta 36 kV en España y garantiza que el cable seleccionado sea válido independientemente del valor exacto que proporcione REE.

Sustituyendo:

$$S_{min} = \frac{25.000 \times \sqrt{1}}{89} = 280,9 \text{ mm}^2 \rightarrow 300 \text{ mm}^2$$

La sección mínima exigida por el criterio de cortocircuito es de 300 mm², que resulta ser el criterio más restrictivo de los tres analizados, superando ampliamente los 50 mm² obtenidos por intensidad admisible y caída de tensión. Se adopta por tanto la sección normalizada de 300 mm² para el cable General Cable VULPREN HEPRZ1 AL del tramo de media tensión.

6.4 PROTECCIONES

El sistema de protecciones tiene por objeto garantizar la seguridad de personas y equipos frente a sobreintensidades, cortocircuitos, sobretensiones y defectos de aislamiento. En la presente instalación, la totalidad de las protecciones necesarias están integradas en los equipos seleccionados en el apartado 6.1, por lo que no requieren dimensionado adicional. A continuación, se describen las protecciones de cada tramo.

El tramo de corriente continua queda protegido conforme a la ITC-BT-40 del REBT mediante los fusibles integrados en cada entrada MPPT del inversor Sungrow SG350HX, dimensionados por el fabricante para la corriente de cortocircuito de los módulos conectados, y mediante descargadores de sobretensión de Clase II integrados en el propio inversor frente a transitorios atmosféricos y de maniobra.

El tramo de corriente alterna de baja tensión queda protegido igualmente conforme a la ITC-BT-40 del REBT mediante el interruptor automático de salida AC integrado en el inversor, que actúa frente a sobrecargas y cortocircuitos de forma independiente para cada unidad garantizando la redundancia del sistema, y mediante la función de protección de isla (anti-islanding) integrada, que garantiza la desconexión automática ante pérdida de tensión en la red conforme al RD 1699/2011 y RD 244/2019.

El tramo de media tensión queda protegido conforme a la ITC-RAT-09 del RD 337/2014 e ITC-LAT-06 del RD 223/2008 mediante las celdas de MT integradas en el bloque Sungrow MVS7320-LV, que incorporan interruptor automático con poder de corte de 16 kA, relés de sobreintensidad y defecto a tierra, seccionador de puesta a tierra y descargadores de sobretensión de MT.

6.5 PUESTA A TIERRA

La red de puesta a tierra tiene por objeto garantizar la seguridad de las personas frente a contactos accidentales con masas metálicas en tensión, limitar las tensiones de contacto y paso a valores seguros, y proporcionar un camino de baja impedancia para la evacuación de

corrientes de falta. La instalación se divide en dos redes de puesta a tierra diferenciadas: la red de baja tensión y la red de media tensión, conforme a lo establecido en la ITC-BT-18 del REBT y la ITC-RAT-13 del RD 337/2014 respectivamente.

Para el dimensionado de ambas redes se adopta una resistividad del terreno de $\rho = 150 \Omega \cdot m$, valor correspondiente a suelo arcilloso en condiciones normales de humedad según la tabla de valores estimados de la ITC-BT-18, coherente con la naturaleza del suelo agrícola arcilloso-limoso característico del emplazamiento de Carmona.

6.5.1 PUESTA A TIERRA EN BT

La red de puesta a tierra de baja tensión conecta las masas metálicas de los módulos fotovoltaicos, las estructuras de soporte, los inversores y demás equipos de campo a un sistema de electrodos enterrados, conforme a lo establecido en la ITC-BT-18 del REBT. Los módulos JA Solar JAM72D42-625/LB disponen de doble vidrio y son de clase II, por lo que sus células no están conectadas eléctricamente al marco y el polo negativo DC permanece flotante. La puesta a tierra afecta únicamente a las masas metálicas de las estructuras y equipos.

Conforme a la Tabla 1 de la ITC-BT-18, el conductor de tierra enterrado será de cobre desnudo con una sección mínima de 25 mm^2 , al tratarse de un conductor no protegido mecánicamente ni contra la corrosión.

TIPO	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm ² Cobre 16 mm ² Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión	25 mm ² Cobre 50 mm ² Hierro	
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Figura 27. Tabla 1 de la ITC-BT-18: Secciones mínimas de los conductores de tierra

Por otro lado, la sección del conductor de protección se determina conforme a la Tabla 2 de la ITC-BT-18, que relaciona la sección del conductor de fase con la sección mínima del conductor de protección. Aplicando este criterio a los tramos de la instalación:

- Tramo DC (conductor de fase 16 mm²): sección del conductor de protección = 16 mm²
- Tramo AC BT (conductor de fase 300 mm²): sección del conductor de protección = 150 mm²

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Figura 28. Tabla 2 de la ITC-BT-18: Relación entre secciones de conductores de fase y de protección

Por último, conforme a la ITC-BT-18, los electrodos de puesta a tierra serán picas cilíndricas de acero cobreado con un diámetro de 14,2 mm y una longitud de 2 m, enterradas verticalmente a una profundidad mínima de 1 m. Para evitar la superposición de sus zonas de influencia, la separación mínima entre picas será de 4 m, equivalente al doble de su longitud.

6.5.2 PUESTA A TIERRA EN MT

La red de puesta a tierra de media tensión es independiente de la red de baja tensión, conforme a lo exigido por la ITC-RAT-13, y tiene por objeto limitar las tensiones de contacto y de paso en el entorno de los bloques MVS7320-LV y la subestación ante una falta a tierra en el lado de 35 kV.

Conforme a la ITC-RAT-13, los electrodos de puesta a tierra de MT serán de cobre macizo con un diámetro mínimo de 20 mm, dispuestos en anillo enterrado perimetralmente alrededor de cada bloque MVS7320-LV y de la subestación transformadora. La resistencia de puesta a tierra del conjunto deberá ser inferior a 10 Ω, valor de referencia para centros de transformación en media tensión.

Los dos parámetros que deben verificarse son la tensión de contacto máxima admisible (U_c) y la tensión de paso máxima admisible (U_p) en el entorno de los equipos de MT, que se calculan mediante las siguientes expresiones recogidas en la ITC-RAT-13:

$$U_c = U_{ca} \times \left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 \times Z_B}\right)$$
$$U_p = U_{pa} \times \left(1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_B}\right)$$

Donde:

- U_{ca} es el valor admisible de la tensión de contacto, obtenido de la tabla de la ITC-RAT-13 en función del tiempo de eliminación de la falta (Figura X)
- U_{pa} es el valor admisible de la tensión de paso, igual a $10 \times U_{ca}$
- $Z_B = 1.000 \, \Omega$ es la impedancia del cuerpo humano
- $R_{a1} = 2.000 \, \Omega$ es la resistencia equivalente del calzado
- $R_{a2} = 3 \times \rho_s = 3 \times 150 = 450 \, \Omega$ es la resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie, donde ρ_s es la resistividad del suelo cerca de la superficie

Duración de la corriente de falta, t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Figura 29. Tabla de valores admisibles de tensión de contacto U_{ca} en función del tiempo de falta t_f

El tiempo de eliminación de la falta se adopta como $t = 0,2$ s, correspondiente al tiempo de actuación de las protecciones integradas en el bloque MVS7320-LV. Por tanto:

$$U_{ca} = 528 \text{ V} \rightarrow U_{pa} = 10 \times 528 = 5.280 \text{ V}$$

Sustituyendo en las expresiones anteriores:

$$U_c = 528 \times \left(1 + \frac{2.000 + 450}{2 \times 1.000}\right) = 528 \times 2,225 = 1.175 \text{ V}$$

$$U_p = 5.280 \times \left(1 + \frac{2 \times 2.000 + 2 \times 450}{1.000}\right) = 5.280 \times 5,9 = 31.152 \text{ V}$$

Estos valores representan las tensiones de contacto y paso máximas admisibles para la instalación.

6.6 SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA Y CONEXIÓN A LA RED

La energía generada por la planta, una vez elevada a 35 kV por los bloques MVS7320-LV, debe ser transformada a 220 kV para su evacuación a la línea de transporte existente en el entorno de Carmona. Este proceso se realiza en la subestación transformadora de planta, ubicada en la subparcela j del polígono 6, tal y como se establece en el apartado 6.2.6.

La subestación está compuesta por los siguientes elementos principales:

- Transformador de potencia principal (35/220 kV): elevador de la tensión de la red interna de MT a la tensión de la línea de transporte. Su potencia nominal deberá ser igual o superior a la potencia AC total de la planta (77,70 MVA), con un margen de seguridad adecuado. La selección del modelo concreto y sus características técnicas quedan pendientes de la carta de condiciones técnicas de acceso de REE, que determinará los requisitos específicos de conexión.
- Parque de 220 kV: conjunto de aparamenta de maniobra y protección en el lado de alta tensión, incluyendo interruptores automáticos, seccionadores, transformadores de medida y protección, y descargadores de sobretensión, conforme a la ITC-RAT-06.
- Parque de 35 kV: celdas de entrada de los cables MT procedentes de los bloques MVS7320-LV, con interruptores automáticos y relés de protección coordinados con los de los propios bloques.
- Centro de control y medida: equipos de telecontrol, medida de energía y comunicaciones, conformes a los requisitos del RD 1110/2007 sobre reglamentación de puntos de medida del sistema eléctrico.

Línea de evacuación

La conexión entre la subestación y la línea de 220 kV se realizará mediante una línea aérea de alta tensión de 1.175 m de longitud, que discurre por campo agrícola sin afectar a ningún núcleo urbano. El diseño detallado de esta línea, incluyendo el tipo de conductor, los apoyos y las servidumbres de paso, se desarrollará en el correspondiente proyecto específico de línea de evacuación conforme a la ITC-LAT-07.

El diseño detallado de la subestación, incluyendo la selección de todos sus equipos, los cálculos eléctricos y el proyecto de legalización, se desarrollará en coordinación con REE una vez obtenida la carta de condiciones técnicas de acceso, documento que determinará los requisitos específicos de conexión al nodo de la red de transporte.

Capítulo 7. ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN

El objetivo de este capítulo es cuantificar la producción energética anual esperada, identificar y caracterizar las pérdidas del sistema, evaluar su rendimiento global y estimar la reducción de emisiones de CO₂ asociada a la generación renovable. Para ello se ha realizado una simulación mediante el software PVSyst V8.1.3, herramienta de referencia en el sector fotovoltaico para el análisis de instalaciones conectadas a red. Los parámetros de entrada de la simulación corresponden exactamente a los definidos en el Capítulo 6: módulo JA Solar JAM72D42-625/LB, inversor Sungrow SG350HX, inclinación 30°, azimut +45°, 121.212 módulos y 222 inversores. Los datos meteorológicos se han obtenido de la base de datos PVGIS TMY para las coordenadas del emplazamiento (37,506°N / -5,715°E). El informe completo de simulación se recoge en el Anexo II.

7.1 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN

La simulación proporciona los siguientes resultados de producción para el primer año de operación:

Tabla 5. Resultados principales de la simulación PVSyst

Parámetro	Valor
Irradiación horizontal global anual	1.916,0 kWh/m ²
Irradiación incidente en plano colector	2.103,6 kWh/m ²
Producción anual del sistema	138.182,1 MWh/año
Producción específica	1.824,0 kWh/kWp/año
Performance Ratio (PR)	86,71%

La irradiación incidente en el plano colector (2.103,6 kWh/m²) supera en un 9,8% a la irradiación horizontal global (1.916,0 kWh/m²), ganancia debida al efecto de la inclinación de 30° y el azimut de +45° adoptados en el diseño, que permiten captar más radiación que un plano horizontal a lo largo del año.

La producción anual de 138.182 MWh con una producción específica de 1.824 kWh/kWp/año son resultados coherentes con el recurso solar del emplazamiento y la escala de la instalación. Para poner esta cifra en perspectiva, la producción anual equivale al consumo eléctrico de aproximadamente 46.000 hogares españoles, considerando un consumo medio de 3.000 kWh/hogar/año según los datos del IDAE.

La distribución mensual de la producción, recogida en la Tabla 6, muestra el perfil estacional característico de una instalación fotovoltaica en el sur de España, con máximos en los meses de verano (junio y julio, con aproximadamente 15.400 MWh/mes) y mínimos en los meses de invierno (enero y diciembre, con aproximadamente 7.700 MWh/mes). La relación entre el mes de mayor y menor producción es de aproximadamente 2:1, lo que refleja la notable variabilidad estacional del recurso solar en la latitud de Carmona.

Tabla 6. Producción mensual e inyectada a red

Mes	E_Grid (MWh)	PR
Enero	7.675,3	0,904
Febrero	7.434,8	0,895
Marzo	10.069,3	0,893
Abril	12.371,6	0,879
Mayo	15.176,7	0,854
Junio	15.424,6	0,854
Julio	15.389,9	0,837
Agosto	13.473,6	0,844
Septiembre	12.336,8	0,857
Octubre	11.514,4	0,861
Noviembre	9.144,9	0,893
Diciembre	8.170,3	0,902
Total	138.182,1	0,867

7.2 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS

El diagrama de pérdidas de PVSyst permite identificar y cuantificar cada una de las pérdidas que reducen la producción desde la irradiación incidente hasta la energía finalmente inyectada a la red. A partir de los 2.103,6 kWh/m² de irradiación incidente en el plano colector, las pérdidas se desglosan de la siguiente manera:

Pérdidas ópticas:

- Suciedad: -3,00%, correspondiente al factor de pérdida anual adoptado para zona rural en Andalucía según el informe IEA-PVPS.
- Factor IAM: -2,64%, debido a la reflexión de la radiación solar cuando incide con ángulo oblicuo sobre el vidrio del módulo, calculado mediante el modelo de Fresnel.

Pérdidas del generador FV:

- Degradación del módulo (año 1): -0,20%, correspondiente a la degradación inicial del módulo JA Solar JAM72D42-625/LB según su hoja de características.
- Pérdidas por baja irradiancia: -0,50%, debidas al comportamiento no lineal de los módulos a niveles de irradiancia inferiores a 1.000 W/m².
- Pérdidas térmicas: -5,18%, la pérdida más significativa del sistema, causada por el aumento de temperatura de los módulos en condiciones de alta irradiancia, especialmente relevante en el clima de Carmona con temperaturas medias de 19,4°C.
- Calidad del módulo: +1,25%, ganancia debida a que los módulos TOPCon rinden ligeramente por encima de sus especificaciones nominales.
- Mismatch: -2,01%, pérdidas por desajuste entre módulos y strings operando a diferentes condiciones.
- Pérdidas óhmicas DC: -0,37%, correspondientes al cableado de corriente continua de sección 16 mm².

Pérdidas del inversor y cableado AC:

- Pérdidas del inversor: -1,02%, correspondientes a la eficiencia del inversor Sungrow SG350HX en condiciones reales de operación.
- Pérdidas óhmicas AC: -0,37%, correspondientes al cableado de corriente alterna de sección 300 mm².

El conjunto de pérdidas totales del sistema asciende a un 13,29% de la energía nominal, resultado coherente con los valores habituales en plantas utility-scale con módulos TOPCon en climas mediterráneos.

7.3 RENDIMIENTO

El Performance Ratio (PR) es el indicador que mide la eficiencia global del sistema fotovoltaico, comparando la producción real con la producción teórica que se obtendría si el sistema operase siempre en condiciones estándar (STC). Se define como:

$$PR = \frac{E_{grid}}{E_{STC}} = \frac{Y_f}{Y_r}$$

Donde Y_f es la producción específica real (kWh/kWp/día) e Y_r es la irradiación incidente en el plano colector normalizada (kWh/kWp/día).

La simulación arroja un PR anual de 86,7%, valor que se mantiene estable a lo largo del año con ligeras variaciones estacionales recogidas en la Tabla 6. Los meses de invierno presentan PR más elevado (hasta 0,904 en enero) debido a las menores temperaturas de operación de los módulos, mientras que los meses de verano presentan PR algo inferior (0,837 en julio) por el mayor impacto de las pérdidas térmicas, tal y como se detalla en el apartado 7.2. Este comportamiento es típico de instalaciones en climas mediterráneos con alta irradiación y temperaturas elevadas en verano.

El PR de 86,7% es un resultado excelente para una planta utility-scale de esta escala, comparable con los valores de referencia de la industria para instalaciones con módulos TOPCon en condiciones similares, y confirma la coherencia del diseño realizado en el Capítulo 6.

7.4 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO₂

Una de las contribuciones ambientales más relevantes de una instalación fotovoltaica es la reducción de emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad. Cada kWh generado de forma solar desplaza un kWh que de otro modo habría sido producido con el mix eléctrico convencional, evitando las emisiones de gases de efecto invernadero correspondientes.

Para cuantificar esta reducción se utiliza el factor de emisión del mix eléctrico nacional, publicado anualmente por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). El valor correspondiente al año 2025 es de 0,258 kgCO₂e/kWh, que refleja el avance progresivo del sistema eléctrico español hacia fuentes renovables.

Las emisiones de CO₂ evitadas anualmente por la planta se calculan como:

$$E_{CO_2} = E_{grid} \times FE$$

Donde E_{grid} es la energía anual inyectada a la red (138.182 MWh/año) y FE es el factor de emisión del mix eléctrico (0,258 tCO₂e/MWh), obteniendo 35.651 tCO₂e/año.

A lo largo de la vida útil de la instalación de 30 años, y asumiendo de forma conservadora un factor de emisión constante, las emisiones totales evitadas ascienden a 1.069.530 tCO₂e.

Capítulo 8. ANÁLISIS ECONÓMICO

El presente capítulo tiene por objeto evaluar la viabilidad económica del proyecto fotovoltaico, estructurándose en tres bloques diferenciados. El primero recoge el estudio de costes con el desglose del CAPEX y el OPEX de la instalación. El segundo define los parámetros de la estructura de financiación, tanto del capital propio como de la deuda. El tercero desarrolla el modelo de flujos de caja descontados bajo dos escenarios, uno sin deuda y otro con deuda, con el objetivo de determinar el precio mínimo de venta de la energía que hace viable el proyecto en cada caso. Este precio de equilibrio se compara finalmente con los precios actuales del mercado eléctrico español para evaluar la viabilidad del proyecto en el contexto actual.

8.1 ESTUDIO DE COSTES

8.1.1 CAPEX

La inversión inicial del proyecto comprende todos los costes necesarios para la construcción y puesta en marcha de la planta fotovoltaica, incluyendo el suministro y montaje de los equipos principales, el cableado, la infraestructura de evacuación, la obra civil, la ingeniería y los permisos, así como una partida de contingencia para cubrir imprevistos durante la ejecución. El desglose detallado por equipos y partidas se recoge en el Anexo IV. Detalle del análisis económico, mientras que la Tabla 7 resume las partidas principales del CAPEX.

Tabla 7. Resumen del CAPEX del proyecto

Partida	Coste total (€)
Subtotal equipos, cableado e infraestructura AT	28.981.885,85 €
Mano de obra de instalación y obra civil	4.472.673,75 €
Ingeniería y permisos	2.325.790,35 €
Subtotal CAPEX directo	35.780.349,95 €
Contingencia (10%)	3.578.139,00 €
TOTAL CAPEX	39.358.488,95 €

El CAPEX total asciende a 39.358.488,95 €, lo que equivale a 519.500 €/MWp, valor coherente con el rango de referencia para plantas utility-scale en España en 2025 de 550.000–780.000 €/MWp, situándose en el límite inferior del rango debido al tamaño de la planta y a las economías de escala asociadas.

8.1.2 OPEX

Los costes de operación y mantenimiento son los gastos recurrentes anuales necesarios para mantener la planta en funcionamiento durante su vida útil de 30 años. Se estructuran en tres partidas principales recogidas en la Tabla 8.

Tabla 8. Desglose del OPEX anual del proyecto

Partida	Coste total (€)
O&M	378.800,00 €
Alquiler del terreno	154.470,00 €
Seguros, tasas y otros	603.130,00 €
TOTAL OPEX	1.136.400,00 €

El O&M se ha estimado en 5.000 €/MWp/año, valor de referencia para contratos de O&M full-service en plantas utility-scale de más de 20 MW en España. El alquiler del terreno se ha calculado a partir del canon de 1.900 €/ha/año documentado en la zona de Carmona para arrendamientos fotovoltaicos. La partida de seguros, tasas y otros recoge el resto de componentes del OPEX hasta alcanzar el valor de referencia total de 15.000 €/MWp/año para plantas utility-scale en España, que incluye seguros de daños materiales y responsabilidad civil, tasas e impuestos locales (IBI, IAE), gestión de activos y representación en mercados.

8.1.3 COSTE NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE)

El Coste Nivelado de la Energía (LCOE, por sus siglas en inglés, Levelized Cost of Energy) es el indicador económico de referencia en el sector de generación eléctrica para evaluar y comparar el coste unitario de producción de diferentes tecnologías a lo largo de su vida útil, independientemente de la estructura de financiación adoptada. Se define como el cociente

entre el coste total acumulado de la instalación y la energía total producida durante su vida útil:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n OPEX_t}{\sum_{t=1}^n E_t}$$

Donde n es la vida útil del proyecto (30 años), $OPEX_t$ es el coste de operación en el año t , creciendo a una tasa de inflación del 2% anual, y E_t es la energía producida en el año t , degradada un 0,4% anual respecto al primer año de operación conforme a las especificaciones del módulo JA Solar JAM72D42-625/LB.

Aplicando esta expresión con los datos del proyecto, el LCOE resultante es de 20,91 €/MWh. Este valor representa el precio mínimo al que la planta debería vender su energía para recuperar íntegramente la inversión y cubrir todos los costes operativos a lo largo de su vida útil, sin incluir ninguna retribución al capital invertido.

8.2 ESTRUCTURA DE FINANCIACIÓN

8.2.1 COSTE DE CAPITAL PROPIO (Ke)

El coste de capital propio representa la rentabilidad mínima exigida por los accionistas para invertir en el proyecto, teniendo en cuenta el riesgo asociado a una planta fotovoltaica utility-scale en España. Para el caso sin deuda, esta tasa es equivalente al WACC no apalancado, ya que en ausencia de deuda toda la financiación proviene de los accionistas.

Según los datos de mercado disponibles, los fondos de infraestructuras que adquieren plantas solares operativas en el mercado secundario español buscan rentabilidades del 7-10%, mientras que los promotores que asumen el riesgo de desarrollo y construcción exigen TIRs objetivo de entre el 8-11% para el caso sin apalancamiento. A partir de estos rangos, se adopta un $Ke = 9\%$ como tasa de descuento para el caso sin deuda, valor que representa el punto medio del rango de referencia del mercado y es coherente con el perfil de riesgo de una planta fotovoltaica de estructura fija con recurso solar bien caracterizado en Andalucía.

8.2.2 ESTRUCTURA DE LA DEUDA

Para el caso con deuda, se adopta una estructura de project finance típica para plantas solares utility-scale en España, con los siguientes parámetros:

Tabla 9. Parámetros de la estructura de financiación con deuda

Parámetro	Valor
Ratio de apalancamiento (Deuda/CAPEX)	75,00%
Importe de la deuda	29.518.867,00 €
Capital propio (Equity)	9.839.622,00 €
Plazo de amortización	20 años
Tipo de interés nominal	5,00%
Modalidad de amortización	Cuota constante

El ratio de apalancamiento del 75% se encuentra dentro del rango habitual del mercado (70-80%) para este tipo de proyectos, cuya predictibilidad de los flujos de caja y la ausencia de riesgo de demanda los hacen especialmente aptos para la financiación mediante deuda en estructuras de project finance. El tipo de interés del 5,0% es coherente con el entorno actual de tipos en Europa (Euribor + ~200 puntos básicos), y el plazo de 20 años permite que el servicio de la deuda se concentre en la primera mitad de la vida útil de la planta, dejando los últimos 10 años libres de obligaciones financieras.

8.3 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

El análisis de rentabilidad tiene por objeto determinar el precio mínimo de venta de la energía que hace viable el proyecto desde el punto de vista del inversor, bajo dos escenarios de financiación diferenciados. Para ello se ha construido un modelo de descuento de flujos de caja (DCF) a 30 años, cuyos principales parámetros de entrada se recogen en la Tabla 10. En este DCF se emplearán los flujo de caja libre (FCF), los cuales permiten evaluar la capacidad del proyecto para generar caja.

Tabla 10. Parámetros de entrada del modelo DCF

Parámetro	Valor
Vida útil del proyecto	30 años
Producción año 1	138.132 MWh
Degradación de la producción	0,20%
Inflación	2%
Impuesto de sociedades	25%
Amortización	25 años

El precio de la energía es la variable que se deja como incógnita en el modelo. Se parte de un precio inicial en el primer año de operación (2027) que crece con la inflación del 2% anual a lo largo de toda la vida útil del proyecto. El precio de equilibrio se obtiene aplicando la herramienta ‘Buscar Objetivo’ de Excel para encontrar el valor inicial que hace que el VAN del proyecto sea exactamente cero, es decir, el precio a partir del cual el proyecto comienza a generar valor para el inversor.

La estructura del modelo para calcular los FCF sigue el siguiente procedimiento (también puede comprobarse en el Anexo IV. Detalle del análisis económico, donde se encuentran las tablas detalladas de los todos los flujos de caja):

$$\text{Revenues} = E_t \times P_t$$

$$\text{EBITDA} = \text{Revenues} - \text{OPEX}_t$$

$$\text{EBIT} = \text{EBITDA} - \text{Amortización}$$

$$\text{Resultado neto} = \text{EBIT} \times (1 - t)$$

$$\text{FCF} = \text{Resultado neto} + \text{Amortización} - \text{CAPEX}$$

Siendo E_t la energía producida, P_t el precio medio de venta de la energía ese año, y t la tasa de impuestos.

8.3.1 CASO NO APALANCADO

En el caso sin deuda, la totalidad del CAPEX es aportada por los accionistas en el año 0 (2026), sin recurso a financiación ajena. La tasa de descuento aplicada es el coste del capital

propio $K_e = 9\%$, que representa la rentabilidad mínima exigida por el inversor para este tipo de proyecto en el mercado español, tal y como se justificó en el apartado 8.2.1.

Aplicando el modelo DCF descrito anteriormente y resolviendo para $VAN = 0$, el precio de equilibrio del caso sin deuda es de 36,19 €/MWh en el primer año de operación (2027).

El detalle completo del modelo de flujos de caja, incluyendo el desglose anual de todas las partidas, se recoge en el Anexo IV. Detalle del análisis económico.

8.3.2 CASO APALANCADO

El caso con deuda parte del mismo modelo de FCF desarrollado en el apartado anterior, al que se incorporan los flujos asociados a la estructura de financiación definida en el apartado 8.2.2. La deuda actúa como un acelerador de la rentabilidad del accionista al reducir el capital propio inicial aportado, aunque introduce nuevas obligaciones financieras anuales que modifican el perfil de los flujos de caja.

La transformación del FCF unlevered en FCF levered se realiza añadiendo tres componentes adicionales asociados a la deuda:

Flujos de principal

En el año 0 (2026) se recibe el importe íntegro de la deuda como entrada de caja positiva, y a lo largo de los 20 años de amortización se devuelve en cuotas anuales constantes:

$$CF_{principal,0} = +D = +29.518.867 \text{ €}$$
$$CF_{principal,t} = -\frac{D}{n_{deuda}} = -\frac{29.518.867}{20} = -1.475.943 \text{ €/año } (t = 1, \dots, 20)$$

Intereses

Cada año se paga el interés sobre el principal pendiente de devolución al inicio de ese período:

$$Intereses_t = -Kd \times D_{t-1}$$

Donde D_{t-1} es el principal pendiente al inicio del año t y $K_d = 5\%$ es el tipo de interés nominal. Los intereses disminuyen progresivamente a medida que se amortiza la deuda, siendo máximos en el primer año (1.475.943 €) y nulos a partir del año 21.

Ahorro fiscal por intereses (tax shield):

Los intereses son fiscalmente deducibles, por lo que reducen la base imponible del Impuesto de Sociedades y generan un ahorro fiscal anual:

$$Ahorro\ fiscal_t = t_{IS} \times |Intereses_t| = 0,25 \times |Intereses_t|$$

El flujo de caja levered se obtiene sumando estos tres componentes al FCF unlevered:

$$FCF_{levered} = FCF_{unlevered} + CF_{principal} - |Intereses_t| + Ahorro\ fiscal_t$$

Aplicando el modelo y resolviendo para $VAN = 0$ sobre el FCF levered, el precio de equilibrio del caso con deuda es de 28,86 €/MWh en el primer año de operación (2027).

El detalle completo del modelo de flujos de caja, incluyendo el desglose anual de todas las partidas, se recoge en el Anexo IV. Detalle del análisis económico.

8.3.3 COMPARATIVA Y CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en los dos escenarios analizados se resumen en la Tabla 11, junto con los principales indicadores de referencia del mercado eléctrico español:

Tabla 11. Comparativa de precios de equilibrio con referencias de mercado

Indicador	Valor (€/MWh)
LCOE del proyecto	20,91
Precio de equilibrio — caso sin deuda	36,19
Precio de equilibrio — caso con deuda	28,86
Precio de captura solar en España (2025)	35,75
Precio medio de mercado OMIE (2025)	83,45
Precio P25 de PPAs solares en España (Q4 2025)	32,5

La comparación directa entre los precios de equilibrio y el precio medio del mercado mayorista (OMIE) podría llevar a una conclusión aparentemente optimista: ambos escenarios presentan precios de equilibrio muy por debajo de los 83,45 €/MWh registrados en 2025. Sin embargo, esta comparación no es la más adecuada para evaluar la viabilidad real del proyecto, ya que una planta fotovoltaica no captura el precio medio de mercado sino un precio sistemáticamente inferior, consecuencia directa del fenómeno de la curva del pato analizado en el Capítulo 2.

Como se describió en el estado de la cuestión, la curva del pato refleja el exceso de generación renovable durante las horas centrales del día, que coinciden exactamente con las horas de máxima producción solar. Esta sobreoferta concentrada deprime los precios en las horas en que la planta genera, mientras que los precios más elevados se producen en las horas de la tarde-noche, cuando la generación fotovoltaica es nula. El resultado es que el precio de captura solar, es decir, el precio medio ponderado por la producción horaria que efectivamente cobra la planta, es significativamente inferior al precio medio de mercado.

Este fenómeno se ha intensificado de forma notable en España en los últimos años. Según el informe de FEDEA (2026) sobre el estado de la descarbonización en España, el precio capturado por la generación fotovoltaica se redujo de 45,64 €/MWh en 2024 a 35,75 €/MWh en 2025. En paralelo, según el análisis de LevelTen Energy para el cuarto trimestre de 2025, el precio P25 de los contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA) solares en España se sitúa en 32,50 €/MWh, el mínimo registrado en Europa desde 2021, reflejo directo de la presión bajista ejercida por la canibalización de precios.

Con este contexto, la interpretación de los resultados del modelo cambia sustancialmente.

El caso sin deuda arroja un precio de equilibrio de 36,19 €/MWh, ligeramente superior al precio de captura solar registrado en 2025 (35,75 €/MWh). Esto significa que, en el entorno actual de mercado, el proyecto no sería rentable bajo una financiación íntegramente con capital propio, ya que los ingresos esperados no alcanzarían a cubrir la rentabilidad mínima exigida por el inversor. Esta conclusión se ve además agravada por la tendencia continuada

a la baja del precio de captura solar en los últimos años, que hace prever que el diferencial negativo se amplíe en el futuro si no se producen cambios estructurales en el mercado.

Por otro lado, el caso con deuda arroja un precio de equilibrio de 28,86 €/MWh, claramente por debajo del precio de captura solar actual (35,75 €/MWh) y del precio P25 de PPAs solares (32,50 €/MWh). Esto indica que el proyecto es viable en el entorno actual de mercado bajo una estructura de financiación apalancada, con un margen de seguridad de aproximadamente 7 €/MWh respecto al precio de captura solar de referencia, suficiente para absorber cierta continuación de la presión bajista sobre los precios sin comprometer la rentabilidad mínima exigida.

En conclusión, el análisis económico refleja que la viabilidad del proyecto fotovoltaico de Carmona depende de forma determinante de la estructura de financiación adoptada. Bajo una financiación íntegramente con capital propio, el proyecto no resulta rentable en el entorno actual de precios, dado que el precio de equilibrio supera el precio de captura solar de referencia. La incorporación de apalancamiento financiero mejora sustancialmente la posición competitiva del proyecto, situando el precio de equilibrio claramente por debajo del precio de captura solar actual y de los niveles de PPA vigentes en el mercado español.

Capítulo 9. CONCLUSIONES

El presente trabajo ha abordado el análisis técnico-económico completo de un parque solar fotovoltaico de 75,76 MWp en la Dehesa del Concejo de Carmona (Sevilla), desde la selección y justificación de los componentes hasta la evaluación de su viabilidad económica en el entorno actual del mercado eléctrico español.

Desde el punto de vista técnico, el diseño de la instalación ha permitido optimizar el aprovechamiento de las 81,30 ha disponibles, distribuyendo el campo solar en tres zonas rectangulares con una orientación hacia el suroeste (azimut $+45^\circ$) coherente con la geometría de la parcela, y una inclinación de 30° que minimiza las pérdidas respecto al óptimo teórico. La instalación resultante comprende 121.212 módulos TOPCon bifaciales JA Solar de 625 Wp, 222 inversores de string Sungrow SG350HX de 350 kW y 15 bloques de media tensión Sungrow MVS7320-LV que evacúan la energía a 35 kV hasta la subestación transformadora de planta, desde la cual se eleva a 220 kV para su inyección a la red de transporte. La simulación energética realizada con PVSyst V8.1.3 arroja una producción anual de 138.182 MWh, con una producción específica de 1.824 kWh/kWp/año y un Performance Ratio del 86,71%, resultados coherentes con el excepcional recurso solar del emplazamiento (irradiación incidente en el plano colector de 2.103,6 kWh/m²/año). La operación de la planta evitará la emisión de 35.651 tCO₂e/año, equivalente a más de un millón de toneladas a lo largo de su vida útil de 30 años.

Desde el punto de vista económico, el proyecto presenta un CAPEX total de 39,36 M€ (519.500 €/MWp) y un OPEX anual de 1,14 M€, con un Coste Nivelado de la Energía (LCOE) de 20,91 €/MWh. El análisis de rentabilidad mediante el modelo de descuento de flujos de caja revela que la viabilidad del proyecto depende de forma determinante de la estructura de financiación adoptada. Bajo financiación íntegramente con capital propio, el precio de equilibrio de 36,19 €/MWh supera el precio de captura solar registrado en España en 2025 (35,75 €/MWh), lo que hace inviable el proyecto en el entorno actual de canibalización de precios descrito en el estado de la cuestión. Por el contrario, con una

estructura de project finance apalancada al 75%, el precio de equilibrio se reduce a 28,86 €/MWh, situándose claramente por debajo del precio de captura solar y de los niveles de PPA vigentes en el mercado, lo que confirma la viabilidad del proyecto bajo esta estructura de financiación.

Como línea de trabajo futuro, resultaría de especial interés el estudio de la hibridación de la instalación con un sistema de almacenamiento en baterías (BESS). Esta configuración, que se ha consolidado como práctica habitual en el sector utility-scale durante los últimos años, permitiría almacenar la energía generada durante las horas de mayor producción solar y liberarla en las horas de la tarde-noche, cuando los precios de mercado son significativamente más elevados. De este modo se mitigaría el impacto de la curva del pato sobre los ingresos de la planta, mejorando el precio de captura efectivo y ampliando el margen de rentabilidad del caso sin deuda. La hibridación constituye además un reto técnico e ingenieril de primer orden, cuya integración con los sistemas de control, gestión energética y participación en mercados de servicios de ajuste ofrece un campo de análisis de gran profundidad y relevancia en el contexto actual de la transición energética española.

Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

- 7sun. (2025). *Tier 1 Solar Panels List*. Obtenido de <https://7sun.eu/tier-1-solar-panels-list/>
- Agencia Andaluza de la Energía. (s.f.). *Mapa de Infraestructuras Energéticas de Andalucía (MapMiea)*. Obtenido de <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/MapMiea/>
- AleaSoft. (2023). *¿Preocupa la curva de pato de 2023?* Obtenido de <https://aleasoft.com/es/preocupa-curva-pato-2023/>
- AleaSoft. (2025). *La canibalización de precios pone en riesgo la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos en España*. Obtenido de <https://www.review-energy.com/solar/la-canibalizacion-de-precios-pone-en-riesgo-la-rentabilidad-de-los-proyectos-fotovoltaicos-en-espana-aleasoft>
- Comisión Europea. (2019). *Pacto Verde Europeo*. Obtenido de https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es
- Comisión Europea. (2020). *Energy system integration*. Obtenido de https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/energy-system-integration_en
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. (2014). Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-6084>
- Fraunhofer. (s.f.). *Photovoltaics Report*. Obtenido de 2024: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>
- IEA. (2025). *Renewables 2025 Analysis and forecasts to 2030*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/renewables-2025>

- IEA. (2025). *Snapshot of Global PV Markets 2025*. Obtenido de https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/04/Snapshot-of-Global-PV-Markets_2025.pdf
- IRENA. (2025). *Renewable Power Generation Costs in 2024*. Obtenido de <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-power-generation-costs-in-2024>
- Junta de Andalucía. (2019). Obtenido de Andalucía cuenta con el 43% de la potencia termosolar de España y una radiación solar un 13% superior a la media: <https://www.juntadeandalucia.es/organismos/economiahaciendayfondoseuropeos/servicios/actualidad/noticias/detalle/224097.html>
- Mayfield Renewables. (2024). *Comparing Central vs String Inverters for Utility-Scale PV Projects*. Obtenido de <https://www.mayfield.energy/technical-articles/comparing-central-vs-string-inverters-for-utility-scale-pv-projects/>
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. (2024). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030)*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. (2025). *El MITECO destina 148 millones a 199 proyectos pioneros con almacenamiento de agrivoltaica, renovables en infraestructuras, y bomba de calor*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/agosto/el-miteco-destina-148-millones-a-199-proyectos-pioneros-con-alma.html>
- MITECO. (2026). *FACTORES PARA LOS INFORMES ANUALES DE EMISIONES DE EMISIONES DE 2025 (A PRESENTAR 30 DE ABRIL DE 2026)*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/rcde-2/260303%20FACTORES%20C%C3%81LCULO%20ETS2.pdf>

- Normatia. (s.f.). *ITC-BT-18 Instalaciones de puesta a tierra*. Obtenido de <https://normatia.com/es/normativa/rebt/2025/itc-bt-18-instalaciones-de-puesta-a-tierra/>
- ONU. (s.f.). *Objetivos y metas de desarrollo sostenible*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>
- Prysmian. (s.f.). *EXZHELLENT Compact 1000 V (AS) | RZ1-K (AS) | Cca-s1b,d1,a1*. Obtenido de <https://es.prysmian.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/General-Cable-Exzhellent-Compact-1000-V-AS-RZ1-K-AS-Cca-s1b-d1-a1>
- Prysmian. (s.f.). *Prysmian PRYSOLAR e-SenS 1,5 kVdc | H1Z2Z2-K | Eca*. Obtenido de <https://es.prysmian.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/Prysmian-Prysolar-e-SenS-1-5-kVdc-H1Z2Z2-K-Eca>
- Prysmian. (s.f.). *VULPREN Class | HEPRZ1 AL | Fca*. Obtenido de <https://es.prysmian.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/General-Cable-Vulpren-Class-HEPRZ1-AL-Fca>
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico*. (2007). Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-16478>
- Red Eléctrica. (2022). *Norma Técnica de Supervisión (NTS), versión 2.1*. Obtenido de https://www.ree.es/sites/default/files/00_CONOCENOS/Documentos/codigos_de_red/20210709_-_NTS_V2.1_final_publicada.pdf
- Red Eléctrica. (2026). *'El sistema eléctrico español en 2025': Aumenta la demanda de electricidad, la generación y la potencia instalada*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2026/03/el-sistema-electrico-espanol-en-2025-aumenta-la-demanda-de-electricidad-la-generacion-y-la-potencia-instalada>

Red Eléctrica. (2026). *Generación, solar fotovoltaica*. Obtenido de <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-de-energias-renovables/sol/generacion/solar-fotovoltaica-solgeneracion>

Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores. (2016). Obtenido de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32016R0631>

Sede Electrónica del Catastro. (s.f.). *Consulta de datos catastrales — Parcelas 58, 59 y 60 del Polígono 6, Carmona (Sevilla)*. Obtenido de <https://www.sedecatastro.gob.es/>

Solar Steel Gonvarri Industries. (s.f.). *RackSmarT*. Obtenido de <https://www.gsolarsteel.com/es/products/estructuras-fijas-fotovoltaicas/>

Solar, J. (s.f.). *JAM72D42 LB n-type Double Glass Bifacial Modules*. Obtenido de https://www.jasolar.eu/fileadmin/data/products/4.0/JAM72D42_LB.pdf

Strategic Energy. (2025). *Curtailment récord en verano 2025: hasta el 11% de la energía renovable no se integró a la red*. Obtenido de <https://www.energiaestrategica.com/strategicenergy/en/notes/curtailment-record-en-verano-2025-hasta-el-11-de-la-energia-renovable-no-se-integro-a-la-red>

SUNGROW. (s.f.). *320/350kW SG320/350HX Leading 300kW+ Technology*. Obtenido de <https://www.sungrowpower.com/en/products/string-inverter/sg320-350hx>

SUNGROW. (s.f.). *MVS7320-LV*. Obtenido de https://info-support.sungrowpower.com/application/pdf/2025/04/23/DS_20250418_MVS7320-LV_Datasheet_V3_EN%EF%BC%88EUR%EF%BC%89.pdf

TRITEC CENTER. (2017). *TIPOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS*. Obtenido de <https://tritec-center.cl/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>

Universidad de Sevilla. (s.f.). *Apuntes de la asignatura Integración de las Energías Renovables*.

World Economic Forum. (2023). *Fostering Effective Energy Transition 2023*. Obtenido de <https://www.weforum.org/publications/fostering-effective-energy-transition-2023/>

ANEXO I. ALINEACIÓN CON LOS ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) constituyen el plan maestro de las Naciones Unidas para conseguir un futuro sostenible para todos, aprobado en la Agenda 2030.



El presente proyecto de parque solar fotovoltaico en Carmona contribuye directamente a la consecución de los siguientes objetivos:

ODS 7. Energía asequible y no contaminante

Es el objetivo más directamente relacionado con el proyecto. La instalación genera 138.182 MWh/año de energía limpia, contribuyendo a la meta 7.2 de aumentar la proporción de energía renovable en el mix energético y a la meta 7.3 de duplicar la tasa de mejora de la eficiencia energética. España ha asumido el compromiso de alcanzar el 74% de generación renovable en 2030 en su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), y plantas como la presente son fundamentales para alcanzar ese objetivo.

ODS 9. Industria, innovación e infraestructuras

El proyecto emplea tecnología de vanguardia en el sector fotovoltaico, incluyendo módulos TOPCon bifaciales de última generación, inversores de string de alta potencia y bloques de media tensión compactos. Esta apuesta por la innovación tecnológica contribuye a la meta 9.4 de modernizar la infraestructura y reconvertir las industrias para hacerlas sostenibles.

ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles

La generación de energía renovable distribuida contribuye a reducir la dependencia energética de los municipios del entorno de Carmona, mejorando la resiliencia del sistema energético local. La instalación aprovecha suelo agrícola de baja productividad sin afectar a zonas urbanas ni espacios naturales protegidos, alineándose con la meta 11.3 de lograr que las ciudades sean más inclusivas, seguras y sostenibles.

ODS 13. Acción por el clima

Con una reducción de emisiones de 35.651 tCO₂e/año y más de un millón de toneladas a lo largo de su vida útil, el proyecto contribuye directamente a la meta 13.2 de integrar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales, y a los compromisos de España en el marco del Acuerdo de París.

ANEXO II. INFORME DE SIMULACIÓN PVSyst



PVsyst V8.1.3

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 75.76 MWp

Carmona - Spain

| Author



Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.3

VC0, Simulation date:
29/06/26 12:54
with V8.1.3

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Carmona	Latitude	Albedo
Spain	Longitude	0.20
	Altitude	
	Time zone	
	37.5081 °(N)	
	-5.7168 °(W)	
	88 m	
	UTC+1	
Weather data		
Carmona		
PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
Simulation for year no 1	Near Shadings	User's needs
Orientation #1	no Shadings	Unlimited load (grid)
Fixed plane		
Tilt/Azimuth	30 / 45 °	
System information		
PV Array		
Nb. of modules	121212 units	Inverters
Pnom total	75.76 MWp	Nb. of units
		222 units
		Total power
		77700 kWac
		Pnom ratio
		0.98

Results summary

Simulation step	Hourly	Specific production	1824 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.71 %
Produced Energy	138182099 kWh/year				

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.3

VC0, Simulation date:
29/06/26 12:54
with V8.1.3

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 30 / 45 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic

Model JAM72-D42-625-LB

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 625 Wp

Number of PV modules 121212 units

Nominal (STC) 75.76 MWp

Modules 4662 units x 26 in series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 70.08 MWp

U mpp 1038 V

I mpp 67481 A

Total PV power

Nominal (STC) 75758 kWp

Total 121212 modules

Module area 338825 m²

Cell area 289082 m²

Inverter

Manufacturer Generic

Model SG350-HX

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 350 kWac

Number of inverters 222 units

Total power 77700 kWac

Operating voltage 500-1450 V

Pnom ratio (DC:AC) 0.98

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 77700 kWac

Number of inverters 222 units

Pnom ratio 0.98

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.084 mΩ

Loss Fraction 0.50 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -1.25 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.05 %

Module average degradation

Year no 1

Loss factor 0.4 %/year

Imp / Vmp contributions 80% / 20%

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000



PVsyst V8.1.3

VC0, Simulation date:
29/06/26 12:54
with V8.1.3

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 0.58 % at STC

Inverter: SG350-HX

Wire section (222 Inv.) Copper 222 x 3 x 300 mm²
Average wires length 175 m



Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.3

VC0, Simulation date:
29/06/26 12:54
with V8.1.3

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy

138182099 kWh/year

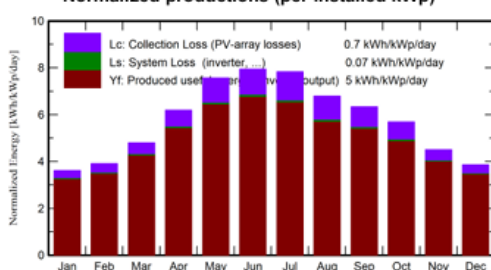
Specific production

1824 kWh/kWp/year

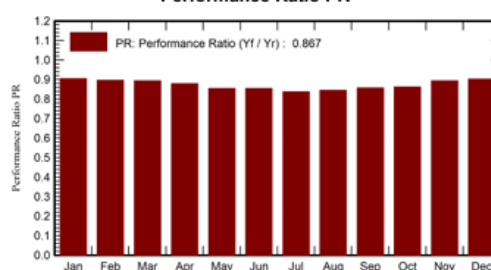
Perf. Ratio PR

86.71 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	79.5	31.68	10.03	112.0	105.4	7790456	7675285	0.904
February	88.1	39.62	12.92	109.6	103.3	7543196	7434822	0.895
March	134.7	57.09	12.63	148.8	140.4	10220107	10069274	0.893
April	176.8	64.94	16.90	185.8	175.7	12548858	12371560	0.879
May	240.2	64.48	24.27	234.5	222.1	15387728	15176664	0.854
June	250.6	60.59	24.51	238.3	225.5	15637436	15424601	0.854
July	252.1	58.47	29.88	242.7	229.4	15602706	15389873	0.837
August	207.2	60.53	28.63	210.6	199.2	13666964	13473593	0.844
September	169.8	51.56	25.00	190.0	179.9	12505747	12336812	0.857
October	139.8	39.23	23.21	176.5	166.8	11673679	11514405	0.861
November	97.3	30.77	13.35	135.1	126.9	9268080	9144900	0.893
December	79.9	25.95	10.42	119.6	112.1	8285376	8170309	0.902
Year	1916.0	584.91	19.36	2103.6	1986.7	140130333	138182099	0.867

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

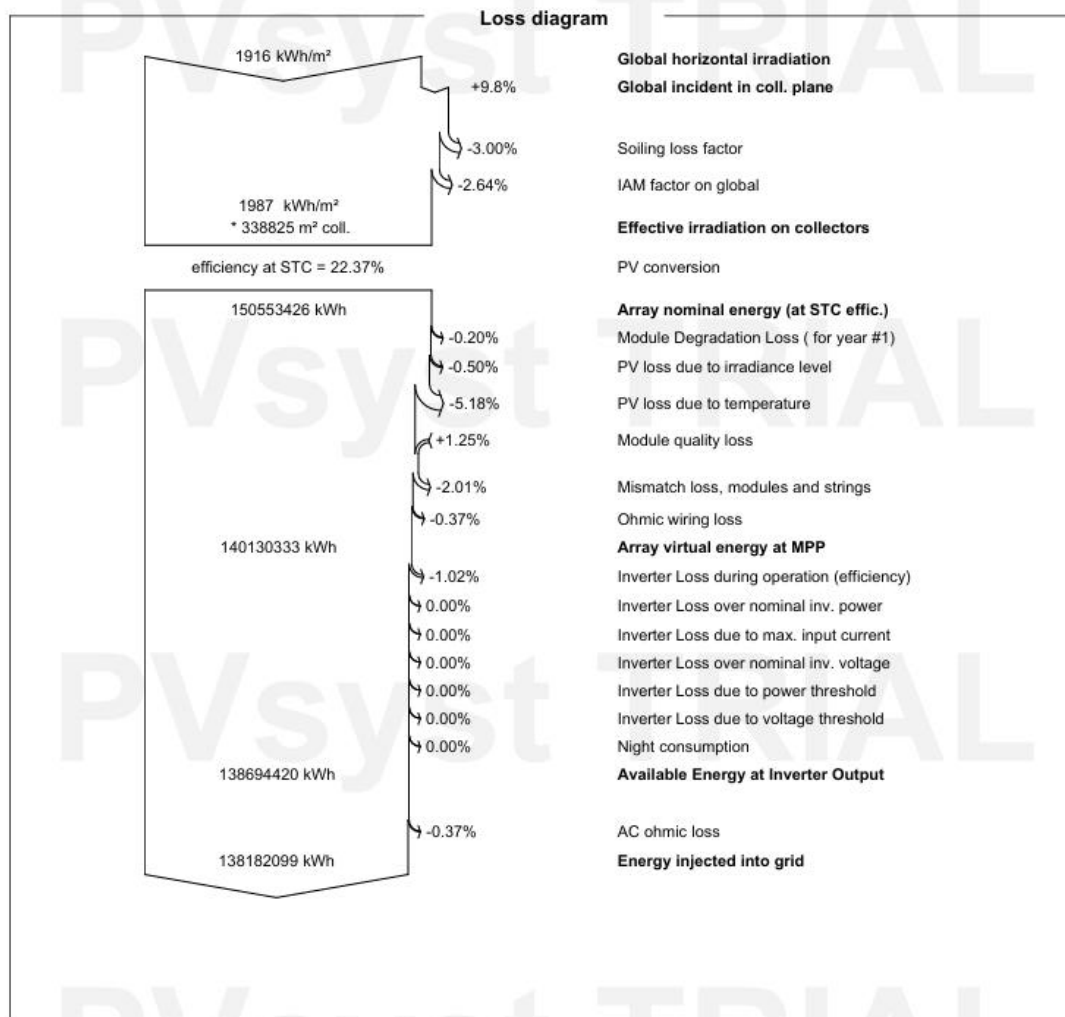
PR Performance Ratio



PVsyst V8.1.3
VC0, Simulation date:
29/06/26 12:54
with V8.1.3

Project: TFM

Variant: Nueva variante de simulación





Project: TFM

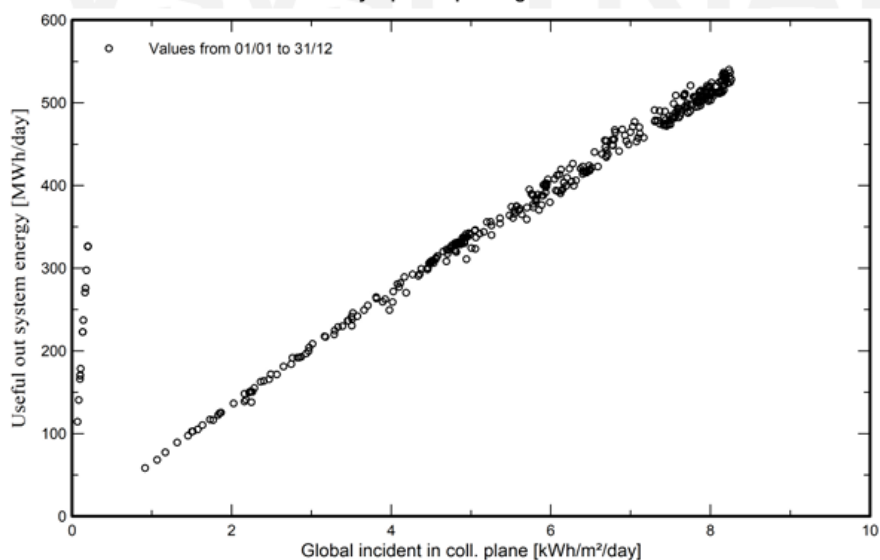
Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.3

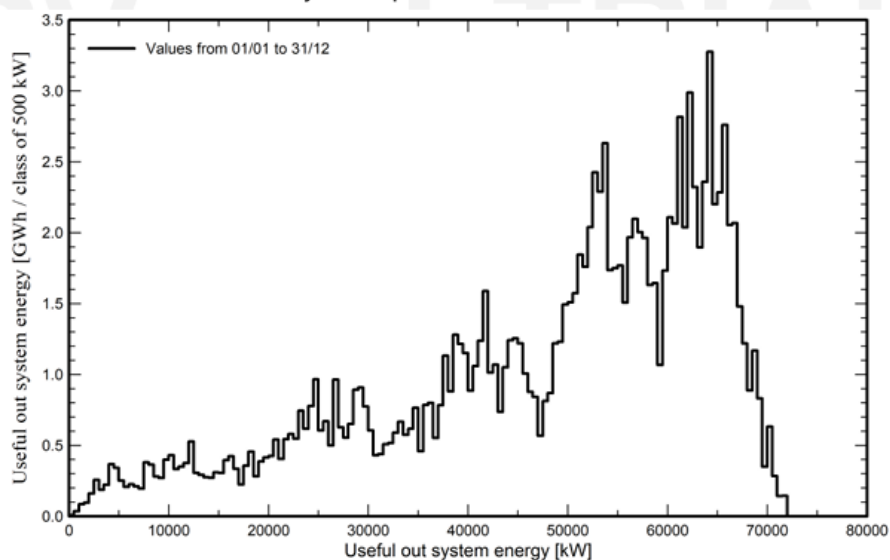
VC0, Simulation date:
29/06/26 12:54
with V8.1.3

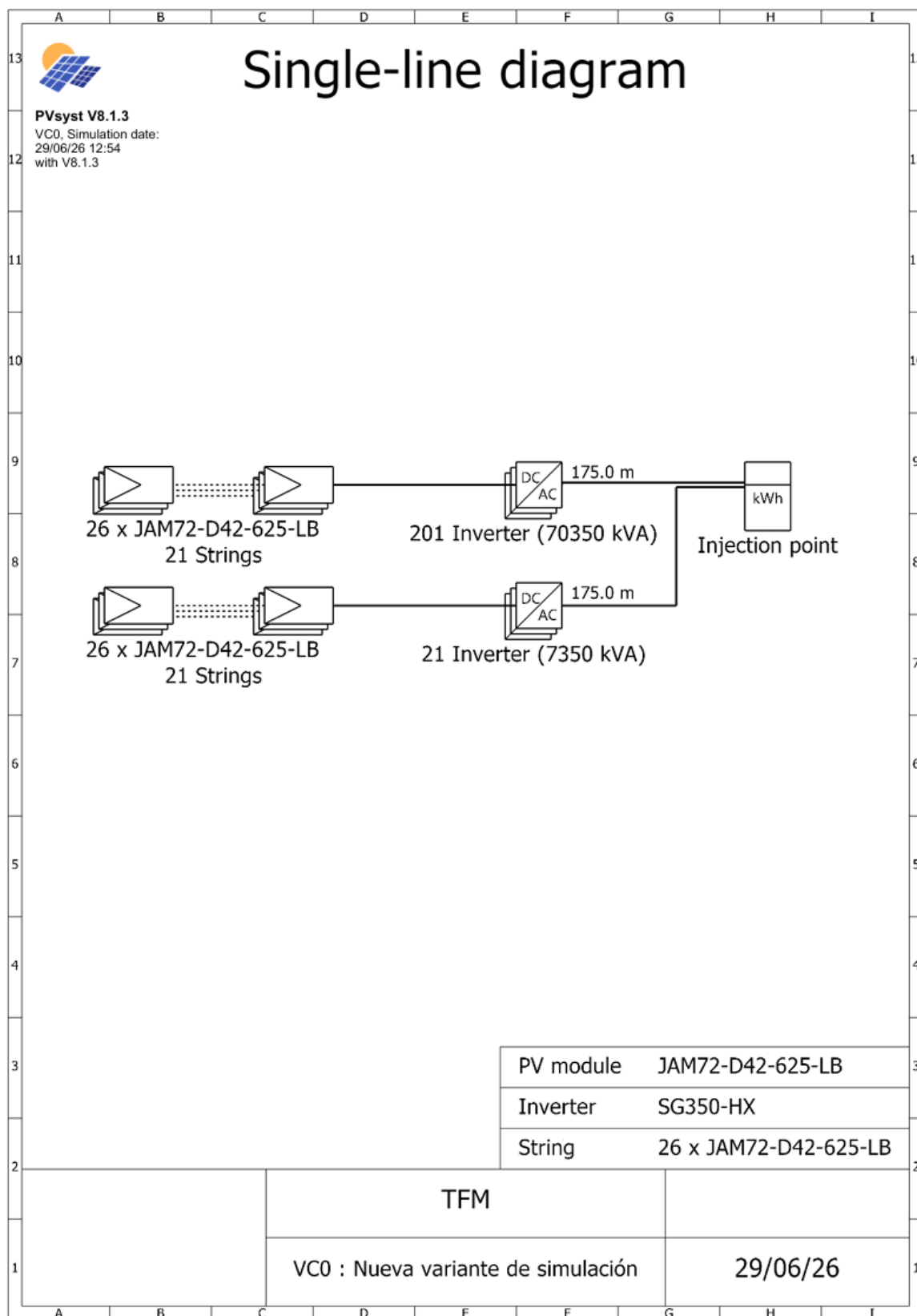
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





ANEXO III. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS

Harvest the Sunshine

650W   

JA SOLAR

JAM72D42 LB n-type Double Glass Bifacial Modules

Premium Cells



MBB Half-Cell
Technology

26%

Up To

Cell Conversion
Efficiency

Premium Modules



Higher power
generation better LCOE



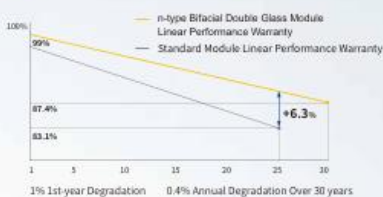
n-type with very
Lower LID



Better Temperature
Coefficient



Better low irradiance
response



12-year product
warranty



30-year linear power
output warranty

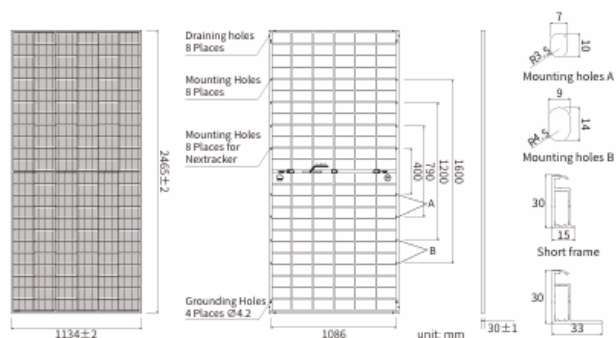
Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing



DEEP BLUE 4.0 

JAM72D42 LB n-type Double Glass Bifacial Modules



MECHANICAL PARAMETERS

Cell	Mono
Weight	34.6kg
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length	Portrait: 300mm(+)/400mm(-) (Including Connector) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 576pcs/40HQ Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D42 -625/LB	JAM72D42 -630/LB	JAM72D42 -635/LB	JAM72D42 -640/LB	JAM72D42 -645/LB	JAM72D42 -650/LB
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	625	630	635	640	645	650
Open Circuit Voltage (V _{oc}) [V]	52.27	52.47	52.67	52.87	53.07	53.27
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	43.71	43.90	44.10	44.29	44.49	44.67
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	15.16	15.21	15.26	15.31	15.36	15.41
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	14.30	14.35	14.40	14.45	14.50	14.55
Module Efficiency [%]	22.4	22.5	22.7	22.9	23.1	23.3
Power Tolerance	0~+3%					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.250%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.290%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

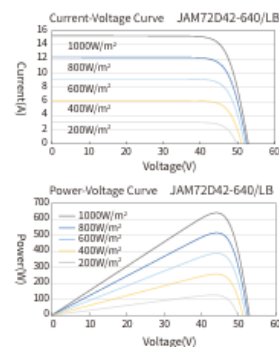
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM72D42 -625/LB	JAM72D42 -630/LB	JAM72D42 -635/LB	JAM72D42 -640/LB	JAM72D42 -645/LB	JAM72D42 -650/LB
Rated Max Power(P _{max}) [W]	675	680	686	691	697	702
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	52.27	52.47	52.67	52.87	53.07	53.27
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	43.71	43.90	44.10	44.29	44.49	44.67
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	16.37	16.43	16.48	16.53	16.59	16.64
Max Power Current(I _{mp}) [A]	15.44	15.50	15.55	15.61	15.66	15.71
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

* For NextTracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and NextTracker for reference.

CHARACTERISTICS



OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality	80%±5%
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 29/Class C



Clean power for all

SG350HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System



HIGH YIELD

- Up to 16 MPPTs with max. efficiency 99%
- 20A per string, compatible with 500Wp+ module
- Data exchange with tracker system, improving yield



GRID SUPPORT

- $SCR \geq 1.15$ stable operation in extremely weak grid
- Reactive power response time <30ms
- Compliant with global grid code



LOW COST

- Q at night function, save investment
- Power line communication (PLC)
- Smart IV Curve diagnosis*, active O&M



PROVEN SAFETY

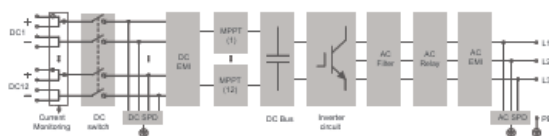
- 2 strings per MPPT, no fear of string reverse connection
- 24h real-time AC and DC insulation monitoring



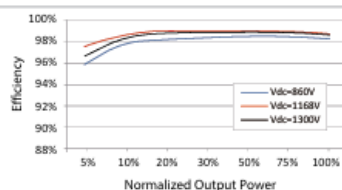
Type designation		SG350HX
Input (DC)		
Max. PV input voltage		1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage		500 V / 550 V
Nominal PV input voltage		1080 V
MPP voltage range		500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs		12 (Optional: 16)
Max. number of input connector per MPPT		2
Max. PV input current		12 * 40 A (Optional: 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT		60 A
Output (AC)		
AC output power		352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Max. AC output current		254 A
Nominal output current		231 A
Nominal AC voltage		3 / PE, 800 V
AC voltage range		640 V – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range		50 Hz / 45 Hz – 55 Hz, 60 Hz / 55 Hz – 65 Hz
THD		< 3 % (at nominal power)
DC current injection		< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor		> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases		3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency		99.02 % / 98.8 %
Protection		
DC reverse connection protection		Yes
AC short circuit protection		Yes
Leakage current protection		Yes
Grid monitoring		Yes
Ground fault monitoring		Yes
DC switch / AC switch		Yes / No
PV string current monitoring		Yes
Q at night function		Yes
Anti-PID and PID recovery function		Optional
Surge protection		DC Type II / AC Type II
General data		
Dimensions (W*H*D)		1136 mm * 870 mm * 361 mm
Weight *		≤ 116 kg
Isolation method		Transformerless
Degree of protection		IP66
Power consumption at night		< 6 W
Operating ambient temperature range		-30 °C to 60 °C
Allowable relative humidity range		0 % – 100 %
Cooling method		Smart forced air cooling
Max. operating altitude		4000 m (> 3000 m derating)
Display		LED, Bluetooth+APP
Communication		RS485 / PLC
DC connection type		MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type		Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ²)
Compliance		IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support		Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

*Due to the multi-supplier for some key components, the actual weight may have a ±10% deviation, please refer to the actually delivered product.

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



MVS7320-LV

MV Turnkey Solution for 1500 Vdc String Inverter SG350HX / SG350HX-20



SAVED INVESTMENT

- Up to 7 MW block design
- Standard container design for efficient transportation
- Pre-assembled for quick setup and commissioning



SAFETY

- MV and LV isolated, independent control room
- All key components front accessible, no need walk-in operation



EASY O&M

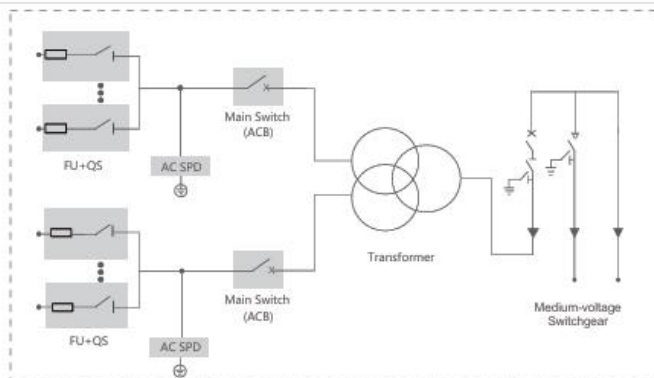
- Online diagnostics for rapid troubleshooting
- Modular design for easy main device replacement



RELIABLE

- All components type-tested
- Compliance with standards: IEC 60076, IEC 62271, IEC 61439

CIRCUIT DIAGRAM



Type designation	MVS7320-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	7320 kVA @ 40 °C
Max. power	8052 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11y11
LV / MV voltage	0.8 - 0.8 kV / (10 - 35) kV
Maximum input current at nominal voltage	2905 A * 2
Frequency	50 Hz
Tapping on HV	0 , ± 2 * 2.5 %
Efficiency	Tier2
Cooling method	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	8 % (± 10 %)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al / Al
Insulation class	A
MV switchgear	
Insulation type	SF6 ***
Rated voltage range	24 kV - 40.5 kV
Rated current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20 kA / 1 s
LV panel	
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 2 pcs
Disconnecter specification	260 A / 800 Vac / 3P, 24 pcs
Fuse specification	350A / 800 Vac / 1P, 72 pcs
Protection	
AC input protection	Fuse+Disconnecter
Transformer protection	Oil-temperature, Oil-level, Oil-pressure, Buchholz
Relay protection	50 / 51, 50 N / 51 N
Surge protection	AC Type I + II
General data	
Dimensions(W*H*D)	6058 mm * 2896 mm * 2438 mm
Approximate weight	21 T
Operating ambient temperature range *	-30 °C - 60 °C **
Auxiliary transformer supply	15 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 % - 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet, Optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN 50588-1

* The ambient temperature is determined as the average temperature obtained from at least four evenly distributed temperature monitoring points located at a distance of 1 meter from the equipment, at a height halfway up the machine. The temperature sensors must be shielded from airflow, thermal radiation, and rapid temperature fluctuations to prevent display inaccuracies.

** When the temperature is below -20°C, optional configuration is required.

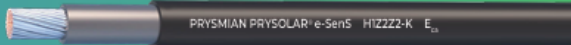
*** 24kV RMU is SF6-Free.



Cables baja tensión - Fotovoltaicos e-Sens

PRYSMIAN PRYSOLAR® e-Sens - H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kVac; 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
Norma diseño: UNE-EN 50618; IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K








Descárgate la DoP 1019137
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmian.com/dop>



Type Approved
Safety
Regular Production
Surveillance
www.tuv.com
ID 1111276299

GlobalEPD
A VERIFIED ENVIRONMENTAL DECLARATION
(declaraciones ambientales de producto)



 No propagación de la llama UNE-EN 60332-1-2 IEC 60332-1-2	 Libre de halógenos IEC 62821-1 UNE-EN 50525-1	 Máxima Resistencia al agua en dc (ADE)	 Resistencia al frío	 Cable flexible	 Resistencia a los rayos ultravioleta UNE 21805
 Baja opacidad de humos UNE-EN 61034-2 IEC 61034-2	 Resistencia a los impactos	 Resistencia a los agentes químicos	 Resistencia al ozono	 Resistencia al calor húmedo	


Conductor con contenido en cobre reciclado


Aislamiento con compuesto de origen 100 % Bio-Atribuido


-29 % emisiones de CO₂
(Sección 1 x 4 mm²)


Cable retráctil 80 % reciclado y 100 % reciclable


Sistema circular de retorno, reparación y reutilización de bobinas


El logotipo PEFC en nuestros productos garantiza que nuestras bobinas de madera proceden de bosques gestionados de forma sostenible, reciclados y fuentes controladas. Cada compra de un producto PEFC marca la diferencia para los bosques y las comunidades forestales del planeta.
www.pefc.es

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (cable termoestable), +120 °C (20 000h).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la **Unión Europea**:

- Clase de reacción al fuego (CPR): E_{ca}.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2015 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: UNE-EN 50576.
- Métodos de ensayo: UNE-EN 60332-1-2.

Normativa de fuego completa. Incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la **Unión Europea**:

- No propagación de la llama:
UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
- Libre de halógenos:
IEC 62821-1 Anexo B; UNE-EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos:
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.



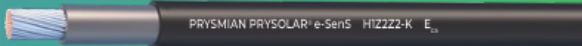


Cables baja tensión - Fotovoltaicos e-SenS

PRYSMIAN PRYSOLAR® e-SenS - H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kVac; 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
Norma diseño: UNE-EN 50618; IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K



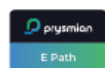



 Ensayos adicionales cable PRYSMIAN PRYSOLAR® e-SenS

Vida estimada	30 años*	
Protección frente al agua	AD8 (test ac)**	EN 50525-2-21 Anexos D y E
	WET-I 1500	Ensayo mejorado específico de Prysmian PV: > 1500 ciclos sumergido en agua a 70 °C con la máxima tensión continua (1800 Vdc)
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E: 720 h (360 ciclos)	
Servicios móviles	Sí	
Doble aislamiento (clase II)	Sí	
Temperatura máxima del conductor	90 °C (120 °C, 20 000 h) 250 °C (cortocircuito)	
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)	
Máxima tensión de tracción	50 N/mm² durante el tendido 15 N/mm² en operación (instalado)	
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab. 3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B	
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404)	
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab. 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)	
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab. 2 y UNE-EN 50618 Tab. 2 1000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78; UNE-EN- 60068-2-78	
Resistencia de aislamiento a largo plazo (dc)	IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h, 85 °C agua, 1,8 kVdc)	
Respetuoso con el medio ambiente	Directiva RoHS 2011/65/UE de la Unión Europea	
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; UNE-EN 50618 Anexo D	
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-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 UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506	
Durabilidad del marcado	IEC 62930; UNE-EN 50396	

* Para la estimación de la vida del cable se ha empleado el ensayo de durabilidad térmica según la norma IEC 60216.

** La condición AD8 habitual es una autodeclaración de fabricante sin norma de referencia. Declara la posibilidad de funcionamiento del cable permanentemente sumergido pero el ensayo habitual está pensado para corriente alterna y hasta 450/750 V de tensión asignada del cable. Situación muy alejada de la realidad de las instalaciones fotovoltaicas. Los cables de Prysmian superan el ensayo especial WET-I 1500 a 1800 V de tensión continua.



Aplicaciones

Cable especialmente indicado en aquellos proyectos en que se requiera un compromiso de reducción de impacto en huella de carbono.

A emplear en el lado de corriente continua entre módulos fotovoltaicos y cajas combinadoras (string combiner boxes) o inversores de string en grandes plantas de generación fotovoltaica.

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas fijas o móviles (con seguidores...). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y módulos fotovoltaicos.

Especialmente resistente a la acción del agua (AD8 + test especial para corriente continua WET-I 1500), en instalaciones subterráneas bajo tubo o conducto.

Sistemas de corriente continua (ITC-BT 53*, UNE-HD 60364-7-712).

Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido estañado.

Con contenido reciclado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE-EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor:

90 °C (120 °C, 20 000 h). 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento

Material: compuesto reticulado libre de halógenos 100 %

Bio-Atribuido. Según tabla B.1 de Anexo B de UNE-EN 50618.

3. Cubierta

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro o rojo.

*Pendiente aprobación final.

Evite imprimir a menos que sea estrictamente necesario. De esta forma se ahorra agua, energía y recursos forestales.

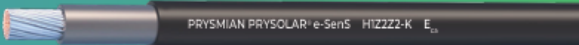


Cables baja tensión - Fotovoltaicos e-Sens

PRYSMIAN PRYSOLAR® e-Sens - H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1,0/1,0 kVac; 1,5/1,5 kVdc (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE-EN 50618; IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



Datos técnicos

Número de conductores x sección	Diámetro máximo del conductor	Diámetro exterior del cable	Radio mínimo de curvatura dinámico	Radio mínimo de curvatura estático	Peso	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad admisible al aire	Intensidad admisible al aire T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C	Intensidad admisible bajo tubo enterrado	Caida de tensión continua	Emisiones de CO ₂
(mm²)	(mm)	(mm) [1]	(mm)	(mm)	(kg/km) [1]	(Ω/km)	(A) [2]	(A) [3]	(A) [4]	(V/(A.km))	(t/km) [5]
1 x 4	3,0	5,6	22	11	61	5,090	46	55	42	10,18	0,189
1 x 6	3,9	6,3	25	13	80	3,390	59	70	53	6,78	0,262
1 x 10	5,1	7,2	36	22	124	1,950	82	98	70	3,90	0,441
1 x 16	6,3	8,3	42	25	186	1,240	110	132	91	2,48	0,735
1 x 25	7,8	10,5	53	32	286	0,795	140	176	116	1,59	1,051

^[1] Valores sujetos a tolerancias de fabricación.

^[2] Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13.
(UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

^[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 en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (30 años) EN 50618 (tabla A.3).

^[4] Instalación bajo tubo enterrada con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W y temperatura del terreno 25 °C. XLPE2 con instalación tipo D1 (Cu) (monofásica o continua).

^[5] Incluye el proceso de extracción, producción y transporte de las materias primas así como el proceso de fabricación en nuestras factorías (cradle to gate).

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



exZhellent COMPACT

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

IEC 60502-1

UNE 21123-4

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

UNE-EN 50399

UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2

UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1

UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24

CLASIFICACIÓN CPR

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

DOP 000040

Clase C_{ca}-s1b,d1,a1

EXZHELLENT® Class SECTORFLEX

DOP 000135

Clase C_{ca}-s1b,d1,a1

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Cobre, clase 5 según UNE-EN 60228.

Sectorial para secciones de 50 mm² y superiores (solución Sectorflex®).

2. AISLAMIENTO

Polietileno reticulado,
tipo XLPE según IEC 60502-1.
Identificación por color.

3. CUBIERTA EXTERIOR

Poliolefina termoplástica libre de halógenos, tipo ST8 según IEC 60502-1.

APLICACIONES

Locales de pública concurrencia, instalaciones de enlace, locales con riesgo a incendio o explosión e instalaciones en falsos techos o suelos elevados en industrias. Y en general para instalaciones en las que el riesgo de incendio no sea despreciable.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C.
Temperatura mínima de trabajo: -25 °C.

CERTIFICACIONES



* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.

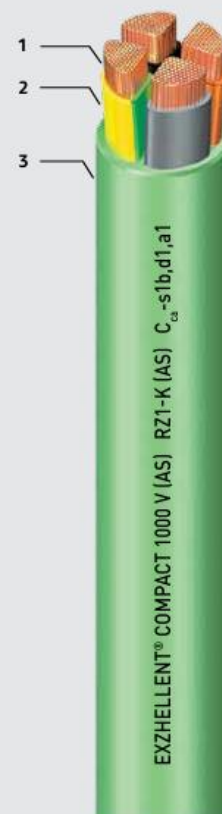


DESCÁRGATE LA DOP

(declaración de prestaciones)

<https://es.prysmiangroup.com/dop>

Nº DOP 000040
000135



General Cable

A brand of
Prysmian
Group

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



exZhellent COMPACT

PRESTACIONES ADICIONALES:

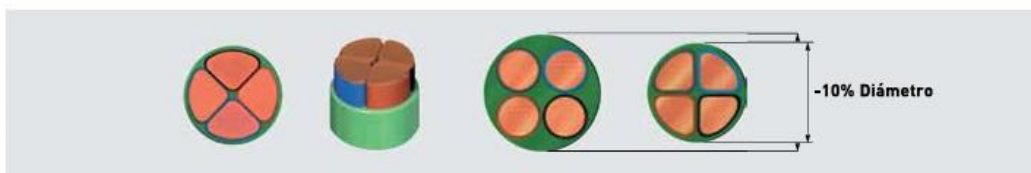
Exzhellent® Compact 1000 V (AS)

Cable con conductores circulares según formaciones indicadas en tablas. 10 % más ligero y 7 % más compacto. Mayor manejabilidad, más ecológico. Sin desprendimiento de gotas incandescentes en caso de incendio.



Exzhellent® Compact Sectorflex 1000 V (AS)

Cables con conductor sectorial para formaciones desde 2 hasta 4 conductores y secciones desde 50 mm². 11 % más ligero y 10 % más compacto. Más manejable y ecológico.



EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



exZhellent COMPACT

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro nominal exterior (mm) (1)	Peso nominal (kg/km) (1)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) (2) A	Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) (3) A	Intensidad admisible enterrado (4) A	Caída de tensión V/(A·km)	
								cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1x1,5 *	6,6	61	27	13,3	21	18	21	26,5	21,36
1x2,5 *	7,0	74	29	7,98	30	25	27	15,92	12,88
1x4 *	8,0	99	32	4,95	40	35	35	9,96	8,1
1x6 *	8,5	125	34	3,3	52	44	44	6,74	5,51
1x10 *	9,5	170	38	1,91	72	60	58	4	3,31
1x16 *	10,1	220	41	1,21	97	80	75	2,51	2,12
1x25 *	11,7	315	47	0,78	123	106	96	1,59	1,37
1x35 *	12,8	410	52	0,55	154	131	117	1,15	1,01
1x50 *	14,3	550	58	0,38	195	159	138	0,85	0,77
1x70 *	16,4	750	66	0,27	244	202	170	0,59	0,56
1x95 *	17,8	945	72	0,20	298	245	202	0,42	0,43
1x120 *	19,8	1190	80	0,16	349	284	230	0,34	0,36
1x150 *	21,8	1470	88	0,12	404	311	260	0,27	0,31
1x185 *	23,7	1770	95	0,10	464	349	291	0,22	0,26
1x240 *	25,7	2245	130	0,08	552	409	336	0,17	0,22
1x300 *	29,5	2805	150	0,06	640	468	380	0,14	0,19
2x1,5 *	8,9	120	36	13,3	24	20	24	30,98	24,92
2x2,5 *	9,8	150	40	7,98	33	27	32	18,66	15,07
2x4 *	10,8	200	44	4,95	45	36	42	11,68	9,46
2x6 *	11,7	250	47	3,3	57	46	53	7,90	6,42
2x10 *	13,6	365	55	1,91	78	63	70	4,67	3,84
2x16 *	15,6	515	63	1,21	105	82	91	2,94	2,45
2x25 *	18,7	725	75	0,78	136	108	116	1,86	1,59
2x35 *	21,2	970	85	0,55	168	133	140	1,34	1,16
2x50 **	25,0	1410	100	0,38	205	159	166	0,99	0,88

*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS).
Reducido diámetro y peso. Más ecológico.

**Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS).
Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra
(40 °C, temperatura estándar en España).

Tabla B.52.12:

Instalación tipo F (1x trifásica).

Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).

Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida.
Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).

Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1.
(Aplicable a (2) y (3)).

Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25° C (estándar en España).

Tabla B.52.2.bis:

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) →1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) →2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

General Cable

A brand of
Prysmian
Group

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



exZhellent COMPACT

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro nominal exterior (mm) (1)	Peso nominal (kg/km) (1)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) A (2)	Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) A (3)	Intensidad admisible enterrado A (4)	Caída de tensión V/(A.km)	
								cos Φ= 1	cos Φ= 0,8
3G1,5 *	9,4	135	38	13,3	24	20	24	30,98	24,92
3G2,5 *	10,3	175	42	7,98	33	27	32	18,66	15,07
3G4 *	11,4	235	46	4,95	45	36	42	11,68	9,46
3G6 *	12,4	300	50	3,3	57	46	53	7,90	6,42
3G10 *	14,5	450	58	1,91	78	63	70	4,67	3,84
3G16 *	16,6	645	67	1,21	105	82	91	2,94	2,45
3x25 *	20,0	925	80	0,78	116	96	96	1,62	1,38
3x35 *	22,6	1250	91	0,55	144	116	117	1,17	1,01
3x50 **	26,7	1810	135	0,38	175	140	138	0,86	0,77
3x70 **	31,4	2520	160	0,27	224	177	170	0,6	0,56
3x95 **	35,0	3245	175	0,20	271	212	202	0,43	0,42
3x120 **	39,6	4135	200	0,16	315	244	230	0,34	0,35
3x150 **	43,9	5135	220	0,12	363	273	260	0,28	0,3
3x185 **	48,2	6225	245	0,10	415	309	291	0,22	0,26
3x240 **	54,9	8175	330	0,08	490	362	336	0,17	0,21
3x300 **	63,1	10320	380	0,06	565	414	380	0,14	0,18
3x25/16 *	22,2	1135	89	0,780/1,21	116	95	96	1,62	1,38
3x35/16 *	24,7	1470	99	0,554/1,21	144	116	117	1,17	1,01
3x50/25 *	29,4	2150	150	0,386/0,780	175	140	138	0,86	0,77
3x70/35 *	34,6	3000	175	0,272/0,554	224	177	170	0,6	0,56
3x95/50 *	38,5	3880	195	0,206/0,386	271	212	202	0,43	0,42
3x120/70 *	44,0	5015	220	0,161/0,272	315	244	230	0,34	0,35
3x150/70 *	48,3	6075	245	0,129/0,272	363	273	260	0,28	0,3
3x185/95 *	53,0	7410	320	0,106/0,206	415	309	291	0,22	0,26
3x240/120 *	60,4	9695	365	0,0801/0,161	490	362	336	0,17	0,21
3x300/150 *	69,4	12285	420	0,0641/0,129	565	414	380	0,14	0,18

*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS).

Reducido diámetro y peso. Más ecológico.

**Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS).

Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra (40 °C, temperatura estándar en España).

Tabla B.52.12:

Instalación tipo F (1x trifásica).

Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).

Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida. Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).

Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1. (Aplicable a (2) y (3)).

Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25° C (estándar en España).

Tabla B.52.2.bis:

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) →1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) →2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

General Cable

A brand of
Prysmian
Group

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



C_{ca} -s1b,d1,a1

exZhellent COMPACT

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro nominal exterior (mm) (1)	Peso nominal (kg/km) (1)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) A (2)	Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) A (3)	Intensidad admisible enterrado A (4)	Caída de tensión V/(A·km)	
								cos Φ= 1	cos Φ= 0,8
4G1,5*	10,3	165	42	13,3	21	178	21	26,94	21,67
4G2,5*	11,3	210	46	7,98	29	24	27	16,23	13,1
4G4*	12,6	285	51	4,95	38	32	35	10,16	8,23
4G6*	13,7	370	55	3,3	49	40	44	6,87	5,59
4G10*	16,0	560	65	1,91	68	53	58	4,06	3,34
4G16*	18,4	810	74	1,21	91	73	75	2,56	2,13
4x25*	22,3	1185	90	0,78	116	95	96	1,62	1,38
4x35*	25,0	1585	130	0,55	144	116	117	1,17	1,01
4x50**	29,7	2300	150	0,38	175	140	138	0,86	0,77
4x70**	35,0	3210	175	0,27	224	177	170	0,6	0,56
4x95**	38,9	4140	195	0,20	271	212	202	0,43	0,42
4x120**	44,3	5290	225	0,16	315	244	230	0,34	0,35
4x150**	48,8	6545	245	0,12	363	273	260	0,28	0,3
4x185**	53,8	7965	325	0,10	415	309	291	0,22	0,26
4x240**	61,3	10455	370	0,08	490	362	336	0,17	0,21
4x300**	70,4	13175	425	0,06	565	414	-	-	-
5G1,5*	12,0	220	48	13,3	21	18	21	26,94	21,67
5G2,5*	12,3	255	50	7,98	29	24	27	16,23	13,1
5G4*	13,8	345	55	4,95	38	32	35	10,16	8,23
5G6*	15,0	450	61	3,3	49	40	44	6,87	5,59
5G10*	17,6	685	71	1,91	68	53	58	4,06	3,34
5G16*	20,4	995	82	1,21	91	73	75	2,56	2,13
5G25*	24,7	1455	99	0,78	116	96	96	1,62	1,38
5G35*	27,7	1960	140	0,55	144	116	117	1,17	1,01
5G50*	33,1	2860	170	0,38	175	140	138	-	-

*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS).

Reducido diámetro y peso. Más ecológico.

**Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS).

Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra

(40 °C, temperatura estándar en España).

Tabla B.52.12:

Instalación tipo F (1x trifásica).

Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).

Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida.

Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).

Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1.

(Aplicable a (2) y (3)).

Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25° C (estándar en España).

Tabla B.52.2.bis:

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) →1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) →2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

general cable

VULPREN® Class

HEPRZ1 AL
12/20 (24) kV ; 18/30 (36) kV



class VULPREN

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

IBERDROLA NI 56.43.01
UNE-HD 620-9E

REACCIÓN AL FUEGO

UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2

Cumplimiento del Reglamento de Líneas de Alta Tensión (MUY IMPORTANTE).
La ITC-LAT 02, que recoge las normas de obligado cumplimiento, contempla la norma de diseño del cable (UNE-HD 620-9E), condición necesaria para poder instalar el cable en España.

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000014
Clase F_{ca}

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Aluminio de clase 2 según UNE-EN 60228.
Con contenido reciclado.

2. PANTALLA SOBRE CONDUCTOR

Semiconductor extruido.

3. AISLAMIENTO

Etileno-propileno de alto módulo 105 °C (HEPR).

4. PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO

Semiconductor extruido separable en frío.

5. PANTALLA METÁLICA

Hilos de cobre con cinta equipotencial de cobre.

Con contenido reciclado.

6. SEPARADOR

Cinta.

7. CUBIERTA EXTERNA

Poliolefina tipo DMZI.
Color rojo.

APLICACIONES

Puede instalarse al aire, en bandejas o enterrado directamente o bajo tubo.

Cubierta resistente a la abrasión y al desgarro.
Fácil deslizamiento (UNE-HD 620-9E).

Libre de halógenos.

Resistencia a los rayos UV
(HD 605 S3 y UNE 211605).

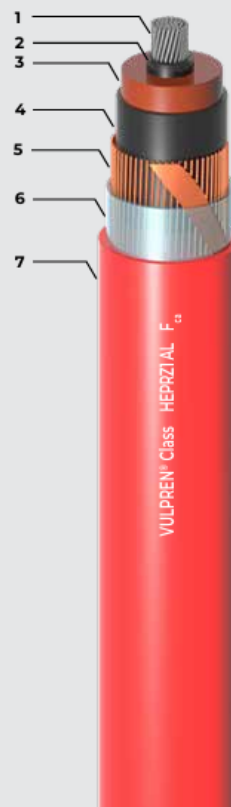
Temperatura máxima del conductor: 105°C.
Temperatura ambiente mínima de servicio: -25 °C.

CERTIFICACIONES



NORMALIZADO POR

IBERDROLA



VL MAY.26.-W



Descárgate la DoP 000014
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmian.com/dop>

general
cable

VULPREN® Class

HEPRZI AL
12/20 (24) kV ; 18/30 (36) kV



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

12/20 (24) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm²)	Diámetro sobre aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso aprox. (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máxima admisible al aire (40 °C) (A) (2)	Intensidad máxima admisible directamente enterrado (A) (2)	Intensidad máxima admisible bajo tubo enterrado (A) (2)	Resistencia máxima en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia máxima en corriente alterna a 105 °C (Ω/km)	Reactancia a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (μ F/km)	Emisiones de CO ₂ t/km (3)
1X50/16 *	18,0	27,4	787	411	180	145	135	0,641	0,847	0,134	0,216	3,278
1X95/16	20,8	30,2	988	453	275	215	200	0,320	0,430	0,119	0,281	4,204
1X150/16 *	23,5	32,6	1188	489	360	275	255	0,206	0,277	0,112	0,329	5,047
1X240/16 *	27,6	36,7	1551	551	495	365	345	0,125	0,168	0,103	0,402	6,746
1X400/16 *	32,8	42,3	2123	635	660	470	450	0,0778	0,105	0,097	0,480	9,435
1X500/16	36,2	46,1	2549	692	775	540	515	0,0605	0,089	0,093	0,558	12,209
1X630/16 *	40,8	49,4	3075	741	905	615	590	0,0469	0,066	0,091	0,602	-

18/30 (36) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm²)	Diámetro sobre aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso aprox. (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máxima admisible al aire (40 °C) (A) (2)	Intensidad máxima admisible directamente enterrado (A) (2)	Intensidad máxima admisible bajo tubo enterrado (A) (2)	Resistencia máxima en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia máxima en corriente alterna a 105 °C (Ω/km)	Reactancia a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (μ F/km)	Emisiones de CO ₂ t/km (3)
1X50/16 *	25,0	33,0	1205	495	180	145	135	0,641	0,847	0,155	0,147	-
1X95/16	25,6	35,8	1344	537	275	215	200	0,320	0,430	0,128	0,202	5,771
1X150/25 *	27,2	37,4	1517	561	360	275	255	0,206	0,277	0,120	0,247	6,690
1X240/25 *	31,4	41,1	1882	617	495	365	345	0,125	0,168	0,110	0,299	8,077
1X400/25 *	36,4	46,5	2477	698	660	470	450	0,0778	0,105	0,103	0,360	11,041
1X500/25	40,0	50,1	2913	752	775	540	515	0,0605	0,089	0,099	0,400	13,689
1X630/25 *	44,7	54,1	3525	812	905	615	590	0,0469	0,066	0,096	0,446	-

*Secciones normalizadas por Iberdrola.

(1) Valores nominales sujetos a variación en función de las tolerancias dimensionales.

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con UNE 211435-2 tabla A.2. e ITC-LAT 06 del RLAT. Tres conductores dispuestos en trébol, al aire a 40 °C (a la sombra). Enterrados a 25 °C, 1 m de profundidad y 1,5 K-m/W.

(3) Incluye el proceso de extracción, producción y transporte de las materias primas, así como el proceso de fabricación en nuestras factorías (cradle to gate). Cálculos aproximados realizados el 28/07/2025.

general
cable

VULPREN® Class

HEPRZ1 AL
12/20 (24) kV ; 18/30 (36) kV



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

A continuación figuran los valores homopolares de resistencia reactancia y capacidad, útiles para cálculo de sistemas trifásicos desequilibrados. En las tablas anteriores figuran los valores de secuencia directa e inversa, que son coincidentes entre sí.

12/20 (24) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm²)	Resistencia homopolar R_0 (Ω /km)	Reactancia homopolar X_{L0} (Ω /km)	Capacidad homopolar C_0 (μ F/km)
1X50/16 *	1,484	0,517	0,216
1X95/16	1,159	0,506	0,281
1X150/16 *	1,041	0,501	0,329
1X240/16 *	0,955	0,496	0,402
1X400/16 *	0,902	0,494	0,480
1X500/16	0,882	0,493	0,538
1X630/16 *	0,864	0,492	0,602

18/30 (36) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm²)	Resistencia homopolar R_0 (Ω /km)	Reactancia homopolar X_{L0} (Ω /km)	Capacidad homopolar C_0 (μ F/km)
1X50/16 *	1,475	0,54	0,147
1X95/16	1,153	0,521	0,202
1X150/25 *	0,822	0,278	0,247
1X240/25 *	0,740	0,271	0,299
1X400/25 *	0,691	0,267	0,360
1X500/25	0,672	0,265	0,400
1X630/25 *	0,658	0,264	0,446

*Secciones normalizadas por Iberdrola.

Todos los valores, salvo las capacidades que son independientes de la colocación, se han obtenido considerando cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos.

■ Valores homopolares

Grupo General Cable Sistemas, S.L. podrá, sin previa comunicación, actualizar o modificar unilateralmente el contenido de la presente ficha técnica, incluyendo sin carácter limitativo, especificaciones, características, dimensiones, pesos, materiales, tolerancias y representaciones gráficas. Los ajustes pueden derivar de tolerancias de fabricación, mejora continua del producto o requerimientos normativos. Los datos aquí incluidos tienen carácter informativo y no implican garantía ni compromiso comercial. Las especificaciones finales del producto dependerán de la configuración suministrada en cada caso y de las condiciones pactadas contractualmente.

VULMAY26-W

ANEXO IV. DETALLE DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Tabla 12. Desglose del CAPEX del proyecto

Partida	Unidades	Precio unitario	Coste total (€)
Módulos JA Solar JAM72D42-625/LB	121.212	76,95 €	9.327.263,40 €
Estructura Gonvarri RackSmarT	4.662	1.137,54 €	5.303.200,00 €
Inversores Sungrow SG350HX	222	8.300,00 €	1.842.600,00 €
Bloques MT Sungrow MVS7320-LV	15	165.000,00 €	2.475.000,00 €
Cable DC H1Z2Z2-K (16mm ²)	349.650	6,17 €	2.157.340,50 €
Cable AC RZ1-K (300mm ²)	58.275	28,50 €	1.660.837,50 €
Cable MT AL HEPRZ1 (240mm ²)	28.845	24,81 €	715.644,45 €
Subestación 35/220 kV + línea de evacuación			5.500.000,00 €
Subtotal equipos, cableado e infraestructura AT			28.981.885,85 €
Mano de obra de instalación y obra civil			4.472.673,75 €
Ingeniería y permisos			2.325.790,35 €
Subtotal CAPEX directo			35.780.349,95 €
Contingencia (10%)			3.578.139,00 €
TOTAL CAPEX			39.358.488,95 €

Tabla 13. Detalle del modelo DCF para el caso sin apalancamiento

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Energía (MWh)		138.132,00	137.855,74	137.580,02	137.304,86	137.030,25	136.756,19	136.482,68
Ingresos		4.999.477,87 €	5.089.268,50 €	5.180.671,76 €	5.273.716,62 €	5.368.432,57 €	5.464.849,62 €	5.562.998,32 €
OPEX		(1.136.400,00) €	(1.159.128,00) €	(1.182.310,56) €	(1.205.956,77) €	(1.230.075,91) €	(1.254.677,42) €	(1.279.770,97) €
EBITDA		3.863.077,87 €	3.930.140,50 €	3.998.361,20 €	4.067.759,85 €	4.138.356,67 €	4.210.172,20 €	4.283.227,35 €
Amortización		(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €
EBIT		2.288.738,31 €	2.355.800,94 €	2.424.021,64 €	2.493.420,29 €	2.564.017,11 €	2.635.832,64 €	2.708.887,79 €
Impuestos		(572.184,58) €	(588.950,23) €	(606.005,41) €	(623.355,07) €	(641.004,28) €	(658.958,16) €	(677.221,95) €
Resultado neto		1.716.553,74 €	1.766.850,70 €	1.818.016,23 €	1.870.065,22 €	1.923.012,83 €	1.976.874,48 €	2.031.665,84 €
Resultado neto		1.716.553,74 €	1.766.850,70 €	1.818.016,23 €	1.870.065,22 €	1.923.012,83 €	1.976.874,48 €	2.031.665,84 €
CAPEX	(39.358.488,95) €							
Amortización		1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €
FCF	(39.358.488,95) €	3.290.893,29 €	3.341.190,26 €	3.392.355,79 €	3.444.404,78 €	3.497.352,39 €	3.551.214,04 €	3.606.005,40 €

2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
136.209,72	135.937,30	135.665,42	135.394,09	135.123,30	134.853,06	134.583,35	134.314,18	134.045,56
5.662.909,77 €	5.764.615,63 €	5.868.148,13 €	5.973.540,07 €	6.080.824,85 €	6.190.036,46 €	6.301.209,52 €	6.414.379,24 €	6.529.581,49 €
(1.305.366,39) €	(1.331.473,72) €	(1.358.103,19) €	(1.385.265,26) €	(1.412.970,56) €	(1.441.229,98) €	(1.470.054,57) €	(1.499.455,67) €	(1.529.444,78) €
4.357.543,38 €	4.433.141,91 €	4.510.044,93 €	4.588.274,81 €	4.667.854,28 €	4.748.806,49 €	4.831.154,94 €	4.914.923,57 €	5.000.136,71 €
(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €
2.783.203,82 €	2.858.802,35 €	2.935.705,37 €	3.013.935,25 €	3.093.514,72 €	3.174.466,93 €	3.256.815,38 €	3.340.584,01 €	3.425.797,15 €
(695.800,96) €	(714.700,59) €	(733.926,34) €	(753.483,81) €	(773.378,68) €	(793.616,73) €	(814.203,85) €	(835.146,00) €	(856.449,29) €
2.087.402,87 €	2.144.101,76 €	2.201.779,03 €	2.260.451,44 €	2.320.136,04 €	2.380.850,20 €	2.442.611,54 €	2.505.438,01 €	2.569.347,86 €
2.087.402,87 €	2.144.101,76 €	2.201.779,03 €	2.260.451,44 €	2.320.136,04 €	2.380.850,20 €	2.442.611,54 €	2.505.438,01 €	2.569.347,86 €
1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €
3.661.742,42 €	3.718.441,32 €	3.776.118,59 €	3.834.791,00 €	3.894.475,60 €	3.955.189,75 €	4.016.951,10 €	4.079.777,57 €	4.143.687,42 €

2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
133.777,46	133.509,91	133.242,89	132.976,40	132.710,45	132.445,03	132.180,14	131.915,78	131.651,95
6.646.852,77 €	6.766.230,25 €	6.887.751,74 €	7.011.455,77 €	7.137.381,51 €	7.265.568,88 €	7.396.058,50 €	7.528.891,71 €	7.664.110,61 €
(1.560.033,68) €	(1.591.234,35) €	(1.623.059,04) €	(1.655.520,22) €	(1.688.630,62) €	(1.722.403,23) €	(1.756.851,30) €	(1.791.988,32) €	(1.827.828,09) €
5.086.819,10 €	5.174.995,90 €	5.264.692,71 €	5.355.935,55 €	5.448.750,89 €	5.543.165,65 €	5.639.207,20 €	5.736.903,39 €	5.836.282,52 €
(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €
3.512.479,54 €	3.600.656,34 €	3.690.353,15 €	3.781.595,99 €	3.874.411,33 €	3.968.826,09 €	4.064.867,64 €	4.162.563,83 €	4.261.942,96 €
(878.119,89) €	(900.164,09) €	(922.588,29) €	(945.399,00) €	(968.602,83) €	(992.206,52) €	(1.016.216,91) €	(1.040.640,96) €	(1.065.485,74) €
2.634.359,66 €	2.700.492,26 €	2.767.764,86 €	2.836.196,99 €	2.905.808,50 €	2.976.619,57 €	3.048.650,73 €	3.121.922,87 €	3.196.457,22 €
2.634.359,66 €	2.700.492,26 €	2.767.764,86 €	2.836.196,99 €	2.905.808,50 €	2.976.619,57 €	3.048.650,73 €	3.121.922,87 €	3.196.457,22 €
1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €
4.208.699,21 €	4.274.831,81 €	4.342.104,42 €	4.410.536,55 €	4.480.148,06 €	4.550.959,13 €	4.622.990,29 €	4.696.262,43 €	4.770.796,78 €

2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
131.388,64	131.125,87	130.863,62	130.601,89	130.340,68	130.080,00	129.819,84
7.801.758,03 €	7.941.877,61 €	8.084.513,73 €	8.229.711,60 €	8.377.517,22 €	8.527.977,43 €	8.681.139,90 €
(1.864.384,65) €	(1.901.672,35) €	(1.939.705,79) €	(1.978.499,91) €	(2.018.069,91) €	(2.058.431,30) €	(2.099.599,93) €
5.937.373,38 €	6.040.205,26 €	6.144.807,94 €	6.251.211,69 €	6.359.447,31 €	6.469.546,12 €	6.581.539,97 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
5.937.373,38 €	6.040.205,26 €	6.144.807,94 €	6.251.211,69 €	6.359.447,31 €	6.469.546,12 €	6.581.539,97 €
(1.484.343,35) €	(1.510.051,32) €	(1.536.201,98) €	(1.562.802,92) €	(1.589.861,83) €	(1.617.386,53) €	(1.645.384,99) €
4.453.030,04 €	4.530.153,95 €	4.608.605,95 €	4.688.408,77 €	4.769.585,48 €	4.852.159,59 €	4.936.154,98 €
4.453.030,04 €	4.530.153,95 €	4.608.605,95 €	4.688.408,77 €	4.769.585,48 €	4.852.159,59 €	4.936.154,98 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
4.453.030,04 €	4.530.153,95 €	4.608.605,95 €	4.688.408,77 €	4.769.585,48 €	4.852.159,59 €	4.936.154,98 €

Tabla 14. Detalle del modelo DCF para el caso con apalancamiento

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Energía (MWh)		138.132,00	137.855,74	137.580,02	137.304,86	137.030,25	136.756,19	136.482,68
Ingresos		3.986.875,75 €	4.058.480,04 €	4.131.370,34 €	4.205.569,75 €	4.281.101,79 €	4.357.990,37 €	4.436.259,88 €
OPEX		(1.136.400,00) €	(1.159.128,00) €	(1.182.310,56) €	(1.205.956,77) €	(1.230.075,91) €	(1.254.677,42) €	(1.279.770,97) €
EBITDA		2.850.475,75 €	2.899.352,04 €	2.949.059,78 €	2.999.612,98 €	3.051.025,88 €	3.103.312,95 €	3.156.488,91 €
Amortización		(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €
EBIT		1.276.136,19 €	1.325.012,48 €	1.374.720,22 €	1.425.273,42 €	1.476.686,32 €	1.528.973,39 €	1.582.149,35 €
Impuestos		(319.034,05) €	(331.253,12) €	(343.680,06) €	(356.318,36) €	(369.171,58) €	(382.243,35) €	(395.537,34) €
Resultado neto		957.102,15 €	993.759,36 €	1.031.040,17 €	1.068.955,07 €	1.107.514,74 €	1.146.730,04 €	1.186.612,01 €
Resultado neto		957.102,15 €	993.759,36 €	1.031.040,17 €	1.068.955,07 €	1.107.514,74 €	1.146.730,04 €	1.186.612,01 €
CAPEX	(39.358.488,95) €							
Amortización		1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €
FCF	(39.358.488,95) €	2.531.441,70 €	2.568.098,92 €	2.605.379,73 €	2.643.294,63 €	2.681.854,30 €	2.721.069,60 €	2.760.951,57 €
Flujos de principal	29.518.866,71 €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €
Principal restante		28.042.923,38 €	26.566.980,04 €	25.091.036,71 €	23.615.093,37 €	22.139.150,03 €	20.663.206,70 €	19.187.263,36 €
Intereses		(1.475.943,34) €	(1.402.146,17) €	(1.328.349,00) €	(1.254.551,84) €	(1.180.754,67) €	(1.106.957,50) €	(1.033.160,33) €
Ahorro Fiscal		368.985,83 €	350.536,54 €	332.087,25 €	313.637,96 €	295.188,67 €	276.739,38 €	258.290,08 €
FCF (Levered)	(9.839.622,24) €	(51.459,13) €	40.545,96 €	133.174,64 €	226.437,41 €	320.344,96 €	414.908,14 €	510.137,98 €

2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
136.209,72	135.937,30	135.665,42	135.394,09	135.123,30	134.853,06	134.583,35	134.314,18	134.045,56
4.515.935,11 €	4.597.041,30 €	4.679.604,17 €	4.763.649,86 €	4.849.205,01 €	4.936.296,73 €	5.024.952,62 €	5.115.200,77 €	5.207.069,77 €
(1.305.366,39) €	(1.331.473,72) €	(1.358.103,19) €	(1.385.265,26) €	(1.412.970,56) €	(1.441.229,98) €	(1.470.054,57) €	(1.499.455,67) €	(1.529.444,78) €
3.210.568,72 €	3.265.567,58 €	3.321.500,97 €	3.378.384,60 €	3.436.234,44 €	3.495.066,75 €	3.554.898,04 €	3.615.745,10 €	3.677.624,99 €
(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €
1.636.229,16 €	1.691.228,03 €	1.747.161,41 €	1.804.045,04 €	1.861.894,89 €	1.920.727,20 €	1.980.558,49 €	2.041.405,54 €	2.103.285,44 €
(409.057,29) €	(422.807,01) €	(436.790,35) €	(451.011,26) €	(465.473,72) €	(480.181,80) €	(495.139,62) €	(510.351,39) €	(525.821,36) €
1.227.171,87 €	1.268.421,02 €	1.310.371,06 €	1.353.033,78 €	1.396.421,16 €	1.440.545,40 €	1.485.418,86 €	1.531.054,16 €	1.577.464,08 €
1.227.171,87 €	1.268.421,02 €	1.310.371,06 €	1.353.033,78 €	1.396.421,16 €	1.440.545,40 €	1.485.418,86 €	1.531.054,16 €	1.577.464,08 €
1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €
2.801.511,43 €	2.842.760,58 €	2.884.710,62 €	2.927.373,34 €	2.970.760,72 €	3.014.884,96 €	3.059.758,42 €	3.105.393,72 €	3.151.803,63 €
(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €
17.711.320,03 €	16.235.376,69 €	14.759.433,36 €	13.283.490,02 €	11.807.546,69 €	10.331.603,35 €	8.855.660,01 €	7.379.716,68 €	5.903.773,34 €
(959.363,17) €	(885.566,00) €	(811.768,83) €	(737.971,67) €	(664.174,50) €	(590.377,33) €	(516.580,17) €	(442.783,00) €	(368.985,83) €
239.840,79 €	221.391,50 €	202.942,21 €	184.492,92 €	166.043,63 €	147.594,33 €	129.145,04 €	110.695,75 €	92.246,46 €
606.045,71 €	702.642,74 €	799.940,66 €	897.951,25 €	996.686,51 €	1.096.158,62 €	1.196.379,96 €	1.297.363,13 €	1.399.120,92 €

2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
133.777,46	133.509,91	133.242,89	132.976,40	132.710,45	132.445,03	132.180,14	131.915,78	131.651,95
5.300.588,75 €	5.395.787,32 €	5.492.695,66 €	5.591.344,48 €	5.691.765,02 €	5.793.989,12 €	5.898.049,17 €	6.003.978,13 €	6.111.809,58 €
(1.560.033,68) €	(1.591.234,35) €	(1.623.059,04) €	(1.655.520,22) €	(1.688.630,62) €	(1.722.403,23) €	(1.756.851,30) €	(1.791.988,32) €	(1.827.828,09) €
3.740.555,07 €	3.804.552,97 €	3.869.636,63 €	3.935.824,26 €	4.003.134,40 €	4.071.585,89 €	4.141.197,87 €	4.211.989,81 €	4.283.981,49 €
(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €	(1.574.339,56) €
2.166.215,51 €	2.230.213,41 €	2.295.297,07 €	2.361.484,70 €	2.428.794,84 €	2.497.246,33 €	2.566.858,31 €	2.637.650,25 €	2.709.641,93 €
(541.553,88) €	(557.553,35) €	(573.824,27) €	(590.371,18) €	(607.198,71) €	(624.311,58) €	(641.714,58) €	(659.412,56) €	(677.410,48) €
1.624.661,64 €	1.672.660,06 €	1.721.472,80 €	1.771.113,53 €	1.821.596,13 €	1.872.934,75 €	1.925.143,73 €	1.978.237,69 €	2.032.231,45 €
1.624.661,64 €	1.672.660,06 €	1.721.472,80 €	1.771.113,53 €	1.821.596,13 €	1.872.934,75 €	1.925.143,73 €	1.978.237,69 €	2.032.231,45 €
1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €	1.574.339,56 €
3.199.001,19 €	3.246.999,62 €	3.295.812,36 €	3.345.453,08 €	3.395.935,69 €	3.447.274,31 €	3.499.483,29 €	3.552.577,24 €	3.606.571,00 €
(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	(1.475.943,34) €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
4.427.830,01 €	2.951.886,67 €	1.475.943,34 €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €
(295.188,67) €	(221.391,50) €	(147.594,33) €	(73.797,17) €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
73.797,17 €	55.347,88 €	36.898,58 €	18.449,29 €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €
1.501.666,36 €	1.605.012,66 €	1.709.173,27 €	1.814.161,87 €	3.395.935,69 €	3.447.274,31 €	3.499.483,29 €	3.552.577,24 €	3.606.571,00 €

2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
131.388,64	131.125,87	130.863,62	130.601,89	130.340,68	130.080,00	129.819,84
6.221.577,68 €	6.333.317,21 €	6.447.063,59 €	6.562.852,85 €	6.680.721,69 €	6.800.707,45 €	6.922.848,16 €
(1.864.384,65) €	(1.901.672,35) €	(1.939.705,79) €	(1.978.499,91) €	(2.018.069,91) €	(2.058.431,30) €	(2.099.599,93) €
4.357.193,02 €	4.431.644,87 €	4.507.357,80 €	4.584.352,94 €	4.662.651,78 €	4.742.276,15 €	4.823.248,22 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
4.357.193,02 €	4.431.644,87 €	4.507.357,80 €	4.584.352,94 €	4.662.651,78 €	4.742.276,15 €	4.823.248,22 €
(1.089.298,26) €	(1.107.911,22) €	(1.126.839,45) €	(1.146.088,24) €	(1.165.662,95) €	(1.185.569,04) €	(1.205.812,06) €
3.267.894,77 €	3.323.733,65 €	3.380.518,35 €	3.438.264,71 €	3.496.988,84 €	3.556.707,11 €	3.617.436,17 €
3.267.894,77 €	3.323.733,65 €	3.380.518,35 €	3.438.264,71 €	3.496.988,84 €	3.556.707,11 €	3.617.436,17 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
3.267.894,77 €	3.323.733,65 €	3.380.518,35 €	3.438.264,71 €	3.496.988,84 €	3.556.707,11 €	3.617.436,17 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €	(0,00) €
3.267.894,77 €	3.323.733,65 €	3.380.518,35 €	3.438.264,71 €	3.496.988,84 €	3.556.707,11 €	3.617.436,17 €