UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID

ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA, CIENCIA Y COMPUTACIÓN (STEAM)

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA UTILITY SCALE EN VILLAMAYOR DE SANTIAGO (CUENCA)

Alumno: PABLO SOLANO BARES

Director: CONSOLACIÓN ALONSO ALONSO

JULIO 2026

TÍTULO: *PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA UTILITY SCALE EN VILLAMAYOR DE SANTIAGO (CUENCA)*

AUTOR: *PABLO SOLANO BARES*

DIRECTOR DEL PROYECTO: *CONSOLACIÓN ALONSO ALONSO*

FECHA: *17 de Julio de 2026*

AGRADECIMIENTOS

Este Trabajo Fin de Máster ha sido posible gracias al apoyo y la dedicación de muchas personas e instituciones que me han acompañado durante este proceso. En primer lugar, deseo expresar mi más sincero agradecimiento a la Universidad Europea de Madrid y, de manera especial, a todo el equipo que ha hecho posible la impartición del Máster en modalidad online, por ofrecer una formación de calidad, flexible y rigurosa, que me ha permitido compaginar mi desarrollo académico con mis responsabilidades profesionales y personales.

Mi gratitud más profunda es para mi directora, Consolación Alonso Alonso, por su dedicación, cercanía y guía constante durante la elaboración de este TFM. Su apoyo, sus orientaciones y su confianza han sido fundamentales para avanzar en los momentos de mayor dificultad y para mantener el rigor y la motivación a lo largo de todo el trabajo.

También quiero agradecer a todos mis compañeros del Máster, con quienes he compartido horas de aprendizaje, debates y proyectos que han enriquecido enormemente esta etapa. De forma muy especial, agradezco a mi subgrupo de trabajo, formado por Adrián, Blanca, Fonsi y Javi, por su implicación, compañerismo y espíritu de colaboración pero, sobre todo, por la amistad que hemos creado, que han hecho más llevadero y estimulante este camino.

No puedo olvidar a mis amigos, que han sabido comprender mis ausencias, apoyarme en los momentos de mayor carga de trabajo y animarme cuando las fuerzas flaqueaban. Su apoyo emocional y su confianza en mí han sido un impulso constante para seguir adelante.

Finalmente, mi agradecimiento más especial es para mi familia, por su paciencia, su cariño incondicional y su apoyo permanente a lo largo de todo este proceso. Sin su comprensión, sus valores y su ejemplo, este logro no habría sido posible.

RESUMEN

El presente Trabajo Fin de Máster analiza la viabilidad técnica, energética y económico-financiera de una planta solar fotovoltaica utility scale en Villamayor de Santiago (Cuenca), con una potencia pico total instalada de 100,87 MWp, configurada a partir de 154.000 módulos bifaciales LONGi LR8-66HYD-655M organizados en 5.500 strings de 28 módulos. La planta se articula en torno a 18 inversores centrales SMA Sunny Central 4600 UP, que proporcionan una potencia nominal en alterna de 99,0 MW y un ratio DC/AC de 1,22, conectados a una infraestructura de transformación y evacuación en media y alta tensión hasta 132 kV.

El proyecto parte de la comparación de tres emplazamientos (Plasencia, Villamayor de Santiago y Oropesa de Toledo), seleccionando finalmente Villamayor de Santiago en función del recurso solar, orografía, accesibilidad, condiciones geotécnicas, disponibilidad de infraestructuras eléctricas y restricciones ambientales y urbanísticas. El comportamiento energético se evalúa mediante simulaciones horarias con PVsyst, obteniéndose en el año 1 una energía inyectada a red de 198,44 GWh, una producción específica de 1.967 kWh/kWp·año y un Performance Ratio del 86,4%, con una degradación moderada a lo largo de los 30 años analizados.

Desde el punto de vista económico, se estima un CAPEX total de 43,00 M€, equivalente a 0,426 €/Wp, desglosado en bloques generador, eléctrico, obra civil, ingeniería y contingencias. Con estos valores se desarrolla un análisis a 30 años que integra CAPEX, OPEX, ingresos por venta de energía, LCOE, VAN, TIR y periodos de retorno, concluyendo que la planta presenta una rentabilidad moderada pero positiva bajo las hipótesis de costes y precios adoptadas.

Palabras clave: energía solar fotovoltaica; planta utility scale; selección de emplazamientos; simulación PVsyst; diseño eléctrico; viabilidad económica.

ABSTRACT

This Master's Thesis evaluates the technical, energy and economic feasibility of a utility-scale photovoltaic power plant in Villamayor de Santiago (Cuenca), with a total installed peak capacity of 100.87 MWp, composed of 154,000 bifacial LONGi LR8-66HYD-655M modules arranged in 5,500 strings of 28 modules. The plant is built around 18 SMA Sunny Central 4600 UP central inverters, providing a nominal AC capacity of 99.0 MW and a DC/AC ratio of 1.22, connected to a complete MV and HV transformation and evacuation infrastructure up to 132 kV.

The project starts from the comparison of three candidate locations (Plasencia, Villamayor de Santiago and Oropesa de Toledo), with Villamayor de Santiago finally selected based on solar resource, topography, accessibility, geotechnical conditions, availability of grid infrastructure and environmental or planning constraints. The energy performance is assessed through hourly PVsyst simulations, yielding for year 1 an injected energy of 198.44 GWh, a specific yield of 1,967 kWh/kWp·year and a Performance Ratio of 86.4%, with a moderate degradation over the 30-year assessment horizon.

From an economic perspective, the total CAPEX is estimated at 43.00 M€, corresponding to 0.426 €/Wp, broken down into generation, electrical, civil works, engineering and contingency blocks. Based on these figures, a 30-year economic analysis is carried out, integrating CAPEX, OPEX, revenues from electricity sales, LCOE, NPV, IRR and payback periods, showing a moderately positive profitability under the assumed cost and power price scenario.

Key words: solar photovoltaic energy; utility-scale plant; site selection; PVsyst simulation; electrical design; economic feasibility.

Índice

AGRADECIMIENTOS 1
RESUMEN 2
ABSTRACT 3
LISTA DE ACRÓNIMOS 13
Capítulo 1. INTRODUCCIÓN 14
1.1 Estado de la energía solar fotovoltaica 15
1.1.1 A nivel global 16
1.1.2 En España 17
1.2 Contexto y motivación del proyecto 19
Capítulo 2. OBJETIVOS 21
2.1 Objetivo general 21
2.2 Objetivos específicos 21
Capítulo 3. MARCO TEÓRICO 23
3.1 Introducción a la energía solar fotovoltaica 23
3.1.1 Qué es la energía solar fotovoltaica 23
3.2 Radiación 26
3.2.1 Espectro electromagnético y bandas de interés 27
3.2.2 Radiación extraterrestre, atmosférica y en superficie 27
3.2.3 Componentes de la radiación solar en superficie 28
3.2.4 Magnitudes básicas de radiación en ingeniería solar 29
3.3 Principales componentes 29
3.3.1 Célula fotovoltaica y panel o módulo fotovoltaico 30
3.3.2 Estructuras de soporte y sistemas de seguimiento 37
3.3.3 Inversores fotovoltaicos 41
3.3.4 Sistemas de almacenamiento de energía 43
3.3.5 Sistemas de monitorización y control 45
3.3.6 Sistemas de protección eléctrica 47
3.3.7 Transformadores de potencia 47

3.3.8 Infraestructuras y componentes auxiliares 48

Capítulo 4. EMPLAZAMIENTO 50

4.1 Metodología de evaluación y criterios de selección 50

4.1.1 Potencial del recurso solar 50

4.1.2 Condiciones geotécnicas y orográficas 51

4.1.3 Proximidad a infraestructura de evacuación eléctrica 51

4.1.4 Accesibilidad logística 51

4.1.5 Condiciones ambientales y territoriales 52

4.1.6 Tipología de cubierta vegetal 52

4.2 Caracterización de emplazamientos candidatos 53

4.2.1 Emplazamiento 1: Plasencia (Extremadura) 53

4.2.2 Emplazamiento 2: Villamayor de Santiago (Castilla – La Mancha) 57

4.2.3 Emplazamiento 3: Oropesa de Toledo (Castilla – La Mancha) 61

4.3 Análisis comparativo de alternativas 65

4.3.1 Comparación de bases de datos de recursos solares 65

4.3.2 Tabla comparativa integral 66

4.3.3 Evaluación cuantitativa multicriterio 67

4.3.4 Análisis de resultados y selección 67

4.4 Descripción técnica del emplazamiento definitivo 68

4.4.1 Localización y accesos 70

4.4.2 Características del terreno 70

4.4.3 Condiciones normativas y restricciones 71

4.4.4 Evaluación eléctrica 71

4.4.5 Servicios e infraestructuras auxiliares 72

4.4.6 Síntesis y conclusiones 72

Capítulo 5. NORMATIVA APLICABLE EN BASE A LA UBICACIÓN DEL PARQUE 73

5.1.1 Marco europeo 73

5.1.2 Normativa estatal de energía y red 73

5.1.3 Normativa autonómica y local (Castilla-La Mancha y Villamayor de Santiago) 75

Capítulo 6. MODELADO Y ANÁLISIS TÉCNICO DE DISTINTAS CONFIGURACIONES FOTOVOLTAICAS CON EL SOFTWARE PVSYST 76

6.1 Introducción a PVSYST 76

6.2 Descripción del caso de estudio 77

6.3 Procedimiento seguido en PVsyst 77
6.3.1 Creación del proyecto y definición del emplazamiento y del tipo de sistema 77
6.3.2 Configuración de la orientación y seguimiento 78
6.3.3 Definición del sombreamiento cercano 81
6.3.4 Selección de módulos fotovoltaicos 81
6.3.5 Selección y definición del sistema de conversión 82
6.3.6 Configuración eléctrica del generador 83
6.3.7 Parametrización de pérdidas del sistema 83
6.3.8 Ejecución de la simulación anual y obtención de resultados base 85
6.4 Análisis de los resultados energéticos y de rendimiento obtenidos con PVsyst 86
6.4.1 Análisis del diagrama de pérdidas 87
6.4.2 Gráficas predefinidas de comportamiento del sistema 89
6.4.3 Simulación a 30 años mediante Ageing Tool 91
6.4.4 Resultados finales tras aplicar las pérdidas por OyM 93
Capítulo 7. DISEÑO DEL CONEXIONADO ELÉCTRICO 97
7.1 Instalación de corriente continua 98
7.2 Cálculo de la red de tierras 106
7.3 Instalación de corriente alterna 108
7.3.1 Salida en alterna de los inversores 108
7.3.2 Transformadores elevadores de media tensión 108
7.3.3 Red de media tensión del parque 109
7.3.4 Transformador principal de alta tensión 110
7.3.5 Línea de alta tensión hasta el punto de inyección 111
7.3.6 Pérdidas en la parte de alterna 111
7.3.7 Elementos complementarios indispensables en la parte de alterna 111
7.3.8 Síntesis del dimensionamiento adoptado 112
Capítulo 8. OBRA CIVIL 113
8.1 Objeto y alcance 113
8.2 Criterios generales de diseño 113
8.3 Replanteo y preparación del terreno 113
8.4 Movimiento de tierras 114
8.5 Accesos exteriores e interiores 114
8.6 Plataformas y áreas funcionales 114

8.7 Cimentaciones de seguidores y estructuras del campo FV 115
8.8 Cimentaciones de equipos eléctricos y auxiliares 115
8.9 Zanjas y canalizaciones enterradas 115
8.10 Drenaje superficial y control hidrológico 116
8.11 Vallado perimetral y control de accesos 116
8.12 Edificaciones auxiliares y servicios generales 116
8.13 Obra civil de la subestación elevadora 117
8.14 Seguridad y salud en fase de construcción 117
8.15 Consideraciones ambientales y restauración 117
8.16 Secuencia constructiva de la obra civil 118

Capítulo 9. CONTRIBUCIÓN DEL PROYECTO A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE 119

9.1 Marco general de referencia 119
9.2 Objetivos de Desarrollo Sostenible a los que contribuye el proyecto 119
9.3 Base energética del análisis ambiental 120
9.4 Emisiones evitadas de CO2 120
9.5 Interpretación de la contribución ambiental 121
9.6 Síntesis final 121

Capítulo 10. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO MEDIANTE DIAGRAMA DE GANTT 122

Capítulo 11. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO 124

11.1 Objetivo y planteamiento general 124
11.2 Hipótesis de cálculo y base energética del modelo 125
11.3 Costes del proyecto 126
11.3.1 Costes de inversión iniciales CAPEX 126
11.3.2 Costes de operación y mantenimiento OPEX 129
11.4 Ingresos del proyecto 131
11.4.1 Energía producida 131
11.4.2 Precio de venta de la energía eléctrica producida 131
11.5 Costes normalizados 132
11.6 Cuenta de resultados y flujo de caja operativa 133
11.6.1 Cuenta de resultados 133
11.6.2 Flujo de caja operativo 134
11.7 Evaluación económica 136
11.7.1 Indicadores financieros: VAN, TIR y payback 136

11.7.2 Criterios de valoración y descuento de flujos de caja 137
11.7.3 Coste medio ponderado del capital (WACC) 138
11.7.4 Cálculo numérico detallado de VAN 139
11.7.5 Cálculo detallado de la TIR 142
11.7.6 Cálculo detallado de los periodos de retorno (payback) 144
11.7.7 Resultados del modelo final analizado 147
11.8 Interpretación económica del resultado 148
11.9 Conclusiones del análisis económico 149
11.10 Síntesis económico-financiera del proyecto 151
11.11 Conclusiones generales de la viabilidad económica 152
ANEXOS 153
Plano de situación 153
Plano esquema unifilar de baja tensión 154
Plano esquema unifilar de media tensión 155
Plano esquema unifilar de evacuación 156
Ficha técnica inversor utilizado 157
Ficha técnica panel fotovoltaico utilizado 161
Informe generado PVSYST 163
BIBLIOGRAFÍA 175

Índice de Figuras

Figura 1. 1.Evolución de las instalaciones anuales de energía solar fotovoltaica por regiones (2014–2024). (Snapshot of Global PV Markets - 2026 l'Epine et al., 2026) 14
Figura 1. 2. Peso de la generación solar fotovoltaica dentro del mix de generación eléctrica en España en 2025.(Informe del sistema eléctrico 2025, s. f.) 15
Figura 1.1. 1. Evolución de la capacidad fotovoltaica instalada globalmente, diferenciando entre utility scale y otras aplicaciones (2013–2022). (Snapshot of Global PV Markets - 2026 l'Epine et al., 2026)) 16
Figura 1.1.1 1. Crecimiento de la capacidad fotovoltaica instalada a nivel mundial, 2000–2024. (Global Market Outlook For Solar Power 2024 - 2028 - SolarPower Europe, s. f.) 17
Figura 1.1.2 1. Generación eléctrica anual por tecnologías en España: energía solar fotovoltaica. Fuente: REE, "Informe del sistema eléctrico español 2025". 18
Figura 1.1.2 2. Generación eléctrica anual por tecnologías en España y contribución de la energía solar fotovoltaica energía solar fotovoltaica. Fuente: REE, "Informe del sistema eléctrico español 2025". 18
Figura 1.1.2 3. Capacidad instalada anual de energía solar fotovoltaica de autoconsumo entre 2014 y 2024 (MW) (UNEF, s. f.) 19
Figura 3.1.1 1. Esquema del efecto fotovoltaico en una célula solar mostrando la absorción de fotones y la generación de corriente eléctrica («Efecto fotovoltaico», s. f.) 24
Figura 3.2 1. Espectro de radiación de un cuerpo negro a 5.770 K, espectro solar fuera de la atmósfera y espectro solar en superficie (curvas A, B y C), con las regiones UV, visible e IR señaladas. (Zanguitu, 2012) 26
Figura 3.1.1 1. Diagrama del espectro solar sobre la superficie terrestre con la separación de bandas UV, visible e infrarroja, indicando porcentajes aproximados de energía en cada region (La radiación solar · HelioEsfera, 2019) 27
Figura 3.2.3 1. Diagrama de la radiación global, con sus components directa y difusa (Mapa de Irradiancia Solar en España por Provincia, 2026) 29
Figura 3.3.1 1. Comparativa visual de células fotovoltaicas: policristalino, cuasi-monocristalino, monocristalino y amorfo (DamiaSolar, 2024) 30
Figura 3.3.1 2. Estructura y componentes típicos de un módulo fotovoltaico de silicio de 60 células (6 x 10) (Mártil, s. f.-a) 31
Figura 3.3.1 3. Posicionamiento en paralelo de los diodos de bypass dentro de un panel fotovoltaico (Mártil, s. f.-a) 32
Figura 3.3.1 4. Efecto de los diodos de bypass sobre la cadena de una célula en sombra (Mártil, s. f.-a) 32
Figura 3.3.1 5. Conexión típica de las células dentro de un panel fotovoltaico tradicional (Mártil, s. f.-a) 33
Figura 3.3.1 6. Capas de la célula de silicio normal y la célula de silicio PERC (HelioEsfera, 2021) 34
Figura 3.3.1 7. Tecnología de panel fotovoltaico de célula partida (j2gd, 2024) 34

Figura 3.3.1 8. Sección transversal de una celda HJT mostrando las capas de silicio amorfo intrínseco y dopado sobre oblea de silicio cristalino N-type, además de las capas TCO y contactos de plata. 35
Figura 3.2.1 9. Esquema en sección transversal de una celda TOPCon N-type con rejilla frontal de Cu, emisor p+, oblea de silicio N-type, óxido túnel y capa de polisilicio dopado en la parte posterior.(Willis, 2025) 35
Figura 3.3.1 10. Esquema de la célula solar tandem (Nature et al., 2025) 36
Figura 3.3.1 11. Funcionamiento de un panel fotovoltaico bifacial (Castellanos, 2023) 37
Figura 3.3.2 1. Geometría solar para el cálculo de la orientación de paneles fotovoltaicos (Alonso, 2018) 38
Figura 3.3.2 2. Estructura soporte metálica (normalmente aluminio) regulable para paneles solares instalados en suelo (Estructuras para Placas Solares al mejor precio | Solarmat, s. f.) . 39
Figura 3.3.2 3. Tipos de estructura soporte para suelo a base de hormigón prefabricado para paneles solares conocidas como Solarbloc (admin, solarbloc s. f.) 39
Figura 3.3.2 4. Seguidor solar fotovoltaico en 1 eje (Sistema de seguimiento solar de un solo eje horizontal vertical KST-1P Fabricantes, s. f.) 40
Figura 3.3.2 5. Seguidor solar fotovoltaico en dos ejes (Seguidor solar y los tipos que hay, s. f.) 40
Figura 3.3.3 1. Diagrama de un sistema solar fotovoltaico conectado a red (HelioEsfera, 2020) 41
Figura 3.3.5 1. Interfaz de sistema de monitorización de instalación fotovoltaica mostrando gráficos, paneles de control y métricas en tiempo real (Descripción general del monitoreo del sistema solar fotovoltaico, s. f.) 46
Figura 3.3.7 1. Transformador seco (Transformadores en Resina, s. f.) 48
Figura 3.3.7 2. Transformador en aceite (gd-admin, s. f.) 48
Figura 4.2.1 1. Posible ubicación para planta solar fotovoltaica en Plasencia (Cáceres) (Introducción – Google Earth, s. f.) 53
Figura 4.2.1 2. Datos descriptivos de la parcela y referencia catastral en Plasenia (Cáceres) (Sede Electrónica del Catastro - Consulta y certificación de Bien Inmueble, s. f.-a) 53
Figura 4.2.1 3. Representación gráfica de los datos anuales de radiación global horizontal (GHI) en (kWH/m2) según las bases de Meteonorm y PVGIS para el emplazamiento de Plasencia (Cáceres) (Elaboración propia) 55
Figura 4.2.1 4. Representación gráfica de los datos anuales de radiación difusa horizontal (DHI) en (kWH/m2) según las bases de Meteonorm y PVGIS para el emplazamiento de Plasencia (Cáceres) (Elaboración propia) 55
Figura 4.2.2 1. Posible ubicación para planta solar fotovoltaica en Villamayor de Santiago (Cuenca) (Introducción – Google Earth, s. f.) 57
Figura 4.2.2 2. Parcelas disponibles en Villamayor de Santiago (Cuenca) (Visor SigPac V 4.19, s. f.) 57
Figura 4.2.4.2 3. Datos descriptivos de una de las parcelas y referencia catastral en Villamayor de Santiago (Cuenca) (Sede Electrónica del Catastro - Consulta y certificación de Bien Inmueble, s. f.-b) 58
Figura 4.2.2 4. Representación gráfica de los datos anuales de radiación global horizontal (GHI) y de radiación difusa horizontal (DHI) en (kWH/m2) según las bases de Meteonorm y PVGIS para el emplazamiento de Villamayor de Santiago (Cuenca) (Elaboración propia) 59

Figura 4.2.3 1. Posible ubicación para planta solar fotovoltaica en Villamayor de Santiago (Cuenca) (Introducción – Google Earth, s. f.) 61
Figura 4.2.3 2. Parcelas disponibles en Oropesa de Toledo (Toledo) (Sede Electrónica del Catastro - Consulta y certificación de Bien Inmueble, s. f.-b) 61
Figura 4.2.3 3. Datos descriptivos de una de las parcelas y referencia catastral en Oropesa de Toledo (Toledo) Sede Electrónica del Catastro - Consulta y certificación de Bien Inmueble, s. f.-b) 62
Figura 4.2.3 4. Representación gráfica de los datos anuales de radiación global horizontal (GHI) y de radiación difusa horizontal (DHI) en (kWH/m2) según las bases de Meteonorm y PVGIS para el emplazamiento de Oropesa de Toledo (Toledo) (Elaboración propia)..... 63
Figura 6.3.1 1. Diagrama de trayectorias solares y horizonte local Villamayor de Santiago, obtenido mediante PVsyst 78
Figura 6.3.3 1. Diagrama de isosombras obtenido de PVsyst 81
Figura 6.3.7 1. Página del informe generado por PVsyst que recoge los parámetros correspondietes a las respectivas pérdidas 84
Figura 6.3.8 1. Página “Main results”del informe generado por PVsyst, que incluye las gráficas de producciones normalizadas y PR mensual, así como la tabla de balances mensuales. 86
Figura 6.4.1 1. Diagrama de pérdidas completo obtenido tras realizar la simulación en PVsyst88
Figura 6.4.2 1. Diagrama diario de entrada/salida obtenido en el informe final de simulación de PVsyst 89
Figura 6.4.2 2. Diagrama de distribución de potencia de salida del sistema obtenido en el informe final de simulación de PVsyst 90
Figura 6.4.3 1. Diagramas de barras correspondientes a la energía útil producida y del Performance Ratio respectivamente, a lo largo de los 30 años de vida útil (PVsyst) 91
Figura 6.4.3 2. Resultados del Ageing Tool de PVsyst para la planta de Villamayor de Santiago: evolución anual de la energía útil inyectada a red 92
Figura 7.1 Esquema unifilar resumen de la instalación 97
Figura 10.1. Diagrama de Gantt de la programación de diseño, construcción y puesta en marcha del parque fotovoltaico (Elaboración propia) 122

Índice de Tablas

Tabla 3.3.1 1. Comparativa de tipos de células fotovoltaicas y sus rangos de eficiencia 31
Tabla 4.1.1 1. Criterio de evaluación del potencial solar 50
Tabla 4.1.2 1. Criterio de evaluación geotécnica 51
Tabla 4.1.3 1. Criterio de evaluación de infraestructura eléctrica 51
Tabla 4.1.4 1. Criterio de evaluación de accesibilidad 52
Tabla 4.1.4 1. Criterio de evaluación ambiental 52
Tabla 4.1.6 1. Criterio de evaluación de cobertura vegetal 52
Tabla 4.2.1 1. Datos de GHI y DHI en (kWH/m2) según las bases de Meteonorm, PVGIS y Global Solar Atlas para el emplazamiento de Plasencia (Cáceres) (Elaboración propia) 54
Tabla 4.2.2 1. Datos de GHI y DHI en (kWH/m2) según las bases de Meteonorm, PVGIS y Global Solar Atlas para el emplazamiento de Villamayor de Santiago (Cuenca) (Elaboración propia) . 59
Tabla 4.2.3 1. Datos de GHI y DHI en (kWH/m2) según las bases de Meteonorm, PVGIS y Global Solar Atlas para el emplazamiento de Oropesa de Toledo (Toledo) (Elaboración propia) 63
Tabla 4.3.1 1. Comparación de GHI anual (kWh/m²) según diferentes fuentes 65
Tabla 4.3.2 1. Síntesis comparativa de emplazamientos 66
Tabla 4.3.3 1. Evaluación multicriterio de emplazamientos 67
Tabla 4.4 1. Valores mensuales de radiación y temperatura según PVGIS 69
Tabla 6.3.2 1. Tabla comparativa de las diferentes simulaciones hechas para determiner el ratio más óptimo (elaboración propia) 79
Tabla 6.3.2 2. Tabla comparativa de distancias entre seguidores de 12, 10 y 14 metros respectivamente para configuración de 2 paneles en vertical (Elaboración Propia) 80
Tabla 6.3.2 3. Tabla comparativa de distancias entre seguidores de 12 m para 2 paneles en vertical y 6 metros para un solo panel en vertical (Elaboración Propia) 80
Tabla 6.3.5 1. Tabla comparativa de alternativas de invesores (Elaboración Propia) 83
Tabla 6.4.4 1. Configuración definitiva de la planta de Villamayor de Santiago 95
Tabla 6.4.4 2. Evolución anual de la producción neta, horas equivalentes de funcionamiento y factor de capacidad del parque fotovoltaico durante los 30 años de vida útil considerados tras aplicar las pérdidas por OyM (Elaboración propia) 96
Tabla 7.1 1. Características del panel solar fotovoltaico utilizado 98
Tabla 7.1 7.2. Características del inversor fotovoltaico utilizado 98
Tabla 11.2 1. Datos fundamentales de partida del proyecto 125
Tabla 11.3.1 1. Costes de inversion iniciales (CAPEX) del Proyecto 128
Tabla 11.3.1 2. CAPEX agrupado por bloques funcionales 129
Tabla 11.3.2 1. Desglose del OPEX año 1 130
Tabla 11.6.2 1. Flujo de caja para los 30 años de vida útil del parque 135
Tabla 11.7.7 1. Resultados económicos del modelo final analizado 148
Tabla 11.10 1. Síntesis económico-financiera del proyecto 151

LISTA DE ACRÓNIMOS

- **AIE:** Agencia Internacional de la Energía.
- **CAPEX:** Capital Expenditure (costes de inversión iniciales del proyecto).
- **CC:** Corriente continua.
- **CNMC:** Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- **CO_2:** Dióxido de carbono.
- **DC:** Direct Current (corriente continua).
- **DEVEX:** Gastos en Desarrollo
- **DHI:** Diffuse Horizontal Irradiance (irradiancia difusa horizontal).
- **GHI:** Global Horizontal Irradiance (irradiancia global horizontal).
- **GW / GWh**: Gigavatio / gigavatio-hora.
- **HV:** High Voltage (alta tensión).
- **IDAE:** Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- **IRR / TIR**: Internal Rate of Return / Tasa Interna de Retorno.
- **kV / kW / kWh:** Kilovoltio / kilovatio / kilovatio-hora.
- **LCOE:** Levelized Cost of Energy (coste nivelado de la energía).
- **LV:** Low Voltage (baja tensión).
- **MV:** Medium Voltage (media tensión).
- **MW / MWp:** Megavatio / megavatio pico.
- **NPV / VAN:** Net Present Value / Valor Actual Neto.
- **OPEX:** Operational Expenditure (costes de operación y mantenimiento).
- **OyM:** Operación y Mantenimiento.
- **PR:** Performance Ratio.
- **PPA:** Power Purchase Agreement (contrato de compraventa de energía a largo plazo).
- **PV:** Photovoltaic.
- **PVGIS:** Photovoltaic Geographical Information System.
- **PVsyst:** Software de simulación para sistemas fotovoltaicos.
- **RD:** Real Decreto.
- **REE:** Red Eléctrica de España.
- **STEAM:** Science, Technology, Engineering, Arts and Mathematics.
- **TFM:** Trabajo Fin de Máster.
- **UE:** Unión Europea.
- **UNEF:** Unión Española Fotovoltaica.
- **ZEPA:** Zona Especial Protección para las Aves

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, el sistema energético mundial ha experimentado una transformación profunda impulsada por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar la seguridad de suministro y disminuir la dependencia de combustibles fósiles importados. En este contexto, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las tecnologías renovables de mayor crecimiento, gracias a la drástica reducción de costes, la madurez tecnológica alcanzada y su capacidad para integrarse en proyectos de muy diferentes escalas, desde instalaciones residenciales hasta grandes plantas de generación a escala de red.

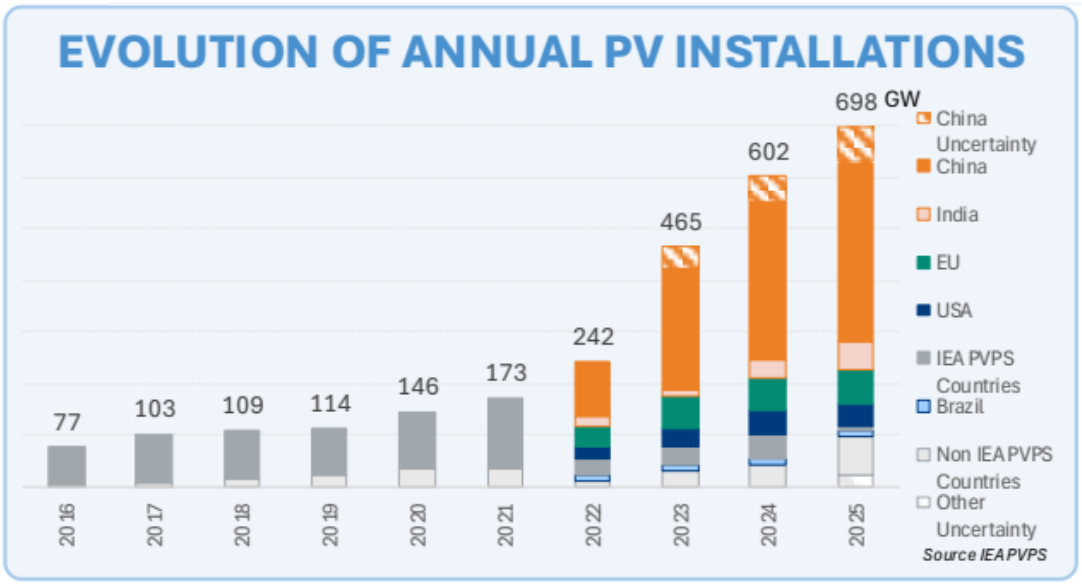


Figura 1. 1.Evolución de las instalaciones anuales de energía solar fotovoltaica por regiones (2014–2024). (Snapshot of Global PV Markets - 2026 l'Epine et al., 2026)

Los denominados parques solares fotovoltaicos "Utility Scale" —instalaciones de gran potencia conectadas directamente a la red de transporte o distribución para la venta de energía al mercado— desempeñan un papel central en esta transición energética. Este tipo de proyectos permite aprovechar economías de escala, optimizar el uso del recurso solar disponible y transformar de manera significativa la matriz de generación eléctrica de un país, contribuyendo a los objetivos climáticos y a la reindustrialización vinculada a las energías renovables.

España, por su localización geográfica y condiciones climáticas, se sitúa entre los países europeos con mayor recurso solar, lo que la convierte en un territorio especialmente idóneo para el desarrollo de grandes plantas fotovoltaicas. La combinación de altos niveles de irradiación, un marco regulatorio orientado al cumplimiento de los objetivos de descarbonización, y la existencia de una red eléctrica mallada y relativamente robusta, favorece la implantación de proyectos de gran potencia, capaces de suministrar energía competitiva y libre de emisiones directas.

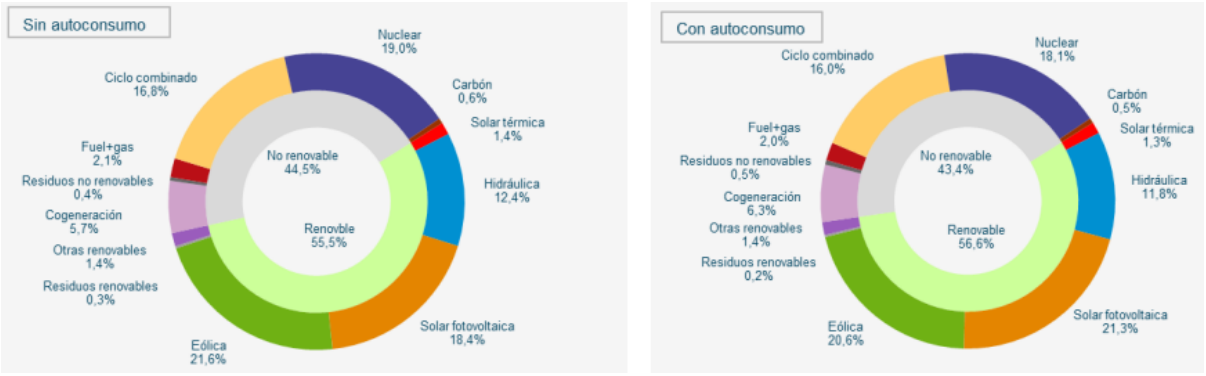


Figura 1. 2. Peso de la generación solar fotovoltaica dentro del mix de generación eléctrica en España en 2025.(Informe del sistema eléctrico 2025, s. f.)

En este contexto general se enmarca el presente Trabajo Fin de Máster, cuyo objetivo principal es analizar la viabilidad técnica, a nivel de emplazamiento, de la construcción de un parque solar fotovoltaico utility scale en España. Para ello se seleccionan tres posibles localizaciones dentro del territorio nacional, sobre las que se realiza un análisis comparativo exhaustivo que abarca, entre otros aspectos, su localización geográfica, la orografía, el recurso solar anual disponible, las conexiones por carretera y la proximidad a infraestructuras eléctricas de evacuación.

El enfoque adoptado combina una perspectiva global y nacional de la energía solar fotovoltaica con un estudio detallado de emplazamientos concretos, de forma que el proyecto no solo se limite a la descripción técnica de una planta, sino que incorpore criterios de planificación territorial, integración en la red y optimización de recursos. De este modo, el trabajo pretende servir como ejemplo aplicado de metodología de selección de emplazamientos para instalaciones de gran escala, alineada con las mejores prácticas actuales del sector.

La estructura de la memoria se organiza de forma que, tras esta introducción, se presenta un estado del arte de la energía solar fotovoltaica, tanto a nivel global como en España, seguido del contexto y motivación del proyecto. Posteriormente, se describen los criterios y la metodología de selección de emplazamientos, se realiza el análisis técnico detallado de cada ubicación propuesta y, finalmente, se comparan los resultados para determinar el emplazamiento más adecuado y se plantean las conclusiones y posibles líneas de trabajo futuro.

1.1 Estado de la energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica ha pasado, en un periodo relativamente corto, de ser una tecnología marginal, con un peso muy reducido en el mix eléctrico, a convertirse en uno de los pilares de la transición energética. Este cambio se explica por una combinación de factores tecnológicos, económicos y políticos: la mejora de las eficiencias de los módulos, la automatización y estandarización de los procesos de fabricación, la creciente competencia industrial, el apoyo de políticas públicas climáticas y la internalización progresiva de los costes ambientales de las tecnologías convencionales.

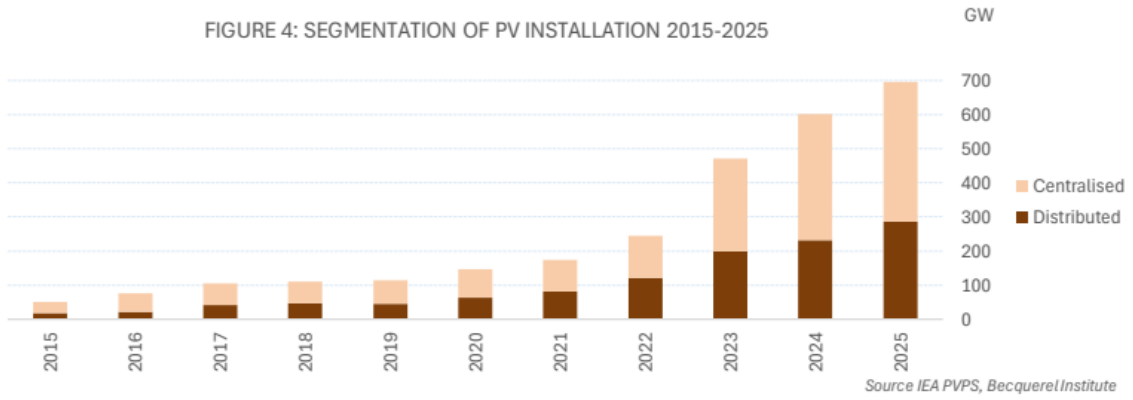


Figura 1.1. 1. Evolución de la capacidad fotovoltaica instalada globalmente, diferenciando entre utility scale y otras aplicaciones (2013–2022). (Snapshot of Global PV Markets - 2026 l'Epine et al., 2026))

En términos generales, la fotovoltaica presenta una serie de características que la hacen especialmente atractiva para la descarbonización del sector eléctrico:

- Recurso abundante y distribuido a escala planetaria.
- Escalabilidad: posibilidad de instalar desde pocos kilovatios hasta cientos de megavatios en un único emplazamiento.
- Reducción continua de los costes nivelados de energía (LCOE), que la sitúan a menudo por debajo de tecnologías fósiles convencionales.
- Tiempos de construcción relativamente cortos en comparación con otras infraestructuras de generación de gran potencia.
- Ausencia de emisiones directas en fase de operación y bajo impacto sonoro.

No obstante, la integración masiva de generación fotovoltaica plantea retos relevantes, especialmente vinculados a su carácter variable y dependiente de las condiciones meteorológicas, la necesidad de refuerzo y planificación de la red eléctrica, y la conveniencia de desplegar sistemas de almacenamiento y gestión de la demanda que permitan maximizar su aprovechamiento. Estas cuestiones forman parte del marco general en el que se insertan los grandes parques fotovoltaicos que se analizan en este trabajo.

1.1.1 A nivel global

A escala global, la potencia fotovoltaica instalada ha experimentado un crecimiento exponencial, con tasas de incremento anual que sitúan a la fotovoltaica como una de las tecnologías renovables más dinámicas. Informes recientes de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y de SolarPower Europe indican que en 2023–2024 la capacidad solar acumulada mundial superó ampliamente el umbral del teravatio, con adiciones anuales de varios cientos de gigavatios y un peso creciente de la solar en la nueva capacidad eléctrica instalada.

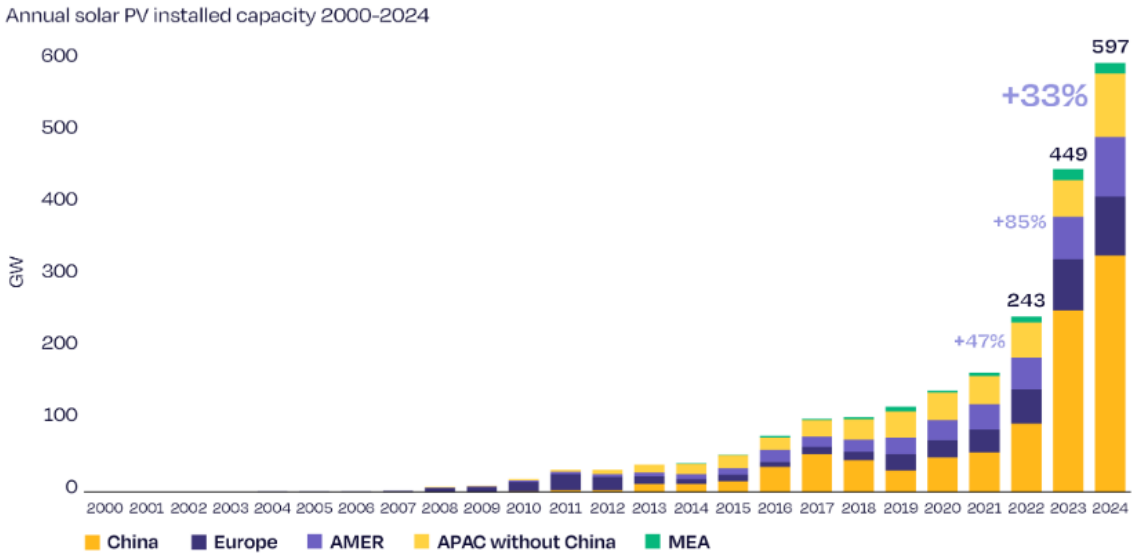


Figura 1.1.1 1. Crecimiento de la capacidad fotovoltaica instalada a nivel mundial, 2000–2024. (Global Market Outlook For Solar Power 2024 - 2028 - SolarPower Europe, s. f.)

Este crecimiento se ha apoyado en la reducción drástica del coste de los módulos y de los sistemas asociados, así como en la implantación de políticas de apoyo a las renovables en numerosos países. China, Estados Unidos, India y la Unión Europea se sitúan entre los principales mercados, destacando el liderazgo de China tanto en despliegue de nueva capacidad como en fabricación de módulos, mientras que un número creciente de países emergentes comienza también a incorporar cantidades significativas de fotovoltaica a sus sistemas eléctricos.

Paralelamente, la innovación tecnológica sigue avanzando: se incrementan las eficiencias de las células, se generaliza el uso de módulos bifaciales y seguidores a uno o dos ejes, y se integran cada vez más sistemas de almacenamiento energético que permiten desplazar parte de la generación a horas de mayor demanda. De acuerdo con los análisis de mercado de la AIE, se prevé que la energía solar cubra una fracción muy significativa del crecimiento de la demanda mundial de electricidad en los próximos años.

Este contexto global configura un escenario en el que la energía solar fotovoltaica se consolida no solo como una opción renovable, sino como una de las tecnologías más competitivas en términos económicos para nueva capacidad de generación. El análisis y diseño de parques utility scale se sitúa, por tanto, en el centro de la planificación energética de numerosos países y se convierte en un campo de estudio de elevado interés técnico y estratégico.

1.1.2 En España

En el caso de España, la evolución de la energía solar fotovoltaica ha estado marcada por varias etapas diferenciadas, con un fuerte impulso inicial ligado a sistemas de primas, un periodo posterior de estancamiento y, más recientemente, una fase de expansión rápida apoyada en subastas, PPAs y la competitividad intrínseca de la tecnología. España dispone de uno de los recursos solares más elevados de Europa, con valores de irradiación global anual que hacen especialmente atractiva la implantación de grandes plantas fotovoltaicas en amplias zonas del territorio.

El informe anual de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) recoge que en 2025 se añadieron más de 7 GW de nueva potencia fotovoltaica en España, con aproximadamente 6 GW correspondientes a plantas en suelo y el resto repartido entre instalaciones de autoconsumo y otros segmentos. Esta expansión ha llevado la potencia fotovoltaica acumulada en el país a superar ampliamente los 50 GW, situando a España entre los principales mercados solares a nivel mundial. Estos datos pueden apreciarse con claridad en la siguiente gráfica obtenida del portal web de Red Eléctrica:

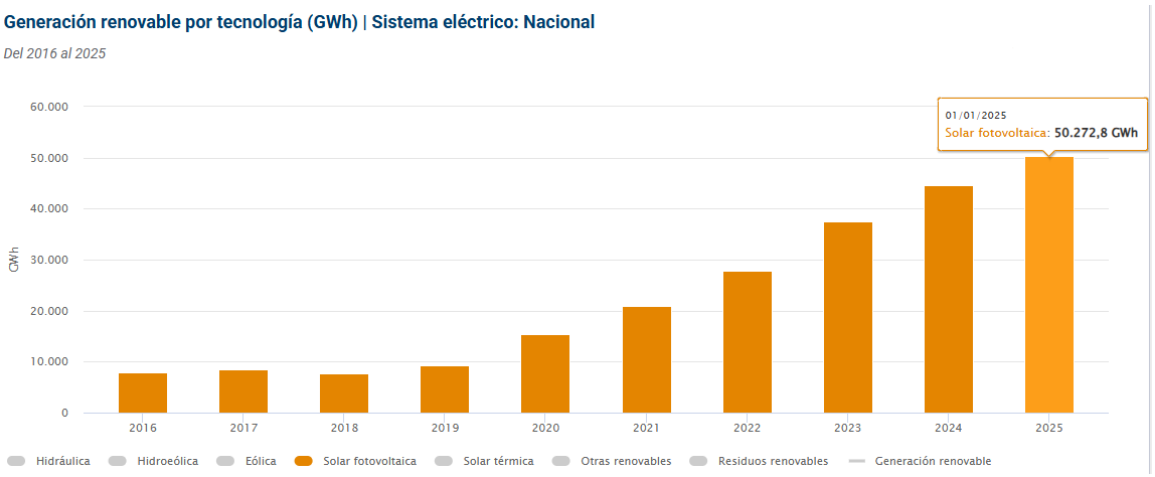


Figura 1.1.2 1. Generación eléctrica anual por tecnologías en España: energía solar fotovoltaica. Fuente: REE, “Informe del sistema eléctrico español 2025”.

Según los últimos informes del operador del sistema y de la patronal del sector, la solar fotovoltaica se ha convertido en la tecnología renovable con mayor nueva potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español, añadiendo del orden de 6–7 GW anuales en los últimos ejercicios y superando a la eólica en potencia instalada peninsular.

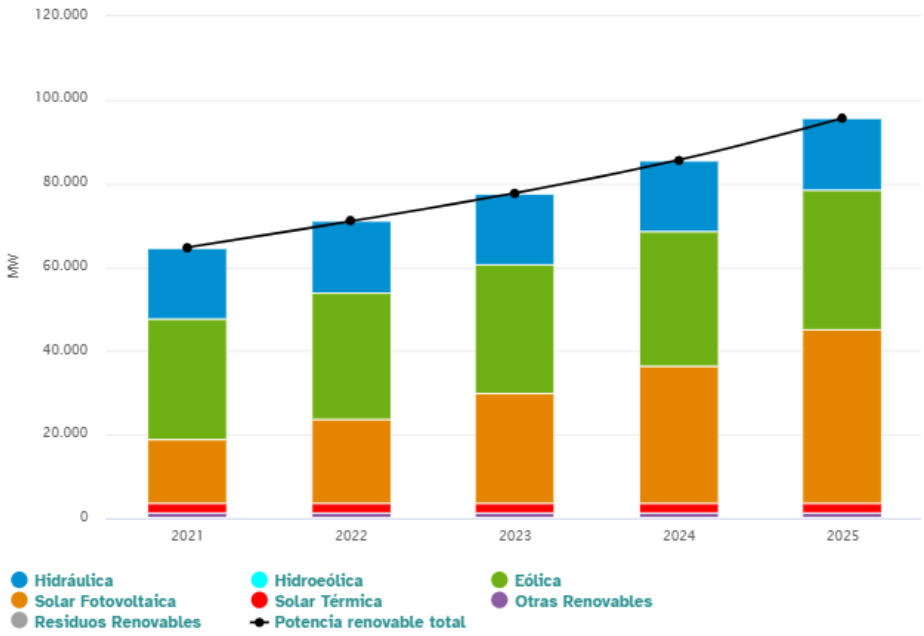


Figura 1.1.2 2. Generación eléctrica anual por tecnologías en España y contribución de la energía solar fotovoltaica energía solar fotovoltaica. Fuente: REE, “Informe del sistema eléctrico español 2025”.

En paralelo, el autoconsumo fotovoltaico ha experimentado un crecimiento muy notable en los últimos años, acumulando ya más de 8 GW de potencia instalada a finales de 2024, si bien con ciertas fluctuaciones anuales ligadas a factores regulatorios y de mercado. Esta dualidad entre grandes plantas utility scale y un tejido creciente de instalaciones distribuidas configura un panorama en el que la fotovoltaica desempeña un papel central tanto en la generación a gran escala como en la participación de consumidores e industrias en la transición energética.

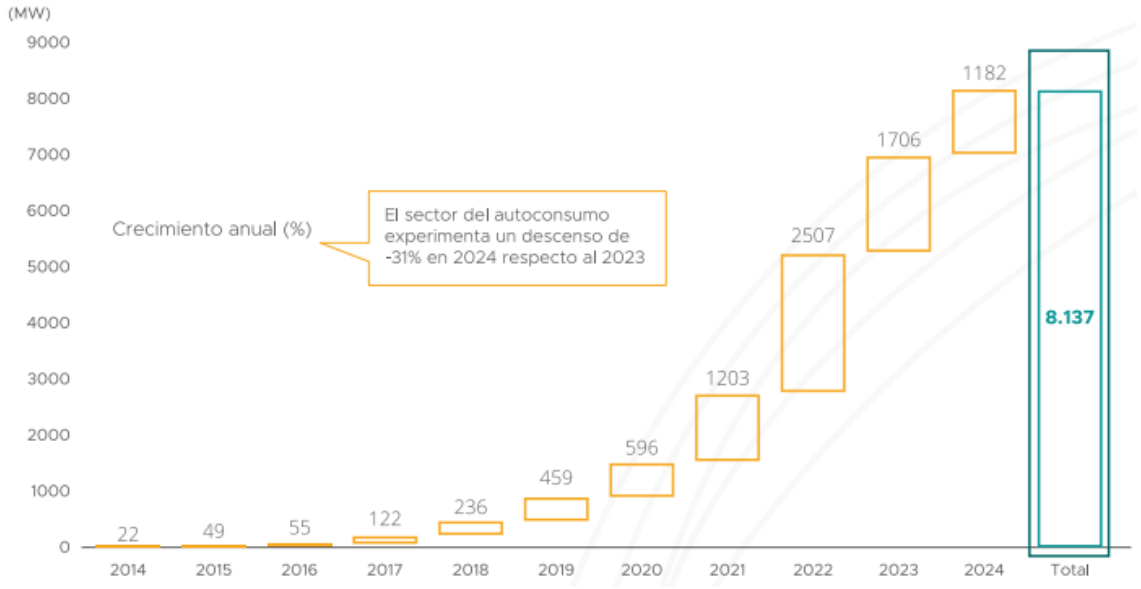


Figura 1.1.2 3. Capacidad instalada anual de energía solar fotovoltaica de autoconsumo entre 2014 y 2024 (MW) (UNEF, s. f.)

Al mismo tiempo, el despliegue masivo de plantas fotovoltaicas de gran escala ha suscitado un debate social y territorial en torno al uso del suelo, la compatibilidad con actividades agrícolas y ganaderas, la preservación de la biodiversidad y el impacto paisajístico. Ello ha derivado en una mayor exigencia en la evaluación de alternativas de emplazamiento, la consideración de criterios ambientales y socioeconómicos, y la necesidad de integrar los proyectos en una planificación energética y territorial coherente.

En este marco, resulta especialmente relevante la correcta selección de emplazamientos para nuevas plantas utility scale, atendiendo no solo al recurso solar y a la viabilidad técnica de la conexión a la red, sino también a la orografía, la accesibilidad mediante infraestructuras viarias y las posibles afecciones ambientales y sociales. El presente trabajo se centra precisamente en esta fase de análisis previo, aplicada a tres ubicaciones potenciales en territorio español.

1.2 Contexto y motivación del proyecto

El contexto en el que se desarrolla este Trabajo Fin de Máster viene determinado por varios factores convergentes: la urgencia de avanzar en la descarbonización del sistema energético, la oportunidad tecnológica y económica que representa la energía solar fotovoltaica en un país con elevado recurso solar como España, y la necesidad de planificar de forma rigurosa la implantación de nuevas infraestructuras de generación. Desde el punto de vista académico y profesional, el proyecto se inscribe en la formación de posgrado en ingeniería, orientada a dotar al estudiante de competencias para abordar con criterios técnicos y metodológicos el diseño y análisis de instalaciones energéticas complejas.

La motivación principal del proyecto es desarrollar una metodología estructurada de análisis y comparación de emplazamientos para una planta fotovoltaica de gran escala en España, que pueda servir de base para la toma de decisiones en fases tempranas de planificación. En lugar de partir de un emplazamiento ya fijado, se propone identificar y evaluar tres alternativas dentro del territorio nacional, sobre las que se realiza un estudio técnico detallado que contemple localización geográfica, orografía, recurso solar anual, accesibilidad por carretera y proximidad a infraestructuras de evacuación eléctrica.

El análisis de estos factores permite construir una visión integral de la idoneidad de cada emplazamiento, extendida a las condiciones físicas y de infraestructura que condicionan el diseño, los costes y la explotación futura de la planta. Este enfoque responde a la práctica real de desarrollo de proyectos fotovoltaicos de gran escala, en los que la localización condiciona de manera decisiva la competitividad y la viabilidad global del proyecto.

Adicionalmente, el trabajo persigue una motivación formativa y aplicada: proporcionar una experiencia próxima a la realidad profesional de la ingeniería en el sector de las energías renovables, obligando a recopilar información de diversas fuentes, manejar herramientas de análisis territorial y energético, formular criterios de selección y justificar decisiones técnicas de manera razonada y documentada.

En suma, el proyecto se plantea como una contribución, a escala académica, al conocimiento sobre cómo abordar la selección de emplazamientos para parques solares fotovoltaicos utility scale en España, integrando la perspectiva global de la transición energética con la realidad concreta de un territorio, una red eléctrica y unas restricciones físicas y ambientales determinadas. Esta combinación de visión macro y análisis detallado de alternativas constituye la base sobre la que se desarrollan los capítulos posteriores de la memoria.

Capítulo 2. OBJETIVOS

El presente capítulo recoge la definición de los objetivos que guían el desarrollo de este Trabajo Fin de Máster, centrado en el diseño y planificación de un parque fotovoltaico utility scale a partir de distintas alternativas de emplazamiento en el territorio nacional. A partir de la necesidad de incrementar la generación de energía renovable y de seleccionar la ubicación más adecuada entre varias opciones, se establece un objetivo general del proyecto y se desglosan una serie de objetivos específicos que permitan abordar de forma estructurada los aspectos técnicos, económicos y ambientales entre otros.

2.1 Objetivo general

Diseñar, dimensionar y planificar la construcción desde cero de un parque fotovoltaico utility scale en España, comparando las ubicaciones de Plasencia, Villamayor de Santiago y Oropesa de Toledo, con el fin de seleccionar el emplazamiento óptimo y definir una solución técnica, económica, ambiental y operativa viable que contribuya al incremento de la generación de energía eléctrica renovable.

2.2 Objetivos específicos

- **ANÁLISIS DE UBICACIONES**
  - Caracterizar las condiciones de cada emplazamiento (recurso solar, clima, orografía, accesos, disponibilidad de red eléctrica, restricciones urbanísticas y ambientales) para determinar su idoneidad como ubicación de un parque fotovoltaico utility scale.
  - Identificar, a partir del análisis de las condiciones anteriormente mencionadas, el emplazamiento óptimo para el desarrollo del parque fotovoltaico y justificar la decisión de selección frente a las alternativas descartadas.
- **DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO**
  - Definir la potencia objetivo y el esquema general de planta para el emplazamiento seleccionado, considerando la integración en el sistema eléctrico y las limitaciones físicas y normativas del terreno.

- Seleccionar la tecnología más adecuada (módulos, inversores, estructuras fijas o seguidores, configuración eléctrica en continua y alterna, centros de transformación y punto de conexión) y dimensionar la instalación para maximizar la producción anual de energía dentro de los condicionantes del proyecto.

- **ECONÓMICOS Y AMBIENTALES**

  - Estimar la inversión inicial (CAPEX) y los principales costos de operación y mantenimiento (OPEX) asociados al parque fotovoltaico en el emplazamiento seleccionado, identificando los factores de costo más relevantes e incorporando explícitamente el alquiler del terreno, la amortización lineal del inmovilizado, la estructura financiera adoptada y el costo medio ponderado del capital (WACC).

  - Ø Evaluar la viabilidad económica-financiera del proyecto mediante indicadores cuantitativos —entre otros, el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), los periodos de recuperación de la inversión (payback simple y payback descontado) y el costo nivelado de la energía (LCOE)— considerando escenarios de precio de la energía y de costos de inversión razonables para un proyecto de escala de utilidad, así como la evolución temporal de los flujos de cajas libres del proyecto.

  - Analizar los impactos ambientales más significativos durante la construcción y operación del parque, así como los beneficios en términos de generación renovable y emisiones de gases de efecto invernadero evitadas frente a un escenario de generación convencional, relacionando dichos beneficios con los resultados económicos obtenidos para ofrecer una visión integrada de la contribución del proyecto en términos de sostenibilidad y rentabilidad.

Capítulo 3. MARCO TEÓRICO

Este capítulo constituye la base teórica fundamental para comprender el desarrollo completo de este Trabajo Final de Máster. En él se abordarán los conceptos esenciales relacionados con la energía solar fotovoltaica, describiendo qué es exactamente esta tecnología, los dispositivos necesarios para su generación y los diferentes tipos existentes, así como la configuración óptima de estos elementos para maximizar la producción energética. Se profundizará igualmente en los componentes que conforman una instalación fotovoltaica de gran escala, explicando detalladamente cada uno de ellos y su función dentro del sistema global de generación.

3.1 Introducción a la energía solar fotovoltaica

Este Trabajo de Fin de Máster se fundamenta esencialmente en el proceso mediante el cual se obtiene energía eléctrica a partir de la radiación solar, conocida como energía solar fotovoltaica. Esta tecnología aprovecha la radiación solar convirtiéndola directamente en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico, que consiste en la generación de una corriente eléctrica en un material cuando es iluminado con radiación electromagnética, en este caso, radiación solar.

Se trata de una fuente de energía renovable, inagotable y no contaminante, que puede generarse en instalaciones que abarcan desde los pequeños sistemas para autoconsumo doméstico o las instalaciones aisladas de la red eléctrica hasta las grandes plantas generadoras fotovoltaicas de escala industrial. (*Solar Fotovoltaica | Idae*, s. f.)

3.1.1 Qué es la energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica representa la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Este proceso de conversión energética se produce mediante dispositivos semiconductores denominados células o celdas fotovoltaicas. («¿Qué es la energía fotovoltaica?», s. f.)

El fundamento físico de esta tecnología reside en el efecto fotoeléctrico, fenómeno por el cual determinados materiales semiconductores son capaces de absorber fotones (partículas lumínicas procedentes de la radiación solar) y liberar electrones en el proceso, generando así una corriente eléctrica continua que puede ser utilizada para alimentar nuestras necesidades energéticas. (Clima, 2024)

En el caso del silicio, los fotones excitan electrones de la red cristalina, creando portadores de carga libres (electrones y huecos) responsables de la tensión y la corriente inducidas por la luz en la célula.

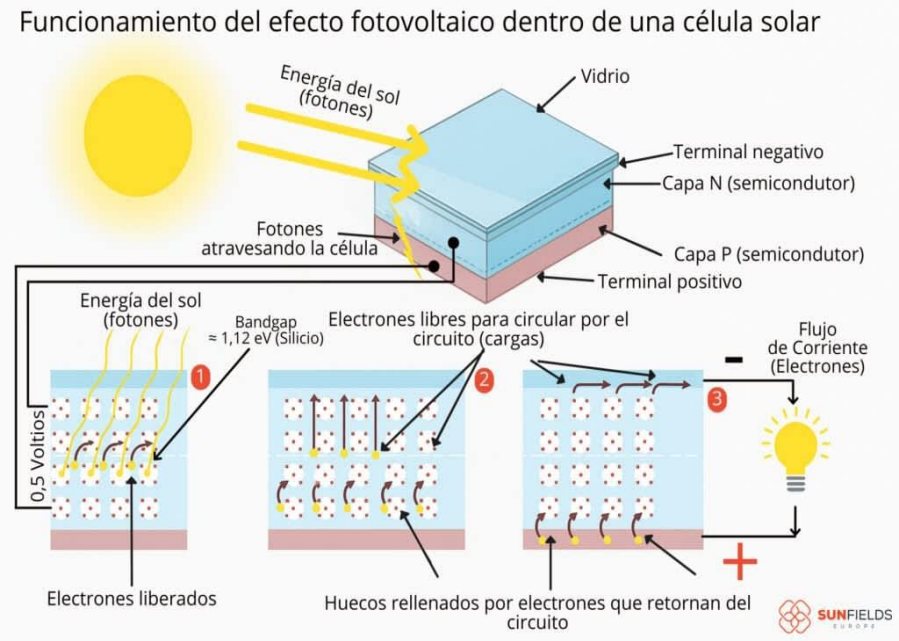


Figura 3.1.1 1. Esquema del efecto fotovoltaico en una célula solar mostrando la absorción de fotones y la generación de corriente eléctrica («Efecto fotovoltaico», s. f.)

La célula fotovoltaica se basa en una unión P-N formada por dos regiones de silicio dopado de forma distinta, una tipo N con exceso de electrones libres y otra tipo P con exceso de huecos como portadores mayoritarios. Al ponerse en contacto ambas regiones, se forma una zona de agotamiento con un campo eléctrico interno debido a iones fijos de signo opuesto a ambos lados de la unión, que es fundamental para separar las cargas fotogeneradas.

El funcionamiento puede describirse en cuatro etapas encadenadas:

1. **Impacto de la luz:** los fotones de la radiación solar inciden sobre el semiconductor (normalmente silicio dopado) y pueden ser reflejados, transmitidos o absorbidos por el material.

2. **Generación de pares electrón-hueco:** si la energía del fotón es igual o superior a la banda prohibida del silicio, aproximadamente 1,12 eV, rompe enlaces covalentes y libera un electrón hacia la banda de conducción dejando un hueco en la banda de valencia.

3. **Separación de cargas y creación de corriente:** el campo eléctrico de la unión P-N impulsa los electrones hacia la región tipo N y los huecos hacia la región tipo P, estableciendo una corriente continua interna cuando la célula está iluminada.

4. **Recolección y uso de la energía:** los contactos metálicos frontal y posterior capturan los electrones y permiten que circulen por un circuito externo, donde alimentan cargas o cargan baterías, completando el circuito con el retorno de los huecos al contacto opuesto.

Papel del silicio como semiconductor

El silicio se utiliza porque es un semiconductor abundante cuya conductividad puede ajustarse mediante dopaje para formar regiones tipo N y tipo P y, con ello, un campo eléctrico interno estable en la unión P-N. Además, su banda prohibida de alrededor de 1,12 eV permite aprovechar una fracción significativa del espectro solar con una eficiencia aceptable, y sus obleas resultan mecánicamente estables y duraderas para operación a largo plazo en módulos fotovoltaicos.

Limitaciones de la conversión de energía

Una célula de silicio típica convierte sólo del 15 al 22% de la radiación incidente en electricidad, y aun en condiciones ideales existe un límite teórico cercano al 33,7% para una célula de unión simple, debido a restricciones fundamentales asociadas a la energía de los fotones. Las pérdidas se deben, entre otros factores, a fotones con energía insuficiente que atraviesan el material, a fotones de alta energía cuya parte excedente se disipa en forma de calor, a reflexión residual pese a las capas antirreflectantes, a recombinación de pares electrón-hueco antes de llegar a los contactos, a pérdidas resistivas en contactos y materiales y a absorción incompleta en células muy delgadas.

Limitaciones de la conversión de energía

Una célula de silicio típica convierte sólo del 15 al 22% de la radiación incidente en electricidad, y aun en condiciones ideales existe un límite teórico cercano al 33,7% para una célula de unión simple, debido a restricciones fundamentales asociadas a la energía de los fotones. Las pérdidas se deben, entre otros factores, a fotones con energía insuficiente que atraviesan el material, a fotones de alta energía cuya parte excedente se disipa en forma de calor, a reflexión residual pese a las capas antirreflectantes, a recombinación de pares electrón-hueco antes de llegar a los contactos, a pérdidas resistivas en contactos y materiales y a absorción incompleta en células muy delgadas.

(«Efecto fotovoltaico», s. f.)

Ventajas de la energía solar fotovoltaica

Esta tecnología presenta múltiples ventajas que la posicionan como una de las alternativas más prometedoras para la transición energética global hacia un modelo sostenible: (Royo, 2024)

- **Renovabilidad**: La radiación solar es una fuente energética prácticamente inagotable a escala humana.
- **Ausencia de emisiones contaminantes**: Durante su operación, los sistemas fotovoltaicos no generan emisiones de gases de efecto invernadero ni otros contaminantes atmosféricos.
- **Bajo impacto ambiental**: Una vez instalados, los paneles solares operan de forma silenciosa y sin producir residuos.
- **Modularidad y escalabilidad**: Los sistemas fotovoltaicos pueden dimensionarse desde pequeñas instalaciones domésticas hasta grandes parques solares de cientos de megavatios.

- **Reducción de costes operativos**: Los costes de mantenimiento son mínimos comparados con sistemas de generación convencionales.

- **Independencia energética**: Permite reducir la dependencia de combustibles fósiles importados y aumentar la seguridad del suministro energético.

La implementación de sistemas fotovoltaicos contribuye significativamente a la descarbonización del sector energético y al cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de cambio climático, especialmente los establecidos en el Acuerdo de París. (*El Acuerdo de París | Naciones Unidas*, s. f.)

3.2 Radiación

La radiación es un mecanismo de transferencia de energía en forma de ondas electromagnéticas, que no requiere un medio material para propagarse. El Sol emite un amplio espectro de radiación electromagnética, resultado de los procesos físicos que tienen lugar en sus capas internas y externas, que se propaga a través del espacio y constituye la radiación solar incidente sobre la atmósfera y la superficie de la Tierra. Desde el punto de vista energético, esta radiación es la fuente primaria que impulsa el clima, los ciclos biogeoquímicos y las aplicaciones tecnológicas basadas en energía solar, incluida la generación fotovoltaica.

En términos espectrales, la radiación solar puede aproximarse al comportamiento de un cuerpo negro de unos 5.770 K, con un máximo de emisión alrededor de 0,5 µm (verde-amarillo del espectro visible). Al atravesar la atmósfera, el espectro original se modifica por procesos de absorción selectiva y dispersión, de modo que la distribución de energía que finalmente alcanza la superficie terrestre es distinta de la radiación emitida fuera de la atmósfera.

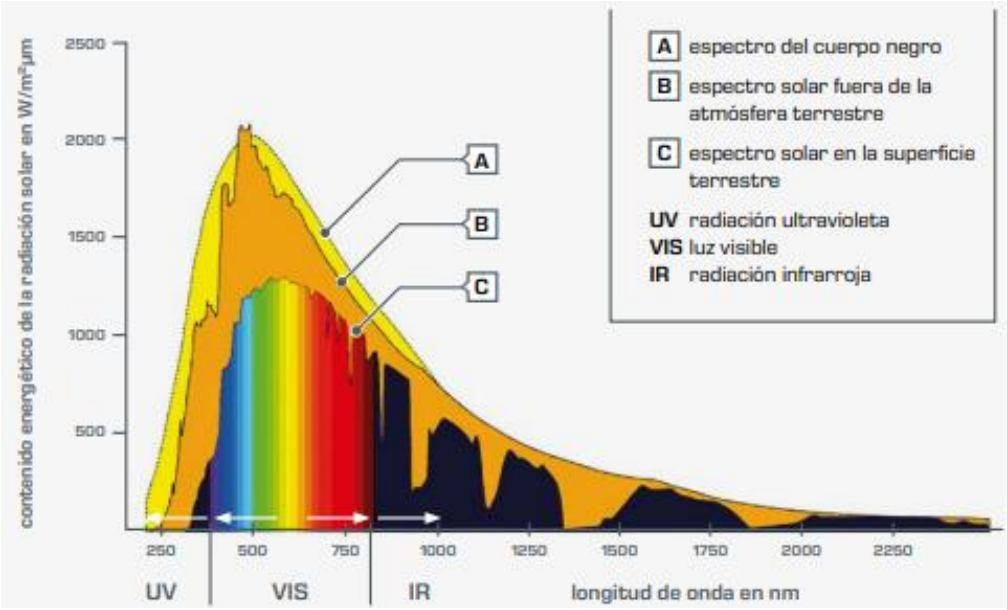


Figura 3.2 1. Espectro de radiación de un cuerpo negro a 5.770 K, espectro solar fuera de la atmósfera y espectro solar en superficie (curvas A, B y C), con las regiones UV, visible e IR señaladas. (Zanguitu, 2012)

3.2.1 Espectro electromagnético y bandas de interés

El conjunto de todas las longitudes de onda de la radiación electromagnética se denomina **espectro electromagnético**. Dentro de dicho espectro, la radiación solar relevante para usos energéticos en superficie se concentra aproximadamente entre 0,2 µm y 4 µm, abarcando la franja ultravioleta cercana, el visible y el infrarrojo de onda corta. Diversos estudios sitúan la participación energética de cada banda en valores cercanos a: en torno al 7–9% en ultravioleta, un 40–50% en luz visible y aproximadamente un 40–50% en infrarrojo.

Desde el punto de vista de la radiación solar en superficie, suelen distinguirse tres bandas principales:

- **Ultravioleta (UV, ≈100–400 nm):** radiación de alta energía, subdividida en UVC (100–280 nm), UVB (280–320 nm) y UVA (320–400 nm). Gran parte de la UVC y parte de la UVB son absorbidas por el ozono estratosférico, mientras que la UVA alcanza casi íntegramente la superficie terrestre.

- **Visible (≈380–780 nm):** es la franja perceptible por el ojo humano e incluye los colores desde el violeta al rojo. Aproximadamente la mitad de la energía solar que llega a superficie se encuentra en esta región espectral.

- **Infrarrojo cercano (≈780–2.500 nm):** radiación no visible que se percibe como calor y que desempeña un papel fundamental en el calentamiento de la superficie y la atmósfera, así como en el balance radiativo y el efecto invernadero natural.

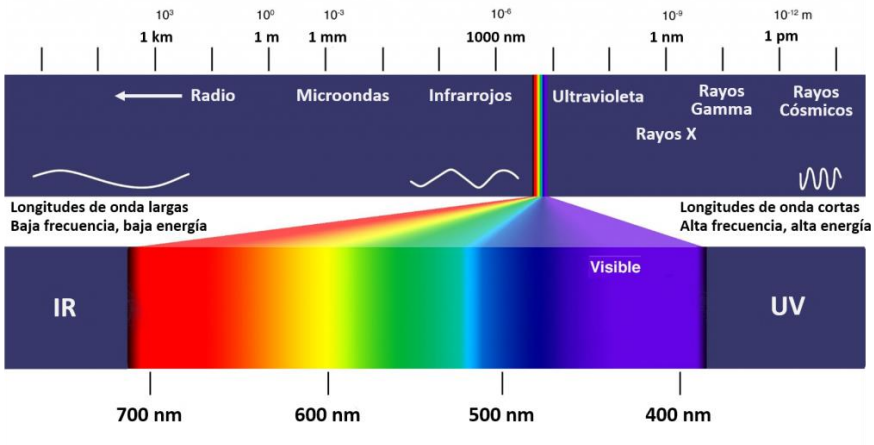


Figura 3.1.1 1. Diagrama del espectro solar sobre la superficie terrestre con la separación de bandas UV, visible e infrarroja, indicando porcentajes aproximados de energía en cada region (La radiación solar · HelioEsfera, 2019)

3.2.2 Radiación extraterrestre, atmosférica y en superficie

En el contexto del sistema Tierra-atmósfera se suele diferenciar entre:

- **Radiación extraterrestre:** flujo de radiación solar sobre un plano perpendicular a los rayos solares en el límite superior de la atmósfera. Se aproxima a la llamada constante solar, de valor medio cercano a 1.361 W/m², modulado ligeramente por la excentricidad de la órbita terrestre.

- **Radiación en la parte superior de la atmósfera:** radiación que incide sobre el sistema Tierra-atmósfera y que constituye la entrada neta de energía radiante al planeta.

- **Radiación en superficie:** fracción de la radiación solar que, tras interaccionar con la atmósfera, alcanza finalmente el suelo o los planos inclinados de captación (módulos fotovoltaicos, colectores térmicos, etc.).

Durante su trayecto a través de la atmósfera, la radiación sufre procesos de absorción y dispersión debidos principalmente al ozono, vapor de agua, dióxido de carbono, aerosoles y nubes, de manera que una parte importante de la energía se refleja de nuevo al espacio o se absorbe en las distintas capas atmosféricas. Como resultado, la radiación que llega al suelo se presenta en dos componentes fundamentales: directa y difusa, cuya suma constituye la radiación global sobre el plano de referencia.

3.2.3 Componentes de la radiación solar en superficie

En aplicaciones solares se trabaja habitualmente con las siguientes magnitudes y componentes de radiación:

- **Radiación directa (o de haz):** fracción de la radiación solar que llega a un plano sin haber sido desviada significativamente de la dirección Sol–superficie. Corresponde a los rayos que proceden directamente del disco solar y es responsable de sombras definidas. Su valor depende de la altura solar, de la masa de aire atravesada y del grado de transparencia atmosférica.

- **Radiación difusa:** radiación que ha sido dispersada por moléculas de aire, aerosoles y nubes y que llega al plano de captación desde todos los puntos de la bóveda celeste, excluyendo la componente directamente alineada con el Sol. Es especialmente importante en condiciones nubosas, atmósferas turbias y para superficies no orientadas directamente al sol.

- **Radiación global:** suma de la radiación directa y difusa sobre un plano dado. Sobre un plano horizontal, la radiación global (Global Horizontal Irradiance, GHI) es la magnitud de referencia más utilizada en climatología solar y en muchas bases de datos de recurso solar.

En superficies inclinadas se define asimismo la **radiación global sobre plano inclinado**, resultado de proyectar la radiación directa y difusa sobre la geometría del captador y de añadir, en su caso, una componente reflejada por el entorno (albedo). Esta última depende del tipo de superficie (suelo desnudo, nieve, vegetación, agua) y de las condiciones de iluminación, y suele representarse mediante un coeficiente de reflexión global del terreno.

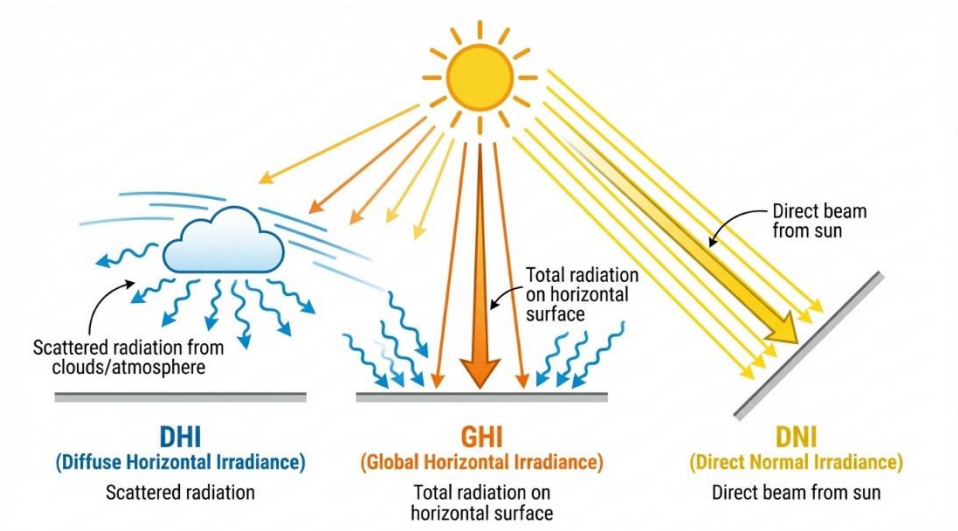


Figura 3.2.3 1. Diagrama de la radiación global, con sus components directa y difusa (Mapa de Irradiancia Solar en España por Provincia, 2026)

3.2.4 Magnitudes básicas de radiación en ingeniería solar

Para el análisis y diseño de sistemas solares se emplean varias magnitudes derivadas:

- **Irradiancia** (W/m^2): potencia radiante incidente por unidad de superficie en un instante dado. Es la magnitud que miden los piranómetros y células de referencia, y varía a lo largo del día en función de la posición solar y las condiciones atmosféricas.

- **Irradiación** $(Wh/m^2\ o\ kWh/m^2)$: energía radiante acumulada por unidad de superficie en un intervalo de tiempo (hora, día, mes, año). Se obtiene integrando la irradiancia a lo largo del periodo considerado y es la magnitud más utilizada en balances energéticos y estudios de recurso solar.

- **Ángulo cenital, acimut y ángulo de incidencia:** parámetros geométricos que describen la posición del Sol respecto a un punto de la superficie terrestre y la orientación de un plano captador. El ángulo de incidencia, definido entre la normal al plano y la dirección del rayo solar, resulta clave para evaluar las pérdidas ópticas por reflexión y el rendimiento de captadores y módulos fotovoltaicos.

3.3 Principales componentes

Una instalación fotovoltaica de gran escala está compuesta por múltiples elementos que trabajan de forma coordinada para transformar la radiación solar en energía eléctrica utilizable. A continuación se describen detalladamente los componentes principales que conforman un parque solar fotovoltaico.

3.3.1 Célula fotovoltaica y panel o módulo fotovoltaico

Para generar electricidad a partir de la radiación solar se emplea un dispositivo semiconductor denominado célula o celda fotovoltaica. Estas células pueden fabricarse con diferentes materiales semiconductores, siendo el silicio el más utilizado debido a su abundancia, estabilidad y eficiencia demostrada. (EIDF, 2024)

Las células fotovoltaicas de silicio se clasifican principalmente en tres categorías según su estructura cristalina:

- **Células de silicio monocristalino**: Se obtienen a partir de un único cristal de silicio de alta pureza. Su estructura cristalina uniforme les permite alcanzar las eficiencias más elevadas del mercado, típicamente entre el 18% y el 22%, pudiendo superar el 23% en las tecnologías más avanzadas como TOPCon y HJT disponibles en 2026. Se caracterizan visualmente por su color negro homogéneo y sus esquinas recortadas en forma octogonal. (Farriol, 2026)

- **Células de silicio policristalino**: Se elaboran en bloques a partir de múltiples cristales de silicio fundidos conjuntamente. Aunque resultan más económicas en su proceso de fabricación, presentan una eficiencia ligeramente inferior, generalmente entre el 16% y el 17,5%. Visualmente se distinguen por su aspecto azulado y su superficie con patrones cristalinos visibles. (Efitar, 2025)

- **Células de silicio amorfo**: Presentan una red cristalina desordenada, lo que conlleva prestaciones más modestas con eficiencias medias de entre el 8% y el 9%. No obstante, su proceso de fabricación es más simple y económico, y permiten aplicaciones sobre superficies flexibles. («Energía solar fotovoltaica», 2026)

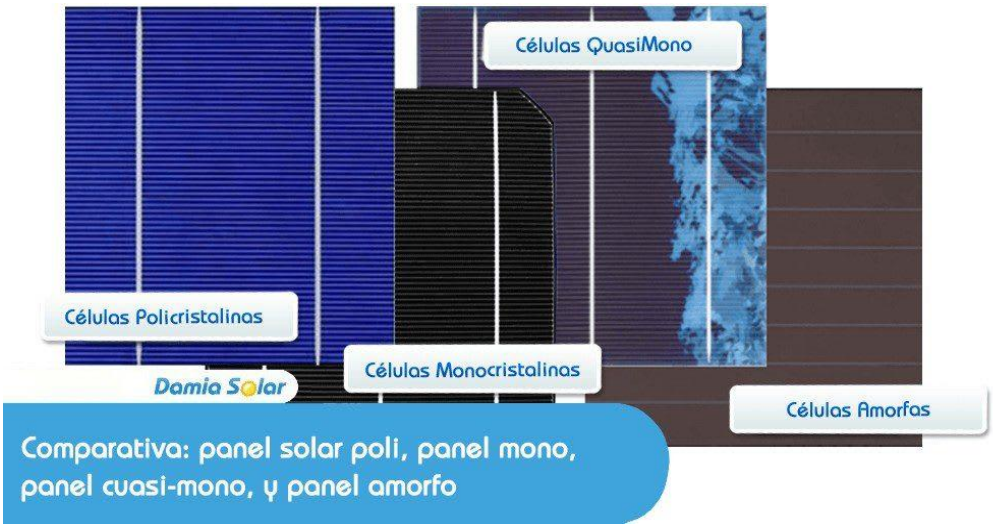


Figura 3.3.1 1. Comparativa visual de células fotovoltaicas: policristalino, cuasi-monocristalino, monocristalino y amorfo (DamiaSolar, 2024)

Tipo de célula fotovoltaica	Rango de eficiencia	Características
Silicio monocristalino	18-23%	Mayor eficiencia, color negro
Silicio policristalino	16-17.5%	Eficiencia media, color azul
Silicio amorfo	8-9%	Menor eficiencia, flexible

Tabla 3.3.1 1. Comparativa de tipos de células fotovoltaicas y sus rangos de eficiencia

Los paneles fotovoltaicos estándar están formados por 54, 60 o 72 células conectadas en serie, lo que permite obtener tensiones del orden de 40 V a partir de la baja tensión individual de cada célula (≈0,6–0,7 V) manteniendo una corriente de unos 6–8 A.

Estructura básica del panel

Un panel "clásico" suele agrupar 54 (9×6), 60 (10×6) o 72 (12×6) células fotovoltaicas idénticas conectadas eléctricamente entre sí.
Cada célula, bajo condiciones estándar, entrega una tensión muy pequeña (≈0,6–0,7 V) pero una corriente apreciable (6–8 A), por lo que es imprescindible la **conexión en serie** para alcanzar tensiones de salida útiles.

Conexión en serie y su limitación

En la conexión en serie, la tensión total del panel es la suma de las tensiones de cada célula (por ejemplo, unas 60 células dan del orden de 40 V), mientras que la corriente es la misma que la de una sola célula (6–8 A).
La principal limitación de esta configuración es que, si una célula falla o queda fuertemente sombreada, puede llegar a interrumpir la corriente de toda la cadena, de modo que el panel deja de suministrar energía.

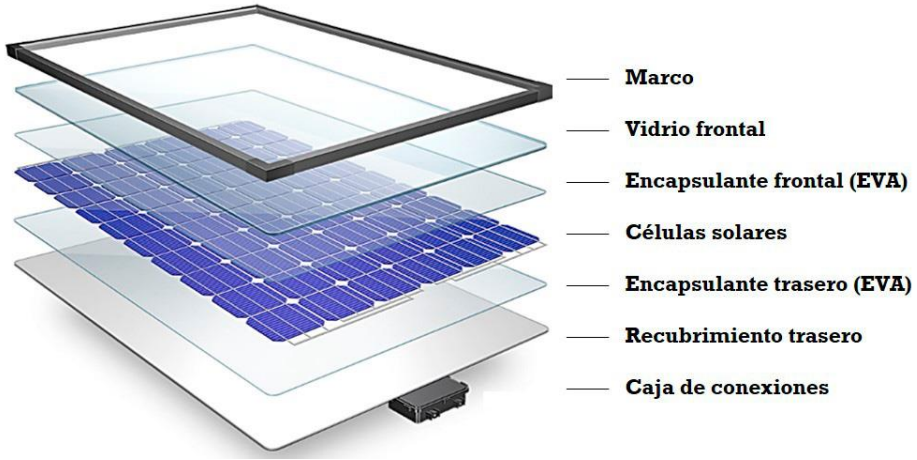


Figura 3.3.1 2. Estructura y componentes típicos de un módulo fotovoltaico de silicio de 60 células (6 x 10) (Mártil, s. f.-a)

Función de los diodos de derivación (bypass)

Para evitar que el fallo o sombreado de una sola célula anule toda la cadena, se utiliza un diodo de derivación conectado en paralelo que ofrece un camino alternativo cuando la célula deja de producir energía y se comporta como una resistencia muy alta.
En condiciones normales de iluminación, el diodo está polarizado en inversa (estado "OFF"), actúa como una resistencia muy grande y no conduce, de manera que toda la corriente circula por las células y el panel entrega su potencia nominal.

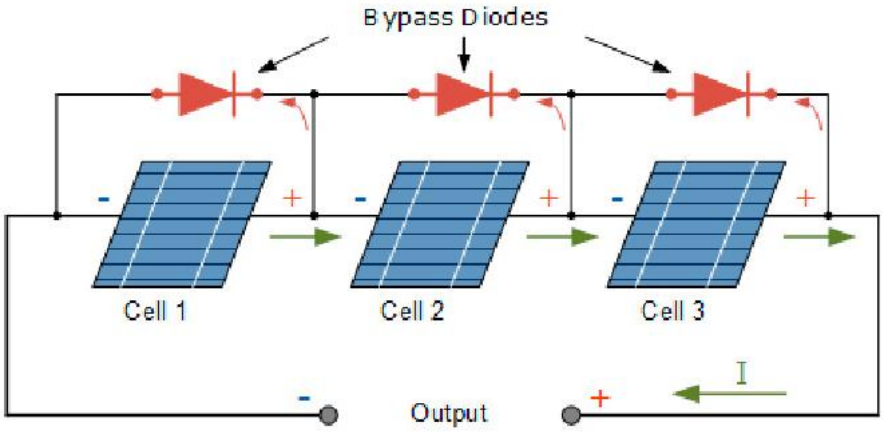


Figura 3.3.1 3. Posicionamiento en paralelo de los diodos de bypass dentro de un panel fotovoltaico (Mártil, s. f.-a)

Comportamiento ante sombras parciales

Si una célula se sombrea parcialmente (hojas, árboles, nubes, suciedad localizada, etc.), deja de generar energía y su elevada resistencia impide el paso de la corriente por la cadena, activando el diodo de derivación al polarizarlo en directa.
Una vez en conducción (estado "ON"), el diodo crea una **ruta alternativa** para la corriente procedente de las células no afectadas, de forma que la sección dañada o sombreada se "puentea" y el resto de la cadena continúa funcionando.

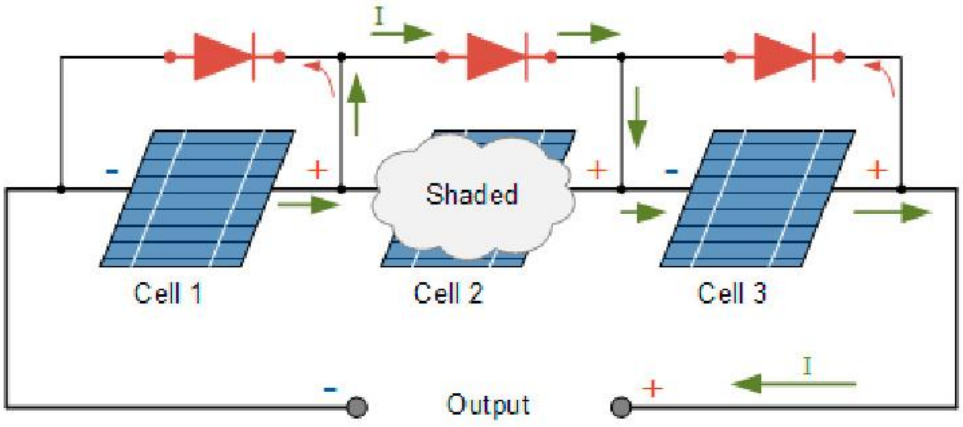


Figura 3.3.1 4. Efecto de los diodos de bypass sobre la cadena de una célula en sombra (Mártil, s. f.-a)

Agrupación en cadenas con diodos de bypass

Integrar un diodo de derivación en cada célula sería técnicamente complejo y encarecería demasiado el panel, por lo que en la práctica se agrupan las células en varias fracciones (por ejemplo, tres cadenas independientes) y se asocia un diodo de derivación a cada grupo.

Si una célula de la cadena central falla o se sombrea, solo queda inoperativa esa tercera parte del panel, mientras las otras dos cadenas siguen produciendo energía gracias al diodo que actúa como "bypass" de la sección afectada, evitando la pérdida total de producción del módulo.

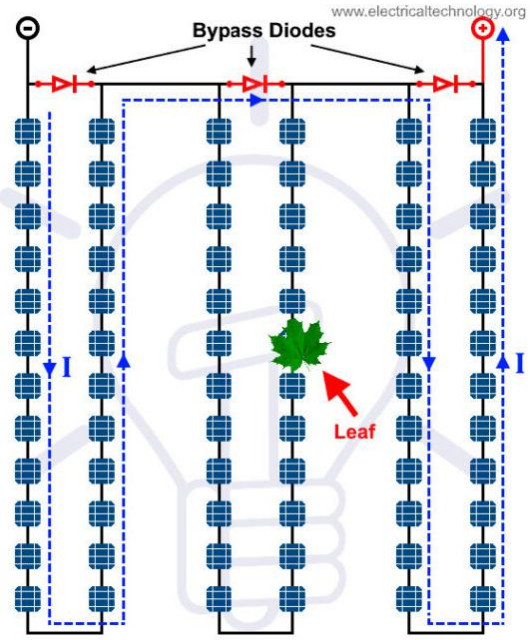


Figura 3.3.1 5. Conexión típica de las células dentro de un panel fotovoltaico tradicional (Mártil, s. f.-a)

(Mártil, s. f.-a)

Características técnicas principales de un panel fotovoltaico

La principal característica que define un panel fotovoltaico es su **Potencia Nominal Pico** (Wp o Wp), que representa la potencia eléctrica máxima que es capaz de suministrar una célula o módulo fotovoltaico bajo condiciones de prueba estándar (STC - Standard Test Conditions):

- Irradiancia de 1000 W/m² perpendicular a la superficie de los paneles
- Temperatura de 25°C en las células fotovoltaicas
- Masa de aire (AM) igual a 1,5

Estas condiciones estandarizadas permiten comparar objetivamente el rendimiento de diferentes modelos y tecnologías de paneles solares.

En el mercado actual (2026), los paneles fotovoltaicos disponibles ofrecen potencias que oscilan entre los 400 W para aplicaciones residenciales hasta modelos de más de 700 W destinados a grandes instalaciones comerciales e industriales. La tendencia del sector apunta claramente hacia potencias cada vez mayores, habiéndose alcanzado ya modelos comerciales que superan los 710 Wp con eficiencias superiores al 22,5%. (Mártil, s. f.-b)

Tecnologías avanzadas en módulos fotovoltaicos

La industria fotovoltaica ha desarrollado diversas innovaciones tecnológicas que han permitido incrementar significativamente la eficiencia y reducir los costes de los módulos solares:

- **Tecnología PERC (Passivated Emitter and Rear Cell)**: Consiste en añadir una capa adicional en la parte posterior del panel solar cuyo objetivo es reflejar nuevamente hacia el material semiconductor la luz que no ha sido absorbida inicialmente y que ha atravesado la célula. Esta tecnología permite mejorar la absorción de la irradiación y se espera que los módulos PERC de silicio monocristalino alcancen eficiencias medias superiores al 22,5% en la presente década. (Insa, s. f.)

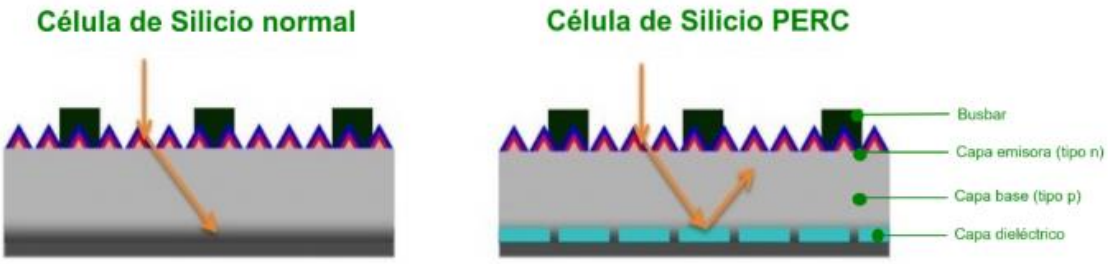


Figura 3.3.1 6. Capas de la célula de silicio normal y la célula de silicio PERC (HelioEsfera, 2021)

- **Módulos Half-Cell (célula partida)**: En estos paneles, las células de silicio se dividen por la mitad, de manera que la caja de conexiones se sitúa en el centro del módulo, reduciendo la resistencia interna de las placas y garantizando una producción más estable cuando están sometidas a sombreados parciales. Un panel de 60 células completas pasa a tener 120 medias células, manteniendo las mismas dimensiones físicas pero duplicando el número de subseries o strings (de 3 a 6). (E. Solar, 2023)

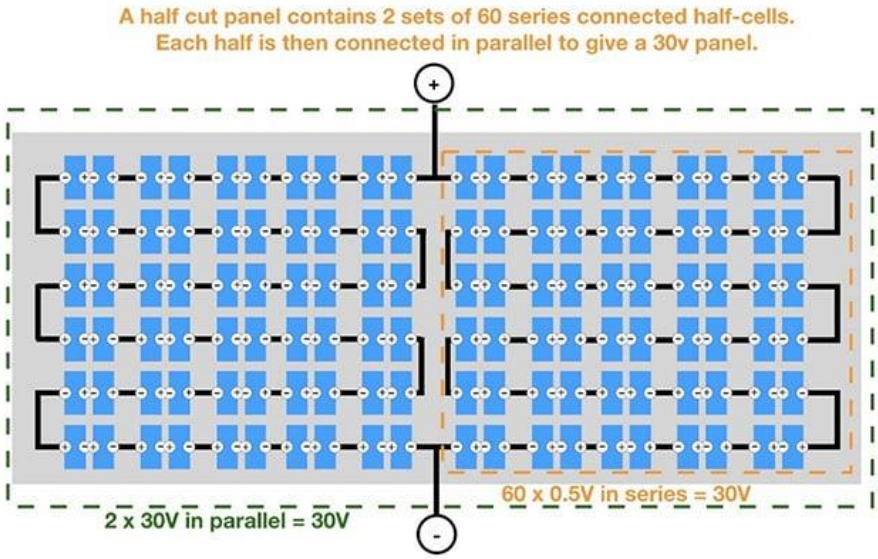


Figura 3.3.1 7. Tecnología de panel fotovoltaico de célula partida (j2gd, 2024)

- **Tecnologías N-type (TOPCon y HJT)**: Representan la última generación de células fotovoltaicas comerciales en 2026. La tecnología TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) domina actualmente el mercado con eficiencias comerciales del 23-23,2%, mientras que la tecnología HJT (Heterojunction) alcanza eficiencias del 23% con mejor comportamiento a altas temperaturas. (Borja - Academia Energía Solar, 2025)

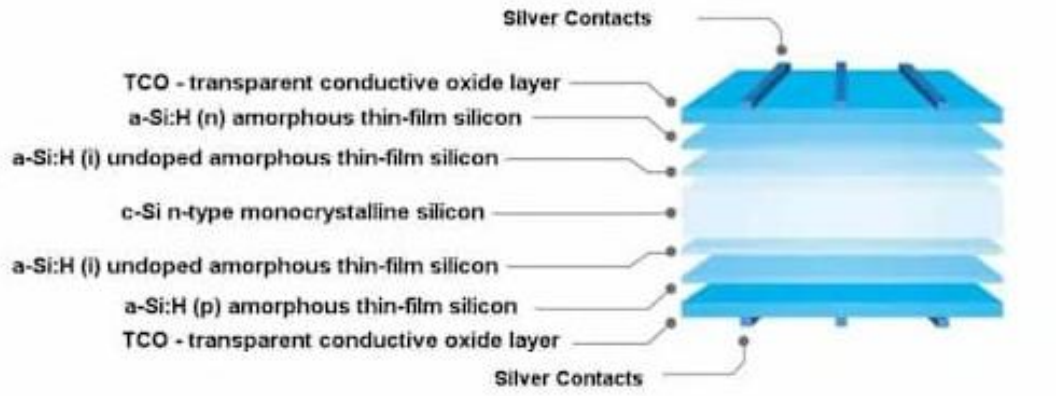


Figura 3.3.1 8. Sección transversal de una celda HJT mostrando las capas de silicio amorfo intrínseco y dopado sobre oblea de silicio cristalino N-type, además de las capas TCO y contactos de plata.

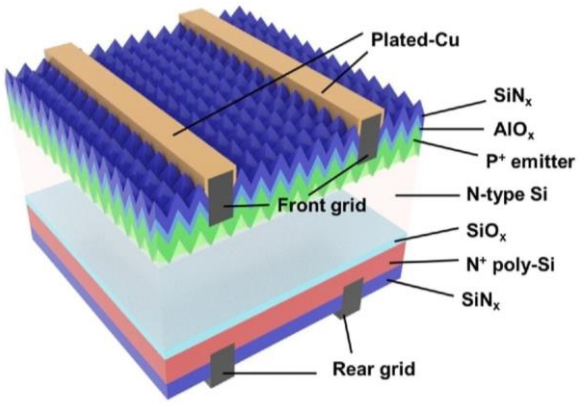


Figura 3.2.1 9. Esquema en sección transversal de una celda TOPCon N-type con rejilla frontal de Cu, emisor p+, oblea de silicio N-type, óxido túnel y capa de polisilicio dopado en la parte posterior.(Willis, 2025)

- **Células de perovskita y tándem**: Aunque todavía en fase de desarrollo comercial inicial, las células de perovskita permiten obtener eficiencias muy elevadas similares a las del silicio, pero utilizando métodos de fabricación más sencillos y económicos. El récord de eficiencia en laboratorio para una célula de este material alcanza el 25,7%. Las células tándem, que combinan capas de silicio y perovskita, prometen eficiencias comerciales superiores al 30% en los próximos años. (Perovskita | Naturgy, s. f.)

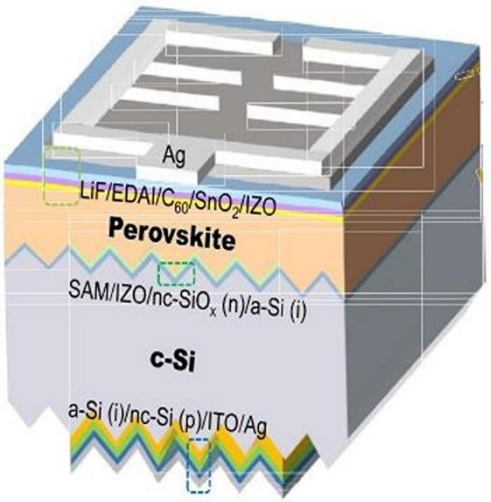


Figura 3.3.1 10. Esquema de la célula solar tandem (Nature et al., 2025)

Paneles bifaciales

A diferencia de los paneles monofaciales convencionales, que únicamente captan radiación desde su cara frontal estando la posterior compuesta por un material opaco, los paneles bifaciales presentan células fotovoltaicas en ambas caras del módulo.

La cara frontal o principal tiene como objetivo la captación de la irradiación solar directa y difusa del cielo, mientras que la cara posterior está diseñada para captar la irradiación reflejada por la superficie sobre la que están emplazados los módulos (efecto albedo). Se estima que el uso de este tipo de placas solares puede suponer un incremento de la producción de energía fotovoltaica que oscila entre el 10% y el 30%, dependiendo de múltiples factores como el albedo de la superficie, la altura de montaje, la separación entre filas y las condiciones climatológicas. (La tecnología para paneles bifaciales, 2021)

Los paneles bifaciales son especialmente adecuados para grandes instalaciones fotovoltaicas donde las condiciones del terreno permiten optimizar la captación de radiación reflejada. Para maximizar su rendimiento es fundamental garantizar que no se produzcan sombras en la cara posterior y que exista una distancia adecuada entre el panel y la superficie reflectante.

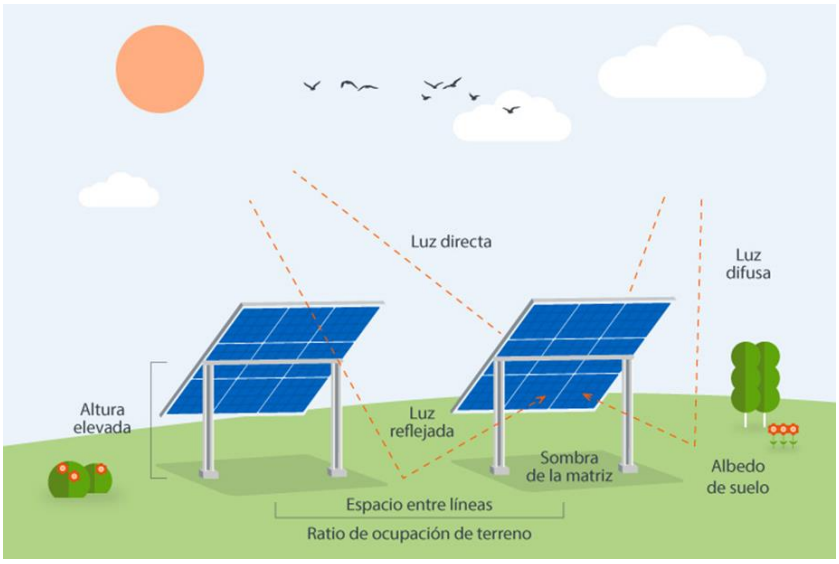


Figura 3.3.1 11. Funcionamiento de un panel fotovoltaico bifacial (Castellanos, 2023)

3.3.2 Estructuras de soporte y sistemas de seguimiento

Las estructuras de soporte constituyen el elemento mecánico que sustenta y fija los paneles fotovoltaicos en la posición y orientación adecuadas para maximizar la captación de radiación solar. La selección del tipo de estructura depende de múltiples factores como el tipo de terreno, las condiciones climáticas, el presupuesto disponible y los objetivos de rendimiento de la instalación.

Estructuras fijas

Las estructuras fijas mantienen los paneles solares en una posición constante determinada durante toda su vida útil. Son las más utilizadas en instalaciones fotovoltaicas debido a su simplicidad, bajo coste y reducidos requisitos de mantenimiento.

Estas estructuras deben diseñarse considerando dos parámetros fundamentales:

- **Ángulo de inclinación (Tilt)**: Es el ángulo que forma el panel con la horizontal. La inclinación óptima depende de la latitud geográfica de la instalación y del perfil de consumo o generación deseado. Como regla general, para instalaciones con generación distribuida a lo largo de todo el año, el ángulo de inclinación óptimo es aproximadamente igual a la latitud del lugar.

- **Orientación (Azimut):** Es el ángulo que forma la proyección horizontal de la normal al panel con el sur geográfico. En el hemisferio norte, la orientación óptima es hacia el sur (azimut = 0°). Desviaciones hacia el este (azimut negativo) favorecen la generación matutina, mientras que desviaciones hacia el oeste (azimut positivo) favorecen la generación vespertina.

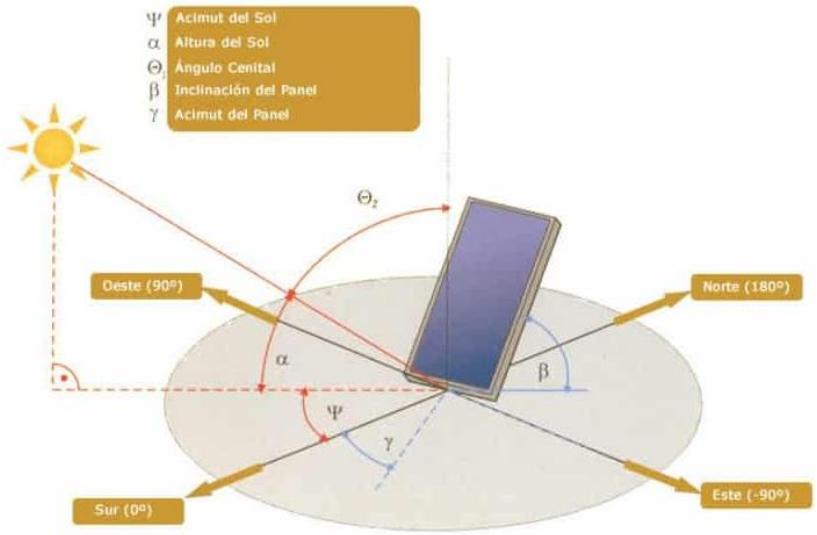


Figura 3.3.2 1. Geometría solar para el cálculo de la orientación de paneles fotovoltaicos (Alonso, 2018)

Las estructuras fijas pueden clasificarse según su ubicación:

- **Estructuras para suelo**: Diseñadas para terrenos llanos o con poca pendiente, utilizan cimentaciones de hormigón o hincas metálicas directamente en el terreno. Permiten inclinaciones optimizadas y facilitan el mantenimiento.

- **Estructuras coplanares**: Se instalan siguiendo la inclinación existente de una cubierta inclinada, aprovechando así la pendiente del tejado sin necesidad de añadir inclinación adicional.

- **Estructuras inclinadas**: Utilizadas sobre cubiertas planas o superficies horizontales, proporcionan el ángulo de inclinación necesario mediante triángulos o soportes elevados.

Los materiales empleados habitualmente son:

- **Aluminio**: Ligero, resistente a la corrosión y fácil de manipular, aunque con un coste superior.

- **Acero galvanizado**: Más económico y con mayor resistencia estructural, requiere tratamiento anticorrosivo mediante galvanizado en caliente según norma UNE-EN-1461.

- **Acero inoxidable**: Máxima resistencia a la corrosión, utilizado en ambientes marinos o industriales agresivos.

- **Hormigón prefabricado**: Empleado como lastre en cubiertas planas, evita perforaciones y aprovecha su masa para resistir fuerzas del viento. Los más conocidos son los llamados “Solarbloc”



Figura 3.3.2 2. Estructura soporte metálica (normalmente aluminio) regulable para paneles solares instalados en suelo (Estructuras para Placas Solares al mejor precio | Solarmat, s. f.)



Figura 3.3.2 3. Tipos de estructura soporte para suelo a base de hormigón prefabricado para paneles solares conocidas como Solarbloc (admin, solarbloc s. f.)

Sistemas de seguimiento solar

Los seguidores solares son dispositivos electromecánicos que permiten orientar dinámicamente los paneles fotovoltaicos siguiendo la trayectoria aparente del sol a lo largo del día y del año, optimizando continuamente el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre los módulos. (Paneles Solares Eficientes para Profesionales y Particulares, s. f.)

Existen dos categorías principales de seguidores solares:

- **Seguidores de un eje**: Permiten el movimiento de rotación de los paneles en un único eje, generalmente el eje horizontal norte-sur, siguiendo al sol de este a oeste durante el día. Este tipo de seguidor puede incrementar la producción energética entre un 25% y un 35% respecto a una estructura fija optimizada. Son los más utilizados en grandes plantas fotovoltaicas debido a su equilibrio entre coste y aumento de producción. (SotySolar, 2020)

- **Seguidores de dos ejes**: Permiten movimientos de rotación tanto en el eje horizontal como en el vertical, ajustando simultáneamente el azimut y la elevación. Aunque son más costosos y requieren mayor mantenimiento que los de un eje, pueden incrementar la producción hasta un 40-45% respecto a estructuras fijas, ya que mantienen los paneles siempre perpendiculares a la radiación solar directa. (Seguidores solares, s. f.)



Figura 3.3.2 4. Seguidor solar fotovoltaico en 1 eje (Sistema de seguimiento solar de un solo eje horizontal vertical KST-1P Fabricantes, s. f.)

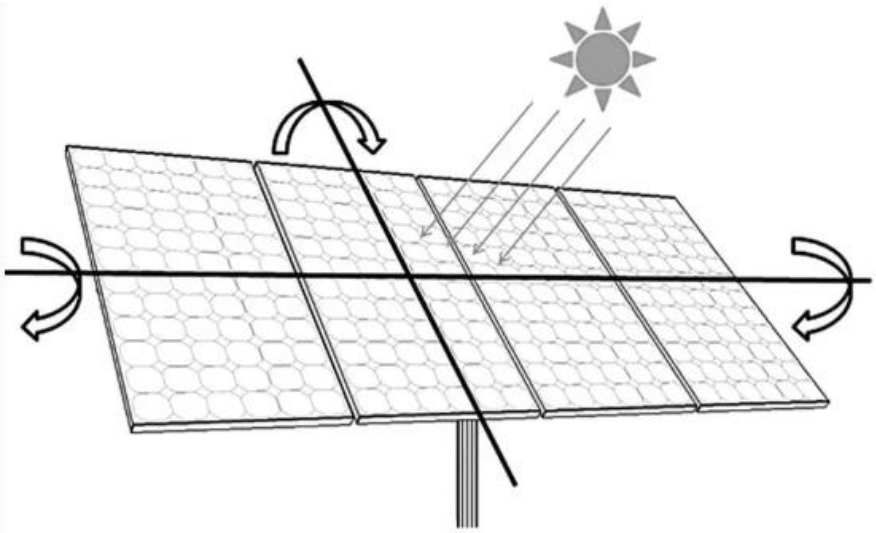


Figura 3.3.2 5. Seguidor solar fotovoltaico en dos ejes (Seguidor solar y los tipos que hay, s. f.)

La selección entre estructura fija o con seguimiento debe realizarse mediante un análisis técnico-económico que considere la inversión adicional, los costes de operación y mantenimiento, y el incremento de producción esperado. En 2026, aproximadamente el 90% de los grandes parques solares en construcción optan por seguidores de un eje debido a su rentabilidad demostrada.

3.3.3 Inversores fotovoltaicos

Los inversores fotovoltaicos constituyen uno de los componentes más críticos de cualquier instalación solar, siendo responsables de transformar la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna compatible con la red eléctrica y los equipos de consumo convencionales. (Componentes básicos de una instalación solar fotovoltaica | EAVE, 2024)

Función y principio de operación

La función principal de un inversor en un sistema fotovoltaico es convertir la electricidad de corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA) utilizable. Esta conversión se realiza mediante circuitos electrónicos de potencia que operan a alta frecuencia. (SotySolar, 2024)

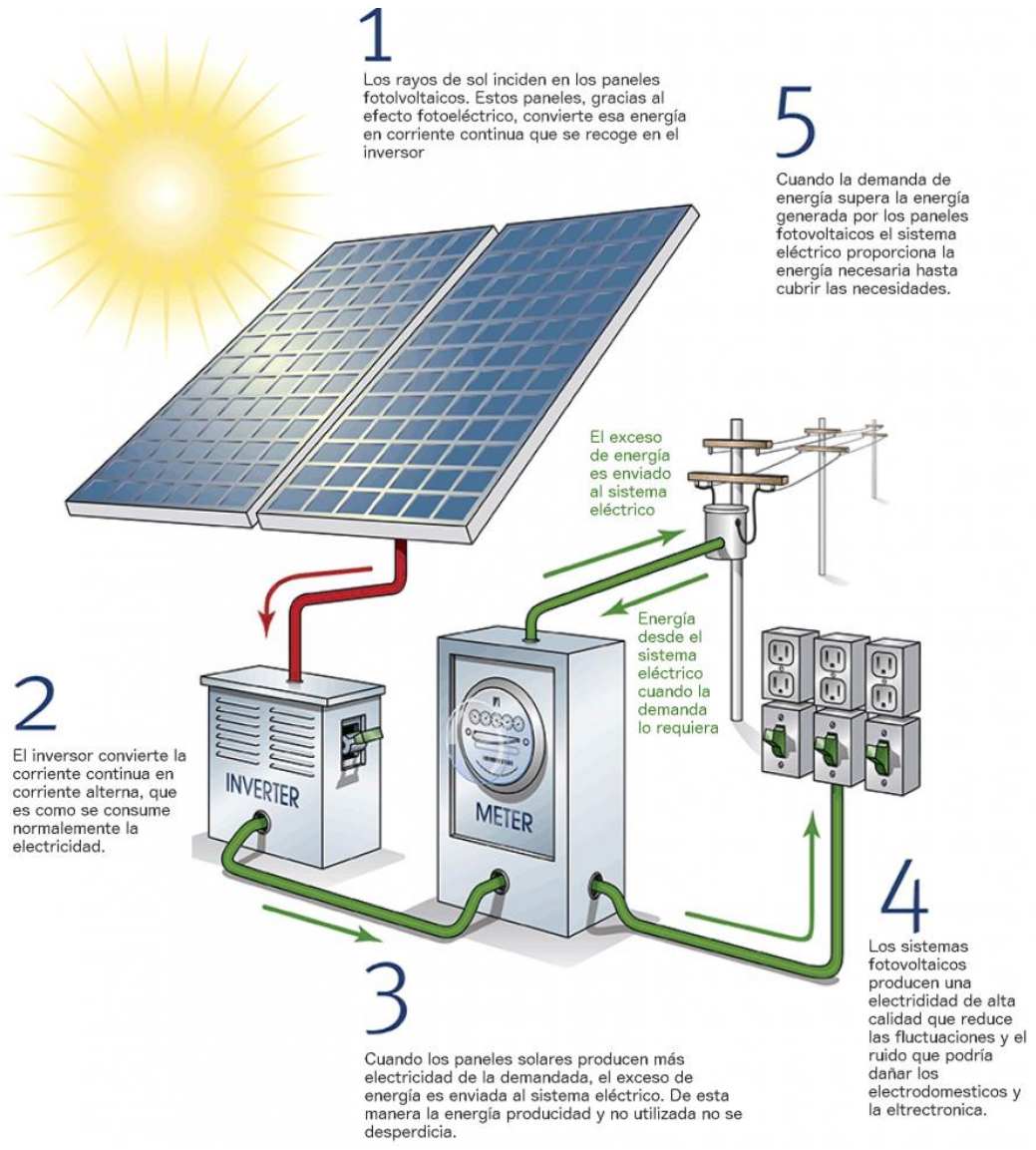


Figura 3.3.3 1. Diagrama de un sistema solar fotovoltaico conectado a red (HelioEsfera, 2020)

Adicionalmente, los inversores modernos desempeñan múltiples funciones esenciales:

- **Optimización del punto de máxima potencia (MPPT)**: Los inversores incorporan algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia que determinan continuamente las condiciones óptimas de tensión e intensidad a las que deben operar los paneles para extraer la máxima potencia disponible en cada momento, adaptándose a las variaciones de irradiancia y temperatura.

- **Monitorización del sistema**: Almacenan información sobre la producción fotovoltaica, consumo de red, parámetros eléctricos y estado general de la instalación, permitiendo la supervisión remota y el diagnóstico de anomalías.

- **Protecciones eléctricas**: Incorporan sistemas de protección contra sobretensiones, cortocircuitos, inversión de polaridad y condiciones anormales de red.

- **Cumplimiento normativo**: Garantizan el cumplimiento de los requisitos técnicos de conexión a red establecidos por las compañías distribuidoras y los organismos reguladores.

Tipos de inversores fotovoltaicos

La tecnología de inversores ha evolucionado significativamente, existiendo actualmente tres configuraciones principales:

- **Inversores centralizados o de cadena (String inverters):** Conectan una o varias series de paneles solares (strings) a un único inversor de potencia elevada. Son la opción de inversor menos costosa, pero no son ideales para todas las situaciones. Al estar conectados en una sola serie de paneles solares, si un panel no funciona bien debido, por ejemplo, a un problema de sombreado, el rendimiento de todo el sistema caerá para igualarse con el que menos producción tenga. Por lo que esta opción te interesa cuando puedas poner todos los paneles que necesites en la misma orientación e inclinación, y no se vean afectada por sombras.

- **Microinversores**: Se conectan individualmente a cada panel solar, realizando la conversión CC/CA a nivel de módulo. Esta configuración maximiza la producción del sistema solar ya que cada panel opera de forma independiente. Si un panel está sombreado o presenta alguna incidencia, el resto del sistema no se ve afectado. Esta opción es más costosa por requerir un inversor por cada panel, pero ofrece mayor flexibilidad y fiabilidad.

- **Optimizadores de potencia**: aunque se sitúan como una tercera opción es importante señalar que estos dispositivos no son inversores, sino que representan una solución intermedia. Al igual que en el caso de los microinversores, se instala uno por cada módulo fotovoltaico y sirven para optimizar el punto de trabajo de cada panel, pero la conversión CC/CA se realiza posteriormente en un inversor centralizado. Se suelen instalar en instalaciones fotovoltaicas que van montadas en cubiertas de edificios con problemas de sombra o en hileras de paneles que deban orientarse en diferentes direcciones. Combinan las ventajas de ambos sistemas anteriores.

(¿Cuáles son los componentes de una instalación fotovoltaica?, 2023)

Eficiencia y características técnicas
Los inversores fotovoltaicos actuales han alcanzado niveles de eficiencia muy elevados. En 2026, los modelos de alta gama de los principales fabricantes alcanzan eficiencias máximas del 98-98,5% en la conversión de energía.

Otros parámetros técnicos relevantes son:

- **Potencia nominal**: Debe dimensionarse adecuadamente en relación a la potencia pico instalada de los paneles, considerando el factor de simultaneidad y las condiciones reales de operación.
- **Rango de tensión de entrada MPPT**: Define el rango de tensiones de operación óptima del generador fotovoltaico.
- **Factor de potencia**: Capacidad del inversor para inyectar potencia reactiva a la red y contribuir a su estabilidad.
- **Capacidad de sobrecarga**: Habilidad para soportar temporalmente potencias superiores a la nominal sin desconectarse

Los principales retos tecnológicos actuales en el diseño de inversores se centran en el aumento de la potencia mediante el uso de nuevos semiconductores (como el carburo de silicio), la incorporación de funcionalidades avanzadas de gestión de red, la integración con sistemas de almacenamiento y el desarrollo de arquitecturas que permitan proporcionar servicios de estabilización de red.

(«Funcionamiento de inversores fotovoltaicos | SunFields», s. f.)

3.3.4 Sistemas de almacenamiento de energía

El almacenamiento energético constituye uno de los principales desafíos técnicos del sector eléctrico, especialmente complejo en el caso de la energía eléctrica que no puede almacenarse directamente en grandes cantidades.

No obstante, el desarrollo de sistemas de almacenamiento es fundamental para mejorar la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico, permitiendo gestionar la variabilidad de la generación solar y eólica y aplanar la curva de demanda. (Redeia, s. f.)

Tecnologías de almacenamiento
Existen diversos métodos de almacenamiento de energía aplicables a lo largo de la cadena de suministro eléctrico:

A gran escala (GW):

- Hidroeléctrica de bombeo reversible
- Almacenamiento térmico
- Aire comprimido (CAES)

Almacenamiento en redes (MW):

- Baterías electroquímicas (ion-litio, flujo, plomo-ácido)
- Supercondensadores
- Volantes de inercia

A nivel de usuario final (kW):

- Baterías domésticas
- Supercondensadores
- Sistemas híbridos

(Sistemas de almacenamiento de energía, 2023)

(Plataforma para empleados públicos: ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO | Plataforma para empleados públicos, s. f.)

(CORPORATIVA, s. f.)

Baterías de ion-litio: tecnología líder en 2026

Las baterías de ion-litio se han consolidado como la tecnología más prometedora y ampliamente implementada para el almacenamiento de energía en instalaciones fotovoltaicas, tanto a nivel residencial como en grandes parques solares.

Dentro de las baterías de litio, existen dos químicas principales en 2026:

Baterías $LiFePO_4$ (litio-ferrofosfato): Son actualmente las preferidas para instalaciones residenciales y comerciales de autoconsumo por sus múltiples ventajas:

- Mayor resistencia térmica y química, incrementando la seguridad
- Ciclos de vida elevados: 6.000-10.000 ciclos al 80% de profundidad de descarga
- Excelente resistencia a picos de tensión
- Eficiencia de ida y vuelta superior al 95%
- Vida útil de 10-15 años
- Mayor estabilidad térmica

Baterías NMC (níquel-manganeso-cobalto): Ofrecen la mayor densidad energética entre las tecnologías de litio, proporcionando mayor capacidad de almacenamiento en un espacio más reducido. Son especialmente adecuadas para aplicaciones donde el espacio es limitado.

Características técnicas de los sistemas de almacenamiento

Los parámetros principales que definen un sistema de almacenamiento son:

- **Capacidad energética (kWh)**: Cantidad total de energía que puede almacenar el sistema.

- **Potencia de carga/descarga (kW)**: Velocidad a la que puede absorber o entregar energía.

- **Eficiencia de ciclo completo**: Relación entre la energía recuperada y la energía almacenada, típicamente 90-95% en baterías de litio.

- **Profundidad de descarga (DoD)**: Porcentaje de la capacidad total que puede utilizarse sin degradar prematuramente la batería.

- **Ciclos de vida**: Número de ciclos completos de carga-descarga que puede realizar manteniendo al menos el 80% de su capacidad inicial.

- **Degradación anual**: Pérdida de capacidad con el tiempo, generalmente inferior al 1-2% anual en baterías de litio modernas.

(ayaaadmin, 2025)

(C. E. Solar, 2025)

3.3.5 Sistemas de monitorización y control

Los sistemas de monitorización constituyen una herramienta fundamental para garantizar el funcionamiento óptimo de una instalación fotovoltaica durante toda su vida útil, permitiendo maximizar la producción energética y proteger la inversión realizada.

Funciones de los sistemas de monitorización
Un sistema de monitorización completo de una planta fotovoltaica debe realizar las siguientes funciones:

- **Medición de parámetros eléctricos**: Tensión, corriente y potencia a nivel de strings, inversores y punto de conexión a red.

- **Medición de condiciones ambientales**: Irradiancia solar mediante piranómetros, temperatura ambiente y temperatura de módulos fotovoltaicos.

- **Cálculo de indicadores de rendimiento**: Performance Ratio (PR), que indica si el sistema está rindiendo según las condiciones climáticas reales.

- **Detección de anomalías**: Identificación automática de desviaciones respecto al comportamiento esperado, permitiendo una intervención rápida.

- **Generación de alarmas**: Notificaciones por correo electrónico, SMS o push cuando se detectan condiciones anormales.

- **Histórico de datos**: Registro y almacenamiento de datos para análisis posteriores y verificación de garantías.

- **Visualización**: Interfaces gráficas intuitivas accesibles mediante plataformas web o aplicaciones móviles.

(delefant, 2025)

(SotySolar, 2022)

Arquitectura de los sistemas de monitorización

Los sistemas de monitorización modernos se estructuran típicamente en tres capas:

- **Capa de adquisición de datos:** Compuesta por los sensores y medidores instalados en campo (piranómetros, sondas de temperatura, analizadores de red, contadores de energía).

- **Capa de comunicación:** Sistemas de transmisión de datos que pueden utilizar comunicaciones cableadas (Ethernet, RS-485, Modbus) o inalámbricas (WiFi, 4G/5G, LoRaWAN).

- **Capa de aplicación:** Plataformas software de supervisión y control (SCADA) que procesan, almacenan, visualizan y analizan la información recopilada.

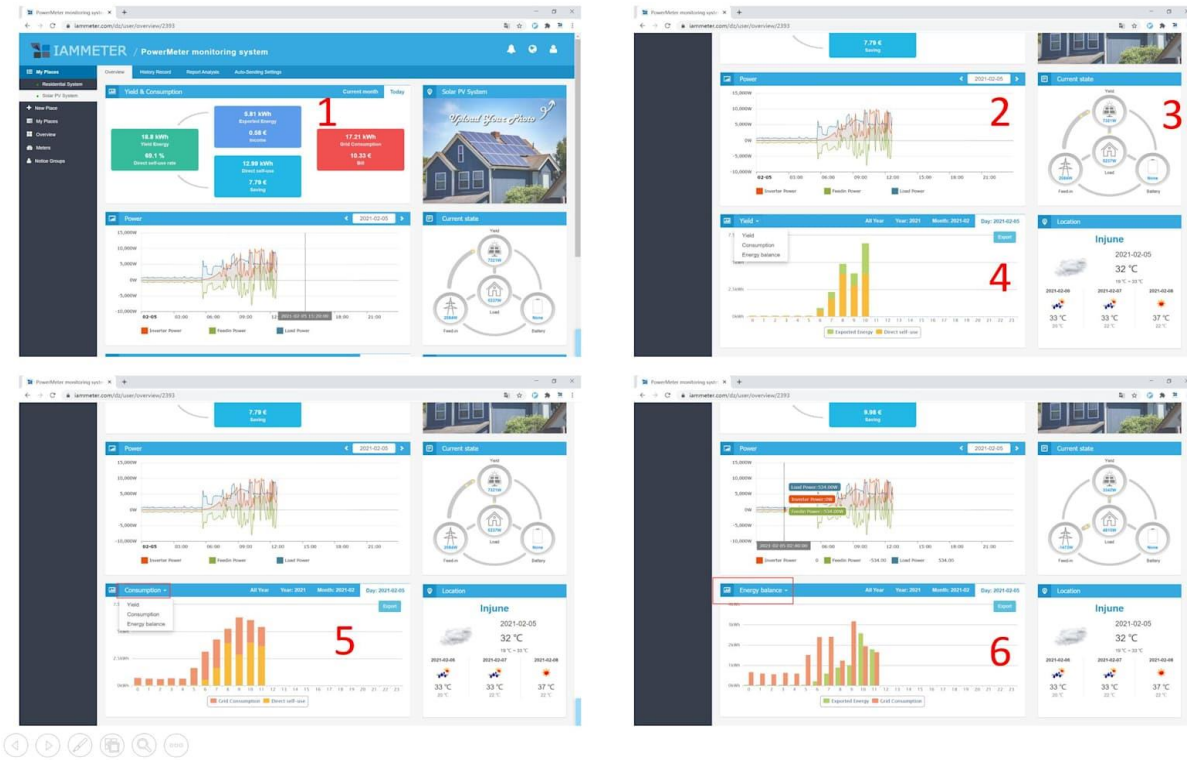


Figura 3.3.5 1. Interfaz de sistema de monitorización de instalación fotovoltaica mostrando gráficos, paneles de control y métricas en tiempo real (Descripción general del monitoreo del sistema solar fotovoltaico, s. f.)

En 2026, la tendencia es hacia plataformas de monitorización basadas en cloud computing que permiten acceso universal desde cualquier dispositivo con conexión a internet, incorporan capacidades de analítica avanzada mediante inteligencia artificial para predicción de fallos y

optimización, y facilitan la gestión centralizada de múltiples instalaciones distribuidas geográficamente. (sejo, 2026)

3.3.6 Sistemas de protección eléctrica

Las instalaciones fotovoltaicas requieren diversos sistemas de protección eléctrica para garantizar la seguridad de personas y equipos, así como el cumplimiento de la normativa vigente.

Protecciones en corriente continua (lado CC)

- **Protección contra sobretensiones:** Descargadores de sobretensión (varistores) en las líneas de los strings para proteger contra rayos y sobretensiones transitorias.
- **Protección contra cortocircuitos:** Fusibles o interruptores magnetotérmicos dimensionados según la corriente de cortocircuito de los módulos.
- **Protección contra inversión de polaridad:** Diodos o fusibles que evitan daños en caso de conexión incorrecta.
- **Interruptor-seccionador CC:** Permite aislar el generador fotovoltaico del inversor para operaciones de mantenimiento.

Protecciones en corriente alterna (lado CA)

- **Protección de interconexión:** Sistema que desconecta automáticamente la instalación fotovoltaica de la red en caso de condiciones anormales (subfrecuencia, sobrefrecuencia, subtensión, sobretensión).
- **Protección diferencial:** Detecta corrientes de fuga a tierra protegiendo contra electrocución.
- **Protección magnetotérmica:** Interrumpe el circuito ante sobrecargas o cortocircuitos.
- **Protección contra sobretensiones CA:** Descargadores en el lado de alterna del inversor y en el punto de conexión a red.

(Technical Application Papers No.10 - Photovoltaic plants, s. f.)

3.3.7 Transformadores de potencia

En grandes parques solares fotovoltaicos que inyectan energía a la red de media o alta tensión, es necesaria la instalación de transformadores elevadores que aumenten la tensión de salida de los inversores (generalmente 400V o 800V en CA) hasta la tensión de la red de distribución o transporte (típicamente 15-30 kV o superiores).

Los transformadores pueden ser:

- **Transformadores secos**: Utilizan aire como medio refrigerante, no requieren aceite dieléctrico, tienen menor impacto ambiental y menor riesgo de incendio.



Figura 3.3.7 1. Transformador seco (Transformadores en Resina, s. f.)

- **Transformadores en aceite**: Utilizan aceite mineral como refrigerante y aislante, son más económicos para grandes potencias y tienen mejor capacidad de disipación térmica.



Figura 3.3.7 2. Transformador en aceite (gd-admin, s. f.)

3.3.8 Infraestructuras y componentes auxiliares

Además de los componentes principales descritos, un parque solar fotovoltaico requiere diversas infraestructuras auxiliares:

- **Cableado eléctrico**: Cables de CC entre paneles e inversores (cables solares especiales con aislamiento resistente a UV y a la intemperie) y cables de CA desde inversores hasta transformadores y punto de conexión.

- **Canalizaciones**: Bandejas, tubos y zanjas para el tendido ordenado y protegido de los cables.

- **Centros de transformación**: Edificaciones o armarios que albergan los transformadores, celdas de media tensión, sistemas de medida y protección.

- **Obra civil**: Viales de acceso, vallado perimetral, sistema de videovigilancia, edificio de control y mantenimiento.

- **Sistema de puesta a tierra**: Malla de tierra que garantiza la seguridad eléctrica de toda la instalación.

- **Sistema de limpieza de paneles**: Sistemas automáticos o manuales para mantener la limpieza de los módulos y maximizar su rendimiento.

La integración adecuada de todos estos componentes, su correcto dimensionamiento y su operación coordinada son fundamentales para garantizar que un parque solar fotovoltaico alcance los niveles de producción esperados y mantenga su rentabilidad durante toda su vida útil, típicamente superior a 25-30 años.

Capítulo 4. EMPLAZAMIENTO

La correcta elección del emplazamiento constituye el factor determinante para garantizar la viabilidad técnica y la rentabilidad económica de una instalación fotovoltaica de gran escala. Este capítulo desarrolla un análisis sistemático de tres localizaciones en territorio español, aplicando una metodología multicriterio que integra aspectos técnicos, económicos y ambientales. Los datos de irradiación solar utilizados provienen de tres fuentes reconocidas internacionalmente: Meteonorm, PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) y Global Solar Atlas (GSA), lo cual permite validar la fiabilidad de las estimaciones de producción energética.

4.1 Metodología de evaluación y criterios de selección

Se ha desarrollado un sistema de evaluación cuantitativa basado en cinco dimensiones fundamentales, aplicando una escala de puntuación del 0 al 10 para cada criterio. Este rango permite una discriminación más precisa entre alternativas en comparación con escalas reducidas, facilitando la identificación de la opción óptima.

4.1.1 Potencial del recurso solar

El aprovechamiento energético de una planta fotovoltaica depende directamente de la Irradiancia Global Horizontal (GHI) disponible en el emplazamiento. Este parámetro representa la cantidad total de radiación solar recibida por una superficie horizontal durante un período determinado, expresada en kWh/m²·año. Valores superiores se traducen en mayor generación eléctrica y mejor retorno de inversión.

GHI Anual (kWh/m²·año)	Puntuación (0-10)
$\mathbf{GHI} \geq \mathbf{1850}$	10
$\mathbf{1800} \leq \mathbf{GHI} < \mathbf{1850}$	8
$\mathbf{1700} \leq \mathbf{GHI} < \mathbf{1800}$	6
$\mathbf{1600} \leq \mathbf{GHI} < \mathbf{1700}$	4
$\mathbf{GHI} < \mathbf{1600}$	0

Tabla 4.1.1 1. Criterio de evaluación del potencial solar

4.1.2 Condiciones geotécnicas y orográficas

Las características topográficas del terreno inciden significativamente en los costes de construcción y en la eficiencia operativa de la instalación. Terrenos con pendientes suaves permiten optimizar la distribución de los seguidores solares, minimizando las obras de movimiento de tierras. Adicionalmente, la consistencia geotécnica del suelo determina los requerimientos de cimentación y la estabilidad estructural a largo plazo.

Pendiente del Terreno	Puntuación (0-10)
Terreno llano (pendiente $\leq 3\%$)	10
Pendiente suave ($3\% < P \leq 6\%$)	8
Pendiente moderada ($6\% < P \leq 10\%$)	5
Pendiente pronunciada ($P > 10\%$)	2
Terreno rocoso o inestable	0

Tabla 4.1.2 1. Criterio de evaluación geotécnica

4.1.3 Proximidad a infraestructura de evacuación eléctrica

La distancia a una subestación eléctrica de alta tensión (220 kV) constituye un parámetro crítico que afecta tanto a los costes de inversión como a las pérdidas técnicas por transporte de energía. Líneas de evacuación más cortas reducen la inversión en infraestructura eléctrica y minimizan las pérdidas resistivas, mejorando el rendimiento global del sistema.

Distancia a Subestación 220 kV	Puntuación (0-10)
Distancia < 15 km	10
Distancia $15 - 30$ km	8
Distancia $30 - 50$ km	5
Distancia > 50 km o sin acceso	0

Tabla 4.1.3 1. Criterio de evaluación de infraestructura eléctrica

4.1.4 Accesibilidad logística

La calidad de las infraestructuras viarias de acceso determina la viabilidad logística del proyecto durante las fases de construcción, operación y mantenimiento. El transporte de componentes de gran volumen (seguidores, inversores, transformadores) requiere vías con capacidad de carga adecuada. Una buena conectividad reduce tiempos de implementación y costes logísticos.

Tipo de Acceso Vial	Puntuación (0-10)
Acceso directo a autovía o autopista	10
Carretera nacional (distancia < 5 km)	8
Carretera autonómica (distancia < 10 km)	6
Carretera local únicamente	3
Sin acceso pavimentado	0

Tabla 4.1.4 1. Criterio de evaluación de accesibilidad

4.1.5 Condiciones ambientales y territoriales

El cumplimiento de la normativa ambiental es fundamental para la viabilidad administrativa del proyecto. La proximidad a espacios naturales protegidos (Red Natura 2000, ZEPA, LIC) puede ocasionar restricciones significativas o incluso impedir la ejecución del proyecto. La evaluación de este criterio considera tanto aspectos legales como de aceptación social.

Distancia a Zonas Protegidas	Puntuación (0-10)
Espacios protegidos a más de 10 km	10
Espacios protegidos entre 5-10 km	6
Espacios protegidos a menos de 5 km	2
Interior de zona protegida	0

Tabla 4.1.4 1. Criterio de evaluación ambiental

4.1.6 Tipología de cubierta vegetal

El tipo de vegetación existente influye en los costes de acondicionamiento del terreno y en el impacto ambiental del proyecto. Terrenos con vegetación de bajo valor ecológico facilitan la tramitación administrativa y reducen la oposición social.

Tipo de Vegetación	Puntuación (0-10)
Terreno árido o cultivo herbáceo (cereal)	10
Matorral disperso o pastizal	7
Monte bajo con vegetación arbustiva densa	4
Dehesa o masa forestal	1

Tabla 4.1.6 1. Criterio de evaluación de cobertura vegetal

4.2 Caracterización de emplazamientos candidatos

4.2.1 Emplazamiento 1: Plasencia (Extremadura)

Localización geográfica

Provincia de Cáceres, comunidad autónoma de Extremadura, en las proximidades del término municipal de Plasencia. El emplazamiento se encuentra en las coordenadas 39,974327°N y 6,171358°O, a una cota de 411 metros sobre el nivel del mar.



Figura 4.2.1 1. Posible ubicación para planta solar fotovoltaica en Plasencia (Cáceres) (Introducción – Google Earth, s. f.)



Figura 4.2.1 2. Datos descriptivos de la parcela y referencia catastral en Plasenia (Cáceres) (Sede Electrónica del Catastro - Consulta y certificación de Bien Inmueble, s. f.-a)

Caracterización del recurso solar

Según los datos consolidados de las tres bases de datos consultadas, el valor promedio de GHI anual alcanza 1759 kWh/m², con un valor máximo mensual en julio de 246,8 kWh/m² y un mínimo en diciembre de 61,3 kWh/m². La radiación difusa horizontal (DHI) presenta un valor anual de 512 kWh/m², mientras que la temperatura media registrada es de 16,1°C y la velocidad media del viento de 2,7 m/s.

Los datos específicos proporcionados por Global Solar Atlas indican:

- Irradiancia Global Horizontal (GHI): 1758,1 kWh/m²·año
- Irradiancia Normal Directa (DNI): 2102,2 kWh/m²·año
- Irradiancia Difusa (DIF): 539,8 kWh/m²·año
- Irradiancia en plano inclinado óptimo (GTI): 2056,1 kWh/m²·año
- Ángulo óptimo de inclinación: 34°
- Temperatura ambiente promedio: 15,5°C

	GHI (KwH/M2)			DHI (KwH/M2)		
	METEONORM	PVGIS	GSA	METEONORM	PVGIS	GSA
ENERO	67	68.193		29	22.970	
FEBRERO	89	90.581		30	27.317	
MARZO	135	135.934		50	42.354	
ABRIL	167	166.392		65	50.268	
MAYO	211	211.122		68	55.781	
JUNIO	230	224.075		64	51.655	
JULIO	248	245.627		50	43.049	
AGOSTO	217	218.525		48	39.450	
SEPTIEMBRE	158	157.708		50	37.020	
OCTUBRE	115	111.524		42	30.875	
NOVIEMBRE	71	70.138		29	24.179	
DICIEMBRE	59	58.853		25	20.041	
TOTAL	**1761**	**1758.672**	**1758.1**	**552**	**444.959**	**572.7**

Tabla 4.2.1 1. Datos de GHI y DHI en (kWH/m2) según las bases de Meteonorm, PVGIS y Global Solar Atlas para el emplazamiento de Plasencia (Cáceres) (Elaboración propia)

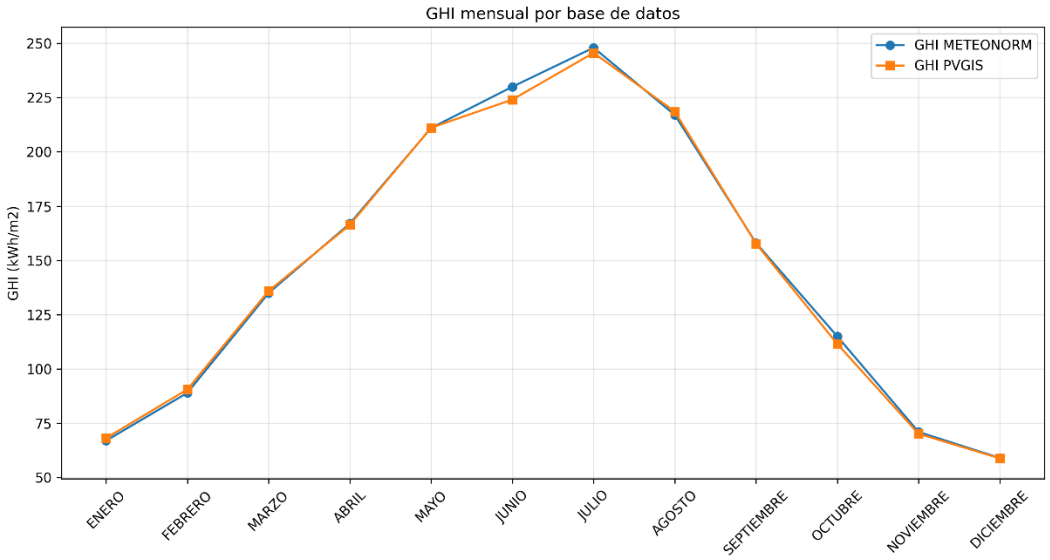


Figura 4.2.1 3. Representación gráfica de los datos anuales de radiación global horizontal (GHI) en (kWH/m2) según las bases de Meteonorm y PVGIS para el emplazamiento de Plasencia (Cáceres) (Elaboración propia)

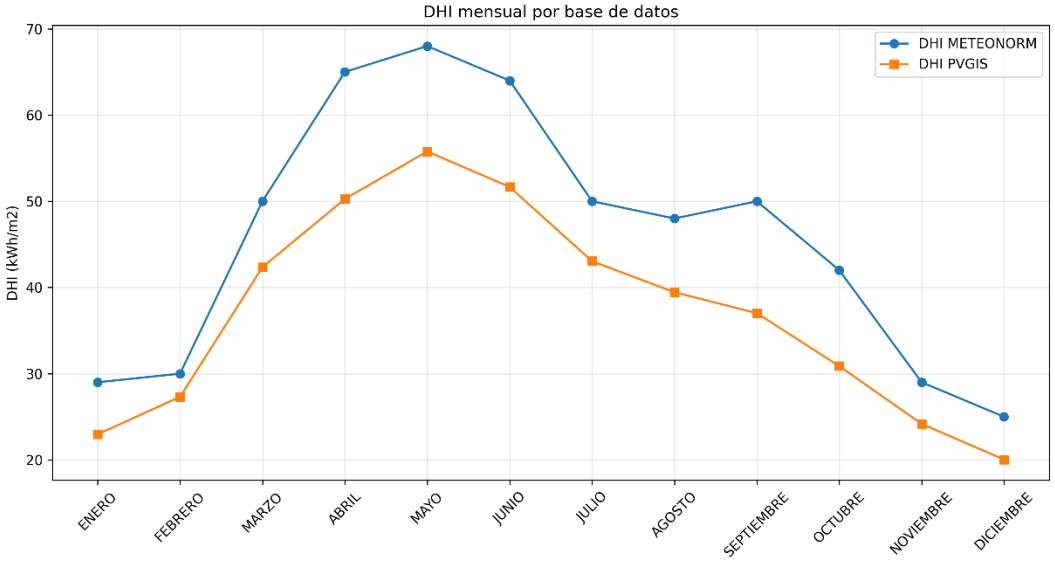


Figura 4.2.1 4. Representación gráfica de los datos anuales de radiación difusa horizontal (DHI) en (kWH/m2) según las bases de Meteonorm y PVGIS para el emplazamiento de Plasencia (Cáceres) (Elaboración propia)

Características geotécnicas y topográficas

El terreno exhibe una pendiente media de 3,5° con sectores donde se alcanzan inclinaciones de hasta 20°, requiriendo trabajos de explanación y nivelación en zonas puntuales. La composición del subsuelo está dominada por formaciones de roca metamórfica de alta dureza, lo cual proporciona excelente capacidad portante para las cimentaciones pero incrementa los costes de excavación. La vegetación predominante corresponde a monte bajo mediterráneo, compatible con el desarrollo de la instalación fotovoltaica.

Conectividad e infraestructuras

El acceso al emplazamiento se realiza mediante carreteras comarcales que enlazan con la autovía A-66 (antigua Vía de la Plata), lo cual garantiza condiciones adecuadas para el transporte de equipamiento durante la fase constructiva. En cuanto a la evacuación eléctrica, existen líneas de alta tensión en las proximidades que facilitarían la integración de la energía generada al sistema eléctrico nacional.

Evaluación ambiental

La parcela no se encuentra incluida dentro de ninguna Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA), lo cual minimiza las restricciones administrativas de carácter ambiental. No obstante, la topografía irregular del terreno y la necesidad de movimientos de tierra considerables pueden generar impacto paisajístico significativo que deberá ser evaluado.

4.2.2 Emplazamiento 2: Villamayor de Santiago (Castilla – La Mancha)

Localización geográfica

Provincia de Cuenca, comunidad autónoma de Castilla-La Mancha, en el entorno del municipio de Villamayor de Santiago. Las coordenadas geográficas corresponden a 39,746923°N y 2,935772°O, situándose a una altitud de 780 metros.



Figura 4.2.2 1. Posible ubicación para planta solar fotovoltaica en Villamayor de Santiago (Cuenca) (Introducción – Google Earth, s. f.)



Figura 4.2.2 2. Parcelas disponibles en Villamayor de Santiago (Cuenca) (Visor SigPac V 4.19, s. f.)



Figura 4.2.4.2 3. Datos descriptivos de una de las parcelas y referencia catastral en Villamayor de Santiago (Cuenca) (Sede Electrónica del Catastro - Consulta y certificación de Bien Inmueble, s. f.-b)

Caracterización del recurso solar

Este emplazamiento presenta el mayor potencial solar de las tres opciones analizadas. El promedio de GHI anual entre las tres fuentes consultadas alcanza 1776 kWh/m², con máximo mensual en julio de 243,2 kWh/m² y mínimo en diciembre de 62,3 kWh/m². La DHI anual se establece en 536 kWh/m², con temperatura media anual de 14,7°C y velocidad de viento promedio de 3,0 m/s.

Los datos de Global Solar Atlas especifican:

- Irradiancia Global Horizontal (GHI): 1787,1 kWh/m²·año
- Irradiancia Normal Directa (DNI): 2118,0 kWh/m²·año
- Irradiancia Difusa (DIF): 572,7 kWh/m²·año
- Irradiancia en plano inclinado óptimo (GTI): 2117,0 kWh/m²·año
- Ángulo óptimo de inclinación: 36°
- Temperatura ambiente promedio: 14,4°C

	GHI (KwH/M2)			DHI (KwH/M2)		
	METEONORM	PVGIS	GSA	METEONORM	PVGIS	GSA
ENERO	65	71.158		29	25.504	
FEBRERO	84	90.924		33	30.962	
MARZO	137	140.921		50	45.688	
ABRIL	176	173.189		62	54.874	
MAYO	208	216.707		67	59.651	
JUNIO	221	228.718		60	54.772	
JULIO	238	245.774		63	47.473	
AGOSTO	212	216.578		47	42.974	
SEPTIEMBRE	161	159.404		45	40.522	
OCTUBRE	115	117.914		42	33.761	
NOVIEMBRE	73	73.143		28	26.062	
DICIEMBRE	57	62.756		25	22.064	
TOTAL	**1743**	**1797.185**	**1787.1**	**550**	**484.307**	**572.7**

Tabla 4.2.2 1. Datos de GHI y DHI en (kWH/m2) según las bases de Meteonorm, PVGIS y Global Solar Atlas para el emplazamiento de Villamayor de Santiago (Cuenca) (Elaboración propia)

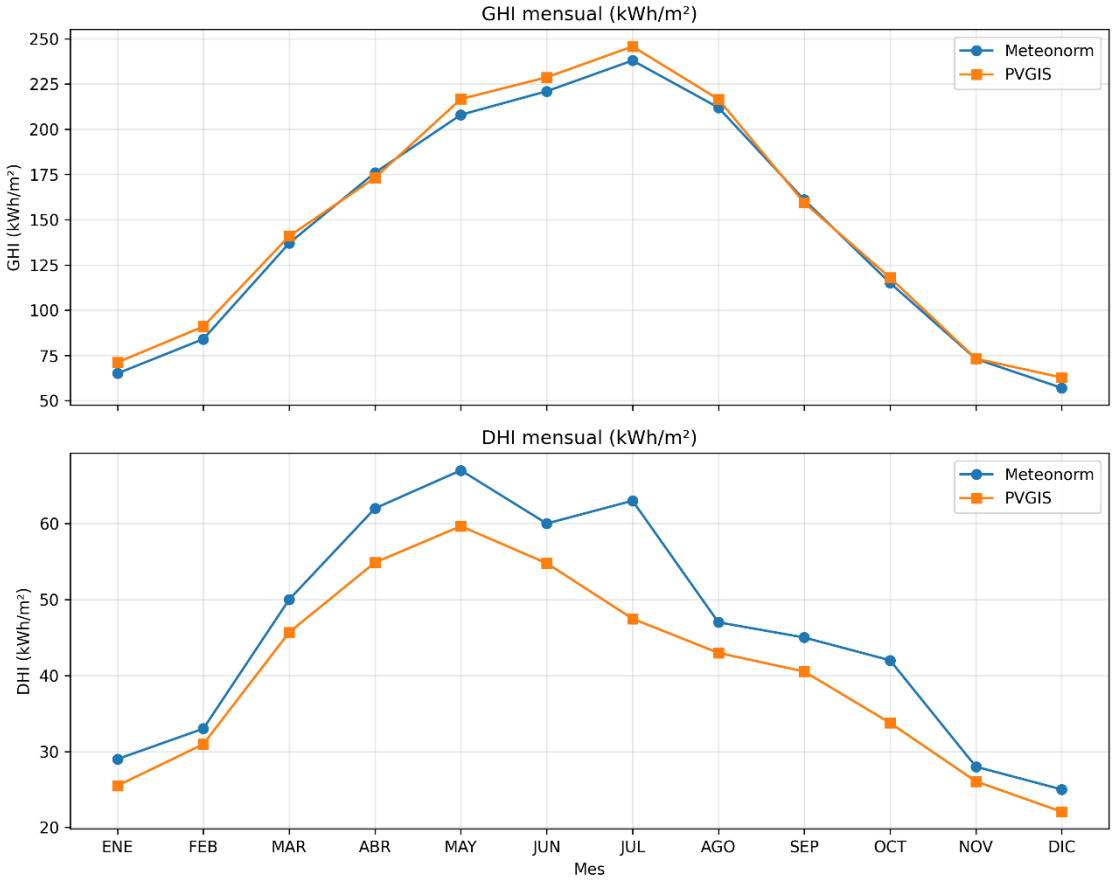


Figura 4.2.2 4. Representación gráfica de los datos anuales de radiación global horizontal (GHI) y de radiación difusa horizontal (DHI) en (kWH/m2) según las bases de Meteonorm y PVGIS para el emplazamiento de Villamayor de Santiago (Cuenca) (Elaboración propia)

Características geotécnicas y topográficas

El terreno se caracteriza por su orografía prácticamente horizontal, con pendiente media de 4°, lo cual constituye una condición óptima para la instalación de seguidores solares minimizando las necesidades de movimiento de tierras. La litología corresponde a sedimentos del Mioceno con propiedades geotécnicas adecuadas para cimentaciones convencionales mediante hinca o zapatas de hormigón. El uso actual del suelo es agrícola de secano (cultivo cerealista), facilitando la compatibilidad de usos.

Conectividad e infraestructuras

El emplazamiento dispone de conectividad excelente mediante acceso directo a la autovía A-3 (corredor Madrid-Valencia) y proximidad a infraestructura ferroviaria. Esta característica representa una ventaja logística significativa para el transporte de componentes de grandes dimensiones durante la construcción. Respecto a la evacuación eléctrica, la cercanía al nudo de Tarancón garantiza condiciones muy favorables, reduciendo tanto los costes de la línea de evacuación como las pérdidas por transporte.

Evaluación ambiental

El análisis ambiental revela bajo riesgo de conflictos, al no existir espacios naturales protegidos en las inmediaciones inmediatas. El uso agrícola actual del terreno simplifica la tramitación de cambio de uso y reduce la potencial oposición social. La velocidad del viento (3,0 m/s) resulta insuficiente para aprovechamiento eólico pero no constituye limitación para la instalación fotovoltaica.

4.2.3 Emplazamiento 3: Oropesa de Toledo (Castilla – La Mancha)

Localización geográfica

Provincia de Toledo, comunidad autónoma de Castilla-La Mancha, próximo al municipio de Oropesa de Toledo. Las coordenadas son 39,931598°N y 5,188591°O, con altitud de 344 metros sobre el nivel del mar.

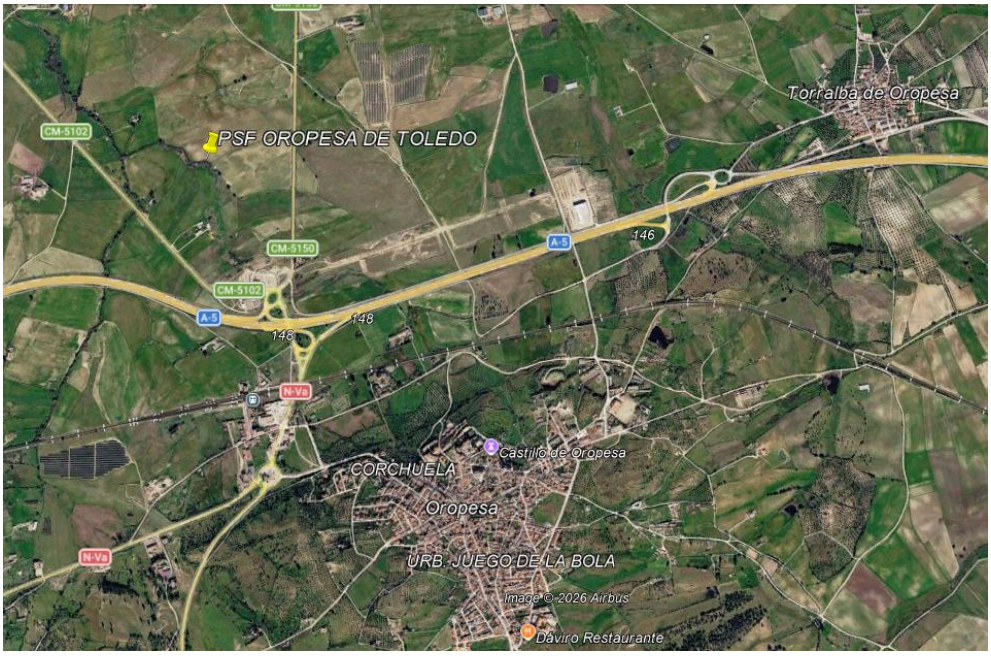


Figura 4.2.3 1. Posible ubicación para planta solar fotovoltaica en Villamayor de Santiago (Cuenca) (Introducción – Google Earth, s. f.)



Figura 4.2.3 2. Parcelas disponibles en Oropesa de Toledo (Toledo) (Sede Electrónica del Catastro - Consulta y certificación de Bien Inmueble, s. f.-b)



Figura 4.2.3 3. Datos descriptivos de una de las parcelas y referencia catastral en Oropesa de Toledo (Toledo) Sede Electrónica del Catastro - Consulta y certificación de Bien Inmueble, s. f.-b)

Caracterización del recurso solar

El valor promedio de GHI anual entre las tres bases de datos alcanza 1765 kWh/m², con máximo mensual en julio de 245,2 kWh/m² y mínimo en diciembre de 61,0 kWh/m². La DHI anual se sitúa en 555 kWh/m², con temperatura media anual de 16,0°C y velocidad de viento promedio de 3,1 m/s.

Según Global Solar Atlas:

- Irradiancia Global Horizontal (GHI): 1785,4 kWh/m²·año
- Irradiancia Normal Directa (DNI): 2138,3 kWh/m²·año
- Irradiancia Difusa (DIF): 546,6 kWh/m²·año
- Irradiancia en plano inclinado óptimo (GTI): 2102,6 kWh/m²·año
- Ángulo óptimo de inclinación: 35°
- Temperatura ambiente promedio: 15,4°C

	GHI (KwH/M2)			DHI (KwH/M2)		
	METEONORM	PVGIS	GSA	METEONORM	PVGIS	GSA
ENERO	65	69.958		30	23.712	
FEBRERO	87	91.161		31	28.404	
MARZO	135	138.010		48	43.219	
ABRIL	168	168.302		60	51.111	
MAYO	205	212.367		79	57.116	
JUNIO	228	225.082		71	52.361	
JULIO	245	245.477		55	44.186	
AGOSTO	214	217.766		53	40.229	
SEPTIEMBRE	155	158.614		52	38.067	
OCTUBRE	112	113.275		41	31.896	
NOVIEMBRE	71	71.338		30	24.405	
DICIEMBRE	57	60.161		27	20.771	
TOTAL	**1739**	**1771.512**	**2138.3**	**577**	**37.956**	**1785.4**

Tabla 4.2.3 1. Datos de GHI y DHI en (kWH/m2) según las bases de Meteonorm, PVGIS y Global Solar Atlas para el emplazamiento de Oropesa de Toledo (Toledo) (Elaboración propia)

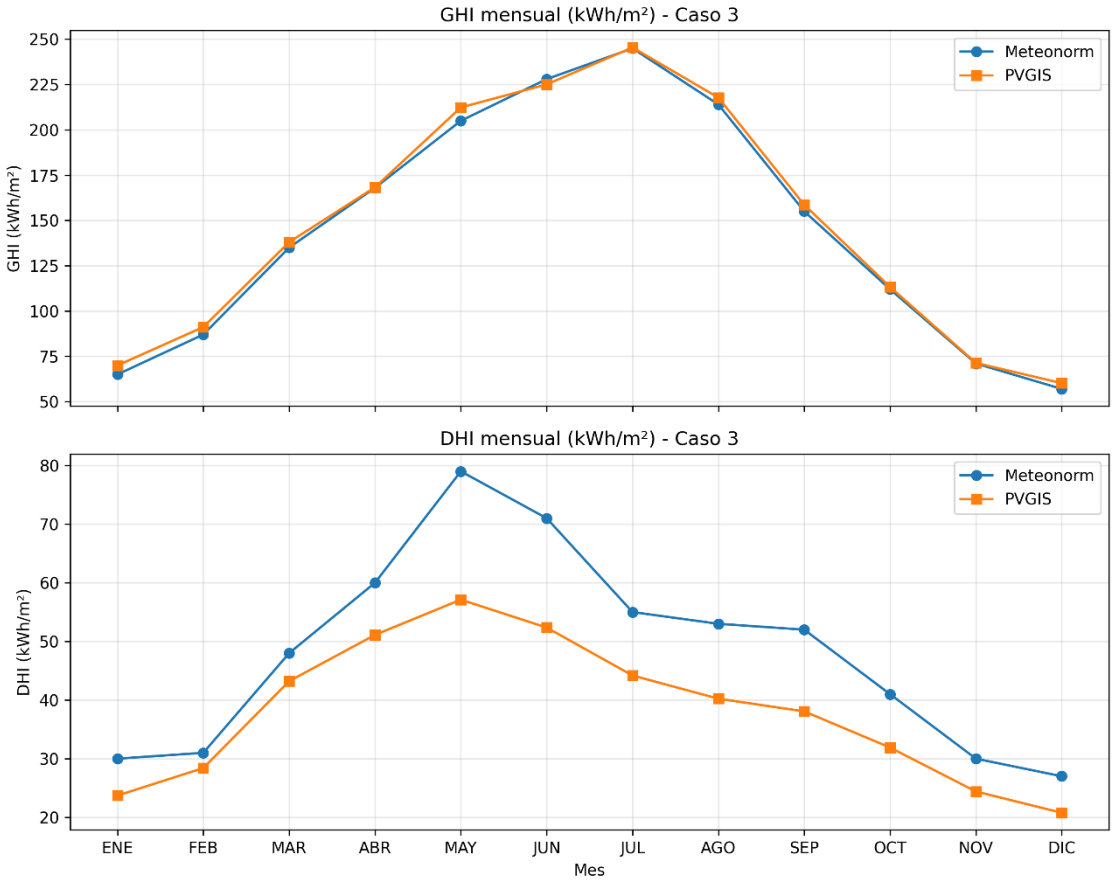


Figura 4.2.3 4. Representación gráfica de los datos anuales de radiación global horizontal (GHI) y de radiación difusa horizontal (DHI) en (kWH/m2) según las bases de Meteonorm y PVGIS para el emplazamiento de Oropesa de Toledo (Toledo) (Elaboración propia)

Características geotécnicas y topográficas

El terreno presenta topografía predominantemente llana, favorable para la implantación de estructuras fotovoltaicas sin requerir explanaciones significativas. La composición geológica corresponde a materiales sedimentarios de consistencia blanda a moderada, lo cual puede requerir sistemas de cimentación adaptados o mejorados. La cobertura vegetal dominante es dehesa, ecosistema característico del centro peninsular con presencia de encinas dispersas.

Conectividad e infraestructuras

El acceso se realiza mediante carreteras comarcales con estado de conservación aceptable. Sin embargo, la evacuación eléctrica presenta condiciones menos favorables al encontrarse el emplazamiento relativamente alejado de grandes nudos eléctricos, lo cual incrementaría los costes de conexión a red y las pérdidas técnicas asociadas.

Evaluación ambiental

El emplazamiento se localiza en las proximidades de las Llanuras de Oropesa, área catalogada como ZEPA (Zona de Especial Protección para las Aves), lo que constituye un condicionante ambiental crítico. Esta circunstancia puede derivar en restricciones administrativas significativas, alargamiento de los plazos de tramitación e incluso inviabilidad del proyecto. Adicionalmente, la vegetación de dehesa posee alto valor ecológico y cultural, lo cual puede generar oposición local y requerir evaluaciones ambientales exhaustivas.

4.3 Análisis comparativo de alternativas

4.3.1 Comparación de bases de datos de recursos solares

Para garantizar la robustez de los datos empleados en la evaluación, se han contrastado tres fuentes de información reconocidas: Meteonorm, PVGIS y Global Solar Atlas. La tabla siguiente presenta los valores de GHI anual reportados por cada fuente para los tres emplazamientos:

Emplazamiento	Meteonorm	PVGIS	GSA	Promedio
Plasencia	1761	1759	1758	1759
Villamayor de Santiago	1743	1797	1787	1776
Oropesa de Toledo	1739	1772	1785	1765

Tabla 4.3.1 1. Comparación de GHI anual (kWh/m²) según diferentes fuentes

Análisis de desviaciones

Se ha calculado la desviación porcentual de cada fuente respecto al valor promedio para evaluar la dispersión de los datos:

Para Plasencia:

- Meteonorm: +0,11%
- PVGIS: 0,00%
- GSA: -0,06%

Para Villamayor de Santiago:

- Meteonorm: -1,86%
- PVGIS: +1,18%
- GSA: +0,62%

Para Oropesa de Toledo:

- Meteonorm: -1,47%
- PVGIS: +0,40%
- GSA: +1,15%

En todos los casos, las desviaciones son inferiores al 2%, lo cual confirma la coherencia entre las diferentes bases de datos y valida la fiabilidad de las estimaciones. Se ha seleccionado Global Solar Atlas como fuente de referencia para el diseño debido a su reconocida precisión en estudios de plantas de escala industrial y su resolución espacial superior en el territorio español.

4.3.2 Tabla comparativa integral

Parámetro	Plasencia	Villamayor	Oropesa
Coordenadas			
Latitud	39,974°N	39,747°N	39,932°N
Longitud	6,171°O	2,936°O	5,189°O
Altitud (m)	411	780	344
Topografía			
Pendiente media	3,5°	4°	Llano
Pendiente máxima	20°	4°	Llano
GHI (kWh/m²)			
Meteonorm	1761	1743	1739
PVGIS	1759	1797	1772
GSA	1758	1787	1785
Promedio	**1759**	**1776**	**1765**
DHI (kWh/m²)			
Promedio	512	536	526
Temperatura (°C)	16,1	14,7	16,0
Viento (m/s)	2,7	3,0	3,1
Puntuación (0-50)	**32**	**47**	**28**

Tabla 4.3.2 1. Síntesis comparativa de emplazamientos

4.3.3 Evaluación cuantitativa multicriterio

Aplicando la metodología de evaluación descrita en la sección 3.1, se obtienen las siguientes puntuaciones para cada emplazamiento:

Criterio	Plasencia	Villamayor	Oropesa
Potencial solar (GHI)	6	8	8
Condiciones geotécnicas	5	10	7
Infraestructura eléctrica	8	10	5
Accesibilidad logística	8	10	6
Condicionantes ambientales	10	10	2
Cobertura vegetal	7	10	4
Puntuación total (0-60)	**44**	**58**	**32**
Valoración porcentual	**73%**	**97%**	**53%**

Tabla 4.3.3 1. Evaluación multicriterio de emplazamientos

4.3.4 Análisis de resultados y selección

El emplazamiento de **Villamayor de Santiago** obtiene la máxima puntuación con 58 puntos sobre 60 posibles (97%), consolidándose como la alternativa óptima. Los factores determinantes que explican esta superioridad son:

Recurso solar superior
Con un GHI de 1787 kWh/m² según GSA, Villamayor supera a Plasencia en 29 kWh/m²·año y a Oropesa en 2 kWh/m²·año. Esta diferencia, aunque pueda parecer modesta en términos relativos, se traduce en incrementos significativos de producción energética anual en una planta de 50 MWp.

Condiciones topográficas ideales
La pendiente uniforme de 4° permite maximizar el aprovechamiento del terreno sin costes excesivos de movimiento de tierras. En contraste, Plasencia presenta zonas con pendientes de hasta 20° que requerirían actuaciones de nivelación considerables.

Conectividad eléctrica óptima
La proximidad al nudo de Tarancón (aproximadamente 25 km) posibilita la evacuación en 220 kV con costes moderados y pérdidas técnicas mínimas. Oropesa, por su aislamiento relativo, presentaría costes de evacuación notablemente superiores.

Excelente accesibilidad
La conexión directa a la A-3 y la presencia de infraestructura ferroviaria en las inmediaciones facilitan la logística de obra, reduciendo tiempos y costes de construcción.

Ausencia de restricciones ambientales críticas
A diferencia de Oropesa, cuya proximidad a zona ZEPA constituye una barrera prácticamente insalvable, Villamayor no presenta conflictos ambientales significativos. El uso agrícola actual del suelo facilita el cambio de clasificación urbanística.

Limitaciones de Oropesa de Toledo
A pesar de presentar un recurso solar comparable al de Villamayor (diferencia de apenas 2 kWh/m²), Oropesa acumula desventajas críticas:

- Proximidad a ZEPA Llanuras de Oropesa, generando alto riesgo de denegación de autorizaciones.
- Vegetación de dehesa con valor ecológico reconocido, requiriendo eliminación de arbolado protegido.
- Infraestructura eléctrica deficiente, con evacuación costosa y pérdidas elevadas.
- Potencial oposición social por impacto en paisaje de alto valor cultural.

Limitaciones de Plasencia
Aunque Plasencia no presenta restricciones ambientales insalvables, sus principales inconvenientes son:

- Recurso solar inferior en 29 kWh/m²·año respecto a Villamayor.
- Topografía irregular con pendientes pronunciadas (hasta 20°).
- Sustrato rocoso de alta dureza incrementando costes de excavación.
- Ma**yores** costes de obra civil para acondicionamiento del terreno

4.4 Descripción técnica del emplazamiento definitivo

Una vez seleccionado el emplazamiento de Villamayor de Santiago como ubicación definitiva del proyecto, se procede a detallar su caracterización climática completa. La tabla siguiente presenta los valores mensuales de los principales parámetros meteorológicos según la base de datos PVGIS:

Mes	GHI (kWh/m²)	DHI (kWh/m²)	T (°C)
Enero	71,16	25,50	4,62
Febrero	90,92	30,96	6,13
Marzo	140,92	45,69	8,98
Abril	173,19	54,87	12,17
Mayo	216,71	59,65	16,96
Junio	228,72	54,77	22,22
Julio	245,77	47,47	26,31
Agosto	216,58	42,97	25,54
Septiembre	159,40	40,52	20,22
Octubre	117,91	33,76	15,23
Noviembre	73,14	26,06	8,64
Diciembre	62,76	22,06	5,78
TOTAL/MEDIA	**1797,19**	**484,31**	**14,40**

Tabla 4.4 1. Valores mensuales de radiación y temperatura según PVGIS

Síntesis de parámetros solares según Global Solar Atlas:

- Irradiancia Global Horizontal (GHI): 1787,1 kWh/m²·año
- Irradiancia Normal Directa (DNI): 2118,0 kWh/m²·año
- Irradiancia Difusa (DIF): 572,7 kWh/m²·año
- Irradiancia en plano inclinado óptimo (GTI): 2117,0 kWh/m²·año
- Temperatura ambiente media: 14,4°C
- Altitud: 780 m

4.4.1 Localización y accesos

El emplazamiento seleccionado se localiza en el término municipal de Villamayor de Santiago, provincia de Cuenca, comunidad autónoma de Castilla-La Mancha. Las coordenadas geodésicas precisas son 39,746923°N y 2,935772°O (sistema WGS84), con altitud promedio de 780 metros sobre el nivel del mar.

El acceso principal se realiza desde la carretera autonómica CM-200, que a su vez conecta con la autovía A-3 (corredor Madrid-Valencia) en menos de 10 km. Esta conectividad garantiza condiciones óptimas para:

- Transporte de componentes principales (inversores, transformadores, estructuras)
- Transporte de módulos fotovoltaicos desde puerto de Valencia (distancia aproximada: 150 km)
- Acceso de maquinaria pesada durante la fase de construcción
- Operaciones de mantenimiento y supervisión durante la fase operativa

4.4.2 Características del terreno

Superficie disponible
La parcela catastral presenta una superficie total de aproximadamente 50 hectáreas (500.000 m²). Descontando las áreas reservadas para viales de servicio, edificaciones auxiliares y franjas de protección perimetral, la superficie útil disponible para instalación de módulos se estima en 45 hectáreas (450.000 m²).

Esta extensión resulta adecuada para desarrollar una instalación de 50 MWp con seguidores de un eje en configuración 2V (dos módulos en vertical) y distancia entre seguidores de 10 metros, valor que minimiza las pérdidas por sombreado mutuo manteniendo un factor de ocupación razonable.

Condiciones topográficas
El terreno presenta una pendiente media de 4° con orientación general hacia el sur, configuración prácticamente ideal para instalaciones fotovoltaicas. La ausencia de desniveles pronunciados permite instalar los seguidores solares siguiendo la topografía natural sin necesidad de explanaciones masivas.

Características geotécnicas
El sustrato está constituido por sedimentos arcillosos y arenosos de compacidad media, con capacidad portante adecuada para cimentaciones superficiales. Los ensayos geotécnicos preliminares (a realizar en la fase de proyecto ejecutivo) determinarán las soluciones de cimentación óptimas, previsiblemente mediante hinca directa de perfiles metálicos o zapatas de hormigón de dimensiones reducidas.

4.4.3 Condiciones normativas y restricciones

Protección ambiental
La parcela se encuentra fuera de cualquier figura de protección de la Red Natura 2000 (LIC, ZEC, ZEPA), lo cual simplifica significativamente la tramitación administrativa ambiental. Los estudios preliminares de fauna no han identificado colonias de cría de especies protegidas en el emplazamiento.

Uso actual del suelo
El aprovechamiento actual corresponde a cultivo herbáceo de secano (cereal), clasificación que facilita el cambio de uso a suelo destinado a producción energética renovable. La tramitación urbanística previsible incluirá:

- Solicitud de compatibilidad de usos al ayuntamiento
- Declaración de utilidad pública del proyecto
- Autorización ambiental integrada

4.4.4 Evaluación eléctrica

La energía generada por la planta fotovoltaica se evacuará mediante una línea aérea de alta tensión a 220 kV hasta la subestación de Tarancón, propiedad de Red Eléctrica de España (REE), situada a una distancia aproximada de 25 km del emplazamiento de Villamayor de Santiago. Esta subestación forma parte de la red de transporte, lo que garantiza la capacidad de integrar en el sistema eléctrico la potencia prevista del parque, del orden de 50 MW.
(Resolución de 1 de diciembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de la demanda a las redes de transporte de electricidad, 2025)

La distancia de evacuación puede considerarse favorable desde el punto de vista técnico por dos motivos principales:

- **Viabilidad técnica de la conexión:** Una longitud del entorno de 25 km es habitual en proyectos de evacuación de generación renovable a tensiones de 220 kV, permitiendo un trazado razonable de la línea, con un número manejable de apoyos y una integración compatible con la planificación de la red de transporte. La conexión a una subestación existente como Tarancón simplifica, además, la coordinación con el operador del sistema frente a otras alternativas.
- **Pérdidas técnicas acotadas.**

4.4.5 Servicios e infraestructuras auxiliares

El emplazamiento dispone de los siguientes servicios y condiciones favorables:

- Cobertura de telefonía móvil 4G/5G de los principales operadores nacionales
- Red de caminos rurales en estado de conservación aceptable
- Punto de suministro eléctrico en baja tensión en las proximidades (para consumos auxiliares durante construcción)
- Ausencia de líneas eléctricas aéreas que atraviesen la parcela
- Ausencia de cauces fluviales permanentes o zonas clasificadas como inundables

4.4.6 Síntesis y conclusiones

El emplazamiento seleccionado en Villamayor de Santiago reúne las condiciones óptimas para el desarrollo de una planta fotovoltaica de 50 MWp desde las perspectivas técnica, económica y ambiental:

- **Fortalezas técnicas**: Recurso solar excepcional (GHI 1787 kWh/m²·año), topografía ideal (pendiente 4°), geotecnia favorable para cimentaciones estándar.
- **Fortalezas económicas**: Conectividad excelente (A-3 a 10 km), evacuación favorable (Tarancón a 25 km), mínimas necesidades de obra civil.
- **Fortalezas ambientales**: Ausencia total de figuras de protección, uso agrícola compatible, bajo impacto paisajístico.

Este conjunto de factores posiciona al emplazamiento como una alternativa de altísima viabilidad, constituyendo la base sólida sobre la cual se desarrollarán las fases posteriores de diseño detallado, dimensionamiento de componentes y análisis económico-financiero del proyecto.

Capítulo 5. NORMATIVA APLICABLE EN BASE A LA UBICACIÓN DEL PARQUE

Para llevar a cabo la construcción de un parque solar fotovoltaico utility scale en Villamayor de Santiago (Cuenca) la normativa aplicable se organiza en cinco bloques: normativa europea, estatal básica de energía y red, evaluación ambiental y ordenación, técnica de diseño/conexión, y autonómica/local (Castilla-La Mancha y ayuntamiento).

5.1.1 Marco europeo

- Directiva (UE) 2018/2001, de fomento de las energías renovables (RED II) y su actualización RED III (objetivos vinculantes de renovables, marco general para la expansión de FV utility scale).
- Paquete “Fit for 55” y objetivos climáticos 2030/2050 (alinean la planificación eléctrica y la expansión de renovables que justifica el parque).

5.1.2 Normativa estatal de energía y red

Acceso y conexión a la red de transporte

- Ley 24/2013, del Sector Eléctrico (LSE): marco general del sistema eléctrico, régimen de generación, transporte, distribución y mercado.
- RD 1047/2013 y RD 1955/2000 (y sus modificaciones): regulan condiciones de transporte, distribución, autorización de instalaciones y procedimiento de acceso y conexión.
- Circulares CNMC sobre acceso y conexión (especialmente Circular 1/2021, y modificaciones posteriores): criterios, plazos, garantías económicas y tramitación para nuevas plantas de generación.
- Plan de Desarrollo de la Red de Transporte 2021-2026 (MITECO / REE): define nudos, refuerzos y criterios para nuevas conexiones a 220 kV/400 kV.

Régimen de generación renovable y retribución

- RD 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.
- Órdenes ministeriales posteriores de actualización de parámetros retributivos (por ejemplo, Orden TED/53/2026 y anteriores).

Evaluación ambiental

- Ley 21/2013, de evaluación ambiental (EA estatal): determina cuándo el proyecto requiere evaluación de impacto ambiental ordinaria o simplificada, contenido del Estudio de Impacto Ambiental, consultas, información pública y declaración ambiental.

Suelo, planes y patrimonio

- Ley estatal de Suelo y Rehabilitación Urbana, más la Ley del Suelo y Ordenación Territorial de Castilla-La Mancha: clasificación del suelo, compatibilidad de usos e implantación de infraestructuras energéticas en suelo rústico.
- Normativa de patrimonio cultural y natural (estatal y autonómica): protección de bienes culturales, y de espacios de la Red Natura 2000, LIC, ZEPA, etc., que condicionan el diseño y la tramitación ambiental.

Reglamentación eléctrica y de seguridad

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y sus ITC, para los circuitos en BT de la planta (servicios auxiliares, etc.).
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT) y sus ITC: aplica a colectores en MT, centros de transformación y línea de evacuación a 220 kV.
- Normas UNE aplicables a instalaciones FV, inversores, protecciones, seccionamiento, etc. (por ejemplo UNE-EN 62446, UNE-EN 50583, UNE-EN 50549 sobre requisitos de conexión)

Requisitos de conexión y códigos de red

- Procedimientos de operación y normas técnicas de REE para generación conectada a la red de transporte (códigos de red y requisitos de comportamiento frente a huecos de tensión, control de potencia activa y reactiva, etc.).
- Modificaciones recientes de los requisitos para la implementación de códigos de red y comportamiento de generación renovable (publicadas en BOE a 2024-2026).

Normativa de construcción y seguridad laboral

- Código Técnico de la Edificación (para edificios auxiliares si los hay) y normativa de estructuras en caso de edificaciones.
- Ley de Prevención de Riesgos Laborales y reglamentación asociada para la fase de construcción y operación del parque.
- Normativa de seguridad industrial y medioambiental aplicable a obras de urbanización y líneas eléctricas.

5.1.3 Normativa autonómica y local (Castilla-La Mancha y Villamayor de Santiago)

- Ley autonómica de Energía/Ordenación del territorio de Castilla-La Mancha: criterios y procedimientos para instalaciones de generación renovable a gran escala.
- Normativa autonómica de evaluación ambiental y de montes/medio natural (afectación a fauna, vegetación, vías pecuarias, etc.),
- Ordenanzas municipales de Villamayor de Santiago:
    - Licencia urbanística de obras.
    - Tasas municipales y condiciones de implantación de infraestructuras en suelo rústico.
- Legislación autonómica de Castilla-La Mancha en materia de evaluación ambiental, que desarrolla y complementa la Ley 21/2013 (ley autonómica de evaluación ambiental y reglamento correspondiente).

(BOE-A-2025-12784 Resolución de 9 de junio de 2025, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto «Planta fotovoltaica hibridación PE Villamayor, de 29,025 MW de potencia instalada, y su infraestructura de evacuación, en los términos municipales de Villamayor de Santiago y Puebla de Almenara, en la provincia de Cuenca»., s. f.)

(incorpora et al., 2026)

(*Regulación Fotovoltaica en España 2026*, 2026)

(«Legislación de la energía solar fotovoltaica en España», s. f.)

(Ayuntamiento de Villamayor de Santiago, s. f.)

Capítulo 6. MODELADO Y ANÁLISIS TÉCNICO DE DISTINTAS CONFIGURACIONES FOTOVOLTAICAS CON EL SOFTWARE PVSYST

El diseño de una planta solar fotovoltaica utility scale requiere abordar un proceso iterativo de análisis y optimización en el que la solución final no depende de un único componente, sino de la interacción conjunta entre la configuración geométrica del campo, la selección de módulos fotovoltaicos, la tecnología de conversión, el dimensionamiento DC/AC y el comportamiento energético esperado a lo largo de la vida útil de la instalación. En este contexto, la definición del proyecto desarrollado para el emplazamiento de Villamayor de Santiago se ha basado en una metodología comparativa, en la que se han evaluado diferentes alternativas técnicas con el objetivo de identificar la combinación de componentes que proporciona el mejor equilibrio entre producción energética, eficiencia de implantación, pérdidas operativas y robustez del diseño.

Como punto de partida, se plantearon distintas variantes de configuración atendiendo a varios ejes de decisión técnica: la relación entre potencia pico instalada y potencia nominal de inversores, la separación entre seguidores y su efecto sobre el GCR (*Ground Coverage Ratio* o Relación de Cobertura del Terreno, que es la proporción entre el área activa de los paneles fotovoltaicos y el área total de terreno ocupada por la instalación) y las pérdidas por sombreado, la comparación entre configuraciones de seguidores de un panel en vertical y dos paneles en vertical, y la influencia de diferentes modelos de módulo fotovoltaico e inversor sobre la producción anual del sistema. Esta fase preliminar permitió constatar que pequeñas modificaciones en el layout o en los equipos principales podían alterar de forma significativa parámetros clave del proyecto, tales como la energía generada en el año 1, las pérdidas por clipping, la superficie total ocupada por la planta o la evolución de la producción a largo plazo.

Sobre esta base, el presente documento recoge de forma integrada el proceso seguido en PVsyst para la modelización del caso final de Villamayor de Santiago, así como la exposición y el análisis de los resultados obtenidos. Además de describir la definición del emplazamiento, la configuración geométrica, la selección de equipos y el balance de pérdidas, el texto incorpora la justificación técnica de la alternativa finalmente adoptada frente a las distintas variantes previamente consideradas, incluyendo su comportamiento energético anual y su evolución estimada a 30 años. De este modo, el capítulo no solo documenta la simulación del diseño definitivo, sino que también explica el fundamento técnico que sustenta la elección de dicha solución dentro del proceso global de optimización del proyecto

6.1 Introducción a PVSYST

PVsyst es una herramienta de referencia internacional para el diseño, modelado y simulación de sistemas fotovoltaicos conectados a red, aislados e híbridos, ampliamente utilizada en ingeniería de detalle, estudios de viabilidad y auditorías técnicas previas a la inversión de plantas solares de gran escala. En el ámbito de los proyectos utility scale, el programa permite integrar en un único entorno el recurso solar, la geometría de implantación, la selección de módulos e inversores, las pérdidas por sombreado, la modelización eléctrica y la estimación de la producción energética anual y a largo plazo.

La utilidad principal de PVsyst dentro del presente trabajo radica en su capacidad para convertir un conjunto de hipótesis de diseño en indicadores técnicos comparables, tales como la energía neta inyectada a red, la producción específica, el performance ratio y el desglose de pérdidas del sistema. Esto resulta especialmente relevante en la fase de optimización de una planta fotovoltaica, en la que pequeñas variaciones en la configuración geométrica o eléctrica pueden repercutir de forma significativa tanto en la producción anual como en la ocupación de suelo, las pérdidas por clipping o el comportamiento energético a lo largo de la vida útil.

6.2 Descripción del caso de estudio

La simulación se desarrolla para el emplazamiento de Villamayor de Santiago, en España, definido en PVsyst con coordenadas 39,7469° N, 2,9358° E, una altitud de 780 m y zona horaria UTC+1. El recurso meteorológico empleado procede de PVGIS API TMY, es decir, un año meteorológico típico generado a partir de la base de datos de PVGIS para dicho emplazamiento, y el modelo se resuelve en modo de cálculo horario, con albedo de 0,20, lo que proporciona una base consistente para la evaluación energética anual del sistema.

Desde el punto de vista de la implantación, la planta se configura como sistema conectado a red con seguidores de un eje horizontal N-S y backtracking activado, incorporando objetos de sombreado y cálculo rápido de sombras lineales mediante tablas. Esta elección es coherente con una planta utility scale en la que la maximización de la captación anual debe compatibilizarse con la limitación de pérdidas por intersombras y con un aprovechamiento eficiente de la superficie disponible.

6.3 Procedimiento seguido en PVsyst

En este apartado se describe de forma ordenada las etapas que se han llevado a cabo desde la creación del proyecto hasta la obtención de los resultados energéticos del parque fotovoltaico. En él se detalla cómo se ha definido el emplazamiento y el recurso solar, cómo se ha configurado la geometría de los seguidores y el sombreamiento, y cómo se han seleccionado los módulos e inversores y parametrizado las pérdidas eléctricas y térmicas. Finalmente, se explica la ejecución de las simulaciones anuales y a 30 años, junto con los criterios empleados para validar los resultados obtenidos y utilizarlos en la comparación de alternativas y en la justificación del diseño definitivo.

6.3.1 Creación del proyecto y definición del emplazamiento y del tipo de sistema

El primer paso en PVsyst consiste en crear un proyecto de tipo “Sistema conectado a red” y definir el emplazamiento de estudio, introduciendo la localización de Villamayor de Santiago y vinculando el archivo meteorológico representativo del sitio. A continuación se fijan los parámetros generales de simulación, entre ellos el cálculo horario, el albedo y el uso de datos TMY de PVGIS, asegurando la coherencia entre el recurso solar y el entorno geográfico del proyecto.

En esta fase también se valida el horizonte lejano importado desde PVGIS, cuyo perfil medio presenta una altura angular media de 3,3°, con valores reducidos en gran parte del sector visible y máximos en torno a 6,9° en ciertos acimuts positivos, lo que indica una afección moderada del horizonte lejano sobre la captación solar del sistema, dato relevante para cuantificar

correctamente las pérdidas por horizonte y su efecto sobre la irradiación incidente. La correcta definición del horizonte resulta esencial en proyectos de gran potencia, ya que condiciona la irradiación disponible en primeras y últimas horas del día y, por tanto, afecta de forma acumulativa a la energía anual.

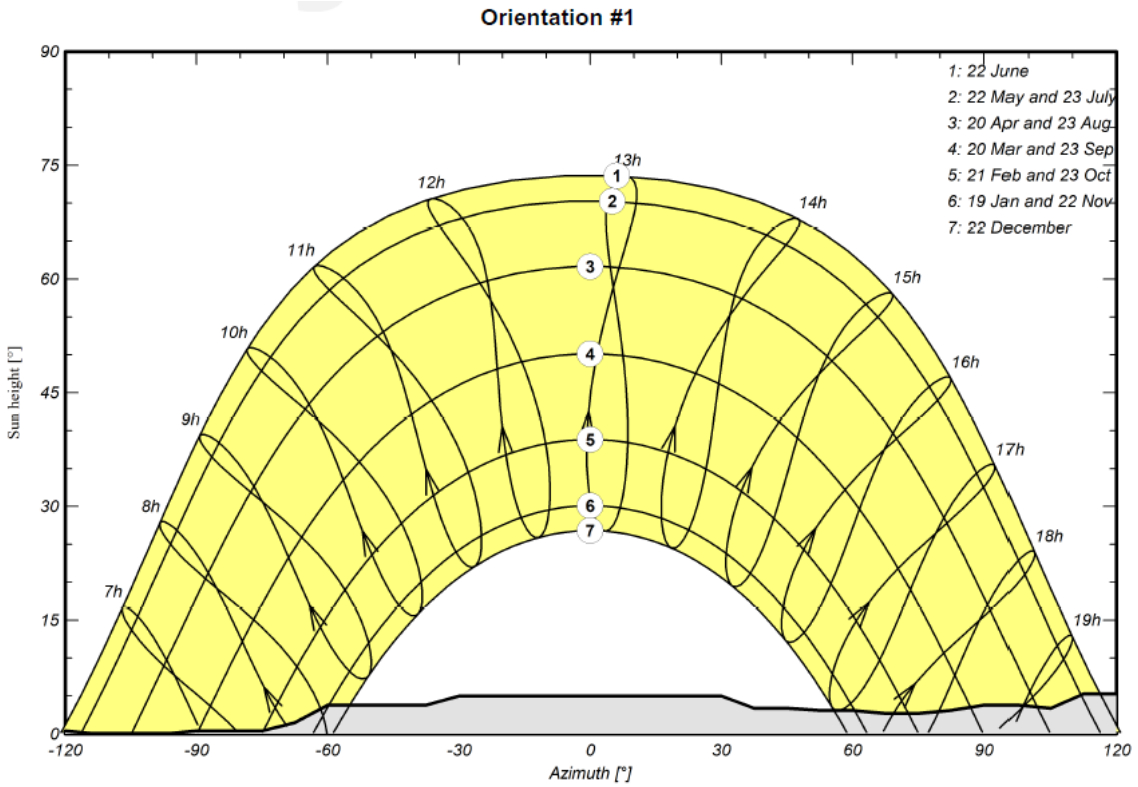


Figura 6.3.1 1. Diagrama de trayectorias solares y horizonte local Villamayor de Santiago, obtenido mediante PVsyst

Esta gráfica es un diagrama de recorrido solar para el emplazamiento y la orientación definidos en PVsyst que Sirve para:

- Mostrar la posición del sol (altura y acimut) a lo largo del día y del año en ese punto, de forma que se visualizan los arcos solares mensuales.

- Ver cómo interactúa la trayectoria del sol con el horizonte local y con el plano del generador FV, ayudando a identificar posibles sombras lejanas y a validar la orientación y el rango de seguimiento de los seguidores.

En resumen, se utiliza para comprobar que la geometría y la orientación del campo fotovoltaico aprovechan bien el recurso solar disponible y para analizar cuándo y cómo pueden aparecer sombras en el sistema.

6.3.2 Configuración de la orientación y seguimiento

Tras definir el emplazamiento, se establece la orientación del generador mediante un plano de seguimiento con eje horizontal Norte-Sur, acimut del eje de 0° y límites de giro de -60°/+60°. El algoritmo de seguimiento seleccionado es el cálculo astronómico con backtracking automático activado, lo cual permite adaptar el giro de los seguidores a la posición solar reduciendo el

sombreado mutuo, opción idónea para reducir pérdidas por sombras entre filas en configuraciones con alta densidad de implantación durante las primeras y últimas horas del día.

La simulación se ha planteado con paso temporal horario y con evacuación a red sin limitación de carga, hipótesis coherente con la modelización preliminar de una planta utility scale conectada a red de transporte o subtransporte.

Previamente a elegir la elección de la geometría más adecuada, se realizó un proceso de simulaciones para determinar el ratio más adecuado. El proceso de selección del ratio DC/AC = 1,219 parte de un análisis comparativo entre varias combinaciones de potencia pico instalada, potencia nominal de inversores y número de equipos, evaluadas todas ellas sobre el mismo emplazamiento y configuración geométrica del campo. En la tabla se recogen cuatro variantes (VC, VC1, VC2 y VC3) que permiten estudiar cómo cambia la producción anual cuando se aumenta o se reduce el sobredimensionamiento del generador respecto a la potencia nominal de conversión.

Variante	Pnom (MW)	Potencia Pico (MWp)	Ratio	Nº Inversores	Pérdidas Inversor sobre potencia nominal (%)	Producción año 1 (MWh)
VC = Caso Base	82.01	99.997	1.21933	59	0.8	192400
VC1 = Variante 1	91.74	94.442	1.02945	66	0	183372
VC2 = Variante 2	82.01	94.442	1.15159	59	0	183306
VC2 = Variante 3	86.18	94.442	1.09587	62	0	183388

Tabla 6.3.2 1. Tabla comparativa de las diferentes simulaciones hechas para determiner el ratio más óptimo (elaboración propia)

En el caso base VC se dispone una potencia nominal de 82,01 MW con una potencia pico de 99,997 MWp, lo que conduce a un ratio DC/AC de 1,219 y a la instalación de 59 inversores. Esta configuración presenta unas pérdidas por limitación de potencia nominal de inversor del 0,8%, es decir, en torno a un 0,8% de la energía potencial del generador se recorta por saturación del equipo de conversión, pero a cambio se obtiene la mayor producción anual de todas las alternativas, con 192.400 MWh en el año 1.

En las variantes VC1, VC2 y VC3 se modifica el número de inversores y la potencia pico total con el objetivo de reducir el ratio DC/AC y eliminar las pérdidas por sobrepotencia de inversor. VC1 incrementa la potencia nominal hasta 91,74 MW y reduce la potencia pico a 94,442 MWp, obteniendo un ratio de 1,029 y 66 inversores, con pérdidas por sobrepotencia nulas. Sin embargo, la producción cae hasta 183.372 MWh, casi 9.000 MWh menos que en el caso base, lo que indica que un ratio tan cercano a la unidad desaprovecha buena parte de las horas de irradiación media y baja.

La variante VC2 mantiene la misma potencia nominal que el caso base (82,01 MW) pero reduce la potencia pico a 94,442 MWp, con un ratio intermedio de 1,152 y las mismas 59 máquinas. De nuevo se eliminan las pérdidas por sobrepotencia, pero la producción anual se sitúa en 183.306 MWh, prácticamente idéntica a VC1 y muy por debajo del caso base, lo que muestra que recortar potencia pico penaliza más la producción que la ligera ganancia por desaparición del 0% de recorte. La variante VC3 (86,18 MW nominal, 94,442 MWp pico, ratio 1,096 y 62 inversores) se comporta de forma similar, con 183.388 MWh, confirmando que todas las configuraciones con ratios en el entorno 1,03–1,10 ofrecen un rendimiento anual significativamente inferior al del caso base.

A la luz de estos resultados, el criterio de diseño adoptado consiste en priorizar la energía anual inyectada a red frente a la eliminación completa del clipping de inversor. El análisis muestra que aceptar unas pérdidas muy moderadas por sobrepotencia (0,8%) compensa sobradamente, ya que el mayor sobredimensionamiento del generador (ratio 1,219) permite captar más energía en la mayoría de horas del año y se traduce en un incremento de producción de unos 9 GWh/año respecto a las variantes optimizadas para minimizar el recorte. Por ello, el ratio DC/AC definitivo elegido es 1,219, correspondiente al caso VC, al considerarse que representa el mejor compromiso entre aprovechamiento del recurso solar, limitación de pérdidas por clipping y coste asociado al número de inversores instalados.

Una vez elegido el ratio y continuando con la explicación de la simulación de las diferentes variantes, la activación del backtracking se acompaña de la definición geométrica del campo fotovoltaico, formado por 265 seguidores, con una distancia entre ejes de 6,00 m y anchura sensible de 2,38 m, lo que conduce a un GCR de sombreado del 39,7%. Esta configuración representa un compromiso técnicamente equilibrado entre compactación del layout, limitación de sombras cercanas y maximización de la ganancia por seguimiento.

La elección de esta geometría no fue directa, sino el resultado de comparar distintas separaciones entre seguidores y diferentes disposiciones del generador. Concretamente se han estudiado tres alternativas con distancias entre seguidores de 10 m, 12 m y 14 m en configuración de dos módulos en vertical, con producciones del año 1 de 186.925 MWh, 192.400 MWh y 196.153 MWh, respectivamente. Estas alternativas muestran que el incremento de separación reduce el GCR y mejora la captación por menor sombreado, si bien a costa de aumentar significativamente la superficie ocupada por la planta.

Variante nº	Distancia entre seguidores (m)	Ratio (MW/MWp)	Producción año 1 (MWh/año)	GCR(%)	Ganancia plano seguimiento (%)	Superficie paneles (ha)	Superficie planta (ha) = superficie paneles / GCR	Pérdidas por sombreado cercano (%)
VC4 - variante 4	12	Fijo	192400	39.90%	32.2	46.7108	117.0696742	1.8
VC5 - variante 5	10	Fijo	186925	47.90%	29.10%	46.7108	97.51732777	1.9
VC6 - variante 6	14	Fijo	196153	34.20%	34.40%	46.7108	136.5812865	1.8

Tabla 6.3.2 2. Tabla comparativa de distancias entre seguidores de 12, 10 y 14 metros respectivamente para configuración de 2 paneles en vertical (Elaboración Propia)

Asimismo, se ha comparado la disposición de seguidores con dos módulos en vertical frente a una disposición con un módulo en vertical. La configuración de dos módulos en vertical y 12 m de separación presenta una producción anual del año 1 de 192.400 MWh, mientras que la disposición de un módulo en vertical con 6 m de separación incrementa la producción hasta 193.756 MWh. Aunque la ganancia absoluta no es muy elevada, esta comparación evidencia que la solución de una fila vertical permite un mejor compromiso entre compactación geométrica, control de sombras y aprovechamiento energético del emplazamiento.

Variante nº	Distancia entre seguidores (m)	Ratio (MW/MWp)	Producción año 1 (MWh/año)	GCR(%)	Superficie planta (ha) = superficie paneles / GCR	Ganancia plano segimiento (%)	Pérdidas por sombreado cercano (%)
VC7 - variante 7	12 (para 2 V)	Fijo	192400	39.90%	117.0696742	32.2	1.8
VC8 - caso base año 1 1v	6 (para 1 V)	Fijo	193756	39.70%	117.6594458	32.30%	1.8

Tabla 6.3.2 3. Tabla comparativa de distancias entre seguidores de 12 m para 2 paneles en vertical y 6 metros para un solo panel en vertical (Elaboración Propia)

6.3.3 Definición del sombreamiento cercano

Una vez fijada la geometría principal, en PVsyst se construye la escena 3D de sombras cercanas y se habilita su consideración en el cálculo energético mediante el modelo lineal rápido basado en tablas. Esto sirve para representar el efecto mutuo entre filas de seguidores de forma computacionalmente eficiente dentro de una planta extensa.

La consideración rigurosa de las sombras próximas es particularmente importante en seguidores de un eje y en layouts compactos, ya que una elección inadecuada del pitch puede reducir notablemente la energía útil por incremento de pérdidas en horas de baja altura solar.

La escena representada en el informe muestra un campo regular de seguidores con disposición paralela y uniforme, coherente con una topología simplificada de planta utility scale durante la fase de simulación energética. El diagrama de isosombras confirma la distribución temporal de las pérdidas por sombreado en función de la altura y el acimut.

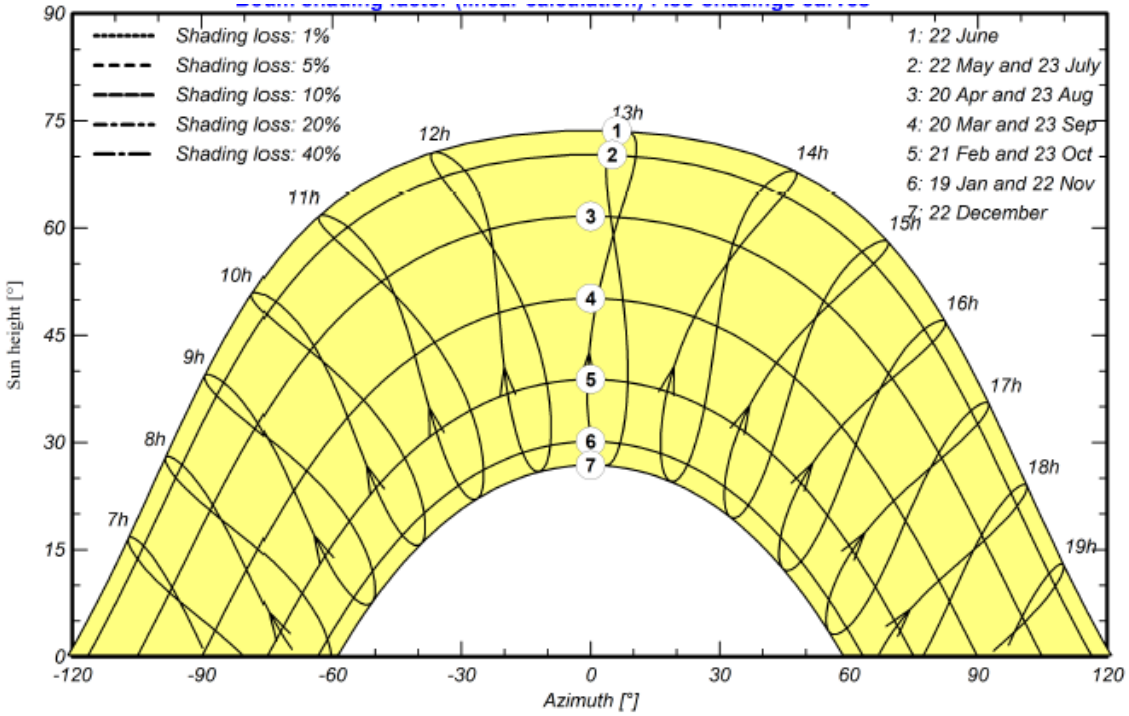


Figura 6.3.3 1. Diagrama de isosombras obtenido de PVsyst

6.3.4 Selección de módulos fotovoltaicos

En la fase de configuración del generador se define el modelo de módulo fotovoltaico a partir de la base de datos de PVsyst. El generador fotovoltaico definitivo se define con el módulo LONGi LR8-66HYD-655M (bifacial), con una potencia unitaria nominal de 655 Wp. El campo se compone de 154.000 módulos, organizados en 5.500 strings de 28 módulos en serie, alcanzando una potencia pico total en condiciones STC de 100,9 MWp.

A condiciones operativas de 50 °C, el generador presenta una potencia útil a MPP de 94,43 MWp, una tensión de operación de 1.074 V y una corriente agregada de 87.928 A. Estos valores

permiten comprobar que la planta trabaja con un margen eléctrico compatible con el rango de tensión admisible por los inversores seleccionados.

Durante la fase de optimización se comparó el módulo LONGi definitivo con otro módulo Trina Vertex TSM-DEG21C.20 de 665 Wp. Para una misma configuración de referencia con seguidores de una fila vertical y la misma familia de inversores del caso base preliminar, el estudio comparativo de alternativas técnicas recoge una producción del año 1 de 192.400 MWh con el módulo Trina frente a 194.642 MWh con el módulo LONGi en la variante comparada. Este contraste pone de manifiesto que, en igualdad del resto de parámetros, pequeñas diferencias en potencia unitaria, comportamiento eléctrico o ajuste con la configuración del sistema pueden traducirse en diferencias apreciables de producción anual.

No obstante, la selección final no se apoya únicamente en esa comparación aislada, sino en el encaje global del módulo LONGi dentro de la configuración definitiva con nuevos inversores SMA, mayor potencia pico total y optimización del ratio DC/AC. En ese contexto, la solución definitiva alcanza una producción muy superior a la obtenida en las variantes iniciales.

Variante Nº	Distancia entre seguidores	Ratio (MW/MWp)	Potencia Pico (MWp)	Panel	Inversor	Producción año 1 (MWh)
VC9- Caso 1 1V	6 (para 1 V)	1.22	99.997	Trina TSM-DEG21C-20-665Wp Vertex	caso base Power Electronics	192400
VC10 - Caso 1 1V otro panel longi bifacial	6 (para 1 V)	1.22	100215	Longi LR8-66HYD-655M bifacial	caso base Power Electronics	194642

Tabla 6.3.4 6.1. Tabla comparativa de alternativas de módulos fotovoltaicos (Elaboración Propia)

6.3.5 Selección y definición del sistema de conversión

Uno de los aspectos más determinantes del proceso de optimización ha sido la sustitución del inversor inicialmente considerado por el modelo SMA Sunny Central 4600 UP. En el diseño definitivo se disponen 20 inversores de 4,6 MWac, lo que da una potencia nominal total de inversores de 82,8 MWac y un ratio DC/AC de 1,22. El rango de tensión de operación indicado por PVsyst para estos equipos es de 1003 a 1325 V.

La comparación realizada revela de forma clara el impacto de esta decisión. Manteniendo la misma configuración de seguidores de una fila vertical y el mismo módulo de referencia de la variante comparada, el paso desde el inversor del caso base preliminar de Power Electronics a la solución con inversores SMA eleva la potencia pico del sistema hasta 100,9 MWp, la potencia nominal en AC hasta 94,43 MW y la producción del año 1 hasta 198.441 MWh, frente a los 192.400 MWh de la alternativa previa. Además, las pérdidas por limitación por potencia nominal del inversor son iguales en ambos casos, con un valor de 0.8%

Esta comparación pone de manifiesto que la selección del inversor no solo afecta al rendimiento instantáneo del equipo de conversión, sino también al equilibrio global entre potencia pico del generador, potencia nominal en corriente alterna y aprovechamiento anual de la irradiación disponible. Desde el punto de vista del diseño de planta, el nuevo dimensionamiento consigue un mejor aprovechamiento de la capacidad del campo fotovoltaico y aumenta notablemente la energía entregada a red.

Variante Nº	Distancia entre seguidores	Ratio (MW/MWp)	Potencia Pico (MWp)	Potencia Nominal (MW)	Panel	Inversor	Pérdidas por encima Potencia nominal (%)	Producción año 1 (MWh)
VC10 - Caso 1 1V otro panel longi bifacial	6 (para 1 V)	1.21932691	99.997	82.01	Trina TSM-DEG21C-20-665Wp Vertex	caso base Power Electronics	0.8	192400
VC10 - Caso 1 1V panel longi bifacial 13052026 otro inversor	6 (para 1 V)	1.21932691	100870	82.8	Longi LR8-66HYD-655M bifacial	caso base SMA 4600kW	0.8	198441

Tabla 6.3.5 1. Tabla comparativa de alternativas de invesores (Elaboración Propia)

6.3.6 Configuración eléctrica del generador

Definidos el módulo y el inversor, PVsyst exige ajustar la configuración eléctrica del generador para garantizar la compatibilidad tensión-corriente con el sistema de conversión. En el caso final se adopta una configuración de 28 módulos por string y 5.500 strings en total, que alimentan 18 inversores centrales SMA Sunny Central 4600 UP. El número total de módulos y la configuración de strings conducen a una potencia pico de 100,87 MWp frente a una potencia nominal en AC de 99,997 MW, resultando un ratio DC/AC de 1,22.

Este valor se sitúa dentro de un rango razonable para plantas utility scale, ya que permite incrementar el aprovechamiento energético de las horas de irradiación media y baja sin incurrir en un nivel excesivo de recorte por saturación de inversores. El propio diagrama de pérdidas del informe confirma que las pérdidas por exceso de potencia sobre la nominal del inversor se limitan al 0,8%, valor bajo para una planta con sobredimensionamiento moderado del campo DC.

6.3.7 Parametrización de pérdidas del sistema

Una vez fijada la arquitectura principal del sistema, se introducen en PVsyst las pérdidas de naturaleza térmica, eléctrica y de calidad de módulo. En el caso definitivo se han adoptado las siguientes hipótesis de pérdidas de array: coeficiente térmico modelizado mediante un factor de pérdidas térmicas con Uc = 29,0 W/m²K y Uv = 0,0 W/m²K/(m/s); pérdidas óhmicas en DC del 1,0% a STC; pérdidas por LID del 0,60%; pérdida por calidad de módulo de -0,30%; pérdidas por desajuste entre módulos del 2,0% a MPP y pérdidas por desajuste entre strings del 0,15%.

Para el modelo de envejecimiento, PVsyst incorpora una degradación media del módulo del 0,4% anual, con contribuciones del 80% en corriente y del 20% en tensión, y sin dispersión adicional por degradación entre módulos. El factor IAM se define mediante modelo de Fresnel con recubrimiento antirreflectante, tomando valores decrecientes al aumentar el ángulo de incidencia, desde 1,000 a 0° hasta 0,438 a 85° y 0 a 90°.

En corriente alterna se incluyen pérdidas auxiliares proporcionales a potencia de 3,0 W/kW, pérdidas en la salida de inversor hasta transformador MT del 0,10%, pérdidas en línea MT del 0,50%, pérdidas en línea AT del 0,50%, y pérdidas en transformadores de MT y AT caracterizadas a partir de sus parámetros nominales. Esta parametrización es importante porque permite representar con mayor fidelidad la energía realmente inyectada a red, no solo la generada a la salida del campo FV.

Array losses

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. 0.13 mΩ
Loss Fraction 1.00 % at STC

LID - Light Induced Degradation
Loss Fraction 0.60 %

Module Quality Loss
Loss Fraction -0.30 %

Module mismatch losses
Loss Fraction 2.00 % at MPP

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.15 %

Module average degradation
Year no 1
Loss factor 0.4 %/year
Imp / Vmp contributions 80% / 20%
Mismatch due to degradation
Imp RMS dispersion 0 %/year
Vmp RMS dispersion 0 %/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

System losses

Auxiliary losses
Proportional to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo
Inverter voltage 690 Vac tri
Loss Fraction 0.10 % at STC
Inverter: Sunny Central 4600 UP
Wire section (18 Inv.) Alu 18 x 3 x 2500 mm²
Average wires length 7 m

MV line up to HV Transfo
MV Voltage 20 kV
Average each transformer
Wires Alu 3 x 2000 mm²
Length 23110 m
Loss Fraction 0.50 % at STC

HV line up to Injection
HV line voltage 132 kV
Wires Alu 3 x 1200 mm²
Length 33605 m
Loss Fraction 0.50 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo
Medium voltage 20 kV
One transfo parameters
Nominal power at STC 5.50 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 10.86 kVA
Iron loss fraction 0.20 % at STC
Copper loss 44.03 kVA
Copper loss fraction 0.80 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.69 mΩ

Operating losses at STC (full system)
Nb. identical MV transfos 18
Nominal power at STC 99.06 MVA
Iron loss (24/24 Connexion) 195.41 kVA
Copper loss 792.45 kVA

HV transfo
Grid voltage 132 kV
Transformer from Datasheets
Nominal power 125000 kVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 100.00 kVA
Iron loss fraction 0.08 % of PNom
Copper loss 650.00 kVA
Copper loss fraction 0.52 % at PNom
Coils equivalent resistance 3 x 16.64 mΩ

Figura 6.3.7 1. Página del informe generado por PVsyst que recoge los parámetros correspondietes a las respectivas pérdidas

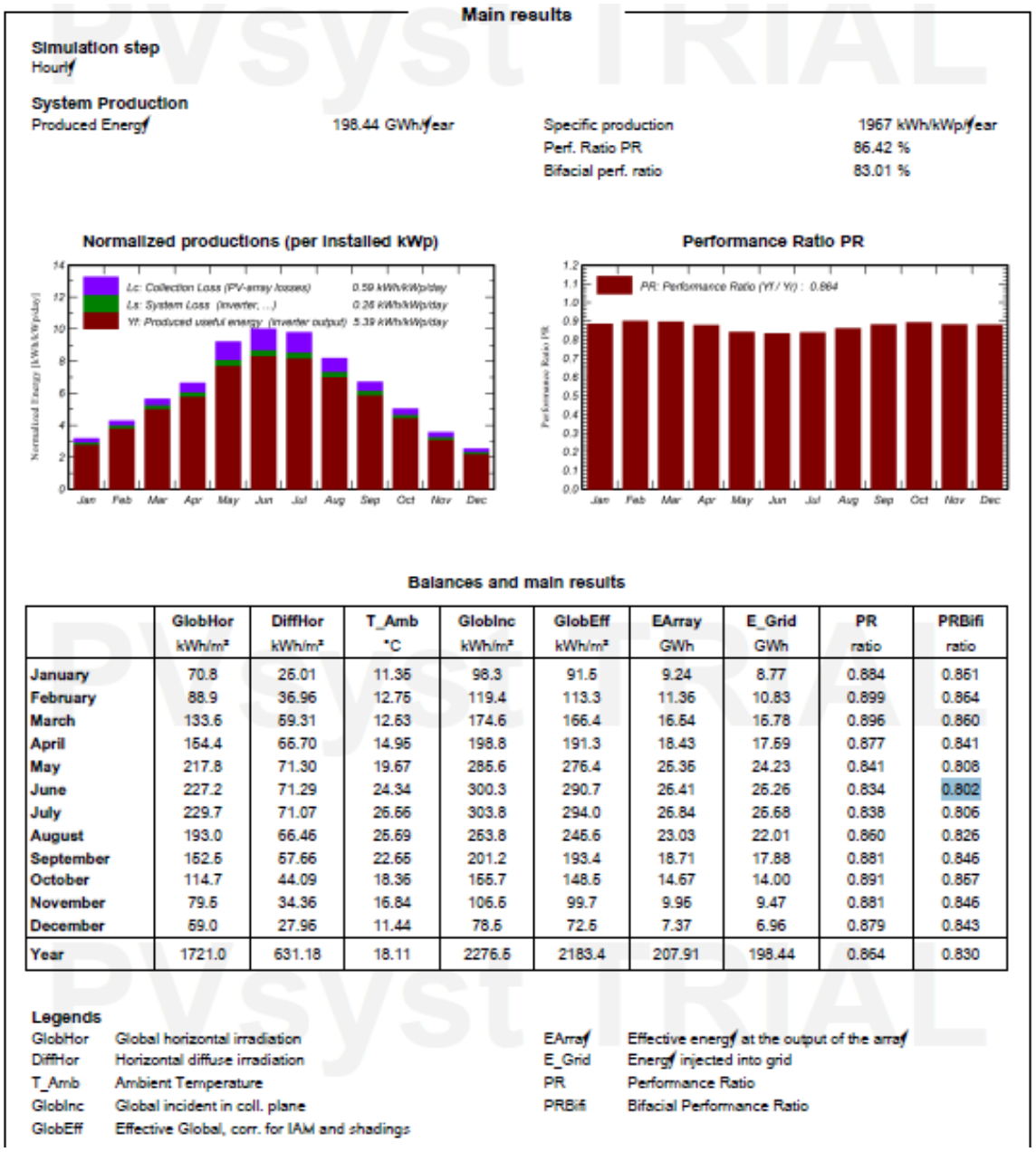
6.3.8 Ejecución de la simulación anual y obtención de resultados base

Con todos los parámetros anteriores definidos, se ejecuta la simulación horaria del año 1. El resultado principal del caso definitivo es una energía inyectada a red de 198,44 GWh/año, con una producción específica de 1967 kWh/kWp/año y un Performance Ratio (PR) del 86,4%.

El balance mensual muestra que los meses de mayor producción son junio y julio, con 25,26 GWh y 25,68 GWh inyectados a red, respectivamente, mientras que diciembre y enero representan los mínimos anuales con 6,96 GWh y 8,77 GWh. La irradiación global horizontal anual asciende a 1721,0 kWh/m², la irradiación global incidente en el plano de captación a 2276,5 kWh/m² y la irradiación efectiva, corregida por IAM y sombras, a 2183,4 kWh/m².

El PR mensual oscila entre 0,802 en junio y 0,864 en febrero, lo que refleja una ligera caída del rendimiento en los meses cálidos como consecuencia del impacto térmico sobre los módulos. Este comportamiento es coherente con el diagrama de pérdidas, donde la pérdida por temperatura constituye la contribución negativa más importante dentro del bloque de pérdidas del generador.

A continuación se muestra la figura 6.3.8, que recoge los resultados principales de la simulación anual para la configuración definitiva del parque de Villamayor de Santiago. En la parte superior se representan las producciones normalizadas por potencia instalada, distinguiendo el rendimiento del generador, las pérdidas internas del campo y la energía útil finalmente entregada al sistema, lo que permite identificar de forma visual el peso relativo de las pérdidas a lo largo del año. El gráfico situado a la derecha muestra la evolución mensual del Performance Ratio (PR), indicador que relaciona la energía efectivamente producida con la que obtendría el sistema trabajando siempre a su rendimiento nominal, y que en este caso se mantiene en torno a valores del 0,80–0,87, con ligeras caídas en los meses más cálidos por efecto de la temperatura. Finalmente, la tabla inferior presenta los balances mensuales de irradiación, temperatura, energía generada y PR, permitiendo comprobar la coherencia del modelo entre el recurso solar disponible y la energía inyectada a red, así como la representación adecuada de las variaciones estacionales de producción.



Main results

Simulation step
Hourly

System Production
Produced Energy 198.44 GWh/year

Specific production 1967 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 86.42 %
Bifacial perf. ratio 83.01 %

Normalized productions (per installed kWp)

Performance Ratio PR

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio	PRBifi ratio
January	70.8	26.01	11.35	98.3	91.5	9.24	8.77	0.884	0.851
February	88.9	36.96	12.75	119.4	113.3	11.36	10.83	0.899	0.864
March	133.6	59.31	12.63	174.6	166.4	16.54	15.78	0.896	0.860
April	154.4	66.70	14.95	198.8	191.3	18.43	17.59	0.877	0.841
May	217.8	71.30	19.67	285.6	276.4	25.35	24.23	0.841	0.808
June	227.2	71.29	24.34	300.3	290.7	26.41	25.26	0.834	0.802
July	229.7	71.07	26.66	303.8	294.0	26.84	25.68	0.838	0.806
August	193.0	66.46	25.69	253.8	245.6	23.03	22.01	0.860	0.826
September	152.5	57.66	22.65	201.2	193.4	18.71	17.88	0.881	0.846
October	114.7	44.09	18.36	155.7	148.5	14.67	14.00	0.891	0.857
November	79.5	34.36	16.84	106.5	99.7	9.95	9.47	0.881	0.846
December	69.0	27.96	11.44	78.5	72.5	7.37	6.96	0.879	0.843
Year	1721.0	631.18	18.11	2276.5	2183.4	207.91	198.44	0.864	0.830

Legends

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

Figura 6.3.8 1. Página “Main results”del informe generado por PVsyst, que incluye las gráficas de producciones normalizadas y PR mensual, así como la tabla de balances mensuales.

6.4 Análisis de los resultados energéticos y de rendimiento obtenidos con PVsyst

Una vez definido el modelo energético del parque fotovoltaico en PVsyst y ejecutadas las simulaciones correspondientes, resulta necesario analizar de forma pormenorizada los resultados obtenidos con el fin de valorar el comportamiento real esperado de la instalación. Mientras que el capítulo anterior se ha centrado en describir el procedimiento seguido para introducir los datos de partida, parametrizar los componentes y configurar la simulación, el presente capítulo se orienta al estudio e interpretación de las salidas generadas por el software.

El objetivo de este análisis no es únicamente exponer los valores globales de producción, sino también identificar cómo se distribuye la energía generada, cuáles son las pérdidas que

condicionan el rendimiento del sistema, de qué manera responde la planta ante distintas condiciones de irradiación y cómo evoluciona su desempeño durante los 30 años de vida útil considerados en la simulación. De este modo, el análisis de resultados permite pasar de la mera modelización del parque a la evaluación técnica de su funcionamiento esperado en operación.

En este capítulo se estudian, por tanto, las gráficas predefinidas de comportamiento del sistema, el diagrama de pérdidas y la simulación multianual obtenida mediante la herramienta *Ageing Tool*. En conjunto, estos resultados permiten verificar la coherencia del diseño adoptado, interpretar el reparto de pérdidas entre los distintos subsistemas y estimar la evolución energética de la planta bajo un escenario de degradación progresiva de los módulos fotovoltaicos.

6.4.1 Análisis del diagrama de pérdidas

El diagrama de pérdidas permite reconstruir la cadena de conversión energética desde la irradiación horizontal hasta la energía finalmente inyectada a red. A partir de una irradiación horizontal anual de 1721 kWh/m², la ganancia geométrica asociada a la captación sobre plano seguido eleva la irradiación incidente en colectores en un 32,3%, hasta 2186 kWh/m². Sobre ese valor actúan pérdidas del 1,0% por horizonte lejano, 1,8% por sombras cercanas y 1,2% por efecto IAM (Incident Angle Modifier", o modificador por ángulo de incidencia, representa cómo se reduce la irradiación efectiva que entra en el módulo cuando los rayos solares no llegan perpendicularmente al vidrio. Una parte de la luz se refleja en la cubierta y no alcanza la célula, y ese efecto aumenta cuanto mayor es el ángulo respecto a la normal).

En el bloque del generador fotovoltaico, la energía nominal del array a eficiencia STC asciende a 229,95 GWh. Las pérdidas más relevantes en este tramo son el efecto de temperatura (-3,7%), el desajuste entre módulos y strings (-2,1%), las pérdidas óhmicas (-0,7%), el LID (-0,6%) y la pérdida por nivel de irradiancia (-0,4%). La degradación de módulo del año 1 introduce una pérdida adicional del 0,2%.

Tras la conversión en inversores, la energía disponible a la salida del bloque de inversión es de 212,44 GWh, con pérdidas del 1,5% por rendimiento del inversor y del 2,2% por limitación sobre potencia nominal. Finalmente, las pérdidas en auxiliares, líneas y transformadores reducen la energía hasta los 198,44 GWh efectivamente inyectados a red.

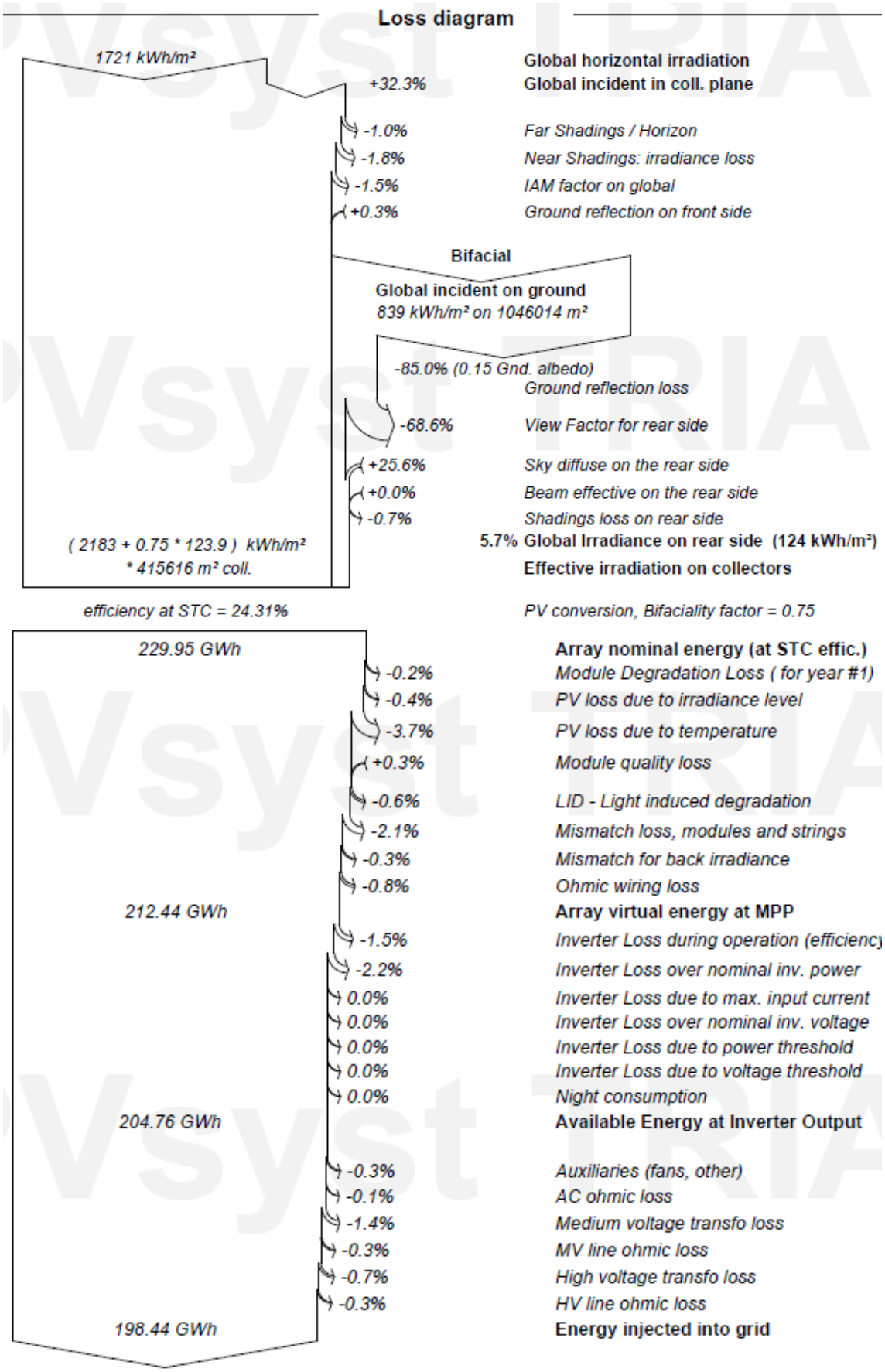


Figura 6.4.1 1. Diagrama de pérdidas completo obtenido tras realizar la simulación en PVsyst

6.4.2 Gráficas predefinidas de comportamiento del sistema

PVsyst proporciona además dos gráficas predefinidas de gran utilidad interpretativa. La primera es el diagrama diario de entrada/salida, que relaciona la irradiación global incidente diaria sobre el plano de captación con la energía útil diaria producida por el sistema. En el caso simulado, la nube de puntos muestra una relación casi lineal, lo que indica un comportamiento estable y predecible del sistema frente a cambios de recurso solar diario.

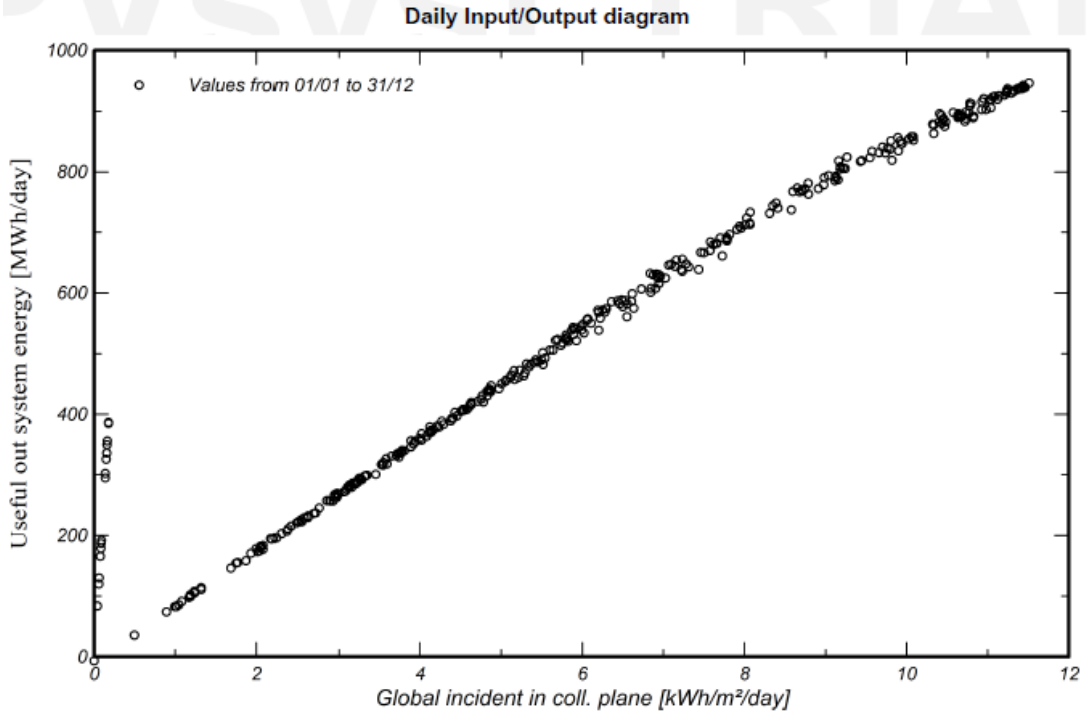


Figura 6.4.2 1. Diagrama diario de entrada/salida obtenido en el informe final de simulación de PVsyst

La segunda gráfica representa la distribución de potencia de salida del sistema. Esta figura permite visualizar cómo se reparte la energía anual entre los distintos rangos de potencia instantánea del parque y comprobar el grado de proximidad a la potencia nominal del sistema de conversión. Resulta especialmente útil para interpretar el efecto del ratio DC/AC y el bajo peso relativo de las pérdidas por recorte sobre potencia nominal reflejadas en el diagrama de pérdidas.

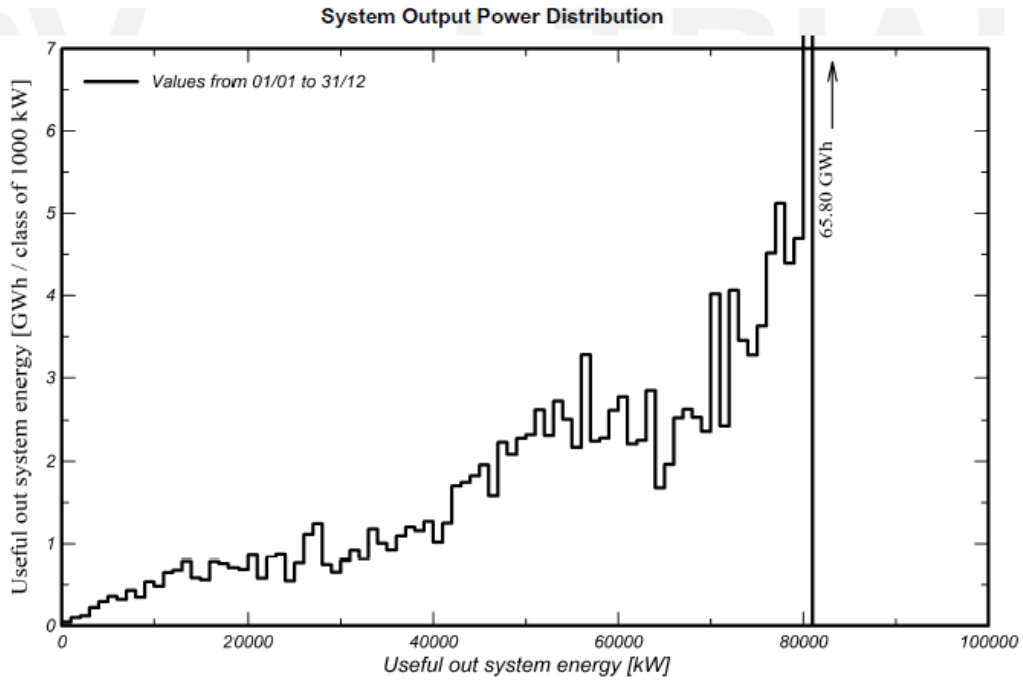


Figura 6.4.2 2. Diagrama de distribución de potencia de salida del sistema obtenido en el informe final de simulación de PVsyst

6.4.3 Simulación a 30 años mediante Ageing Tool

Una vez validado el comportamiento del año inicial, se activa en PVsyst la herramienta Ageing Tool para extender la simulación a los 30 años de vida útil del parque. El modelo considera una degradación media anual de módulo del 0,4%/año y utiliza como base meteorológica el año tipo de Villamayor de Santiago procedente de PVGIS API TMY, repetido como año de referencia a lo largo del horizonte temporal.

Los resultados muestran una evolución descendente y prácticamente lineal tanto de la energía útil del sistema como del Performance Ratio. La energía útil pasa de 198,44 GWh en el año 1 a 179,44 GWh en el año 30, mientras que el PR desciende desde 86,42 % hasta 78,14 %. La pérdida acumulada de PR respecto al valor inicial alcanza el 8,28 % al final del periodo de explotación analizado.

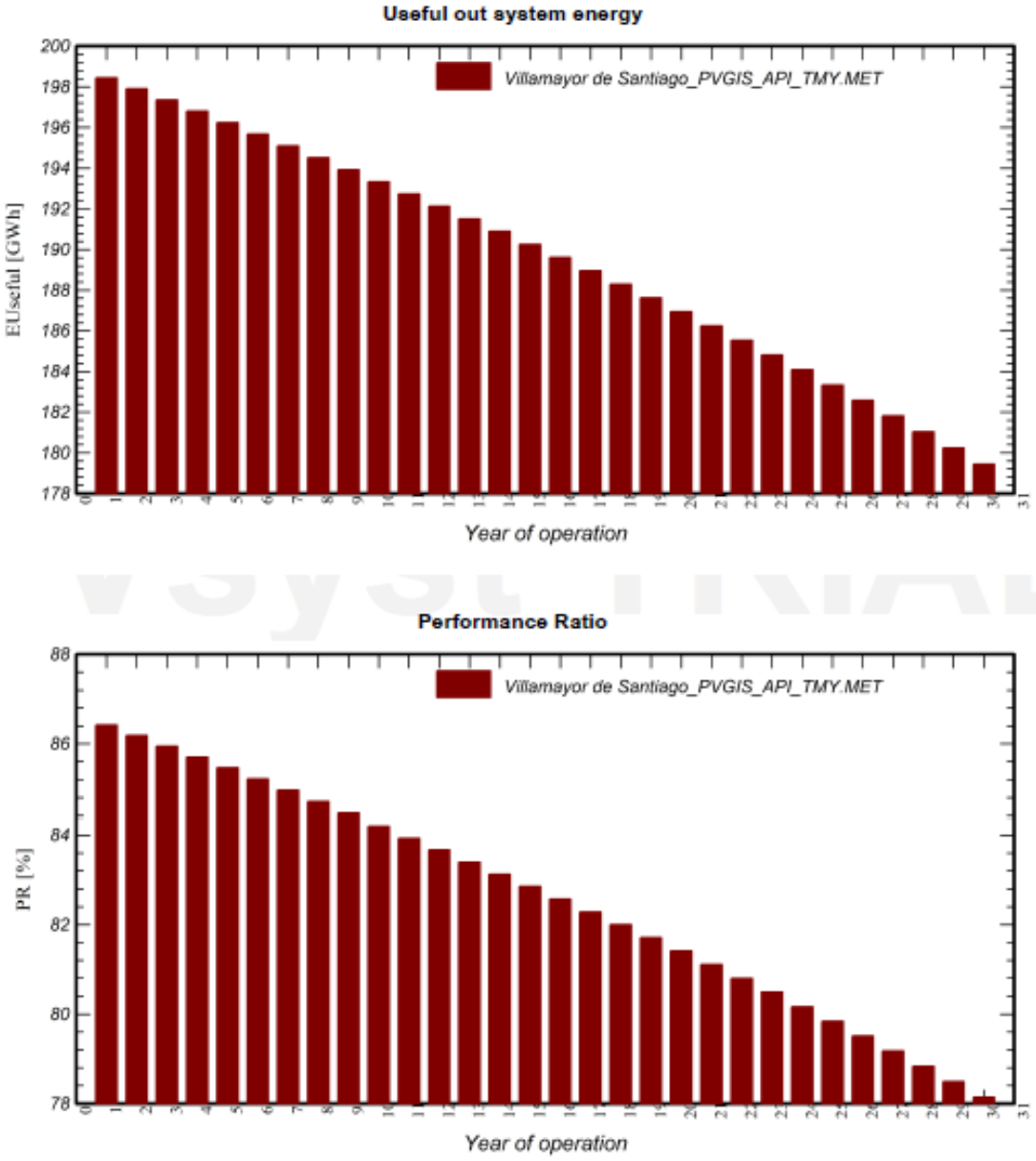


Figura 6.4.3 1. Diagramas de barras correspondientes a la energía útil producida y del Performance Ratio respectivamente, a lo largo de los 30 años de vida útil (PVsyst)

A continuación se muestra la tabla del Ageing Tool, que presenta, año a año, la energía útil entregada por la planta, el Performance Ratio asociado y la pérdida acumulada de PR respecto al valor inicial a causa de la degradación de los módulos. Para cada uno de los 30 años de operación se recoge la energía útil EUseful en GWh, que pasa de unos 198 GWh en el año 1 a algo menos de 180GWh en el año 30, junto con el PR correspondiente, que desciende desde aproximadamente el 86,5 % hasta alrededor del 78% al final del periodo. La última columna cuantifica la pérdida de rendimiento en puntos porcentuales de PR respecto al año inicial, evidenciando una degradación prácticamente lineal que alcanza en torno a 10 puntos de PR tras 30 años de explotación.

	EUseful	PR	PR loss
Year	GWh	%	%
1	198.44	86.42	-0.14
2	197.90	86.18	-0.41
3	197.35	85.94	-0.69
4	196.80	85.70	-0.96
5	196.24	85.46	-1.24
6	195.67	85.21	-1.53
7	195.10	84.96	-1.82
8	194.52	84.71	-2.11
9	193.93	84.45	-2.41
10	193.33	84.19	-2.71
11	192.73	83.93	-3.01
12	192.13	83.67	-3.31
13	191.51	83.40	-3.62
14	190.89	83.13	-3.94
15	190.25	82.85	-4.26
16	189.61	82.57	-4.58
17	188.95	82.29	-4.91
18	188.29	82.00	-5.24
19	187.62	81.70	-5.58
20	186.93	81.41	-5.93
21	186.24	81.10	-6.28
22	185.53	80.80	-6.63
23	184.81	80.48	-7.00
24	184.08	80.16	-7.36
25	183.33	79.84	-7.74
26	182.58	79.51	-8.12
27	181.80	79.17	-8.51
28	181.02	78.83	-8.90
29	180.24	78.49	-9.30
30	179.44	78.14	-9.70

Figura 6.4.3 2. Resultados del Ageing Tool de PVsyst para la planta de Villamayor de Santiago: evolución anual de la energía útil inyectada a red

La lectura conjunta de estos resultados confirma que el comportamiento esperado del parque durante su vida útil es consistente con una planta utility scale bien dimensionada, con pérdidas controladas, buena respuesta energética inicial y una degradación lineal moderada. En consecuencia, la configuración final seleccionada puede considerarse técnicamente adecuada para sustentar la producción prevista durante el periodo de explotación estudiado.

6.4.4 Resultados finales tras aplicar las pérdidas por OyM

Cabe destacar que, en los resultados de simulación que proporciona PVsyst, tanto en el año 1 como en el horizonte de 30 años calculado con la herramienta Ageing Tool, las pérdidas que se muestran se limitan a los procesos físicos y eléctricos del sistema: irradiancia efectiva, temperatura, pérdidas óhmicas, mismatching, LID, rendimiento de inversores, transformadores, líneas, etc. No se incluyen, en cambio, las pérdidas asociadas a la operación y mantenimiento (O&M), que están vinculadas a la explotación real de la planta (paradas programadas, averías, tareas de limpieza de módulos, restricciones operativas, etc.) y dependen de decisiones de gestión más que del diseño eléctrico o del recurso solar.

Bajo el concepto de pérdidas por O&M se agrupan, entre otras, las indisponibilidades debidas a mantenimientos preventivos y correctivos, tiempos de parada por intervenciones en inversores, transformadores o cuadros, periodos de desconexión forzada por trabajos en la red, y también la pérdida de rendimiento asociada a suciedad de los módulos cuando el plan de limpieza no es suficiente para mantener el nivel de reflectancia ideal. Se trata, por tanto, de pérdidas de carácter operacional, que no aparecen de forma explícita en el diagrama de pérdidas de PVsyst porque el programa simula la planta en condiciones de disponibilidad ideal (100% del tiempo) salvo los elementos que el usuario haya modelizado de forma específica como consumos auxiliares, limitaciones de potencia o curtailment.

(Estrategias de O&M en plantas fotovoltaicas, s. f.)

(O&M Solar, 2026)

Por este motivo, para reflejar un escenario más realista de explotación de la planta, se ha introducido una estimación adicional de pérdidas por O&M del 2**%**, aplicada sobre la energía útil calculada por PVsyst. Este valor se sitúa en el rango habitual de indisponibilidades y pérdidas operativas reportadas en plantas fotovoltaicas utility scale bien gestionadas, y recoge de forma global el efecto combinado de paradas de mantenimiento, incidencias puntuales y degradación temporal de rendimiento debida a suciedad o pequeños desajustes no capturados en el modelo.

Dado que PVsyst no permite incorporar directamente este porcentaje de pérdidas de O&M en el diagrama de pérdidas estándar ni en la herramienta Ageing Tool, el cálculo se ha realizado externamente, mediante una hoja de cálculo, a partir de las producciones anuales simuladas para cada uno de los 30 años de vida útil. Para cada año n, se ha tomado la energía útil inyectada a red E_PVsyst, n y se ha obtenido la energía neta tras O&M como:

$$E_neto, n = E_PVsyst, n \cdot (1 - 0{,}02)$$

Es decir, se ha aplicado una reducción uniforme del 2% sobre la energía anual (y, por extensión, sobre los indicadores derivados como horas equivalentes o factor de capacidad), construyendo así una serie temporal de producción netamente disponible después de considerar las pérdidas de operación y mantenimiento.

El factor de capacidad que se menciona (también llamado factor de planta) mide qué porcentaje de la energía que podría producir una planta a plena potencia durante un periodo dado se produce realmente en ese periodo.

Formalmente se define como:

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Energía real generada en el periodo}}{\text{Potencia nominal} \times \text{nº de horas del periodo}}$$

y se expresa en tanto por uno o en porcentaje.

Aplicado a esta planta fotovoltaica:

- En el numerador se coloca la **energía anual** (los GWh/año que da PVsyst para cada uno de los 30 años).

- En el denominador, la **potencia nominal AC de la planta** multiplicada por las horas del año (8.760 h).

El resultado indica qué fracción de esas 8.760 horas equivalentes (a potencia nominal) se ha aprovechado realmente con el recurso solar disponible, las pérdidas del sistema y las indisponibilidades. En plantas FV utility scale bien diseñadas, los factores de capacidad típicos están en torno al 15–30% según recurso solar y tecnología.

Esta serie ajustada es la que se emplea en el capítulo de resultados para caracterizar el comportamiento esperado de la planta a lo largo de su vida útil, de forma coherente con un escenario de explotación realista y no únicamente con la producción teórica ideal obtenida del modelo de simulación.

Antes de presentar la evolución anual de la producción neta y del rendimiento global del sistema a lo largo de los 30 años de vida útil considerados, se recoge en la Tabla 6.4.4 1 la configuración de diseño adoptada para la planta fotovoltaica de Villamayor de Santiago. Esta tabla resume los principales parámetros del generador y del sistema de conversión (modelo y potencia unitaria de los módulos, número total de módulos y strings, modelo y número de inversores, potencia pico instalada y potencia nominal en AC, ratio DC/AC, tensiones de operación, etc.), que constituyen la base del modelo energético utilizado en PVsyst.

Modelo del Panel Solar	Longi LR8-66HYD-655M (bifacial)
Potencia pico del panel (Wp)	656
Nº de paneles solares	154
Potencia total pico (MWp)	100,87
Nº paneles por string	28
Nº de strings	5,5
Modelo de inversor	SMA Sunny Central 4600 UP
Potencia nominal del inversor (MW)	4,6
Nº inversores	18
Potencia nominal total de la planta (MW)	82,8
Ratio (Potencia pico / potencia nominal)	1,21
Seguidor tipo:	1 panel en vertical (1 V)
Número de seguidores	265 unidades
Distancia entre seguidores	6 m
Producción año 1 (MWh/año)	198.441

Tabla 6.4.4 1. Configuración definitiva de la planta de Villamayor de Santiago

La tabla siguiente resume la evolución anual de la producción neta del parque durante los 30 años de vida útil considerados, así como las horas equivalentes de funcionamiento y el factor de capacidad resultante en cada ejercicio. Los valores de energía anual proceden de la simulación multianual de PVsyst, corregidos posteriormente con el factor de pérdidas por operación y mantenimiento, mientras que las horas equivalentes expresan la producción anual referida a la potencia nominal de la planta y el factor de capacidad mide el aprovechamiento de dicha potencia a lo largo del año.

Se observa una tendencia decreciente suave y prácticamente lineal tanto en la producción (de 194,47 GWh en el año 1 a 175,85 GWh en el año 30) como en las horas equivalentes (de 1.928 h a 1.743 h) y en el factor de capacidad (del 22,0% al 19,9%), coherente con la degradación progresiva del generador fotovoltaico modelizada en PVsyst. El valor medio a lo largo de la vida útil se sitúa en torno a 185,78 GWh/año, 1.842 h equivalentes y un factor de capacidad del 21,0%, lo que confirma un comportamiento típico de una planta utility scale bien dimensionada en un emplazamiento de buen recurso solar.

Año	Producción (GWh/año)	Horas Equivalentes	Factor de Capacidad (%)
1	194.471	1927.939	22.008
2	193.942	1922.693	21.949
3	193.403	1917.349	21.888
4	192.864	1912.006	21.827
5	192.315	1906.565	21.764
6	191.757	1901.027	21.701
7	191.198	1895.489	21.638
8	190.630	1889.854	21.574
9	190.051	1884.122	21.508
10	189.463	1878.293	21.442
11	188.875	1872.464	21.375
12	188.287	1866.634	21.309
13	187.680	1860.611	21.240
14	187.072	1854.587	21.171
15	186.445	1848.369	21.100
16	185.818	1842.151	21.029
17	185.171	1835.739	20.956
18	184.524	1829.327	20.883
19	183.868	1822.817	20.808
20	183.191	1816.114	20.732
21	182.515	1809.410	20.655
22	181.819	1802.512	20.577
23	181.114	1795.517	20.497
24	180.398	1788.425	20.416
25	179.663	1781.138	20.333
26	178.928	1773.851	20.249
27	178.164	1766.273	20.163
28	177.400	1758.695	20.076
29	176.635	1751.117	19.990
30	175.851	1743.345	19.901
PROMEDIO	**185.784**	**1841.814**	**21.025**

Tabla 6.4.4 2. Evolución anual de la producción neta, horas equivalentes de funcionamiento y factor de capacidad del parque fotovoltaico durante los 30 años de vida útil considerados tras aplicar las pérdidas por OyM (Elaboración propia)

Capítulo 7. DISEÑO DEL CONEXIONADO ELÉCTRICO

Este capítulo tiene por objeto definir y justificar el diseño del conexionado eléctrico del parque fotovoltaico, desde la generación en corriente continua hasta la entrega de energía en el punto de conexión a la red de transporte o distribución. En él se describen de forma ordenada los criterios adoptados para la configuración de los circuitos de corriente continua, la selección y cálculo de las protecciones asociadas y el diseño de la red de corriente alterna, garantizando en todo momento el cumplimiento de la normativa aplicable y las condiciones técnicas de la compañía distribuidora o transportista.

En primer lugar, se aborda la instalación de corriente continua, detallando la agrupación de strings, el dimensionamiento de los cables DC y las cajas de interconexión y las protecciones contra sobreintensidades, fallos a tierra y sobretensiones de origen atmosférico o de maniobra. A continuación, se desarrolla la instalación de corriente alterna, desde la salida de los inversores hasta el transformador de media tensión, las líneas de evacuación internas y el transformador elevador a alta tensión, incluyendo el cálculo de secciones, caídas de tensión y pérdidas, así como la definición de las protecciones de sobreintensidad, cortocircuito, diferencial y protección específica de red (protecciones de interfaz).

El esquema unifilar que se incluye a continuación recoge la configuración eléctrica completa de la planta solar fotovoltaica objeto de este proyecto, desde el campo generador en corriente continua hasta el punto de conexión a la red en alta tensión. En él se representan, de forma simplificada pero rigurosa, todos los elementos principales de la instalación: cadenas de módulos fotovoltaicos, inversores, transformadores de media y alta tensión, líneas de evacuación y punto de inyección a la red.

La finalidad de este esquema es ofrecer una visión clara y global de la arquitectura eléctrica de la planta, facilitando la comprensión de los diferentes niveles de tensión, la agrupación de inversores y la forma en que la energía generada se transforma y se transporta hasta el sistema eléctrico de distribución. Asimismo, sirve como referencia para el posterior dimensionamiento de conductores, selección de protecciones, verificación del cumplimiento del REBT y demás normativa aplicable a instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

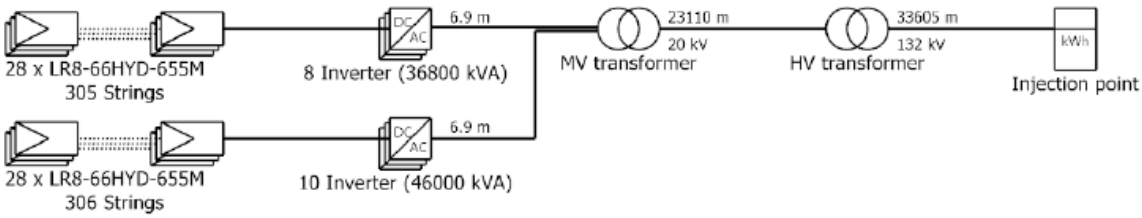


Figura 7.1 Esquema unifilar resumen de la instalación

7.1 Instalación de corriente continua

La instalación de corriente continua constituye el primer eslabón de la cadena eléctrica del parque fotovoltaico, al concentrar la energía generada por los módulos y conducirla hasta la entrada de los inversores en condiciones de seguridad y con pérdidas reducidas. En este tramo se integran tres elementos principales: los propios paneles fotovoltaicos, las cajas de interconexión o string boxes y las entradas en continua de los inversores, que en conjunto conforman la red DC del generador.

Los **paneles solares fotovoltaicos** se agrupan en series de módulos eléctricamente idénticos hasta conformar los strings, dimensionados de modo que la tensión de operación se mantenga dentro de la ventana admitida por el inversor en todo el rango de temperaturas de trabajo. Cada string se cablea mediante conductores de corriente continua adecuados para instalación en exterior, con aislamiento y sección calculados para soportar la intensidad máxima de cortocircuito del generador, limitar la caída de tensión a valores admisibles y resistir las condiciones ambientales del emplazamiento (temperatura, radiación UV, humedad y esfuerzos mecánicos).

PANEL LONGI LR8-66HYD-655M	
Potencia pico (Pp)	655 Wp
Intensidad de cortocircuito (Isc)	16,72 A
Intensidad máxima potencia (Impp)	16,02 A
Tensión de máxima potencia (Vmpp)	40,90V
Tensión de circuito abierto (Voc)	49,61 V
Número total de paneles	154.000
Configuración de las cadenas (strings)	28 X 5500

Tabla 7.1 1. Características del panel solar fotovoltaico utilizado

INVERSOR SMA SUNNY CENTRAL 4600 UP	
Potencia fotovoltaica máxima	7.000 kW
Potencia fotovoltaica nominal	5.750 KW
Tensión mínima (Vmpp)	1.003 V
Tensión máxima (VMpp)	1.325 V
Tensión absoluta máxima	1.500 V
Intensidad FV máxima	8.400 A
Intensidad máxima AC	3.850 A
Potencia nominal AC	4.600 KW
Número de entradas MPPT	1
Número total de inversores	18

Tabla 7.1 7.2. Características del inversor fotovoltaico utilizado

Las cajas de interconexión en continua agrupan eléctricamente varios strings en paralelo y constituyen el punto principal de concentración de la corriente DC. En su interior se alojan las protecciones específicas de este nivel de tensión, normalmente fusibles tipo gPV para cada string, seccionadores en carga en el polo positivo y/o negativo y descargadores de sobretensión de tipo II o combinado, según el nivel de exposición frente a descargas atmosféricas. La

disposición y número de cajas se optimiza para reducir longitudes de cableado, facilitar las labores de operación y mantenimiento y permitir un seccionamiento selectivo en caso de fallo.

- **Cálculo de la configuración de cadenas o strings**

El número de módulos por cadena se ha fijado en 28 unidades de LONGi LR8-66HYD-655M conectadas en serie. Con esta configuración, la tensión en el punto de máxima potencia del string es:

$$V_{string} = V_{mpp} \text{ x } N^{o}_{paneles\ por\ string} = 28 \cdot 40{,}90 \approx 1.145\ V$$

Este valor que se sitúa dentro del rango de seguimiento MPPT del inversor SMA Sunny Central 4600 UP (1003–1325 V). A su vez, la tensión de circuito abierto nominal del string es:

$$V_{OC} = V_{OC} \text{ x } N^{o}_{paneles\ por\ string} = 28 \cdot 49{,}61 \approx 1.389\ V$$

Este resultado eses inferior a la tensión absoluta máxima admitida por el inversor (1500 V), por lo que se garantiza la compatibilidad eléctrica del generador con el equipo de conversión.

Teniendo en cuenta que son necesarios 154.000 paneles fotovoltaicos para la constitución del parque y que el inversor admite hasta 28 paneles por string, se puede obtener la configuración final:

$$N^{o}_{strings} = \frac{N^{o}\ total\ de\ paneles}{N^{o}\ paneles\ por\ string} = \frac{154.000}{28} = 5.500\ strings$$

Y, finalmente, teniendo en cuenta la potencia máxima admisible por cada inversor, se obtiene el número total de strings:

$$N^{o}_{strings/inversor} = \frac{N^{o}\ total\ de\ strings}{N^{o}\ total\ de\ inversores} = \frac{5.500}{18} \approx 306\ strings/inversor$$

Desde las cajas de interconexión, los tramos de acometida en continua conducen la energía hasta las entradas DC de los inversores, donde se completa la conversión de energía de corriente continua a corriente alterna. Estos tramos se dimensionan de forma análoga a los strings, pero considerando las intensidades ya agrupadas y los criterios de caída de tensión y pérdidas para el conjunto de cada campo fotovoltaico. La coordinación entre paneles, cajas de interconexión e inversores asegura que la red de continua opere dentro de su envolvente térmica y eléctrica, que las corrientes de fallo queden adecuadamente limitadas y que cualquier incidente pueda ser despejado mediante las protecciones previstas sin comprometer la integridad del generador ni la seguridad de las personas.

➢ Cálculo de las cajas de interconexión

Para definir las cajas DC se suele fijar un número razonable de strings por caja, de forma que:

- La intensidad por caja sea manejable.
- La topología sea modular y facilite la explotación.
- No se excedan los límites de intensidad del seccionador, embarrado y descargadores de la caja.

Una elección habitual en utility scale con módulos de esta corriente es 16 strings por caja DC:

$$I_{caja} = 16 \cdot 16{,}02 \approx 256 \text{ A}$$

Valor adecuado para cajas de interconexión comerciales de 16 entradas con fusibles gPV y seccionador de 250–315 A.

Con 5.500 strings y 16 strings/caja:

$$N_{cajas} = \frac{5.500}{16} \approx 343{,}75 \Rightarrow 344 \text{ cajas DC}$$

Cajas por inversor y strings por inversor. Si se usan 344 cajas y 18 inversores, el reparto típico sería:

$$N_{cajas/inv} = \frac{344}{18} \approx 19{,}1$$
$$\Rightarrow 19 \text{ cajas por inversor (algunos inversores tendrán 20)}$$

Strings por inversor:

- Con 19 cajas de 16 strings: $19 \cdot 16 = 304$ strings.
- En el inversor que tenga 20 cajas: $20 \cdot 16 = 320$ strings.

En ambos casos, la potencia FV por inversor (304–320 strings):

$$P_{FV,inv} \approx 304 \cdot 18{,}34 = 5{,}58 \text{ MWp} \quad 320 \cdot 18{,}34 = 5{,}87 \text{ MWp}$$

Valores por debajo de los 7 MWp máximos de placa del inversor.

Intensidad DC por inversor:

$$I_{inv} \approx 304 \cdot 16{,}02 = 4.87 \text{ kA} \quad 320 \cdot 16{,}02 = 5.13 \text{ kA}$$

Muy por debajo de los 8.400 A admisibles.

Es decir, con cajas de 16 strings, unas 344 cajas DC en total y un reparto de 19–20 cajas por inversor se cumple holgadamente el límite de potencia FV máxima y de corriente de entrada del SMA Sunny Central 4600 UP.

Para los tramos de acometida en corriente continua entre cajas de interconexión e inversores se ha optado por conductores de aluminio con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) tipo Prysmian Afumex Solar 0,6/1 kV de 1×240 mm² Al para los tramos principales entre cajas de interconexión e inversor, instalados conforme a la configuración D del REBT (cable enterrado bajo tubo, suelo estándar 20 °C).

➢ Cálculo de conductores de corriente continua

Considerando una distancia media de 180 m de distancia caja–inversor, 16 strings por caja y el cable propuesto, se realizan los siguientes cálculos teniendo en cuenta también los condicionantes normativos que se mencionan a continuación:

1. Condicionantes normativos relevantes

- **ITC-BT-07 – Redes subterráneas**
  - Los cables enterrados deben ser de tensión asignada ≥ 0,6/1 kV y cumplir la UNE correspondiente
  - Las intensidades admisibles se toman de la Guía BT-19 y de las tablas de intensidades para **cables enterrados bajo tubo (configuración D)**, aplicando factores de corrección por temperatura del terreno, agrupamiento de circuitos, profundidad, etc.

- **ITC-BT-40 – Instalaciones generadoras de baja tensión**
  - Los cables entre generador e interfaz de conexión deben soportar, como mínimo, el **125% de la intensidad máxima del generador**.
  - La **caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red** no debe superar, en general, el **1,5%** para la intensidad nominal (criterio guía).

Por todo ello, los dos requisitos que se deben cumplir son:

- $I_{adm\ cable} \geq 1{,}25 \cdot I_{diseño}$
- $\Delta V \leq 1{,}5\%$

2. Comprobación de intensidad según ITC-BT-07/40

- Intensidad de diseño por caja (16 strings):

$$I_diseño \approx 16 \times 16{,}02 \approx 256 \text{ A.}$$

- Exigencia ITC-BT-40:

$$I_adm \geq 1{,}25 \cdot I_diseño \approx 1{,}25 \cdot 256 \approx 320 \text{ A}$$

Ahora, aplicando tablas de intensidades admisibles para **cables de aluminio XLPE enterrados bajo tubo (configuración D)**:

- Un cable **Al/XLPE 1×240 mm²** suele tener una intensidad admisible básica del orden de 260 – 280 A en configuración D para un solo circuito y suelo estándar.
- Un cable **Al/XLPE 1×300 mm²** se sitúa en torno a 310 – 330 A en las mismas condiciones.

Aplicando el 125% de margen que pide ITC-BT-40, el conductor de **240 mm² no es suficiente**, porque su I_adm básica (≈270 A) < 320 A requeridos. En cambio, un conductor de **300 mm²** sí cumple razonablemente:

- Suponiendo I_adm,300 ≈ 320 – 330 A → I_adm,300 ≥ 320 A → criterio 125% satisfecho.

Por tanto, ajustando al pie de la ITC-BT-40, **la sección mínima coherente sería 300 mm² Al**, no 240 mm²

3. Comprobación de caída de tensión con 300 mm²

- Resistividad Al a 90 °C: $\rho \approx 0{,}034\ \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.
- Resistencia ida y vuelta:

$$R = \frac{\rho \cdot 2L}{S} = \frac{0{,}034 \cdot 360}{300} \approx 0{,}0408\ \Omega$$

- Caída de tensión:

$$\Delta V = I \cdot R \approx 256 \cdot 0{,}0408 \approx 10{,}4 \text{ V}$$

- Porcentaje de caída:

$$\frac{\Delta V}{V} \approx \frac{10{,}4}{1.145} \approx 0{,}9$$

Con **300 mm² Al** y 180 m, la caída de tensión es ≈0,9%, menor que el 1,5% recomendado por la ITC-BT-40, por lo que se cumple también el criterio de caída de tensión.

A continuación del dimensionamiento de los conductores resulta necesario definir el sistema de protecciones en corriente continua, encargado de salvaguardar el generador fotovoltaico frente a sobreintensidades, cortocircuitos y sobretensiones, así como de permitir el seccionamiento seguro de los circuitos en maniobras de operación y mantenimiento. En una planta utility scale, la combinación de altos niveles de tensión DC (hasta 1.500 V) y corrientes elevadas exige un diseño cuidadoso de fusibles, seccionadores y descargadores, coordinado con las características de los módulos, el número de cadenas en paralelo y la arquitectura de cajas de interconexión e inversores centrales.

En este apartado se describe el criterio seguido para seleccionar las protecciones asociadas a cada nivel de la instalación de continua: primero, los fusibles individuales de string, que protegen cada cadena de módulos frente a fallos internos o corrientes de retorno; después, los seccionadores-interruptores de cabecera de las cajas de interconexión, dimensionados a partir de la corriente total de las 16 cadenas agrupadas y de la intensidad admisible de los conductores calculados previamente; y, por último, los dispositivos de protección y seccionamiento en la entrada DC de los inversores, coordinados con las limitaciones de intensidad máxima y tensión de servicio de los equipos. Todo ello se plantea bajo el marco del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aplicando los criterios de las ITC-BT-07 e ITC-BT-40 para garantizar que los conductores, las protecciones y los dispositivos de maniobra cumplen simultáneamente los requisitos de seguridad, capacidad de corte e intensidad admisible.

Dimensionamiento de las protecciones en corriente continua

1. Datos de partida

Módulo LONGi LR8-66HYD-655M:

- $I_{sc} = 16{,}72$ A
- $I_{mpp} = 16{,}02$ A
- Configuración de string: 28 módulos en serie.
- Strings por caja de interconexión: 16.
- Cajas por inversor: 19 (algún inversor con 20 cajas).

A partir de estos valores, la **intensidad por string** y por caja es:

$$I_{string} \approx I_{mpp} = 16{,}02 \text{ A}$$

$$I_{caja} = 16 \cdot 16{,}02 \approx 256 \text{ A}$$

2. Protección de cada string en la caja de interconexión

Cada string se protege individualmente frente a sobreintensidades y fallos internos mediante fusibles gPV en la entrada de la caja.

Criterios de selección:

- El calibre del fusible I_n debe ser superior a la corriente de funcionamiento I_{string} y al menos un $1{,}25 \cdot I_{string}$, para evitar disparos intempestivos en condiciones normales.

- Debe permitir la circulación de la corriente de retorno cuando un string queda en cortocircuito y recibe corriente del resto de strings en paralelo, tal y como recomiendan las normas específicas de protección en generadores FV.

  Con $I_{string} \approx 16$ A, un calibre comercial apropiado es:

- **Fusible gPV 20 A, 1.000–1.500 V DC**, unipolar, por cada polo del string (tanto en el positivo como en el negativo)

Cada cadena fotovoltaica se protege mediante un fusible específico de tipo gPV de 20 A y 1.000–1.500 V DC, instalado en la entrada de la caja de interconexión. Este calibre resulta superior a la corriente de servicio de la cadena (≈16 A) y cumple el criterio de $I_n \geq 1{,}25 \cdot I_{string}$, garantizando que el fusible no dispara en condiciones normales de operación pero sí despeja de forma segura corrientes de fallo o de retorno en caso de cortocircuito en un string.

3. Protección principal de la caja de interconexión

En cabecera de cada caja se dispone un seccionador-interruptor en corriente continua que permite el seccionamiento bajo carga del conjunto de las 16 cadenas.

- Intensidad de diseño por caja: $I_{caja} \approx 256$ A.
- Se elige un seccionador con intensidad nominal I_n **≥ 1,25·I_{caja}** según ITC-BT-40, para que el conjunto conductor-protección soporte con margen la corriente máxima esperable:

$$1{,}25 \cdot I_{caja} \approx 1{,}25 \cdot 256 \approx 320 \text{ A}$$

Tomando como referencia las tablas de intensidades admisibles para el cable de aluminio XLPE 1×300 mm² enterrado (≈300–320 A corregidos según ITC-BT-07), se selecciona:

- **Seccionador-interruptor DC de 320–315 A, 1.500 V DC**, categoría adecuada para interrupción de corriente continua (por ejemplo, categoría PV2 o equivalente).

A la salida de cada caja de interconexión se instala un seccionador-interruptor en corriente continua de 1.500 V DC y 320 A de intensidad nominal. Este dispositivo permite el seccionamiento bajo carga del conjunto de 16 cadenas y se ha dimensionado de forma que su intensidad asignada resulte superior al 125% de la intensidad máxima de diseño por caja ($I_{caja} \approx 256$ A), en coherencia con los criterios de la ITC-BT-40 y la intensidad admisible del cable de aluminio XLPE 1×300 mm² enterrado en configuración D.

4. Protección contra sobretensiones en continua

Las cajas de interconexión incorporan además descargadores de sobretensión (SPD) en corriente continua, encargados de limitar los impulsos debidos a descargas atmosféricas o maniobras.

Se seleccionan descargadores tipo II o tipo I+II según el nivel de riesgo frente al rayo del emplazamiento.

Características mínimas:

- Tensión máxima continua $U_c = 1.500$ V DC.
- Capacidad de descarga adecuada para la categoría de protección definida en el estudio de pararrayos (I_n e I_max compatibles con la zona de exposición).

Cada caja de interconexión se equipa con descargadores de sobretensión en corriente continua de tipo II (o I+II, según el estudio de protección frente al rayo), con tensión máxima de servicio U_c = 1.500 V DC y capacidad de descarga adecuada al nivel de riesgo del emplazamiento. Estos dispositivos derivan a tierra los impulsos de tensión asociados a descargas atmosféricas cercanas o maniobras en la red, reduciendo el esfuerzo dieléctrico sobre los módulos, conductores de continua y entradas DC de los inversores.

5. Protección en la entrada DC de los inversores

En la parte de continua de cada inversor central Sunny Central 4600 UP se dispone un conjunto de protecciones y seccionadores internos, complementados en su caso con celdas de continua en el edificio eléctrico.

Suma de corrientes de todas las cajas conectadas a cada inversor:

- Con 19 cajas de 16 strings → $I_{inv} \approx 19 \cdot 256 \approx 4.864$ A.
- Con 20 cajas de 16 strings → $I_{inv} \approx 20 \cdot 256 \approx 5.120$ A.

Estos valores se mantienen claramente por debajo de la intensidad FV máxima admitida por el inversor (8.400 A), por lo que no se requiere limitar más el número de cajas por equipo.

La suma de corrientes de las cajas conectadas a cada inversor se mantiene dentro de los límites de entrada del equipo. Con 19 cajas por inversor la intensidad máxima de diseño es del orden de 4,9 kA, y con 20 cajas alcanza aproximadamente 5,1 kA, ambas muy por debajo de la intensidad máxima FV de 8,4 kA especificada por el fabricante del Sunny Central 4600 UP. Las protecciones individuales de cada caja se coordinan con los dispositivos internos de

seccionamiento y protección del inversor, de forma que cualquier fallo en un grupo de cadenas queda localizado en la caja correspondiente sin comprometer el conjunto del equipo de conversión.

7.2 Cálculo de la red de tierras

Además del dimensionamiento de conductores y protecciones en corriente continua, resulta necesario definir la red de puesta a tierra asociada al generador fotovoltaico, ya que esta constituye el elemento encargado de garantizar la equipotencialidad de las masas metálicas, derivar a tierra las corrientes de defecto y limitar las tensiones de contacto que pudieran aparecer sobre las estructuras, cajas de interconexión e inversores. En una planta fotovoltaica utility scale, la red de tierras no debe entenderse como un elemento aislado de cada equipo, sino como un sistema continuo y coordinado que enlaza estructuras de seguidores, cajas DC, inversores, centros de transformación y, finalmente, la malla general de tierra de la instalación.

Tomando como referencia el criterio habitual exigido por las compañías distribuidoras para instalaciones de generación conectadas a red, se adopta como objetivo de diseño una resistencia global de puesta a tierra inferior o igual a 10 Ω, valor habitualmente empleado como umbral de aceptación en instalaciones de baja tensión y servicios auxiliares. Dado que en el presente proyecto no se ha previsto un sistema específico de protección externa contra el rayo, el diseño de la puesta a tierra se centra en la evacuación de corrientes de defecto de origen eléctrico y en la conexión equipotencial de las masas metálicas del campo fotovoltaico, sin incorporar un dimensionamiento particular frente a descargas atmosféricas directas.

(Mario, 2023)

La red de tierras del campo fotovoltaico se plantea mediante un conductor enterrado desnudo, dispuesto de forma longitudinal a lo largo de las calles del parque y conectado a las estructuras metálicas de los seguidores, a las cajas de interconexión y a los inversores. Como criterio de diseño se adopta un conductor principal de cobre desnudo de 35 mm^2, sección habitual en redes de equipotencialidad y puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas de gran superficie, complementado con picas verticales de acero cobreado distribuidas a lo largo de la instalación y conectadas a dicho conductor principal.

A efectos de cálculo simplificado, puede considerarse una red formada por un anillo o malla de tierra extendida por el campo solar, reforzada con electrodos verticales en los puntos singulares. La resistencia global de puesta a tierra disminuye al aumentar la longitud del conductor enterrado y el número de picas conectadas en paralelo, de forma que una planta de gran extensión como la proyectada en Villamayor de Santiago presenta de manera natural una ventaja frente a instalaciones compactas, ya que la gran superficie ocupada favorece la reducción de la resistencia de dispersión del sistema.

En cada estructura de seguidores se realizará la conexión equipotencial de todos los elementos metálicos accesibles, de modo que cualquier defecto de aislamiento entre conductores activos y masa quede referido al mismo potencial de tierra. De manera análoga, las cajas de interconexión en corriente continua dispondrán de su correspondiente borne de tierra, conectado mediante conductor de protección a la red principal del campo. Los descargadores de sobretensión instalados en dichas cajas derivarán igualmente a esta red de tierras, utilizando conductores de conexión lo más cortos y rectos posibles para limitar la impedancia del recorrido.

Los inversores centrales se conectarán a la misma red general de tierra mediante conductores de protección de sección adecuada, asegurando la continuidad eléctrica entre la parte de corriente continua, la parte de corriente alterna y la malla general asociada a los centros de transformación. Esta solución permite que toda la instalación comparta una referencia equipotencial común y evita diferencias de potencial peligrosas entre estructuras, envolventes metálicas y equipos de conversión.

Desde el punto de vista funcional, la red de tierras cumple tres objetivos principales: en primer lugar, proteger a las personas frente a contactos indirectos; en segundo lugar, facilitar el funcionamiento correcto de las protecciones en caso de defecto; y, en tercer lugar, proporcionar una vía de descarga de baja impedancia para sobretensiones y corrientes transitorias derivadas por los SPD instalados en la parte de continua. Por ello, una vez ejecutada la instalación, deberá verificarse experimentalmente la resistencia global de puesta a tierra mediante telurómetro, comprobando que el valor medido satisface el objetivo de diseño adoptado y que existe continuidad eléctrica entre todas las masas metálicas conectadas al sistema.

En consecuencia, la red de tierras proyectada para el parque fotovoltaico se concibe como una malla equipotencial enterrada, conectada a todas las masas metálicas relevantes de la instalación y diseñada para mantener una resistencia global inferior a 10 Ω, en línea con los criterios habitualmente aceptados por las compañías distribuidoras para instalaciones de generación conectadas a red. Esta solución garantiza un funcionamiento seguro y coordinado de la planta desde el punto de vista de la protección eléctrica, complementando el diseño de conductores y dispositivos de protección desarrollado en los apartados anteriores.

A efectos de cálculo simplificado se adopta una **resistividad de terreno de 100 Ω·m**, valor representativo de suelos de naturaleza arcillosa-limosa moderadamente húmedos y coherente con las condiciones del emplazamiento de Villamayor de Santiago. Como solución de partida se propone una malla de tierra formada por un conductor principal de cobre desnudo de 50 mm² que recorre el perímetro del campo fotovoltaico y varias calles interiores, con una longitud total efectiva del orden de 2.000 m, complementada con picas verticales de acero cobreado de 2,0 m de longitud distribuidas uniformemente a lo largo de la instalación.
La resistencia aproximada de una única pica vertical puede estimarse mediante la expresión clásica:

$$R_{pica} = \frac{\rho}{2\pi L}\left[\ln\left(\frac{4L}{d}\right) - 1\right]$$

donde ρ es la resistividad del terreno, L la longitud de la pica y d su diámetro. Para $\rho = 100\ \Omega \cdot m$, $L = 2\ m$ y un diámetro típico de 16 mm, se obtiene un valor del orden de $R_{pica} \approx 30\text{–}35\ \Omega$. La conexión en paralelo de un número elevado de picas unidas por el conductor enterrado reduce significativamente la resistencia equivalente; por ejemplo, una red con unas 30–40 picas distribuidas por el parque y conectadas a la malla principal permite obtener resistencias globales del orden de 8–10 Ω, una vez considerada también la contribución de la longitud de conductor enterrado.

Esta estimación, basada en fórmulas simplificadas y en la hipótesis de resistividad homogénea, muestra que, con una resistividad de 100 Ω·m y una malla extendida de estas características, es realista alcanzar el objetivo de diseño de $R_T \leq 10\ \Omega$ adoptado como referencia de compañía distribuidora. No obstante, se establece expresamente que el valor definitivo de la resistencia de puesta a tierra se verificará mediante mediciones con telurómetro tras la construcción de la instalación, ajustando en su caso el número de picas o la longitud de la malla hasta cumplir el requisito establecido.

7.3 Instalación de corriente alterna

La instalación de corriente alterna del parque fotovoltaico comprende el conjunto de equipos y líneas situados aguas abajo de los inversores, cuya función es recoger la energía convertida desde corriente continua, elevar progresivamente su nivel de tensión y transportarla hasta el punto de entrega a la red. En una planta utility scale, esta parte del sistema resulta crítica no solo desde el punto de vista del transporte de potencia, sino también en términos de selectividad de protecciones, seguridad de operación, control de pérdidas y compatibilidad con las condiciones técnicas del operador de red.

En la configuración definitiva del proyecto, cada inversor central SMA Sunny Central 4600 UP entrega su energía en baja tensión y se asocia a un sistema de transformación a media tensión, de manera que el conjunto del parque trabaja internamente a 20 kV antes de la elevación final a 132 kV mediante un transformador principal de alta tensión. Este esquema responde a una solución habitual en plantas fotovoltaicas de gran potencia, ya que permite reducir intensidades en la red interna de evacuación, limitar secciones de cable y facilitar la agrupación modular del campo generador.

7.3.1 Salida en alterna de los inversores

La potencia nominal unitaria de cada inversor es de 4,6 MWac, con una tensión de salida trifásica de 690 V y una intensidad máxima en alterna del orden de 3.850 A según las características del equipo. A partir de estos valores, la corriente nominal en la salida AC del inversor puede comprobarse mediante la expresión trifásica habitual:

$$\mathrm{I} = \frac{\mathrm{P}}{\sqrt{3}\,\mathrm{V}}$$

de modo que, para $\mathbf{P} = \mathbf{4,6}$ MW y $\mathbf{V} = \mathbf{690}$ V, se obtiene una corriente del orden de 3,85 kA, en concordancia con el valor indicado por el fabricante. Este nivel de corriente hace inviable una evacuación interna prolongada en baja tensión, razón por la cual la elevación a media tensión debe realizarse muy próxima físicamente al inversor.

En consecuencia, la instalación en corriente alterna se organiza mediante agrupaciones de inversores asociadas a transformadores elevadores de media tensión ubicados en las correspondientes estaciones de potencia o centros de transformación. Esta disposición reduce las longitudes de cableado en baja tensión y traslada el transporte principal de energía al nivel de 20 kV, mucho más adecuado para distancias internas de parque del orden de centenares o miles de metros.

7.3.2 Transformadores elevadores de media tensión

El informe final de PVsyst considera una red de media tensión a 20 kV y un conjunto de 18 transformadores elevadores de media tensión, uno por cada grupo funcional asociado a los inversores del parque. Los datos del informe reflejan, para cada transformador unitario, una potencia nominal de 6 MVA, pérdidas en vacío de 10,86 kVA, pérdidas en carga de 43,44 kVA y una reactancia/circuito equivalente representada mediante una resistencia de bobinados de $3 \times 0{,}70\ \mathrm{m\Omega}$.

La elección de una potencia nominal unitaria de 6 MVA para cada transformador elevador se justifica por la necesidad de dejar un margen razonable sobre la potencia de salida del inversor, de 4,6 MWac. De esta forma, cada transformador puede operar sin sobrecargas en régimen normal, absorber las oscilaciones transitorias de potencia y trabajar dentro de una zona térmica conservadora, lo que mejora su fiabilidad y vida útil. El margen entre 4,6 MW y 5,43 MVA resulta coherente con una relación de carga próxima al 85%, habitual en el diseño de transformadores elevadores asociados a inversores centrales.

Esta potencia se sitúa dentro del rango de fabricación habitual de los principales fabricantes con presencia en el mercado español: Ormazabal, IMEFY o Inael ofrecen transformadores de distribución y potencia para tensiones hasta 36 kV, con escalones normalizados en el entorno de **5** MVA y 6 MVA, así como ejecuciones a medida en el intervalo 5–6 MVA específicamente orientadas a instalaciones de generación.

Por tanto, la elección de 6 MVA como potencia unitaria no solo es coherente con los requerimientos eléctricos de la planta, sino que también es perfectamente compatible con la oferta comercial existente, pudiendo materializarse mediante transformadores estándar de 5–6 MVA suministrados por estos fabricantes, ajustados en diseño final a las características concretas del proyecto.

(jdiaz, s. f.)
(«Soluciones específicas energías renovables», s. f.)
(«Ormazabal», s. f.)

La potencia total nominal de transformación en media tensión asciende, por tanto, a:

$$S_{MT,total} = 18 \cdot 6 = 108 \text{ MVA}$$

valor que coincide con el reflejado por PVsyst como potencia nominal total de los transformadores de media tensión. Esta potencia total es superior a la potencia global en alterna del parque (99 MVA), lo que garantiza capacidad suficiente para evacuar la producción del conjunto sin que los transformadores operen en condiciones próximas a saturación.

Desde el punto de vista funcional, cada transformador elevador cumple tres misiones: elevar la tensión desde el nivel de salida de inversor hasta el nivel de red interna del parque, proporcionar aislamiento galvánico entre la parte electrónica de potencia y la red de media tensión, y facilitar la protección y seccionamiento modular de la planta mediante celdas MT asociadas a cada centro de transformación.

7.3.3 Red de media tensión del parque

Una vez elevada la tensión a 20 kV, la energía se transporta a través de la red interna de media tensión del parque hasta el punto de concentración previo al transformador principal de alta tensión. Según el informe de PVsyst, la red de media tensión ha sido modelizada mediante una línea MT hasta transformador AT de tensión nominal 20 kV, una longitud media equivalente de 2.341 m por transformador y una pérdida óhmica de referencia del 0,50% a STC, con cable de aluminio de $3 \times 2000 \text{ mm}^2$.

Esta modelización pone de manifiesto que el diseño de la red MT se ha realizado buscando un compromiso entre sección de conductor, pérdidas y facilidad constructiva. El uso de cables de gran sección en aluminio permite transportar la potencia agregada de cada transformador con pérdidas contenidas, manteniendo además unas caídas de tensión reducidas dentro del parque. La adopción del nivel de 20 kV responde igualmente a una práctica extendida en plantas utility scale, por ofrecer un equilibrio adecuado entre coste de equipos, intensidad de línea y disponibilidad de celdas y transformadores normalizados.

A efectos de memoria técnica, la red de media tensión debe entenderse como una infraestructura de interconexión entre centros de transformación y subestación elevadora. En ella resultan indispensables los siguientes elementos:

- Celdas de línea y protección en cada centro de transformación.
- Cables subterráneos de media tensión con aislamiento seco.
- Sistema de seccionamiento y protección general en el centro de seccionamiento o subestación.
- Red de tierras asociada a todas las masas y pantallas metálicas.

Estos elementos no solo garantizan la evacuación energética, sino también la selectividad frente a faltas, la maniobrabilidad del parque y la posibilidad de aislar sectores de la planta durante las labores de mantenimiento o ante posibles averías.

7.3.4 Transformador principal de alta tensión

La evacuación final de la planta hacia la red se realiza mediante un transformador principal 20/132 kV, encargado de elevar la tensión desde la red interna de media tensión a la tensión de conexión del punto de entrega. En el informe de PVsyst aparece definido un transformador de alta tensión con tensión de red de 132 kV, potencia nominal de 125.000 kVA, pérdidas en vacío de 100 kVA, pérdidas en carga de 650 kVA y resistencia equivalente de bobinados de $3 \times 16{,}64\ \mathrm{m\Omega}$.

La selección de una potencia nominal de 125 MVA se justifica por varias razones. En primer lugar, proporciona un margen suficiente respecto a la potencia total en alterna del parque, de 92 MW, así como respecto a la capacidad agregada de transformación en media tensión, de 108 MVA. En segundo lugar, permite absorber puntas operativas, posibles ampliaciones o condiciones de operación con factor de potencia distinto de la unidad sin comprometer la capacidad térmica del equipo. En tercer lugar, encaja con escalones de potencia normalizados y comercialmente habituales en subestaciones elevadoras de plantas renovables conectadas a tensiones del orden de 132 kV.

Desde un punto de vista funcional, el transformador principal constituye el nexo entre la instalación generadora y la red de transporte o subtransporte. Por ello, además de su dimensionamiento térmico y eléctrico, su diseño debe contemplar también aspectos como el grupo de conexión, el sistema de regulación en carga o sin carga, el nivel de aislamiento, las protecciones diferenciales, Buchholz, termometría, cubeto de retención de aceite y

coordinación con la subestación de intemperie o interior que materializa el punto de evacuación.

7.3.5 Línea de alta tensión hasta el punto de inyección

En el modelo de PVsyst se incorpora además una línea de alta tensión hasta el punto de inyección a 132 kV, con una longitud equivalente de 30.605 m y pérdidas del 0,50% a STC, empleando conductor de aluminio $3 \times 1200\ \mathrm{mm}^2$. Aunque esta longitud en el informe responde a la parametrización global de pérdidas del sistema, el dato es útil para reflejar que, una vez elevada la tensión, el transporte de energía a larga distancia se realiza ya en un nivel de tensión adecuado para reducir sustancialmente la intensidad y, por tanto, las pérdidas por efecto Joule.

La inclusión de la línea de alta tensión en el modelo energético es importante porque permite trasladar al balance final no solo las pérdidas del campo fotovoltaico y de los inversores, sino también las asociadas a la evacuación eléctrica completa hasta el punto de conexión. En este sentido, el diseño de la parte de alterna no debe limitarse a los transformadores, sino considerar el conjunto del corredor de evacuación, desde la salida AC de inversores hasta la inyección efectiva en red.

7.3.6 Pérdidas en la parte de alterna

El informe de PVsyst permite cuantificar de forma explícita las pérdidas de la cadena AC. En particular, se consideran pérdidas del 0,10% en la línea de salida del inversor hasta el transformador de media tensión, del 0,50% en la línea de media tensión, del 0,50% en la línea de alta tensión, además de las pérdidas propias de los transformadores MT y AT. En el diagrama de pérdidas anual, estas contribuciones se traducen en reducciones de energía del orden de:

- 0,1% por pérdidas óhmicas AC.
- 0,9% por transformador de media tensión.
- 0,5% por línea MT.
- 0,3% por transformador de alta tensión.
- 0,3% por línea AT.

Estos valores ponen de manifiesto que, aunque el grueso de las pérdidas del sistema se concentra en el campo fotovoltaico y en la conversión DC/AC, la parte de alterna también representa una contribución significativa dentro del balance global. Por ello, el correcto dimensionamiento de transformadores, cables y niveles de tensión resulta esencial para contener las pérdidas de evacuación dentro de márgenes razonables y asegurar que la energía generada llega a red con la mayor eficiencia posible.

7.3.7 Elementos complementarios indispensables en la parte de alterna

Además de inversores, transformadores y líneas, la instalación en corriente alterna requiere otros componentes indispensables para su funcionamiento seguro y coordinado. Entre ellos deben considerarse:

- Celdas de baja tensión y embarrados de salida de inversor, para maniobra y protección inmediata del equipo.

- Celdas de media tensión en cada centro de transformación, con funciones de línea, protección y medida.

- Centro de seccionamiento o subestación colectora, donde confluyen las líneas de 20 kV procedentes del campo.

- Sistema de protecciones eléctricas, incluyendo protecciones de sobreintensidad, tierra, diferencial de transformador, sobretensión/subtensión, frecuencia y sincronismo.

- Sistema de medida y telecontrol, imprescindible para la operación coordinada con el operador de red.

- Red de tierras de alterna, conectada a la malla general de la planta y coordinada con centros de transformación y subestación.

7.3.8 Síntesis del dimensionamiento adoptado

En conclusión, la parte de corriente alterna del parque queda configurada mediante 18 inversores centrales de 4,6 MWac y 690 V, asociados a 18 transformadores elevadores de media tensión de 6 MVA que elevan la tensión a 20 kV. La energía se transporta a través de una red interna subterránea de media tensión hasta la subestación elevadora, donde un transformador principal de 125 MVA eleva la tensión a 132 kV para su evacuación final hacia la red. Esta arquitectura resulta coherente con la potencia total de la planta, limita las corrientes en los distintos niveles de tensión, reduce las pérdidas de transporte y asegura una integración técnicamente viable de la instalación en el sistema eléctrico.

Capítulo 8. OBRA CIVIL

8.1 Objeto y alcance

El presente capítulo tiene por objeto definir los criterios de diseño, las unidades principales y las soluciones constructivas de la obra civil necesaria para la implantación del parque solar fotovoltaico utility scale proyectado en Villamayor de Santiago (Cuenca). La obra civil constituye la base física sobre la que se apoyan el campo fotovoltaico, la red interior de canalizaciones, los centros de transformación, la subestación elevadora, los viales de explotación y el resto de infraestructuras auxiliares indispensables para la construcción, operación y mantenimiento de la planta.

El alcance de este capítulo comprende el acondicionamiento superficial del terreno, el replanteo general de la planta, la ejecución de accesos y viales interiores, las plataformas y zonas de trabajo, las cimentaciones de estructuras y equipos, la red de drenaje, las zanjas y canalizaciones enterradas, el cerramiento perimetral, los edificios y elementos auxiliares, así como las medidas de integración ambiental y restauración final. En coherencia con la configuración definitiva del proyecto, estas actuaciones deben dar servicio a una planta fotovoltaica con seguidores a un eje con backtracking, una potencia instalada del orden de 110,6 MWp y una red de evacuación interior en media tensión hasta la transformación final a 132 kV.

8.2 Criterios generales de diseño

El diseño de la obra civil se ha planteado conforme a criterios de funcionalidad, constructibilidad, durabilidad, seguridad y optimización económica, buscando minimizar los movimientos de tierras y la afección al terreno natural. Dado que el proyecto se desarrolla sobre una implantación extensiva, el criterio rector ha sido adaptar la geometría del parque a la topografía existente, evitando en lo posible transformaciones intensivas del relieve y favoreciendo soluciones flexibles compatibles con estructuras hincadas y drenaje superficial natural.

La solución civil se coordina con la implantación electromecánica definida en el modelo energético, que considera un campo fotovoltaico de 154.000 módulos, 18 inversores centrales y 265 seguidores, con separación entre filas y geometría de seguimiento ya parametrizadas en PVsyst. Por tanto, la obra civil no se concibe como una disciplina aislada, sino como el soporte físico del layout definitivo, de la accesibilidad de equipos, de las canalizaciones eléctricas y del correcto comportamiento hidráulico y geotécnico del emplazamiento durante toda la vida útil de la planta.

8.3 Replanteo y preparación del terreno

Con carácter previo al inicio de las obras será necesario ejecutar el replanteo topográfico integral de la planta, fijando sobre el terreno los ejes principales del parque, los límites de parcela, los viales, la posición de seguidores, centros de transformación, subestación, edificios auxiliares, zanjas principales y cerramiento perimetral. Este replanteo deberá apoyarse en una base topográfica georreferenciada, de precisión suficiente para garantizar la correcta implantación de las estructuras de seguimiento y la compatibilidad geométrica con las pendientes del terreno y las distancias de seguridad entre elementos.

La preparación del terreno se limitará, con carácter general, a actuaciones superficiales de desbroce, limpieza, retirada de restos vegetales, eliminación de elementos sueltos incompatibles con la implantación y regularización puntual de pequeñas irregularidades. La filosofía de diseño consiste en preservar al máximo la rasante natural, evitando explanaciones generales innecesarias y reduciendo el volumen de desmonte y terraplén a las zonas estrictamente requeridas por viales, plataformas técnicas, edificios, subestación y áreas de maniobra.

8.4 Movimiento de tierras

Los movimientos de tierras del proyecto se limitarán a las operaciones necesarias para conseguir la estabilidad geométrica y funcional de los elementos de obra civil permanente. De forma general, estas operaciones comprenderán el desbroce y retirada de la capa vegetal en las zonas ocupadas por viales, plataformas, subestación y edificaciones; la excavación en desmonte donde resulte preciso ajustar rasantes; la formación de terraplenes compactados en aquellas áreas que requieran regularización; y el refino final de explanadas y taludes.

Se priorizará el equilibrio de tierras dentro del propio emplazamiento, reutilizando en lo posible los materiales aptos procedentes de excavación para la formación de rellenos, siempre que sus características granulométricas y de capacidad portante lo permitan. Los taludes resultantes deberán definirse con pendientes compatibles con la estabilidad del terreno y con la minimización del riesgo erosivo, previendo, cuando sea necesario, cunetas de guarda, hidrosiembra o protección superficial mediante soluciones blandas.

8.5 Accesos exteriores e interiores

La planta requerirá un acceso exterior apto para el tránsito de vehículos pesados durante la fase de construcción y de vehículos ligeros y medios durante la explotación. Este acceso deberá permitir el transporte de módulos, inversores, transformadores, estructuras metálicas, maquinaria de hinca, grúas y resto de suministros singulares, por lo que su trazado y características geométricas deberán verificarse en términos de radio de giro, gálibo, capacidad portante y maniobrabilidad.

En el interior del parque se proyectará una red de viales principales y secundarios que garantice el acceso a todos los sectores del campo fotovoltaico, a los centros de transformación, a la subestación y a los puntos singulares de operación y mantenimiento. Los viales principales tendrán anchura suficiente para la circulación en doble sentido o para el cruce controlado de vehículos de mantenimiento y emergencia, mientras que los secundarios podrán resolverse con secciones más contenidas, siempre que aseguren el acceso funcional a los bloques de generación. El firme previsto será, con carácter general, de zahorra artificial o material granular seleccionado compactado.

8.6 Plataformas y áreas funcionales

Además de los viales, el parque precisará distintas plataformas funcionales asociadas a los equipos y operaciones principales. Entre ellas destacan la plataforma de subestación, las áreas de implantación de centros de transformación e inversores, las zonas de maniobra y acopio temporal durante la construcción, y las superficies inmediatas a edificios técnicos, caseta de control o punto de acceso principal.

Estas plataformas deberán diseñarse con pendientes suaves, drenaje superficial adecuado y capacidad resistente suficiente para soportar las cargas de servicio de los equipos instalados y de la maquinaria de mantenimiento. En el caso de la subestación y del transformador principal de 132 kV, la plataforma adquiere especial relevancia, dado que debe alojar cimentaciones pesadas, cubetos de retención, canalizaciones eléctricas, red de tierras, calles de acceso y zonas de montaje seguro para equipos de gran tonelaje.

8.7 Cimentaciones de seguidores y estructuras del campo FV

La solución estructural prevista para el campo fotovoltaico se basa en seguidores a un eje, con una implantación de 265 unidades en la configuración simulada. Desde el punto de vista civil, esta solución exige una red muy extensa de puntos de apoyo, por lo que la alternativa técnicamente más adecuada y económicamente más eficiente es, con carácter general, la cimentación profunda ligera mediante perfiles metálicos hincados directamente en el terreno, siempre que el estudio geotécnico confirme su viabilidad.

La hinca presenta ventajas claras para este tipo de proyectos: reduce el volumen de excavación, acorta plazos, minimiza el consumo de hormigón, permite una alta repetitividad constructiva y disminuye la alteración del suelo respecto a soluciones masivas de zapata

En aquellos puntos donde la hinca no resulte viable, podrán adoptarse soluciones complementarias basadas en micropilotes o cimentaciones de hormigón en masa o armado de geometría adaptada.

8.8 Cimentaciones de equipos eléctricos y auxiliares

A diferencia de los seguidores, los equipos eléctricos singulares requieren cimentaciones específicas de hormigón armado o en masa, diseñadas para absorber cargas estáticas, dinámicas y de servicio. Este grupo incluye inversores centrales, transformadores elevadores de media tensión, centros de transformación, cuadros de distribución, soportes de aparamenta, , edificios auxiliares, depósitos, báculos de iluminación y elementos del sistema de seguridad.

En el caso concreto de la configuración definitiva, el parque contempla 18 inversores centrales SMA Sunny Central 4600 UP y 18 transformadores de media tensión asociados, con red interior a 20 kV y transformación final a 132 kV. Por tanto, las cimentaciones de estos equipos deberán garantizar no solo la estabilidad mecánica, sino también la correcta disposición de canalizaciones de entrada y salida, cubetas o losas de contención cuando proceda, juntas de dilatación, puntos de conexión a tierra y accesibilidad para reposición o mantenimiento. Para el transformador principal de alta tensión se requerirá una cimentación de mayor entidad, dimensionada para el peso del equipo, vibraciones de servicio, esfuerzos accidentales y compatibilidad con el cubeto de retención de aceite .

8.9 Zanjas y canalizaciones enterradas

La red de zanjas constituye uno de los elementos vertebradores de la obra civil del parque, ya que integra el trazado físico del cableado de corriente continua, corriente alterna, media tensión, comunicaciones, control y servicios auxiliares. Su diseño debe coordinarse con la implantación de seguidores, inversores, transformadores y subestación, minimizando longitudes, evitando interferencias y facilitando tanto el tendido inicial como futuras operaciones de mantenimiento.

Las zanjas se ejecutarán con anchuras y profundidades adaptadas al tipo y número de circuitos alojados, previendo cama de arena o material seleccionado, protecciones mecánicas, cintas de señalización y relleno compactado. En los tramos de media tensión y comunicaciones deberá prestar especial atención a la separación entre circuitos, al radio de curvatura del cableado y a la compatibilidad con la red de tierras. Dado que el parque trabaja internamente a 20 kV y evacua finalmente a 132 kV, el diseño de las canalizaciones principales debe asegurar continuidad, seguridad y trazabilidad desde los bloques de generación hasta la subestación elevadora.

8.10 Drenaje superficial y control hidrológico

El drenaje superficial es un aspecto crítico en plantas fotovoltaicas extensivas, ya que una gestión inadecuada de la escorrentía puede producir erosión, socavaciones en cimentaciones, inestabilidad de taludes, arrastre de finos, colmatación de cunetas y deterioro de viales. Por ello, la estrategia de drenaje debe basarse en mantener el comportamiento hidrológico natural del terreno.

Las soluciones previstas incluirán cunetas laterales en viales, badenes drenantes, pasos transversales, pequeños cauces de guarda, obras de fábrica puntual y salidas protegidas frente a erosión. En las plataformas de subestación, edificios y zonas pavimentadas se asegurará la evacuación ordenada de aguas pluviales mediante pendientes adecuadas y puntos de recogida compatibles con la protección ambiental.

8.11 Vallado perimetral y control de accesos

La instalación dispondrá de un cerramiento perimetral continuo con la doble finalidad de delimitar físicamente la planta y garantizar la seguridad frente a accesos no autorizados, intrusión de fauna de gran tamaño y riesgos asociados a la explotación eléctrica. El vallado se resolverá, de forma general, mediante postes metálicos y malla de simple torsión, con altura suficiente para cumplir los requisitos de seguridad y con cimentación ligera adaptada a la naturaleza del terreno.

En los puntos de acceso se dispondrán portones de dimensiones aptas para el paso de vehículos de mantenimiento y emergencia, así como elementos complementarios de control, señalización, alumbrado puntual y, en su caso, sistemas de videovigilancia.

Desde el punto de vista ambiental, también conviene valorar detalles constructivos que reduzcan el efecto barrera sobre fauna menor, siempre que ello sea compatible con la normativa y con la seguridad de la instalación.

8.12 Edificaciones auxiliares y servicios generales

Entre las edificaciones auxiliares y servicios generales, destacan la caseta o edificio de control, dependencias para protecciones y comunicaciones, almacén básico de mantenimiento y, en su caso, instalaciones sanitarias o de apoyo al personal.

Desde el punto de vista funcional, el edificio principal debe albergar equipos de control, comunicaciones, SCADA, protección, medida, servicios auxiliares y documentación técnica, garantizando condiciones adecuadas de seguridad, accesibilidad, ventilación y protección frente a agentes externos. Asimismo, deberán contemplarse acometidas internas, saneamiento si procede, depósitos o soluciones autónomas de agua para servicios mínimos.

8.13 Obra civil de la subestación elevadora

La subestación constituye el nodo civil y eléctrico de mayor exigencia técnica dentro del parque, al concentrar los elementos de transformación final, maniobra, protección y entrega de energía a la red. En coherencia con el esquema ya definido en la memoria, la planta trabaja con una red colectora interior a 20 kV y eleva la energía hasta 132 kV mediante un transformador principal de alta tensión antes de su evacuación.

La obra civil asociada a esta instalación comprende la explanación y plataforma general, las cimentaciones de aparamenta y pórticos, la cimentación del transformador principal, el cubeto de retención de aceite, las bancadas de embarrados y equipos, la red de canaletas y galerías eléctricas, los viales interiores, el edificio de control y la integración de la red de tierras. Además, deberá preverse un drenaje específico para esta zona, separando, cuando sea necesario, las aguas potencialmente contaminadas por aceites dieléctricos de las aguas pluviales limpias, de acuerdo con criterios de seguridad industrial y protección ambiental.

8.14 Seguridad y salud en fase de construcción

La ejecución de la obra civil del parque debe desarrollarse bajo un plan específico de seguridad y salud que contemple los riesgos propios de trabajos lineales y extensivos en campo abierto. Entre ellos destacan la circulación simultánea de maquinaria pesada, excavaciones y zanjas abiertas, operaciones de hinca, trabajos de elevación, coexistencia de contratas, manipulación de elementos prefabricados y posteriores interferencias con montajes electromecánicos.

Desde el punto de vista organizativo, será imprescindible sectorizar zonas de trabajo, definir itinerarios de maquinaria, establecer protocolos de replanteo y señalización, controlar la estabilidad provisional de excavaciones y gestionar adecuadamente los acopios. La secuencia de obra contemplada en la planificación del proyecto ya prevé el solapamiento entre preparación del terreno, viales, vallado, cimentaciones, zanjas y montaje del campo fotovoltaico, por lo que la coordinación preventiva entre disciplinas adquiere especial importancia para evitar interferencias y tiempos muertos.

8.15 Consideraciones ambientales y restauración

La ejecución de la obra civil deberá incorporar medidas preventivas y correctoras destinadas a limitar la afección ambiental sobre el suelo, la vegetación, la escorrentía y el paisaje. Entre estas medidas se incluyen la delimitación previa de zonas de ocupación, la reducción del desbroce a las superficies estrictamente necesarias, la gestión segregada de la tierra vegetal, el control del polvo y de arrastres, la correcta gestión de residuos de obra y la restauración de superficies alteradas no ocupadas permanentemente.

Finalizada la construcción, deberá procederse a la regularización de zonas auxiliares temporales, extendido de tierra vegetal donde resulte viable, reperfilado de taludes, revegetación o hidrosiembra en superficies sensibles y restitución de drenajes afectados. La estrategia de restauración debe buscar no solo una mejora paisajística, sino también una reducción del riesgo erosivo y una mayor estabilidad del terreno durante la explotación. En una planta con horizonte de operación de 30 años, como el considerado en la simulación energética, la conservación del soporte físico y ambiental del emplazamiento forma parte inseparable de la viabilidad técnica global del proyecto.

8.16 Secuencia constructiva de la obra civil

La secuencia de ejecución propuesta para la obra civil comenzará con el replanteo topográfico general, el acondicionamiento inicial y la apertura de accesos, para continuar con la formación de viales principales y la delimitación del recinto mediante vallado. A continuación se abordarán las plataformas técnicas, la subestación, las cimentaciones de equipos y la ejecución progresiva de zanjas y canalizaciones, coordinando estas actividades con la logística de montaje mecánico y eléctrico.

En una fase posterior se desarrollará la hinca o ejecución de cimentaciones del campo FV, entregando sectores terminados para el montaje de seguidores y módulos. El carácter repetitivo del parque aconseja una construcción por frentes o bloques, de modo que la obra civil vaya liberando áreas completas y funcionales sobre las que puedan avanzar secuencialmente las disciplinas electromecánicas.

Capítulo 9. CONTRIBUCIÓN DEL PROYECTO A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

9.1 Marco general de referencia

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, aprobada por Naciones Unidas en 2015, constituye el principal marco internacional de actuación para orientar políticas y proyectos hacia un modelo de desarrollo económicamente viable, socialmente inclusivo y ambientalmente sostenible. Este marco se articula a través de 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible y 169 metas, concebidos para abordar de manera integrada los grandes retos globales vinculados a la energía, el clima, la infraestructura, la producción y el bienestar colectivo.

(Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible | Department of Economic and Social Affairs, s. f.)

(Miluska.Jara, s. f.-a)

En este contexto, los proyectos de generación eléctrica renovable presentan una relación directa con los compromisos de descarbonización, modernización del sistema energético y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. El parque solar fotovoltaico proyectado en Villamayor de Santiago se inscribe plenamente en esta lógica, al plantear una instalación utility scale destinada a generar electricidad renovable e inyectarla a red durante un horizonte de explotación de 30 años.

9.2 Objetivos de Desarrollo Sostenible a los que contribuye el proyecto

La contribución más directa del proyecto se produce sobre el **ODS 7: Energía asequible y no contaminante**, ya que incrementa la generación eléctrica de origen renovable mediante una planta fotovoltaica conectada a red de gran potencia. En su configuración final, la instalación se ha definido con una potencia pico total de 100,87 MWp, 18 inversores centrales y una producción neta en el año 1 de 198,44 GWh/año, lo que confirma su carácter de infraestructura energética de escala relevante.

Asimismo, el proyecto contribuye de forma clara al **ODS 13: Acción por el clima**, dado que la energía producida sustituye generación eléctrica de mayor intensidad de carbono y permite reducir emisiones asociadas al suministro eléctrico convencional. Esta aportación climática constituye uno de los principales beneficios ambientales de la planta y uno de los argumentos más sólidos de su alineación con la Agenda 2030.

De forma complementaria, el proyecto se relaciona también con el **ODS 9: Industria, innovación e infraestructura**, por apoyarse en infraestructuras energéticas avanzadas, sistemas de evacuación en media y alta tensión y soluciones de generación técnicamente eficientes. Igualmente, puede vincularse al **ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico**, al movilizar inversión, actividad industrial, obra civil, ingeniería, montaje y servicios de operación y mantenimiento durante las distintas fases del proyecto.

(Miluska.Jara, s. f.-b)

9.3 Base energética del análisis ambiental

La evaluación de la contribución ambiental del parque debe realizarse a partir de la serie energética final empleada para el proyecto, esto es, la producción neta obtenida tras aplicar las pérdidas adicionales de operación y mantenimiento sobre la simulación multianual de PVsyst. En esta configuración definitiva, la planta presenta una producción neta de 194,47 GWh en el año 1 y de 175,81 GWh en el año 30, con una evolución decreciente suave coherente con la degradación progresiva del generador fotovoltaico a lo largo de la vida útil.

Este enfoque resulta más representativo que el uso de la energía bruta ideal de simulación, ya que incorpora un escenario de explotación más realista desde el punto de vista operativo. Por ello, los cálculos de emisiones evitadas y de contribución a los ODS deben apoyarse en esta serie corregida, que es la que mejor representa la energía efectivamente disponible para entrega a red durante la operación de la planta.

9.4 Emisiones evitadas de CO2

La estimación de emisiones evitadas se realiza multiplicando la energía eléctrica renovable inyectada a la red por un factor de emisión de referencia del mix eléctrico nacional. De acuerdo con la metodología de cálculo de huella de carbono del MITECO, estos factores de emisión se publican anualmente en tablas oficiales, que recogen la intensidad de emisiones de la electricidad consumida en España en unidades de kgCO2/kWh.

Para este proyecto se adopta como hipótesis de cálculo el factor de emisión de la electricidad de red en España para el año 2026 publicado en las tablas oficiales del MITECO. Este valor es de 0,181 kgCO2/kWh para electricidad de red nacional.

(Calculadoras, s. f.)

$$\text{Emisiones evitadas} = \text{Energía neta generada} \times \text{Factor de emisión de la red}$$

Aplicada al año 1:

$$194{,}47 \times 10^6 \text{ kWh} \times 0{,}181 \text{ kgCO2/kWh} = 35.199.070 \text{ kgCO2}$$

es decir, **35.199 tCO2/año**.

Aplicada al año 30:

$$175{,}81 \times 10^6 \text{ kWh} \times 0{,}181 \text{ kgCO2/kWh} = 31.821.610 \text{ kgCO2}$$

es decir, **31.822 tCO2/año**.

Bajo esta hipótesis, la producción neta del año 1, igual a 194,47 GWh, permite evitar aproximadamente 35.199 toneladas de CO2. Del mismo modo, en el año 30, con una producción neta de 175,81 GWh, la reducción anual de emisiones se sitúa en torno a 31.821 toneladas de CO2.

Expresado en términos unitarios, cada kWh de electricidad renovable generado por la planta evita aproximadamente 0,181 kg de CO2, mientras que cada MWh evita en torno a 0,181 toneladas de CO2 bajo la hipótesis adoptada. Este indicador permite trasladar de forma clara el

beneficio climático del proyecto y facilita la comparación con otros escenarios de generación o con instalaciones energéticas de diferente naturaleza.

9.5 Interpretación de la contribución ambiental

Los resultados anteriores ponen de manifiesto que el proyecto no solo aporta nueva capacidad renovable al sistema eléctrico, sino que también actúa como instrumento de mitigación climática. La sustitución de generación de mayor intensidad de carbono por electricidad solar fotovoltaica contribuye a reducir las emisiones del sistema, a disminuir la dependencia de combustibles fósiles y a reforzar el proceso de transición energética.

A ello se añade que, durante la fase de operación, la planta no presenta emisiones directas de combustión asociadas a la generación eléctrica, lo que representa una ventaja estructural frente a tecnologías térmicas convencionales. Aunque toda instalación industrial lleva asociados impactos indirectos derivados de su fabricación, construcción y mantenimiento, el balance ambiental operativo del parque resulta claramente favorable desde el punto de vista de la reducción de emisiones y del cumplimiento de los objetivos climáticos.

9.6 Síntesis final

En consecuencia, el parque solar fotovoltaico de Villamayor de Santiago se alinea de forma clara con la Agenda 2030, especialmente con los ODS 7 y 13, y de manera complementaria con los ODS 8 y 9**.** La producción neta prevista de 194,47 GWh en el año 1 y 175,81 GWh en el año 30, junto con el factor de emisión de 0,181 kgCO2/kWh tomado de las tablas del MITECO, permite evitar aproximadamente entre 31.800 y 35.200 toneladas de CO2 anuales**,** según el año considerado.

Por tanto, el proyecto no solo resulta técnicamente viable y energéticamente eficiente, sino que aporta una contribución ambiental medible y significativa, al favorecer la descarbonización del sistema eléctrico y el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de sostenibilidad y acción climática.

Capítulo 10. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO MEDIANTE DIAGRAMA DE GANTT

El diagrama de Gantt recoge la **planificación integrada del proyecto**, desde el inicio de la ingeniería hasta la entrega "llave en mano" del parque fotovoltaico, en un horizonte que se extiende de marzo de 2026 a marzo de 2027. La programación se ha estructurado en cinco grandes fases: ingeniería y tramitación, obra civil y montaje del campo fotovoltaico, instalación eléctrica en baja y media tensión, construcción de la subestación y línea de evacuación, y, finalmente, la puesta en marcha y entrega de la planta. Cada una de estas fases se descompone en tareas parciales que se solapan en el tiempo para optimizar el plazo global de ejecución, manteniendo en todo momento la lógica de dependencias entre disciplinas.



Figura 10.1. Diagrama de Gantt de la programación de diseño, construcción y puesta en marcha del parque fotovoltaico (Elaboración propia)

La **fase de ingeniería y tramitación** se desarrolla entre marzo y septiembre de 2026 e incluye las actividades de licencias y tramitación administrativa, la ingeniería de detalle y la contratación y aprovisionamiento de los equipos principales. En los primeros meses se concentran la obtención de autorizaciones, licencias de obra y permisos sectoriales, en paralelo con la elaboración de planos constructivos, especificaciones técnicas y estudios específicos de carácter geotécnico y eléctrico. A partir de mayo se incorporan las tareas de contratación de los distintos lotes (obra civil, montaje mecánico, montaje eléctrico y subestación) y de emisión de pedidos de largo plazo para módulos, inversores, transformadores y celdas de media tensión. Este solapamiento permite que, cuando la obra civil arranca en campo, los equipos críticos ya estén en fabricación o tránsito, reduciendo el riesgo de descoordinaciones por suministro.

La **obra civil y montaje del campo fotovoltaico** se programa entre julio de 2026 y enero de 2027. En una primera etapa se acomete la preparación superficial del terreno y la ejecución de viales interiores, seguida del vallado perimetral que delimita físicamente la instalación y garantiza la seguridad durante la fase de construcción. A continuación se ejecutan las cimentaciones de

seguidores y las zanjas destinadas a alojar el cableado de corriente continua y media tensión, de modo que, cuando estas tareas alcanzan un grado de avance suficiente, se inicia el montaje de las estructuras de seguimiento. El montaje de seguidores se solapa con la última parte de la obra civil y, una vez que los ejes están alineados y verificados, se procede al montaje de módulos, que se extiende hasta finales de enero de 2027. Esta secuencia permite disponer progresivamente de campos fotovoltaicos mecánicamente terminados sobre los que ir avanzando los trabajos eléctricos.

En paralelo, entre septiembre de 2026 y febrero de 2027, se desarrolla la **instalación eléctrica de baja y media tensión**. Los trabajos se inician con el cableado de corriente continua, que comprende el conexionado de strings, la acometida a las cajas de interconexión y los enlaces hasta la entrada DC de los inversores. A continuación se ejecutan los circuitos de alterna de baja tensión, incluyendo las salidas AC de los inversores, embarrados y servicios auxiliares. Una vez disponibles las canalizaciones y centros de transformación, se tienden los cables de media tensión que enlazan los transformadores elevadores con la subestación interna o el embarrado colector de 20 kV. De forma simultánea se despliega la red de comunicaciones y monitorización, con tendido de fibra óptica, cableado de señal y la interconexión de equipos de medida, inversores y sistemas SCADA. El solapamiento de estas actividades con el montaje mecánico permite avanzar en la terminación de zonas del campo de manera secuencial.

La **construcción de la subestación y de la línea de evacuación** se extiende desde julio de 2026 hasta febrero de 2027. En una primera fase se ejecuta la obra civil de la subestación: cimentaciones para transformadores y aparamenta, cubetos de retención, edificios de control y canalizaciones de servicios. Sobre esta base se programa, a partir de octubre, el montaje de los transformadores de media y alta tensión, así como de las celdas de media tensión, barras y equipamiento de protección y medida. En paralelo se aborda la construcción de la línea aérea de alta tensión hasta la subestación de evacuación, con el replanteo y ejecución de apoyos, tendido de conductor y montajes asociados. De esta forma, cuando finaliza el tendido de la línea y se completan los montajes de subestación, todo el sistema de evacuación se encuentra listo para ser energizado durante la fase de pruebas.

Finalmente, entre febrero y marzo de 2027 se concentra la **fase de puesta en marcha y entrega de planta**. En una primera etapa se realizan pruebas individuales y por sistemas: verificación eléctrica de cadenas y cuadros, comprobación de protecciones, pruebas funcionales de inversores, transformadores, celdas y sistemas de comunicaciones y control. A continuación se llevan a cabo las pruebas de funcionamiento con red, que incluyen la energización progresiva de la subestación, la puesta en tensión de la línea de evacuación y los ensayos de generación controlada coordinados con el operador de red, verificando el cumplimiento de los requisitos de tensión, frecuencia, factor de potencia y respuesta ante eventos. Una vez superada esta fase, se formaliza la entrega de la planta en modalidad “llave en mano”, con la firma de las actas de puesta en servicio, la entrega de la documentación “as built” y el arranque del periodo de garantía.

El conjunto del diagrama de Gantt refleja, por tanto, una programación realista y coherente para un parque fotovoltaico utility scale, con solapes controlados entre disciplinas que permiten optimizar el plazo total de ejecución sin comprometer la calidad ni la seguridad de los trabajos.

Capítulo 11. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

11.1 Objetivo y planteamiento general

El presente capítulo tiene por objeto desarrollar el estudio de viabilidad económica y financiera del parque solar fotovoltaico utility scale proyectado en Villamayor de Santiago (Cuenca), a partir de la configuración técnica finalmente seleccionada y de la producción energética neta obtenida en la simulación anual y a largo plazo. Este análisis resulta fundamental para determinar si el proyecto, además de ser técnicamente viable, presenta la capacidad suficiente para recuperar la inversión inicial, atender sus costes de explotación y generar una rentabilidad adecuada para los inversores y entidades financiadoras.

La evaluación económico-financiera se ha planteado con un horizonte temporal de 30 años, coherente con la vida útil considerada para la planta y con el periodo de simulación energética desarrollado en capítulos anteriores. Como base del estudio se adopta un contrato PPA fijo de 43 €/MWh, una estructura de financiación formada por un 60% de fondos propios y un 40% de deuda, una amortización lineal de la inversión durante 30 años, una tasa impositiva del 25% y unas necesidades operativas de fondos nulas, hipótesis esta última razonable en una sociedad vehículo dedicada a la explotación de un activo fotovoltaico con ingresos recurrentes relativamente estables.

A diferencia de una aproximación simplificada basada únicamente en el primer año de operación, en este caso se ha empleado la serie completa de producción neta anual obtenida del archivo final de diseño, lo que permite incorporar de forma explícita el efecto de la degradación energética del sistema a lo largo de la vida útil. De este modo, el estudio integra no solo los ingresos esperados en el año inicial, sino también la evolución realista de la generación eléctrica durante todo el periodo de explotación, lo que proporciona una visión más rigurosa de la rentabilidad del proyecto.

El análisis integra los costes de inversión iniciales, los costes de explotación, la producción neta anual de energía, los ingresos por venta de electricidad, los costes normalizados de generación y los principales indicadores de rentabilidad exigidos en un estudio de viabilidad económica: valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y periodo de recuperación de la inversión o payback.

Junto a estos indicadores, el capítulo incorpora el desarrollo del flujo de caja libre del proyecto y, de forma complementaria, el criterio de valoración mediante tasa de descuento, cuya determinación se vincula al coste medio ponderado del capital o WACC. De este modo, el análisis no se limita a una comparación simple entre costes e ingresos, sino que incorpora el valor temporal del dinero y el efecto de la estructura financiera, ofreciendo una visión más rigurosa de la rentabilidad esperada del proyecto.

11.2 Hipótesis de cálculo y base energética del modelo

La base energética del modelo económico parte del caso final seleccionado en PVsyst para el emplazamiento de Villamayor de Santiago, correspondiente a una planta de 110,6 MWp, con 154.000 módulos fotovoltaicos de 670 Wp, 18 inversores SMA Sunny Central 4600 UP y configuración con seguidores de un eje horizontal N-S con backtracking activado. El informe de simulación del año 1 arroja una producción inyectada a red de 198,44 GWh. una producción específica de 1.967 kWh/kWp·año y un ratio de rendimiento del 86,42%.

CONCEPTO	VALOR
Potencia pico instalada	100,87 MWp
Potencia nominal total en corriente alterna	82,8 MW
Número de módulos	154.000
Número de inversores	18
Vida útil del proyecto	30 años
Producción neta año 1	194.471,2 MWh
Producción neta año 30	175.851,2 MWh
Producción media	185.783,83 MWh/año
Precio de venta de energía (PPA)	43 €/MWh
Impuesto sobre sociedades	25%
Fondos propios	60%
Deuda	40%
Tipo de interés de la deuda	5,25%
Plazo de la deuda	18 años
Crecimiento anual del OPEX	2%

Tabla 11.2 1. Datos fundamentales de partida del proyecto

No obstante, para la modelización económico-financiera no se ha empleado directamente la serie de 30 años del Ageing Tool de PVsyst, sino la serie corregida en la que se ha introducido una pérdida adicional del 2% por OyM sobre la energía útil anual. Esta corrección da lugar a una producción neta de 194,47 GWh en el año 1 y de 175,851 GWh en el año 30, con una producción media durante la vida útil de 185,78 GWh/año, unas horas equivalentes medias de 1.841,24 h/año y un factor de capacidad medio del 21,025 %.

Desde el punto de vista metodológico, esta serie es la que debe considerarse válida para el análisis económico final, ya que incorpora simultáneamente la degradación anual de los módulos modelizada en PVsyst y la penalización operativa adicional estimada para la fase de explotación de la planta. Con ello se consigue una representación más realista del comportamiento esperado del activo a lo largo de los 30 años de vida útil y se evita sobreestimar los ingresos futuros del proyecto.

Desde el punto de vista económico, el modelo se apoya en las siguientes hipótesis principales:

- Vida útil de análisis: 30 años.
- Precio de venta de la energía: 43 €/MWh mediante PPA fijo.
- Tipo impositivo sobre beneficios: 25%.
- Amortización lineal del inmovilizado a 30 años.
- Tasa de crecimiento anual del OPEX: 2%.
- Estructura financiera representativa para el cálculo del WACC.
- Descuento de flujos mediante coste medio ponderado del capital.

Estas hipótesis constituyen el marco de referencia del análisis y condicionan directamente tanto el nivel de ingresos como el perfil de costes, la evolución de los flujos de caja y, en consecuencia, el valor de los indicadores finales de rentabilidad. Por tanto, los resultados obtenidos deben interpretarse siempre dentro del escenario planteado.

11.3 Costes del proyecto

El presente capítulo aborda el análisis de viabilidad económica del parque solar fotovoltaico utility scale proyectado en Villamayor de Santiago. Su objetivo es determinar, a partir de las hipótesis técnicas y energéticas previamente definidas, si la inversión propuesta es capaz de generar flujos de caja suficientes para recuperar el capital inicial y proporcionar una rentabilidad adecuada durante la vida útil de la instalación. Para ello se integra el resultado de las simulaciones realizadas con PVsyst —incluida la corrección por degradación y por pérdidas asociadas a operación y mantenimiento— con un modelo financiero a 30 años que incorpora los principales costes e ingresos del proyecto.

La rentabilidad económica del proyecto depende en primer lugar del nivel de inversión necesario para su construcción y, en segundo lugar, de los costes anuales requeridos para su explotación. En este sentido, se diferencian los costes de inversión inicial o CAPEX y los costes recurrentes de operación o OPEX, incluyendo dentro de estos últimos el alquiler de los terrenos.

11.3.1 Costes de inversión iniciales CAPEX

Los costes de inversión iniciales, o CAPEX, representan el conjunto de desembolsos necesarios para desarrollar, construir, equipar, conectar y poner en servicio la planta fotovoltaica hasta el inicio de su operación comercial. En un proyecto utility scale, el CAPEX no se limita a la compra de módulos e inversores, sino que abarca también estructuras de seguimiento, transformadores, cableado, centros de transformación, red de media tensión, subestación, línea de evacuación, obra civil, sistemas de monitorización y control, seguridad, ingeniería, gestión del proyecto, tramitación, contingencias y demás partidas necesarias para la completa ejecución de la instalación.

En el presente proyecto, la estimación del CAPEX se ha llevado a cabo desagregando la inversión total en bloques funcionales, con el fin de facilitar tanto su comprensión como su posterior tratamiento dentro del modelo económico. Esta forma de presentación permite distinguir entre el bloque generador, que integra el suministro e instalación de módulos, seguidores e inversores; el bloque eléctrico, asociado a las infraestructuras de conversión, transformación y evacuación; el bloque de obra civil y servicios auxiliares; y el bloque vinculado a ingeniería, desarrollo y contingencias.

Para la configuración finalmente seleccionada en Villamayor de Santiago, basada en módulos bifaciales Longi LR8-66HYD-655M, seguidores a un eje en disposición 1V, 18 inversores centrales SMA Sunny Central 4600 UP y una potencia pico total instalada de 100,87 MWp, el CAPEX total estimado asciende a 43,00 M€. Este valor equivale a aproximadamente 0,426 €/Wp, o lo que es lo mismo, unos 426 €/kWp instalado, magnitud que resulta coherente con una planta utility scale en suelo, con seguidores, infraestructura de evacuación propia y un nivel de definición todavía correspondiente a una fase de estudio técnico-económico.

A efectos contables y de cálculo de la cuenta de resultados, la amortización del inmovilizado se ha considerado lineal durante toda la vida útil del proyecto. De este modo, la amortización anual queda definida por:

$$\mathrm{A} = \frac{\mathrm{CAPEX}}{\mathrm{n}}$$

Donde Aes la amortización anual, $CAPEX$la inversión inicial y $n$el número de años de vida útil. Sustituyendo los valores del proyecto:

$$\mathrm{A} = \frac{43.000.000}{30} = 1.433.333{,}33\ €/\text{año}$$

Este valor de amortización se mantiene constante durante los 30 años del análisis y se incorpora a la cuenta de resultados anual como gasto contable, aunque no suponga una salida real de caja en cada ejercicio.

Debe señalarse además que la adquisición del terreno no se ha considerado como inversión inicial, optándose por un esquema de arrendamiento anual imputado al OPEX. Esta decisión reduce el desembolso del año 0, limita la carga financiera inicial del proyecto y mejora el comportamiento de los indicadores de rentabilidad, al desplazar parte del esfuerzo económico desde la inversión inicial hacia la fase de explotación

La desagregación por partidas se recoge en la Tabla 11.3.1 1.

PARTIDA	COSTE (€)
Módulos fotovoltaicos bifaciales	10.591.350,00
Inversores centrales	2.484.000,00
Estructuras y seguidores 1V	8.069.600,00
Instalación DC y BOX DC	4.034.800,00
Centros de transformación y red MT	2.318.400,00
Subestación elevadora y transformador principal	2.800.000,00
Línea de evacuación y conexión	1.600.000,00
Monitorización, SCADA, control y seguridad	900.000,00
Obra civil interna y drenaje	5.200.000,00
Ingeniería, dirección de obra y project management	1.550.000,00
DEVEX, licencias, permisos y tramitación	1.350.000,00
Seguros de construcción, puesta en marcha y contingencias	2.100.000,00
CAPEX total	43.000.000,00

Tabla 11.3.1 1. Costes de inversion iniciales (CAPEX) del Proyecto

Puede observarse que las partidas con mayor peso relativo son el suministro de módulos fotovoltaicos bifaciales, la estructura con seguidores y la obra civil asociada al despliegue del campo solar. A ellas se suman la red de media tensión, la subestación elevadora y los elementos de conversión y transformación, que son esenciales para evacuar la energía producida en condiciones de seguridad y compatibilidad con la red.

Con el fin de ofrecer una presentación más detallada, la Tabla 11.3.1 2 agrupa las partidas por bloques funcionales del proyecto.

BLOQUE FUNCIONAL	COSTE (€)	PESO SOBRE CAPEX
Bloque generador	25.179.750,00	58,56%
Infraestructura eléctrica	6.718.400,00	15,62%
Control y seguridad	900.000,00	2,09%
Obra civil	5.200.000,00	12,09%
Ingeniería y desarrollo	2.900.000,00	6,74%
Seguros y contingencias	2.100.000,00	4,88%
CAPEX total	43.000.000,00	100,00%

Tabla 11.3.1 2. CAPEX agrupado por bloques funcionales

Esta distribución confirma que la mayor parte de la inversión se concentra en el bloque puramente generador, mientras que el resto se reparte entre infraestructura eléctrica, obra civil, control, desarrollo y contingencias. Se trata de una estructura de costes coherente con una planta utility scale en suelo, con seguidores a un eje y evacuación propia, en la que los principales esfuerzos inversores se localizan en los equipos de generación y en las infraestructuras necesarias para su integración eléctrica y constructiva.

11.3.2 Costes de operación y mantenimiento OPEX

Los costes de operación y mantenimiento del proyecto recogen todos aquellos gastos recurrentes necesarios para garantizar el funcionamiento adecuado del parque fotovoltaico durante toda su vida útil. En esta partida se incluyen el mantenimiento preventivo y correctivo, la limpieza de módulos, la vigilancia, los seguros, la monitorización, el control de vegetación, los servicios auxiliares y, en la revisión económica adoptada, el arrendamiento anual del terreno.

En este estudio se ha optado por considerar el uso del terreno mediante alquiler. Esta decisión permite reducir la inversión inicial del proyecto y trasladar dicho costo a la explotación anual, de forma más coherente con una estrategia de menor intensidad de capital.

Por este motivo, el costo del alquiler no aparece como una partida independiente en un único año, sino que queda integrado dentro del OPEX del año 1 y, a partir de este, se proyecta a lo largo de los 30 años del horizonte de análisis. En consecuencia, el OPEX anual representa el costo total de explotación de cada ejercicio, incluyendo también la renta del terreno.

De acuerdo con referencias recientes del mercado español, el alquiler de terrenos para plantas fotovoltaicas suele situarse en un rango aproximado de 1.000 a 2.000 €/ha·año, con valores medios próximos a 1.500 €/ha·año. Dado que la superficie necesaria para la implantación del proyecto asciende a 416.225 m², equivalentes a 41.6225 ha, y se adopta una renta de 1.800 €/ha·año, el coste anual de alquiler del terreno en el año 1 resulta de 74.920,50 €.

(¿Es rentable alquilar terreno para poner placas solares?, 2026)

Por tanto, el OPEX del año 1 queda desglosado como la suma de las partidas operativas habituales y del arrendamiento del terreno, alcanzando un valor total de 2.106.010,50 €, de los cuales 2.031.090,00 € corresponden al resto de costes de operación y mantenimiento y 74.920,50 € al alquiler anual del suelo.

La evolución del OPEX a lo largo de la vida útil del proyecto se ha modelizado suponiendo una tasa de crecimiento anual del 2%, aplicada tanto al alquiler del terreno como al resto de partidas operativas. La expresión utilizada es la siguiente:

$$\mathrm{OPEX_t} = \mathrm{OPEX_1} \cdot (1 + \mathrm{g})^{\mathrm{t}-1}$$

Donde $\mathrm{OPEX_1}$ es el costo operativo del primer año,g es la tasa de crecimiento anual de los costes y t es el año de explotación considerado.

Bajo estas hipótesis, la evolución anual del alquiler del terreno, del resto de costos operativos y del OPEX total del proyecto durante los 30 años de vida útil se resume en la tabla siguiente.

La Tabla 11.3.2 1 recoge el desglose de dichos costes.

PARTIDA	COSTE AÑO 1 (€)
Operación y mantenimiento integral de la planta	706.090,00
Mantenimiento de red MT, SET y LAT	210.000,00
Seguros de explotación	240.000,00
Vigilancia, CCTV y control de accesos	145.000,00
Limpieza de módulos	165.000,00
Gestión de vegetación y obra civil menor	185.000,00
SCADA, telecomunicaciones y centro de control	90.000,00
Representación en mercado y gestión administrativa	110.000,00
Tributos y cánones locales recurrentes	180.000,00
Alquiler de terrenos	70.596,00
OPEX total año 1	2.101.686,00

Tabla 11.3.2 1. Desglose del OPEX año 1

La partida más relevante corresponde al mantenimiento preventivo y correctivo de la planta, seguida de los seguros de explotación y del mantenimiento asociado a la red de media tensión, subestación y línea de evacuación. También presentan un peso significativo la gestión de vegetación, la limpieza de módulos y la vigilancia, al tratarse de una planta en suelo de gran

extensión superficial que requiere actuaciones periódicas para mantener tanto la disponibilidad de los equipos como las condiciones adecuadas de operación y seguridad.

Para reflejar el incremento previsible de los costes a lo largo del tiempo, se ha supuesto una tasa anual de crecimiento del OPEX del 2%. Esta hipótesis permite representar de forma razonable tanto el encarecimiento de servicios y suministros como el aumento progresivo de la intensidad de mantenimiento asociado al envejecimiento del activo.

11.4 Ingresos del proyecto

11.4.1 Energía producida

La energía neta comercializable del proyecto se toma directamente de la serie del caso bifacial, que incorpora la reducción del 2% por pérdidas de operación y mantenimiento. Esta serie muestra una evolución descendente suave y prácticamente lineal desde 194.471 GWh en el año 1 hasta 175.851 GWh en el año 30 , con un valor medio de 185.784 GWh/año .

La utilización de esta serie resulta esencial para que el cálculo de ingresos y rentabilidad no sobreestime el comportamiento del activo, ya que tiene en cuenta no solo la degradación progresiva de la planta sino también las pérdidas adicionales derivadas de la explotación real. Por tanto, la energía utilizada en el capítulo económico es la energía neta vendible, y no la producción teórica previa a la aplicación de las pérdidas de OyM.

11.4.2 Precio de venta de la energía eléctrica producida

Los ingresos del proyecto se han estimado suponiendo la venta de toda la energía generada mediante un contrato PPA a precio fijo de 43 €/MWh.

Esta hipótesis se adopta como escenario base y permite traducir la serie de producción neta anual en una serie de ingresos monetarios a lo largo de toda la vida útil de la planta.

La expresión general empleada para el cálculo de ingresos en cada año es:

$$\text{Ingresos}_{\text{año}_n} = \text{Evendida}_n \cdot \text{Precio venta}$$

Que particularizado a la energía generada el año 1 será:

$$\text{Ingresos}_{\text{año}_1} = 194.471{,}2 \times 43 \approx 8.362.261{,}60\ €$$

En ejercicios posteriores, los ingresos descienden de forma gradual siguiendo la evolución de la producción neta del parque, manteniéndose constante el precio unitario en términos reales.

11.5 Costes normalizados

El coste nivelado de la energía, conocido como LCOE por sus siglas en inglés (Levelized Cost of Energy), es el indicador que permite expresar el coste medio actualizado de producir un MWh de energía eléctrica durante toda la vida útil del proyecto. Se trata de una magnitud ampliamente utilizada en la comparación técnico-económica de tecnologías de generación, ya que integra en una única cifra los costes de inversión, explotación y la energía producida a lo largo del tiempo.

En términos generales, el LCOE se define mediante la siguiente expresión:

$$\mathrm{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+k)^t}}$$

Donde:

- C_t representa los costes incurridos en el año t, incluyendo la inversión inicial y los costes de operación y mantenimiento.
- E_t es la energía neta producida en el año t.
- n es el número de años considerados.
- k es la tasa de descuento empleada para actualizar costes y producciones.

En el presente proyecto, el numerador incorpora el CAPEX total de 43,00 M€ en el año 0 y el OPEX anual creciente durante los 30 años de operación, mientras que el denominador recoge la producción neta anual obtenida en la simulación energética a largo plazo. Como tasa de descuento se adopta el WACC calculado para el proyecto, ya que representa el coste medio del capital empleado y, por tanto, el tipo adecuado para actualizar los flujos del proyecto.

El resultado del cálculo arroja un coste nivelado de la energía de:

$$\mathrm{LCOE} = 31{,}42\ €/\mathrm{MWh}$$

Este valor es significativamente inferior al precio de venta de la energía pactado en el PPA, 43 €/MWh, lo que implica que el proyecto genera la electricidad a un coste actualizado inferior al ingreso unitario obtenido por su comercialización. Desde una perspectiva económica, esta relación resulta favorable, ya que indica la existencia de un margen económico positivo entre el coste nivelado de producción y el precio de venta de la energía.

11.6 Cuenta de resultados y flujo de caja operativa

11.6.1 Cuenta de resultados

Una vez definidos los costes de inversión, los costes de operación, la producción anual de energía y los ingresos asociados, es posible construir la cuenta de resultados del proyecto para cada uno de los años considerados. El objetivo de esta cuenta es determinar el resultado operativo y el resultado neto de cada ejercicio, sirviendo de base para el posterior cálculo de los flujos de caja libres.

La estructura simplificada de la cuenta de resultados anual del proyecto es la siguiente:

1. Ingresos por venta de energía.
2. Costes de operación y mantenimiento.
3. Amortización del inmovilizado.
4. Beneficio antes de intereses e impuestos (EBIT).
5. Impuesto sobre beneficios.
6. Beneficio neto del ejercicio.

El EBIT del año t se calcula mediante la expresión:

$$\mathrm{EBIT_t} = \mathrm{Ingresos_t} - \mathrm{OPEX_t} - \mathrm{A}$$

Donde A es la amortización lineal anual. A continuación, el impuesto sobre beneficios se obtiene como:

$$\mathrm{Impuesto_t} = \mathrm{EBIT_t} \cdot \mathrm{t_{imp}}$$

siempre que el resultado antes de impuestos sea positivo, siendo $t_{imp} = 25\%$. Finalmente, el beneficio neto resulta de:

$$\mathrm{BN_t} = \mathrm{EBIT_t} - \mathrm{Impuesto_t}$$

Para el año 1, la cuenta de resultados queda:

- Ingresos: 8.362.261,60 €.
- OPEX: 2.106.010,50 €.
- Amortización: 1.433.333,33 €.

Por tanto:

$$\mathrm{EBIT_1} = 8.362.261{,}60 - 2.106.010{,}50 - 1.433.333{,}33 = 4.822.917{,}77\ €$$

El impuesto sobre beneficios del año 1 es:

$$\text{Impuesto}_1 = 4.822.917{,}77 \cdot 0{,}25 = 1.205.729{,}44\ €$$

Y el beneficio neto:

$$\text{BN}_1 = 4.822.917{,}77 - 1.205.729{,}44 = 3.617.188{,}33\ €$$

Este procedimiento se repite para cada uno de los años del horizonte de análisis, obteniéndose así la evolución temporal del resultado económico del proyecto.

11.6.2 Flujo de caja operativo

La cuenta de resultados proporciona una visión contable del comportamiento económico del proyecto, pero no refleja directamente los flujos monetarios realmente generados por la inversión. Para evaluar la rentabilidad financiera resulta necesario construir el flujo de caja operativo, que constituye la base para el cálculo del VAN, la TIR y los periodos de recuperación.

Los flujos relevantes en la toma de decisiones son los flujos de operaciones, los flujos de inversión, el flujo de caja libre o FCF, el flujo de caja de la deuda y el flujo de caja para el accionista. En este proyecto, el flujo de caja libre se obtiene a partir del resultado operativo después de impuestos, añadiendo de nuevo la amortización al tratarse de un gasto contable sin salida real de caja. De este modo:

$$\text{FCF}_t = \text{EBIT}_t \cdot (1 - t_{imp}) + \text{A}$$

De forma equivalente, también puede expresarse como:

$$\text{FCF}_t = \text{BN}_t + \text{A}$$

El flujo de caja libre representa, por tanto, el efectivo generado por el proyecto antes de considerar pagos e ingresos asociados a la financiación.

Por otra parte, cuando se desea analizar la rentabilidad desde la perspectiva del accionista, se utiliza el cálculo del flujo de caja del accionista o $CFac$, que se obtiene a partir del FCF restando los pagos de principal e intereses después de impuestos y sumando las nuevas entradas de deuda:

$$\text{CFac}_t = \text{FCF}_t - \text{Intereses}_t \cdot (1 - t_{imp}) - \text{Principal}_t + \text{Nueva Deuda}_t$$

Este estudio va a centrar la evaluación cuantitativa en el flujo de caja libre del proyecto, utilizando el WACC como tasa de descuento coherente con dicho flujo.

A continuación, se presenta la tabla del flujo de caja operativo del proyecto para el horizonte completo de 30 años. En ella se recogen, para cada ejercicio, la producción neta, los ingresos, el OPEX, la amortización, el EBIT, el impuesto, el beneficio neto, el flujo de caja libre, el CAPEX y el flujo total, así como el flujo acumulado.

Año	Energia (MWh)	Ingresos (€)	OPEX (€)	EBITDA (€)	Amortizacion (€)	EBIT (€)	Impuestos (€)	Beneficio neto (€)	Flujo caja (€)	Flujo desc (€)	ACUMULADO (€)	ACUMULADO DESC (€)
1	194471	8362253	2106010.5	6256242.5	1433333.333	4822909.167	1205727.292	3617181.875	5050515.208	4736885.987	5050515.208	4736885.987
2	193942	8339506	2148130.71	6191375.29	1433333.333	4758041.957	1189510.489	3568531.468	5001864.801	4691256.695	10052380.01	9428142.682
3	193403	8316329	2191093.324	6125235.676	1433333.333	4691902.342	1172975.586	3518926.757	4952260.09	4644732.361	15004640.1	14072875.04
4	192864	8293152	2234915.191	6058236.809	1433333.333	4624903.476	1156225.869	3468677.607	4902010.94	4597603.606	19906651.04	18670478.65
5	192315	8269545	2279613.494	5989931.506	1433333.333	4556598.172	1139149.543	3417448.629	4850781.962	4549555.868	24757433	23220034.52
6	191757	8245551	2325205.764	5920345.236	1433333.333	4487011.902	1121752.976	3365258.927	4798592.26	4500607.066	29556025.26	27720641.58
7	191198	8221514	2371709.88	5849804.12	1433333.333	4416470.787	1104117.697	3312353.09	4745686.424	4450986.601	34301711.69	32171628.18
8	190630	8197090	2419144.077	5777945.923	1433333.333	4344612.589	1086153.147	3258459.442	4691792.775	4400439.665	38993504.46	36572067.85
9	190051	8172193	2467526.959	5704666.041	1433333.333	4271332.708	1067833.177	3203499.531	4636832.864	4348892.68	43630337.33	40920960.53
10	189463	8146909	2516877.498	5630031.502	1433333.333	4196698.169	1049174.542	3147523.627	4580856.96	4296392.793	48211194.29	45217353.32
11	188875	8121625	2567215.048	5554409.952	1433333.333	4121076.619	1030269.155	3090807.464	4524140.797	4243198.617	52735335.08	49460551.94
12	188287	8096341	2618559.349	5477781.651	1433333.333	4044448.318	1011112.079	3033336.238	4466669.572	4189296.266	57202004.65	53649848.2
13	187680	8070240	2670930.536	5399309.464	1433333.333	3965976.131	991494.0327	2974482.098	4407815.431	4134096.877	61609820.09	57783945.08
14	187072	8044096	2724349.147	5319746.853	1433333.333	3886413.52	971603.38	2914810.14	4348143.473	4078130.456	65957963.56	61862075.54
15	186445	8017135	2778836.13	5238298.87	1433333.333	3804965.537	951241.3843	2853724.153	4287057.486	4020837.814	70245021.05	65882913.35
16	185818	7990174	2834412.852	5155761.148	1433333.333	3722427.815	930606.9536	2791820.861	4225154.194	3962778.622	74470175.24	69845691.97
17	185171	7962353	2891101.109	5071251.891	1433333.333	3637918.557	909479.6394	2728438.918	4161772.251	3903332.6	78631947.49	73749024.57
18	184524	7934532	2948923.131	4985608.869	1433333.333	3552275.535	888068.8838	2664206.651	4097539.985	3843089.058	82729487.48	77592113.63
19	183868	7906324	3007901.594	4898422.406	1433333.333	3465089.073	866272.2682	2598816.805	4032150.138	378175982	86761637.61	81373873.45
20	183191	7877213	3068059.626	4809153.374	1433333.333	3375820.041	843955.0102	2531865.031	3965198.364	3718965.648	90726835.98	85092839.1
21	182515	7848145	3129420.818	4718724.182	1433333.333	3285390.848	821347.7121	2464043.136	3897376.47	3655355.389	94624212.45	88748194.49
22	181819	7818217	3192009.235	4626207.765	1433333.333	3192874.432	798218.608	2394655.824	3827989.157	3590276.922	98452201.6	92338471.41
23	181114	7787902	3255849.419	4532052.581	1433333.333	3098719.247	774679.8118	2324039.435	3757372.769	3524045.703	102209574.4	95862517.11
24	180398	7757114	3320966.408	4436147.592	1433333.333	3002814.259	750703.5647	2252110.694	3685444.027	3456583.626	105895018.4	99319100.74
25	179663	7725509	3387385.736	4338123.264	1433333.333	2904789.931	726197.4827	2178592.448	3611925.781	3387630.749	109506944.2	102706731.5
26	178928	7693904	3455133.451	4238770.549	1433333.333	2805437.216	701359.304	2104077.912	3537411.245	3317743.451	113044355.4	106024474.9
27	178164	7661052	3524236.12	4136815.88	1433333.333	2703482.547	675870.6367	2027611.91	3460945.244	3246025.871	116505300.7	109270500.8
28	177400	7628200	3594720.842	4033479.158	1433333.333	2600145.825	650036.4561	1950109.368	3383442.702	3173336.117	119888743.4	112443836.9
29	176635	7595305	3666615.259	3928689.741	1433333.333	2495356.408	623839.1019	1871517.306	3304850.639	3099624.501	123193594	115543461.4
30	175851	7561593	3739947.564	3821645.436	1433333.333	2388312.103	597078.0256	1791234.077	3224567.41	3024326.737	126418161.4	118567788.2

Tabla 11.6.2 1. Flujo de caja para los 30 años de vida útil del parque

La tabla anterior muestra con claridad el perfil económico del proyecto. A partir del año 1, la explotación de la planta genera flujos de caja positivos y relativamente estables, aunque con una ligera tendencia descendente como consecuencia de la degradación de la producción y del crecimiento del OPEX. El flujo acumulado se hace positivo entre los años 8 y 9, lo que anticipa un período de retorno simple ligeramente superior a 8 años si se toma como referencia exclusivamente el acumulado nominal de la tabla. No obstante, en la evaluación formal del payback debe distinguirse entre retorno simple y retorno descontado, tal como se desarrolla en el apartado siguiente.

11.7 Evaluación económica

La evaluación económica del proyecto se lleva a cabo mediante los indicadores financieros de creación de valor más utilizados en el análisis de inversiones: valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y periodo de recuperación de la inversión o payback. Estos indicadores permiten valorar si los flujos de caja generados por el proyecto son suficientes para recuperar la inversión inicial, remunerar adecuadamente el capital aportado y generar excedente económico adicional.

11.7.1 Indicadores financieros: VAN, TIR y payback

El valor actual neto de un proyecto es la diferencia entre los cobros y pagos actualizados a una determinada tasa de descuento. El criterio del VAN establece que un proyecto será viable si dicha magnitud es mayor que cero. La expresión general del VAN es:

$$VAN = -CAPEX_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Donde:

- $-CAPEX_0$ es la inversión inicial.
- F_t son los flujos de caja del periodo t.
- n es el número total de periodos.
- k es la tasa de descuento.

La principal dificultad en la aplicación del VAN reside en la elección de la tasa de descuento adecuada, ya que debe reflejar el coste del capital y el riesgo asociado a los flujos del proyecto. En este estudio, dicha tasa se identifica con el coste medio ponderado del capital, o WACC, por ser la tasa coherente con el descuento del flujo de caja libre del proyecto.

La tasa interna de retorno se define como el tipo de descuento que hace cero el valor actual neto del proyecto. Su expresión implícita es:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+TIR)^t}$$

La TIR representa, por tanto, la rentabilidad interna de la inversión. El criterio de decisión asociado es claro:

- Si $TIR > k$, el proyecto debe aceptarse.
- Si $TIR = k$, la situación es de indiferencia económica.
- Si $TIR < k$, el proyecto debe rechazarse.

El periodo de recuperación de la inversión o payback es el tiempo necesario para que los flujos de caja generados permitan recuperar el desembolso inicial. Puede calcularse de dos formas:

- **Payback simple**, que no considera el valor temporal del dinero.
- **Payback descontado**, que sí actualiza previamente los flujos a la tasa de descuento adoptada.

El payback simple se obtiene acumulando flujos nominales hasta compensar la inversión inicial. En cambio, el payback descontado se obtiene acumulando los flujos actualizados:

$$\mathrm{F_{t,desc}} = \frac{\mathrm{F_t}}{(1+\mathrm{k})^{\mathrm{t}}}$$

y determinando el momento en el que la suma acumulada de esos flujos descontados pasa a ser no negativa.

11.7.2 Criterios de valoración y descuento de flujos de caja

Tal como se recoge en el documento de viabilidad económica aportado, el valor de un proyecto se determina estimando los flujos de caja futuros y actualizándolos a una tasa de descuento apropiada según el riesgo de dichos flujos. En este contexto, los flujos relevantes son:

- Flujos de caja de operaciones.
- Flujos de caja de inversión.
- Flujo de caja libre o Free Cash Flow.
- Flujo de caja de la deuda.
- Flujo de caja para el accionista.

En el proyecto analizado, el flujo de caja libre se construye a partir de la actividad operativa, descontando las inversiones y añadiendo los efectos no monetarios, de acuerdo con la lógica siguiente:

$$\mathrm{FCF} = \mathrm{FC\ de\ Operaciones} - \mathrm{FC\ de\ Inversión}$$

Y, desde la perspectiva del accionista, el flujo disponible puede expresarse como:

$$\mathrm{CFac} = \mathrm{FCF} - \text{Intereses pagados} \cdot (1 - \mathrm{t}) - \text{Pagos de Principal} + \text{Nueva Deuda}$$

donde t es el tipo impositivo sobre beneficios.

Este marco teórico justifica la utilización del flujo de caja libre del proyecto como base principal de valoración y del WACC como tasa de descuento. Si el análisis se plantease exclusivamente desde el punto de vista del accionista, la tasa coherente sería el coste de los recursos propios; sin embargo, al haberse adoptado una visión global del proyecto, la metodología más adecuada es la de descuento del FCF mediante el coste medio ponderado del capital.

11.7.3 Coste medio ponderado del capital (WACC)

La financiación de las inversiones supone un coste sobre la base de los capitales empleados en el proyecto. Una empresa o promotor puede financiar una inversión con fondos propios, deuda o una combinación de ambos, y cada una de estas fuentes de financiación tiene un coste distinto. El coste medio ponderado del capital, o WACC, es la magnitud que sintetiza ese coste conjunto.

La expresión general del WACC es:

$$\mathrm{WACC} = \frac{\mathrm{E}}{\mathrm{D} + \mathrm{E}} \cdot \mathrm{k_e} + \frac{\mathrm{D}}{\mathrm{D} + \mathrm{E}} \cdot \mathrm{k_d} \cdot (1 - \mathrm{t})$$

Donde:

- E es el valor de los recursos propios.
- D es el valor de la deuda.
- k_e es el coste de los recursos propios.
- k_d es el coste de la deuda.
- t es el tipo impositivo.

En el presente proyecto se ha considerado una estructura financiera formada por un 60% de fondos propios y un 40% de deuda. Se adopta un coste de los recursos propios del 8,41%, un coste nominal de la deuda del 5,25% y un tipo impositivo del 25%. Sustituyendo estos valores en la expresión del WACC:

$$\mathrm{WACC} = 0{,}60 \cdot 0{,}0841 + 0{,}40 \cdot 0{,}0525 \cdot (1 - 0{,}25)$$

$$\mathrm{WACC} = 0{,}05046 + 0{,}01575 = 0{,}06621$$

Por tanto:

$$\mathrm{WACC} = 6{,}62\%$$

Este valor representa la tasa mínima de rentabilidad que debe generar el proyecto para remunerar adecuadamente el capital invertido y constituye, por tanto, la tasa de descuento adoptada para la actualización de los flujos de caja libres.

11.7.4 Cálculo numérico detallado de VAN

a) Datos de partida del modelo

Para el cálculo del VAN se toman como base los siguientes elementos del modelo económico del proyecto:

- Inversión inicial agregada (CAPEX): aproximadamente **43.000.000 €**, que recoge tanto los costes directos de construcción e implantación del parque como los costes de desarrollo (DEVEX) que se capitalizan en la inversión.
- Vida útil económica considerada: **30 años**, coherente con la simulación energética a largo plazo y la amortización contable del inmovilizado.
- Flujos de caja libres anuales del proyecto (FCF): se construyen a partir de:
    - Ingresos anuales por venta de energía (energía neta × PPA de 43 €/MWh).
    - OPEX anual, incluyendo alquiler y otros costes de operación y mantenimiento, con crecimiento moderado.
    - Amortización lineal de la inversión.
    - Fiscalidad sobre el resultado antes de impuestos (EBIT) y adición de la amortización para obtener el FCF.

El resultado es una serie de flujos de caja libres FCF_t que, en el primer año de operación, se sitúan en el entorno de 5.050.000 €, y van disminuyendo ligeramente a lo largo de los años por la combinación de degradación de la producción y aumento del OPEX.

Por simplicidad y coherencia con el comportamiento físico del proyecto, se aproxima la evolución de los FCF mediante una serie que parte de 5,05 M€ en el año 1 y desciende de forma casi lineal hasta unos 4,0 M€ en el año 30, reflejando esa ligera tendencia decreciente de los flujos de caja anuales.

La tasa de descuento utilizada es el WACC del proyecto, que se ha estimado en torno al 6,621% a partir de la combinación de coste de los recursos propios, coste de la deuda y su peso relativo en la financiación:

$$\text{WACC} \approx 6{,}621\ \%$$

b) Fórmula de VAN y construcción del flujo de caja

Conceptualmente, el VAN se define como:

$$\mathrm{VAN} = \sum_{t=1}^{n} \frac{\mathrm{FCF_t}}{(1+\mathrm{WACC})^t} - \mathrm{CAPEX_0}$$

donde:

- FCF_t = flujo de caja libre en el año t.
- $WACC$ = tasa de descuento aplicada al proyecto.
- n = vida útil (30 años).
- $CAPEX_0$ = inversión inicial (43.000.000 €).

En el modelo, se construyen explícitamente:

1. El flujo de caja inicial (año "0"), que recoge la inversión:

   $$FC_0 = -43.000.000\ €$$

   Los 30 flujos de caja libres anuales:

   - Año 1: $FCF_1 \approx 5.050.500$ €.
   - Año 2: FCF_2 ligeramente inferior (≈ 5,0 M€).
   - …
   - Año 30: $FCF_{30} \approx 4.000.000$ €.

La serie se aproxima mediante una interpolación lineal entre estos extremos, que reproduce el perfil de flujos descendentes observado en el modelo energético-económico.

c) Actualización año a año y suma de valores presentes

Cada uno de los flujos se actualiza a valor presente mediante:

$$\mathrm{VP_t} = \frac{\mathrm{FCF_t}}{(1+\mathrm{WACC})^t}$$

Por ejemplo, para los primeros años:

- Año 1:

$$\mathrm{VP_1} = \frac{5.050.500}{(1+0{,}06621)^1} \approx \frac{5.050.500}{1{,}06621} \approx 4.736.000\ €$$

- Año 2 (FCF ligeramente menor):

$$VP_2 = \frac{FCF_2}{(1 + 0{,}06621)^2}$$

- …

- Año 30:

$$VP_{30} = \frac{4.000.000}{(1 + 0{,}06621)^{30}}$$

En la práctica, esta actualización se realiza para los 30 años y se suman todos los valores presentes:

$$\sum_{t=1}^{30} VP_t = \sum_{t=1}^{30} \frac{FCF_t}{(1 + 0{,}06621)^t}$$

d) Resultado del VAN

Finalmente, se aplica la fórmula completa:

$$VAN = \left(\sum_{t=1}^{30} \frac{FCF_t}{(1 + WACC)^t} \right) - I_0 \approx 60{,}5\ M€ - 43{,}0\ M€ \approx 17{,}5\ M€$$

El valor actual neto del proyecto se sitúa así en torno a 17,5 millones de euros, lo que indica que, descontando al WACC adoptado, la suma de los flujos de caja generados durante la vida útil supera en esa cantidad al desembolso inicial de inversión. Este resultado confirma que la inversión no solo recupera su coste, sino que genera un excedente económico neto significativo.

Interpretado en el contexto del proyecto, un VAN de esta magnitud refleja una rentabilidad moderada pero clara: el margen entre el valor actual de los flujos y el CAPEX proporciona colchón frente a desviaciones razonables de las hipótesis de precio y costes, aunque no es tan holgado como para absorber cambios extremos sin comprometer la viabilidad.

11.7.5 Cálculo detallado de la TIR

a) Definición y planteamiento

La tasa interna de retorno se define como el tipo de descuento $r = TIR$ que hace que el VAN sea exactamente igual a cero:

$$0 = \sum_{t=1}^{n} \frac{\mathrm{FCF_t}}{(1 + \mathrm{TIR})^t} - \mathrm{CAPEX_0}$$

En términos de flujo de caja completo, si se incluye el año 0:

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{\mathrm{FC_t}}{(1 + \mathrm{TIR})^t} = 0$$

donde:

- $FC_0 = -43.000.000$ €.
- $FC_t = FCF_t$ para $t = 1, \ldots, 30$

Con esta definición, la TIR es la solución $r$de la ecuación anterior, es decir, el tipo de interés que iguala el valor presente de todos los cobros y pagos del proyecto.

b) Serie de flujos utilizada

Se utiliza la misma serie de flujos que en el cálculo del VAN:

- Año 0: $FC_0 = -43.000.000$ €.
- Año 1: $FC_1 \approx 5.050.500$ €.
- Año 2: FC_2ligeramente menor.
- …
- Año 30: $FC_{30} \approx 4.000.000$ €

c) Cálculo iterativo de la TIR

En la práctica, la TIR no se obtiene con una fórmula cerrada, sino mediante un proceso iterativo:

1. Se parte de una suposición inicial para la TIR, por ejemplo $r_0 = 8\ \%$.
2. Se calcula el VAN con esa tasa:

$$\mathrm{VAN}(\mathrm{r_0}) = \sum_{\mathrm{t=0}}^{30} \frac{\mathrm{FC_t}}{(1+\mathrm{r_0})^{\mathrm{t}}}$$

3. Se calcula la derivada aproximada de VAN respecto a r y se aplica un método de búsqueda (por ejemplo, Newton-Raphson) para actualizar la estimación:

$$\mathrm{r_{k+1}} = \mathrm{r_k} - \frac{\mathrm{VAN(r_k)}}{\mathrm{VAN'(r_k)}}$$

4. Se repite el proceso hasta que el cambio en $r$entre iteraciones es muy pequeño (criterio de convergencia), de forma que:

$$|\ \mathrm{r_{k+1}} - \mathrm{r_k}\ | < \varepsilon$$

Con la serie concreta de flujos usada en este modelo (CAPEX de –43 M€ y FCF descendentes desde 5,05 M€ hasta 4,0 M€), el proceso iterativo converge hacia un valor de la tasa interna de retorno del orden de:

$$\mathrm{TIR} \approx 10{,}5\ \%$$

Es decir, existe un tipo de interés en torno al 10,5% que hace que el valor presente de todos los flujos (incluido el CAPEX inicial) sea prácticamente cero:

$$\sum_{\mathrm{t=0}}^{30} \frac{\mathrm{FC_t}}{(1+0{,}105)^{\mathrm{t}}} \approx 0$$

d) Comparación con el WACC y análisis

Una vez calculada la TIR, se compara con el WACC adoptado en el proyecto:

- $\mathrm{TIR} \approx 10{,}5\ \%$.
- $\mathrm{WACC} \approx 6{,}6\ \%$.

Dado que TIR > WACC, la inversión resulta aceptable según el criterio clásico: el proyecto ofrece una rentabilidad interna superior al rendimiento mínimo exigido por el capital empleado. Interpretativamente, una TIR de este orden refleja que la planta es capaz de generar un retorno anual equivalente del 10,5% sobre la inversión, considerando el perfil de flujos durante los 30 años de vida útil. Este valor es coherente con el VAN positivo obtenido y con el carácter de proyecto utility scale maduro: se trata de una rentabilidad razonable y sostenida, adecuada para una infraestructura renovable con riesgo moderado, más que de una inversión especulativa de muy alto rendimiento.

Al mismo tiempo, la diferencia de casi cuatro puntos porcentuales entre la TIR y el WACC proporciona cierto margen de seguridad frente a variaciones moderadas en las hipótesis de partida (precio de la energía, CAPEX, OPEX). Sin embargo, dado que los flujos de caja no son excesivamente elevados en comparación con la inversión, una degradación importante del PPA o un aumento significativo de los costes podría reducir esta brecha y acercar la TIR al WACC, disminuyendo la atractividad del proyecto.

11.7.6 Cálculo detallado de los periodos de retorno (payback)

En el análisis del proyecto se han considerado dos conceptos de periodo de recuperación de la inversión:

- **Payback simple**: tiempo necesario para que la suma no descontada de los flujos de caja generados iguale la inversión inicial.
- **Payback descontado**: tiempo necesario para que la suma descontada al WACC de los flujos de caja generados iguale la inversión inicial.

Ambos indicadores se calculan a partir del mismo conjunto de flujos de caja del proyecto, pero aplicando criterios diferentes en la acumulación.

a) Datos de partida para los payback

Se utilizan los mismos flujos que en el cálculo del VAN y de la TIR:

- Inversión inicial (CAPEX): $\mathrm{FC}_0 = -43.000.000$ €.
- Flujos de caja libres anuales FCF_t (t = 1…30):
  - Año 1: $\mathrm{FCF}_1 \approx 5.050.500$ €.
  - Años posteriores: flujos ligeramente decrecientes hasta unos $\mathrm{FCF}_{30} \approx 4.000.000$ €.

Para el payback simple se trabaja con los flujos nominales FCF_t. Para el payback descontado se trabaja con los flujos actualizados $FCF_t/(1 + WACC)^t$.

b) Payback simple: acumulación nominal

El criterio de payback simple consiste en ir sumando año a año los flujos de caja hasta compensar el desembolso inicial:

1. Se define el **acumulado nominal** a partir del año 1:
    - Acumulado año 1:

$$\mathrm{A}_1 = \mathrm{FCF}_1 \approx 5{,}05\ \text{M€}$$

    - Acumulado año 2:

$$A_2 = A_1 + FCF_2$$

    - …
    - Acumulado año t:

$$\mathrm{A_t} = \mathrm{A_{t-1}} + \mathrm{FCF_t}$$

    Se busca el primer año $t$en que el acumulado alcanza o supera el valor de la inversión inicial:

$$A_t \geq 43{,}0\ \text{M€}$$

Aplicando esta acumulación con la serie de flujos utilizada (primer año en torno a 5,05 M€, flujos ligeramente descendentes en años siguientes), la suma de flujos llega a igualar y superar la inversión en un punto intermedio entre los años 8 y 9 de operación.

Es decir, el payback simple del proyecto se sitúa aproximadamente en:

$$\text{Payback simple} \approx 8{,}5\ \text{años}$$

Desde el punto de vista interpretativo, un payback simple ligeramente superior a 8 años es coherente con una inversión de elevada intensidad de capital y flujos anuales del orden de 4–5 M€. Indica que el proyecto necesita aproximadamente la primera tercera parte de su vida útil para recuperar la inversión en términos nominales, quedando a partir de ese momento un periodo de explotación en el que la planta genera flujos de caja netos sin necesidad de cubrir CAPEX.

c) Payback descontado: acumulación actualizada

El payback descontado aplica el mismo criterio, pero sobre los flujos de caja ya actualizados al WACC. Primero se calculan los flujos descontados:

1. Flujo descontado año t:

$$\mathrm{FD_t} = \frac{\mathrm{FCF_t}}{(1 + \mathrm{WACC})^{\mathrm{t}}}$$

Por ejemplo:

- Año 1:

$$\mathrm{FD_1} = \frac{5{,}05\ \text{M€}}{(1 + 0{,}06621)^1} \approx 4{,}74\ \text{M€}$$

- Año 2:

$$\mathrm{FD_2} = \frac{\mathrm{FCF_2}}{(1 + 0{,}06621)^2}$$

- …
- Año 30:

$$\mathrm{FD_{30}} = \frac{4{,}0\ \text{M€}}{(1 + 0{,}06621)^{30}}$$

2. Sobre estos flujos descontados se construye el **acumulado descontado**:

- Acumulado descontado año 1:

$$\mathrm{AD_1} = \mathrm{FD_1}$$

- Acumulado descontado año 2:

$$\mathrm{AD_2} = \mathrm{AD_1} + \mathrm{FD_2}$$

- …
- Acumulado descontado año t:

$$\mathrm{AD_t} = \mathrm{AD_{t-1}} + \mathrm{FD_t}$$

3. Se busca el primer año $t$en que el acumulado descontado compensa la inversión inicial:

$$AD_t \geq 43{,}0 \text{ M€}$$

Realizando este cálculo con la serie de flujos y el WACC del proyecto, el acumulado descontado alcanza el valor de la inversión en un momento algo posterior al payback simple, debido al efecto del valor temporal del dinero. El resultado se sitúa aproximadamente entre los años 10 y 11 de operación, lo que equivale a un payback descontado del orden de:

$$\text{Payback descontado} \approx 10{,}5 \text{ años}$$

d) Interpretación conjunta de ambos payback

La comparación entre payback simple y payback descontado ofrece información adicional sobre la estructura temporal de los flujos del proyecto:

- El **payback simple ≈ 8,5 años** refleja el tiempo necesario para recuperar la inversión en términos nominales, sin considerar el valor temporal del dinero. Esto indica una recuperación relativamente rápida para una planta de gran potencia, compatible con la vida útil de 30 años y coherente con el orden de magnitud de los flujos anuales previstos.

- El **payback descontado ≈ 10,5 años** introduce el efecto del descuento, mostrando que cuando se valoran los flujos según el WACC, se requiere algo más de tiempo para compensar el CAPEX inicial. La diferencia de unos dos años entre ambos indicadores es razonable para un proyecto con flujos relativamente estables pero sometidos al descuento temporal, y confirma que una parte relevante de la creación de valor se produce durante la segunda década de explotación.

En conjunto, los dos periodos de recuperación, el VAN positivo (17,5 M€) y la TIR superior al WACC (10,5% frente a 6,6%) permiten concluir que el proyecto presenta una viabilidad económico-financiera sólida: la inversión se recupera en plazos compatibles con la vida útil de la planta, genera excedentes económicos significativos y ofrece una rentabilidad interna adecuada al perfil de riesgo y al carácter de infraestructura energética utility scale.

11.7.7 Resultados del modelo final analizado

Una vez definidos el flujo de caja libre del proyecto y la tasa de descuento aplicable, se procede al cálculo de los principales indicadores de rentabilidad. El resultado del modelo económico-financiero desarrollado permite obtener los valores de VAN, TIR, payback simple y payback descontado, además del LCOE ya presentado en apartados anteriores.

A continuación, se presenta la tabla de resultados principales del modelo final analizado.

INDICADOR	VALOR
Inversión inicial total (CAPEX)	43,00 millones de euros
OPEX año 1	2.106 millones de euros
Producción neta año 1	194.471,2 MWh
Producción media	185.783,83 MWh/año
Precio de venta de energía	43 €/MWh
Ingresos año 1	8.362 millones de euros
Amortización anual	1.433 millones de euros
WACC	6,62%
LCOE	31,42 €/MWh
VAN del proyecto	17,5 M €
TIR del proyecto	10,5 %
Payback simple	8,5 años
Payback descontado	10,5 años

Tabla 11.7.7 1. Resultados económicos del modelo final analizado

Los resultados del modelo muestran que el proyecto presenta una rentabilidad positiva bajo las hipótesis adoptadas, al generar flujos de caja suficientes para recuperar la inversión y remunerar el capital por encima del coste medio ponderado utilizado como referencia. Asimismo, el hecho de que el LCOE sea inferior al precio de venta de la energía refuerza la consistencia económica de la solución analizada.

11.8 Interpretación económica del resultado

La interpretación conjunta de los resultados obtenidos permite concluir que el proyecto presenta una estructura económica coherente y favorable. En primer lugar, la relación entre el coste nivelado de la energía y el precio de venta adoptado pone de manifiesto que el coste medio actualizado de generación resulta inferior al ingreso unitario por MWh, ya que el proyecto se ha evaluado con un precio de venta de 43 €/MWh y, bajo las hipótesis de inversión, producción y costes consideradas, dicho nivel de ingresos permite sostener una rentabilidad positiva a lo largo de la vida útil analizada.

En segundo lugar, la evolución del flujo de caja operativo muestra que, tras la inversión inicial próxima a 43 M€, la instalación es capaz de generar flujos de caja libres positivos de forma sostenida durante los 30 años de operación. Estos flujos parten de valores del orden de 5,05 M€ en los primeros años y presentan una ligera tendencia descendente hasta situarse en torno a 4,0 M€ al final del periodo de estudio, como consecuencia de la degradación progresiva de la producción y del incremento acumulado del OPEX. Aun así, su magnitud resulta suficiente para

recuperar la inversión en un plazo razonable, dando lugar a un payback simple de aproximadamente 8,5 años y a un payback descontado del orden de 10,5 años, lo que confirma que el proyecto mantiene capacidad de generación de caja suficiente incluso cuando se incorpora el efecto del valor temporal del dinero.

En tercer lugar, la aplicación de los indicadores de rentabilidad confirma de forma cuantitativa la viabilidad económico-financiera del proyecto. El valor actual neto obtenido asciende aproximadamente a 17,5 M€, lo que indica que, una vez recuperada la inversión inicial y descontados los flujos a la tasa considerada, el proyecto sigue generando un excedente económico neto significativo. Del mismo modo, la tasa interna de retorno calculada se sitúa en torno al 10,5%, valor claramente superior a la tasa de descuento de referencia adoptada del 5%, lo que demuestra que la planta ofrece una rentabilidad interna suficiente y superior al umbral mínimo exigido a la inversión.

La comparación entre estos indicadores permite reforzar la solidez de la conclusión anterior. El VAN positivo evidencia creación de valor en términos absolutos, mientras que la TIR muestra que la rentabilidad porcentual implícita del proyecto es holgadamente superior al rendimiento mínimo exigido. A su vez, el hecho de que el payback simple se sitúe en el entorno de 8,5 años y el descontado alrededor de 10,5 años pone de manifiesto que la recuperación del capital invertido se produce dentro de la primera mitad de la vida útil del activo, dejando un amplio periodo posterior en el que la planta continúa generando caja positiva para el promotor.

En consecuencia, el análisis conjunto de costes, ingresos, flujos de caja e indicadores de rentabilidad permite afirmar que el proyecto no solo es técnicamente realizable, sino también económicamente atractivo bajo el escenario considerado. La planta genera flujos positivos de manera sostenida, recupera la inversión en un plazo compatible con la naturaleza de la infraestructura y ofrece una rentabilidad interna adecuada, por lo que el análisis económico-financiero respalda su ejecución desde el punto de vista del promotor.

11.9 Conclusiones del análisis económico

A la vista de los resultados obtenidos, puede afirmarse que el proyecto de planta solar fotovoltaica utility scale en Villamayor de Santiago presenta una viabilidad económica favorable bajo las hipótesis consideradas. La combinación de una inversión inicial en el entorno de 43 M€, unos costes de explotación razonables, una producción energética suficiente y un precio de venta de 43 €/MWh permite alcanzar una rentabilidad positiva y consistente con el perfil de riesgo del proyecto, tal y como ponen de manifiesto los indicadores económico-financieros calculados. En particular, el hecho de que el coste medio de generación estimado se sitúe por debajo del precio de venta adoptado evidencia que la planta es capaz de generar márgenes unitarios suficientes para sostener la rentabilidad esperada a lo largo de la vida útil del activo.

El análisis realizado demuestra que el proyecto es capaz de generar flujos de caja libres positivos y relativamente estables durante los 30 años considerados, con valores que parten de aproximadamente 5,05 M€ en los primeros ejercicios y descienden gradualmente hasta situarse en torno a 4,0 M€ en los últimos años, reflejando la degradación de la producción y el aumento del OPEX. Esta estructura de flujos permite recuperar la inversión en un plazo compatible con la duración del activo, con un payback simple del orden de 8,5 años y un payback descontado cercano a 10,5 años, lo que indica que la planta devuelve el capital invertido en una fracción razonable de su vida útil y dispone posteriormente de un periodo prolongado de generación de caja neta para el promotor. Al mismo tiempo, el valor actual neto obtenido, de aproximadamente 17,5 M€, y la tasa interna de retorno en torno al 10,5% ponen de manifiesto

que la rentabilidad alcanzada es suficiente y se sitúa claramente por encima de la tasa de descuento de referencia utilizada, fijada en el 5%.

Por todo ello, puede concluirse que el proyecto resulta económicamente viable en el escenario analizado y que dispone de una base suficientemente sólida para justificar su desarrollo. La combinación de un VAN positivo, una TIR superior a la tasa mínima exigida, unos periodos de recuperación compatibles con la naturaleza del activo y un coste nivelado de generación inferior al precio de venta adoptado refuerza la robustez económica del modelo planteado. No obstante, resulta aconsejable complementar este análisis con estudios de sensibilidad frente a posibles variaciones en los precios de la energía, en los costes de inversión y operación, en las condiciones de financiación o en el comportamiento energético real de la planta, de manera que se pueda evaluar el impacto de diferentes escenarios de mercado y de explotación sobre la rentabilidad y la capacidad de generación de caja del proyecto.

11.10 Síntesis económico-financiera del proyecto

Con el fin de condensar en un único apartado los principales resultados del estudio, se presenta a continuación una síntesis económico-financiera del proyecto. Esta tabla resume las magnitudes más relevantes en términos de inversión, costes, producción, ingresos, coste normalizado de generación y criterios de rentabilidad.

CONCEPTO	VALOR
Potencia pico instalada	100,87 MWp
Potencia nominal en CA	82,8 MW
Vida útil considerada	30 años
CAPEX total	43,00 millones de euros
CAPEX específico	0,426 €/Wp
OPEX año 1	2.106 millones de euros
Producción neta año 1	194.471,2 MWh
Producción neta año 30	175.851,2 MWh
Producción media	185.783,83 MWh/año
Precio PPA	43 €/MWh
Ingresos año 1	8.362 millones de euros
Amortización anual	1.433 millones de euros
WACC	6,62%
LCOE	31,42 €/MWh
VAN	17,5 M €
TIR	10,5 %
Payback simple	8,5 años
Payback descontado	10,5 años

Tabla 11.10 1. Síntesis económico-financiera del proyecto

La síntesis anterior permite comprobar de manera inmediata que los fundamentos económicos del proyecto son favorables. La planta se apoya en un coste de inversión competitivo, una producción energética elevada y un precio de venta suficientemente superior al coste nivelado de la energía, lo que se traduce en una rentabilidad global positiva.

11.11 Conclusiones generales de la viabilidad económica

Como cierre del análisis económico, puede afirmarse que el proyecto reúne las condiciones necesarias para ser considerado viable desde el punto de vista financiero y de negocio. La planta combina un diseño técnico optimizado, una producción neta coherente con el recurso solar disponible y con la configuración seleccionada, y un marco económico en el que la venta de energía mediante un PPA a 43 €/MWh permite sostener una rentabilidad suficiente a lo largo de los 30 años de vida útil considerados. Los flujos de caja libres obtenidos, que parten de valores próximos a 5,05 M€ en los primeros años y descienden gradualmente hasta situarse en torno a 4,0 M€ en los últimos ejercicios, ponen de manifiesto la capacidad del proyecto para generar caja de manera sostenida bajo las hipótesis de producción y costes adoptadas.

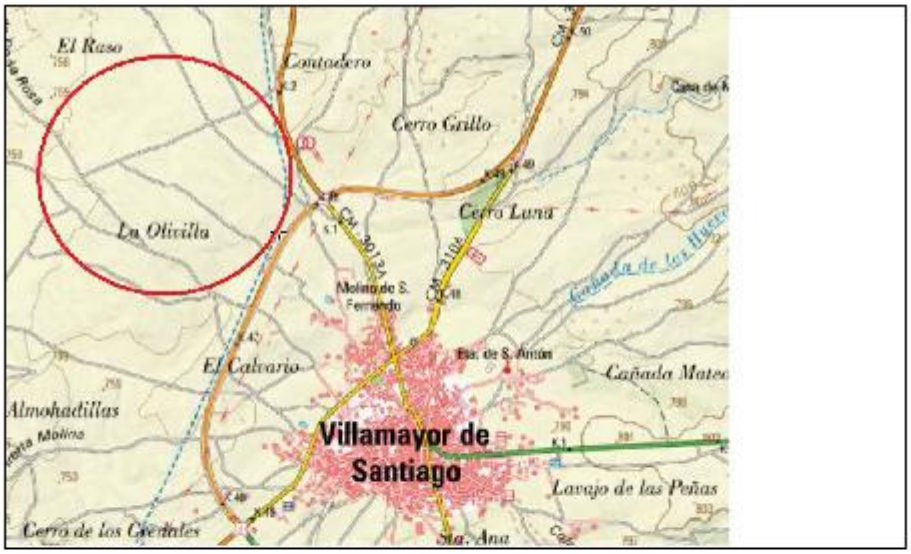
La incorporación de los principales conceptos de valoración financiera —valor actual neto, tasa interna de retorno, periodos de recuperación de la inversión, flujo de caja libre, flujo de caja del accionista y coste medio ponderado del capital— dota al análisis de una base metodológica completa y alineada con los criterios utilizados habitualmente en estudios de viabilidad económica de proyectos de generación renovable. El valor actual neto del orden de 17,5 M€, la tasa interna de retorno aproximada del 10,5% y unos payback simple y descontado situados en torno a 8,5 y 10,5 años, respectivamente, evidencian que el proyecto no solo cubre sus costes, sino que además crea valor y remunera de manera adecuada el capital invertido cuando se compara con una tasa de descuento de referencia del 5%. Estos resultados confirman que la inversión presenta un margen de seguridad razonable frente a variaciones moderadas en los parámetros económicos clave.

En consecuencia, el proyecto puede considerarse económicamente favorable en el escenario analizado. La combinación de una estructura de flujos de caja positiva y estable, unos indicadores de rentabilidad que reflejan creación de valor y un coste medio de generación inferior al precio de venta adoptado proporciona una base económico-financiera sólida para justificar su implantación. No obstante, como en cualquier inversión de larga vida útil, conviene señalar que la rentabilidad final estará condicionada por la evolución real del precio de la energía, de los costes de explotación, de las condiciones de financiación y del comportamiento energético efectivo de la planta. Aun así, bajo las hipótesis adoptadas en el presente estudio, el proyecto muestra una robustez suficiente desde el punto de vista económico-financiero como para respaldar su desarrollo.

ANEXOS

Plano de situación

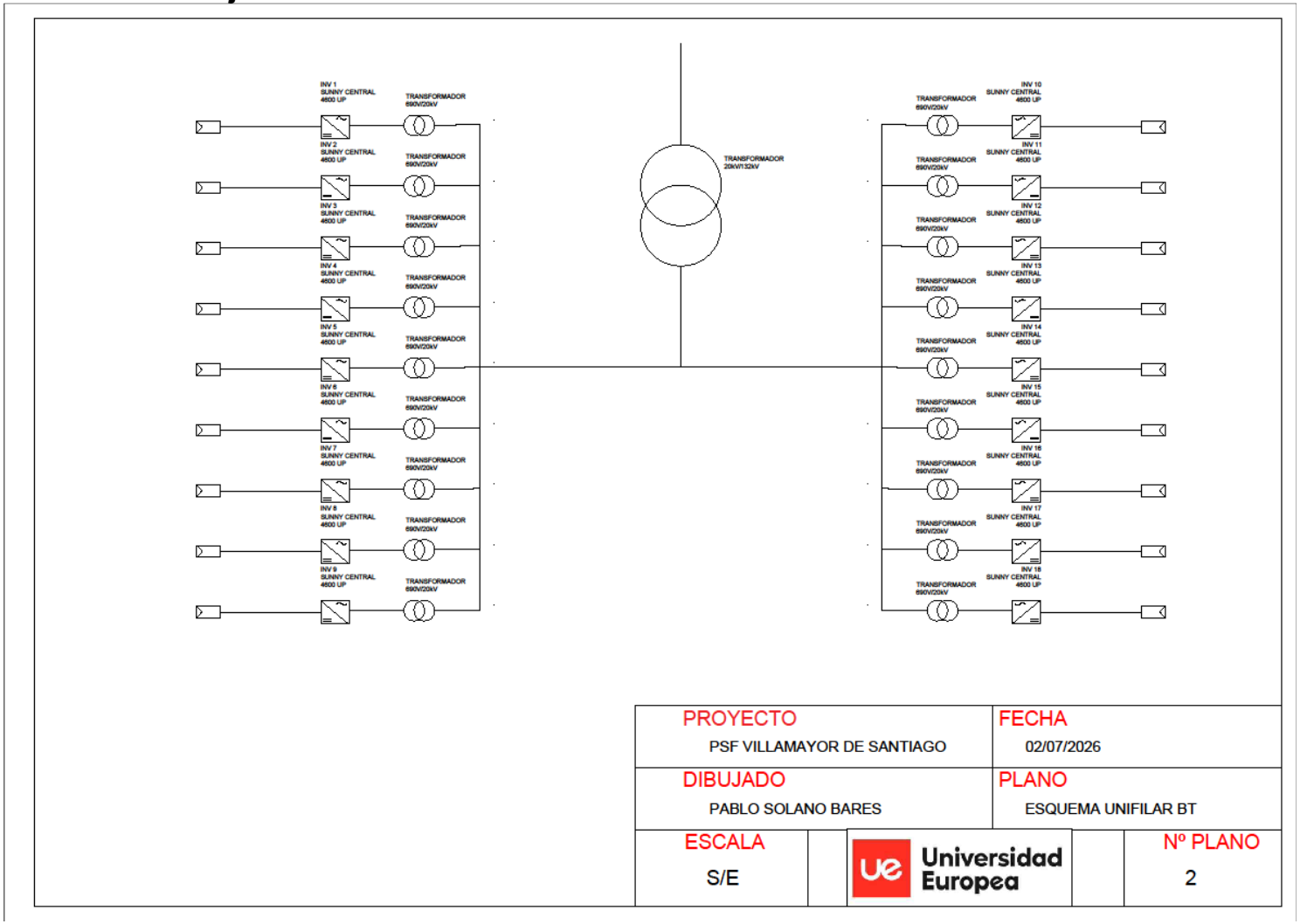




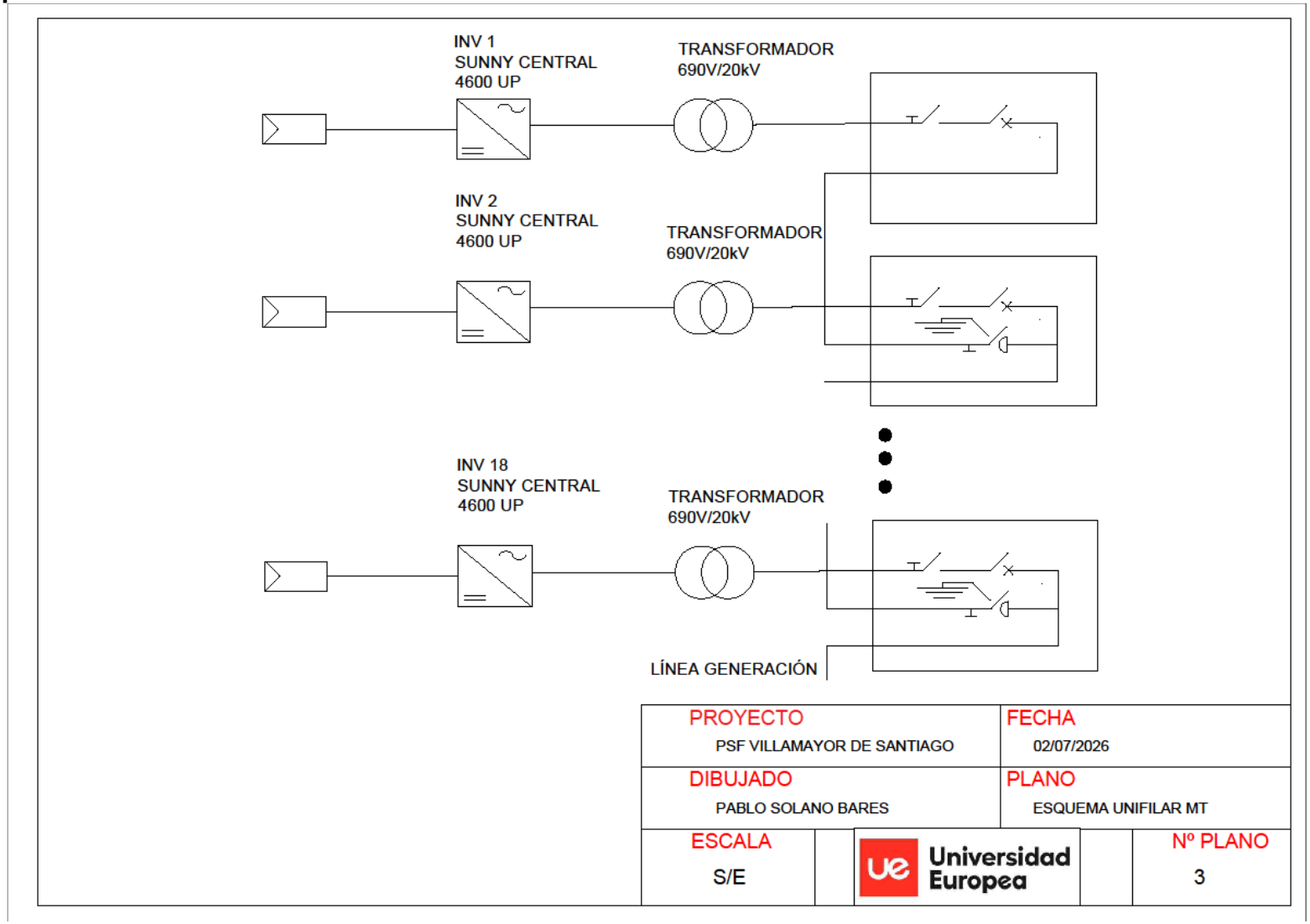
PROYECTO	FECHA
PSF VILLAMAYOR DE SANTIAGO	02/07/2026
DIBUJADO	**PLANO**
PABLO SOLANO BARES	SITUACIÓN

ESCALA				Nº PLANO
S/E		Universidad Europea		1

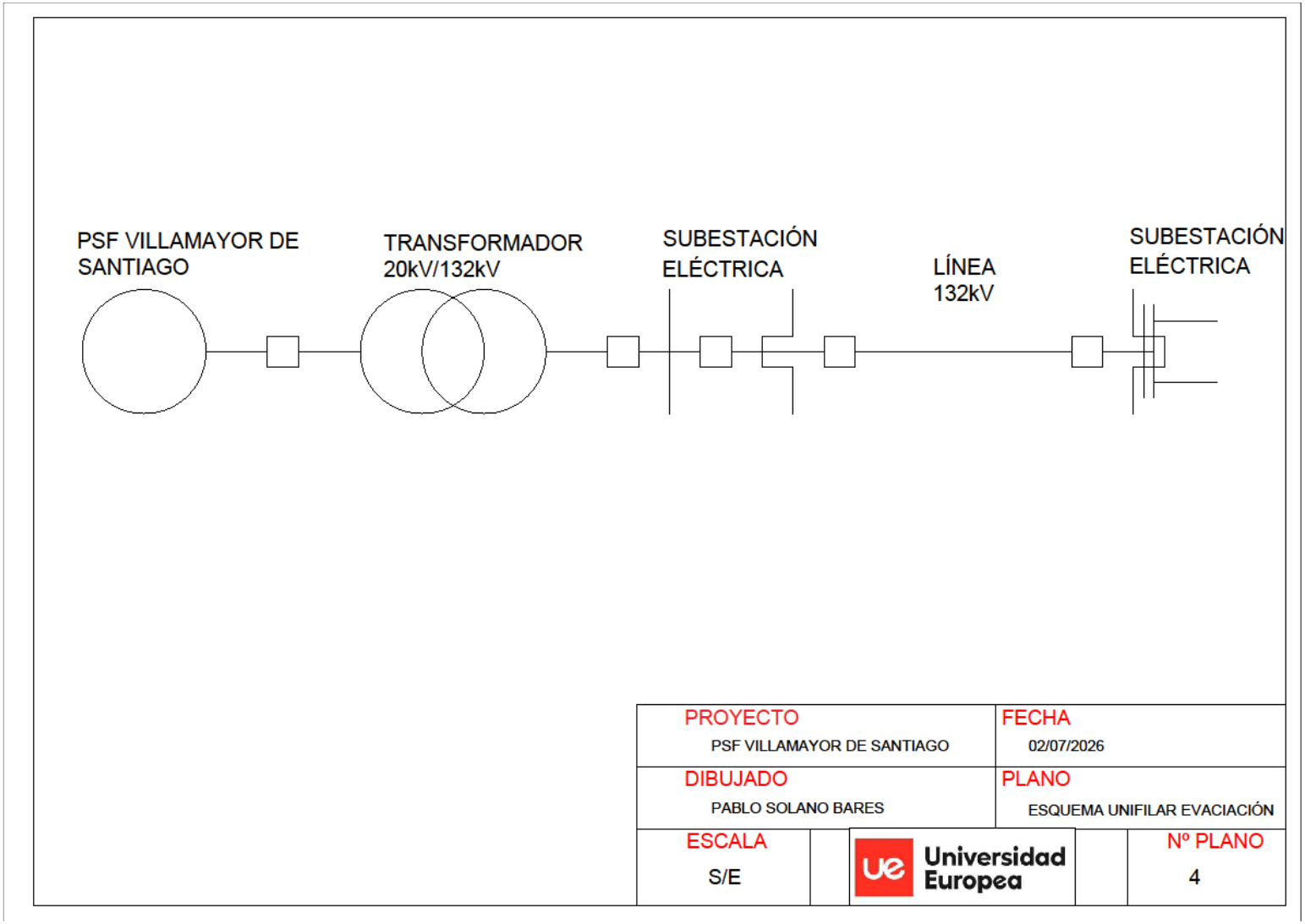
Plano esquema unifilar de baja tensión



Plano esquema unifilar de media tensión



Plano esquema unifilar de evacuación



Ficha técnica inversor utilizado

SC 4000 UP / SC 4200 UP / SC 4400 UP / SC 4600 UP



Sunny Central UP

El nuevo Sunny Central:
más potencia por metro cúbico

Eficiente
- Transporte de hasta cuatro inversores en un contenedor estándar
- Posibilidad de sobredimensionado de hasta 200 %
- Plena potencia a temperaturas ambiente de hasta 35 °C

Resistente
- Sistema inteligente de enfriamiento por aire forzado OptiCool para una refrigeración eficiente
- Apto para exteriores, para el uso en cualquier parte del mundo y para todas las condiciones ambientales y climáticas

Flexible
- Un único equipo para cualquier aplicación
- Aplicación fotovoltaica, opcionalmente con un acumulador acoplado a CC y carga desde la red de CA

Cómodo
- Área de conexión de CC mejorada
- Área de conexión para los equipos del cliente
- Soporte de tensión integrado para equipos consumidores internos y externos

Con una potencia de hasta 4600 kVA en tensiones de sistema de CC de 1500 Vcc, el inversor central de SMA permite una planificación más eficiente de la planta y una reducción de los costes específicos en centrales fotovoltaicas y de baterías.

Dispone de un suministro de tensión separado y espacio adicional para instalar los equipos del cliente. Verdadera tecnología de 1500 V y el sistema de refrigeración inteligente OptiCool aseguran un funcionamiento libre de fallos incluso con temperaturas ambiente extremas y una larga vida útil de 25 años.

SUNNY CENTRAL UP

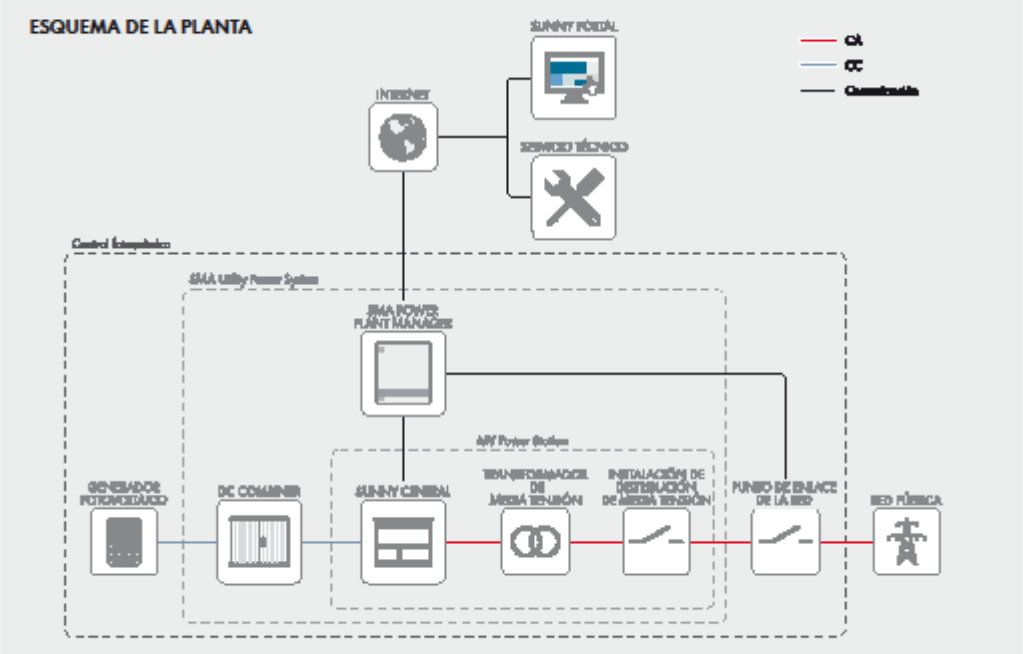
Datos técnicos	Sunny Central 4000 UP	Sunny Central 4200 UP
Lado de CC		
Rango de tensión MPP V_{mpp} (a 25 °C/a 50 °C)	880 V a 1325 V/1050 V	921 V a 1325 V/1050 V
Tensión de CC mín. V_{cc} mín./tensión de arranque $V_{cc,arranque}$	849 V/1030 V	891 V/1071 V
Tensión de CC máx. $V_{cc,máx.}$	1500 V	1500 V
Corriente de CC máx. $I_{CC,máx.}$	4750 A	4750 A
Corriente de cortocircuito máx. $I_{CC,SC}$	8400 A	8400 A
Número de entradas de CC	24 protegidas por dos polos / 32 protegidas por un polo	
Número de entradas de CC con la opción de sistema de almacenamiento acoplado de CC	18 protegidas por dos polos (36 protegidas por un polo) para entradas fotovoltaicas y 6 protegidas por dos polos para baterías	
Número máx. de cables de CC por entrada de CC (para cada polaridad)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	
Monitorización de zona integrada	○	
Tamaños de fusible fotovoltaicos disponibles (por entrada)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A, 630 A	
Tamaño del fusible de batería disponible (por entrada)	750 A	
Lado de CA		
Potencia nominal de CA con cos φ =1 (a 35°C/a 50°C)[12/13]	4000 kVA/3600 kVA	4200 kVA/3780 kVA
Potencia nominal de CA con cos φ = 0,8 (a 35°C/a 50°C)12/13]	3200 kW/2880 kW	3360 kW/3024 kW
Corriente nominal de CA $I_{CA,nom}$ (a 35 °C/a 50 °C)	3850 A/3465 A	3850 A/3465 A
Coeficiente de distorsión máx.	< 3 % a potencia nominal	< 3 % a potencia nominal
Tensión nominal de CA / Rango de tensión de CA[1][4]	600 V/480 V a 720 V	630 V/504 V a 756 V
Frecuencia de red de CA / Rango	50 Hz/47 Hz a 53 Hz 60 Hz/57 Hz a 63 Hz	
Relación mín. de cortocircuito en los bornes de CA[5]	> 2	
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable[9][10]	1/0,8 subexcitado a 0,8 subexcitado	
Eficiencia		
Rendimiento máx.[7] / europeo[7] / californiano[8]	98,8 %/98,6 %/98,5 %	98,8 %/98,7 %/98,5 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador de potencia de CC	
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA	
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión del tipo I & II	
Protección contra sobretensión de CA (opcional)	Descargador de sobretensión, clase I & II	
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III	
Monitorización remota de fallos a tierra	○	
Monitorización de aislamiento / Preparación de Float Controller	● / ○	
Tipo de protección: electrónica / conducto de aire / área de conexión (según IEC 60529)	IP54/IP34/IP34	
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	2815/2318/1588 mm (110,8/91,3/62,5 in)	
Peso	< 3700 kg/< 8158 lb	
Autoconsumo (máx.[4]/carga parcial[8]/promedio[4])	< 8100 W/< 1800 W/< 2000 W	
Autoconsumo (en espera)	< 370 W	
Alimentación auxiliar interna	Transformador integrado de 8,4 kVA	
Rango de temperatura de servicio (opcional)[6]	[-40 °C] -25 °C a 60 °C/[-40 °F] -13 °F a 140 °F	
Potencia acústica LWA a potencia nominal del inversor / Inversor + Kit silenciador, emisión de ruido[7]	93 dB(A)/87 dB(A)	
Rango de temperatura (en espera)	–40 °C a 60 °C/–40 °F a 140 °F	
Rango de temperatura (almacenamiento)	–40 °C a 70 °C/–40 °F a 158 °F	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (con condensación / sin condensación)	Del 95 % al 100 % (2 meses/año) / Del 0 % al 95 %	
Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar[8] 1000 m/2000 m11]/3000 m11]	● / ○ / ○	● / ○ / –
Consumo de aire fresco	6500 m³/h	
Funciones		
Conexión de CC	Terminal de cable en cada entrada (sin fusible)	
Conexión de CA	Con sistema de barra (3 barras colectoras, una por cada conductor de fase)	
Comunicación	Ethernet, Modbus Cliente, Modbus Servidor	
Color de la carcasa/del techo	RAL 9016/RAL 7004	
Alimentación para equipos consumidores externos	○ (2,5 kVA)	
Cumple con las normas y directivas	ARN 41 10/20/30, CE, IEC/EN 62109-1 / -2, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, CEI 0-16, EN 50549-2, NTS 2.1	
Normas CEM	IEC / EN 55011, IEC 61000-6-2/-4, FCC Part 15 Subpart B, IEC 62920	
Cumple con las normas y directivas de calidad	VDI/VDE 2862 página 2, DIN EN ISO 9001	
Modelo comercial	SC 4000 UP	SC 4200 UP

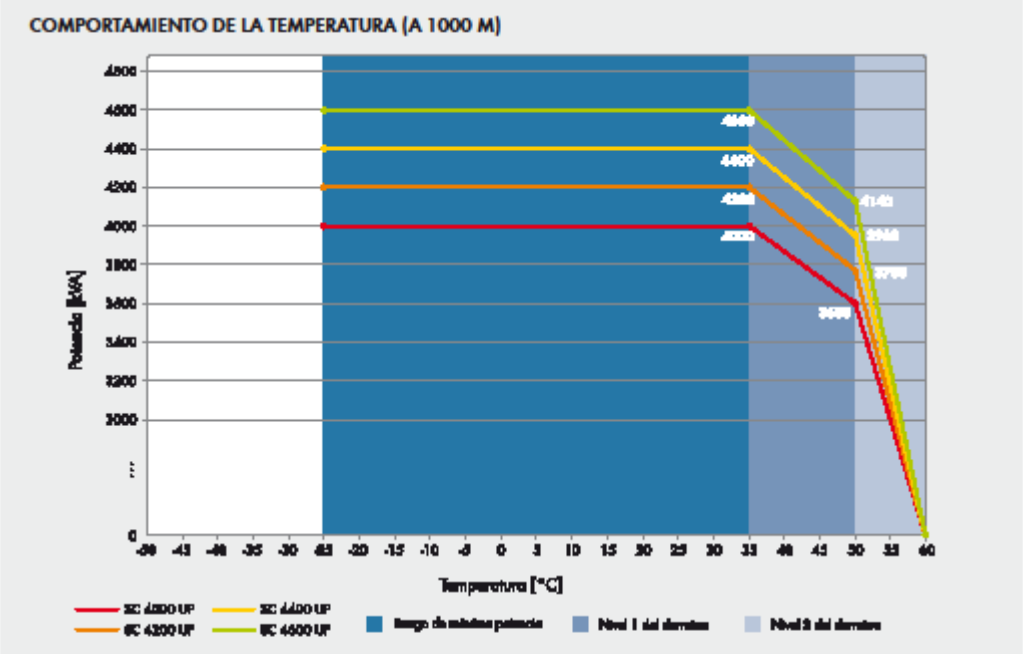
● Equipamiento de serie ○ Opcional – No disponible

Datos técnicos	Sunny Central 4400 UP	Sunny Central 4600 UP
Lado de CC		
Rango de tensión MPP V_{mpp} (a 25 °C/a 50 °C)	962 V a 1325 V/1050 V	1003 V a 1325 V/1050 V
Tensión de CC mín. $V_{cc,mín}$/tensión de arranque $V_{cc,arranque}$	934 V/1112 V	976 V/1153 V
Tensión de CC máx. $V_{cc,máx}$	1500 V	1500 V
Corriente de CC máx. $I_{cc,máx}$	4750 A	4750 A
Corriente de cortocircuito máx. $I_{cc,cc}$	8400 A	8400 A
Número de entradas de CC	24 protegidas por dos polos / 32 protegidas por un polo	
Número de entradas de CC con la opción de sistema de almacenamiento acoplado de CC	18 protegidas por dos polos (36 protegidas por un polo) para entradas fotovoltaicas y 6 protegidas por dos polos para baterías	
Número máx. de cables de CC por entrada de CC (para cada polaridad)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	
Monitorización de zona integrada	○	
Tamaños de fusible fotovoltaicos disponibles (por entrada)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A, 630 A	
Tamaño del fusible de batería disponible (por entrada)	750 A	
Lado de CA		
Potencia nominal de CA con cos φ =1 (a 35 °C/a 50 °C)[12][13]	4400 kVA/3960 kVA	4600 kVA/4140 kVA
Potencia nominal de CA con cos φ = 0,8 (a 35 °C/a 50 °C)[12][13]	3520 kW/3168 kW	3680 kW/3312 kW
Corriente nominal de CA $I_{CA,nom}$ (a 35 °C/a 50 °C)	3850 A/3465 A	3850 A/3465 A
Coeficiente de distorsión máx.	< 3 % a potencia nominal	< 3 % a potencia nominal
Tensión nominal de CA / Rango de tensión de CA[1][8]	660 V/528 V a 792 V	690 V/552 V a 828 V
Frecuencia de red de CA / Rango	50 Hz/47 Hz a 53 Hz 60 Hz/57 Hz a 63 Hz	
Relación mín. de cortocircuito en los bornes de CA[9]	> 2	
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable[10]	1/0,8 subexcitado a 0,8 subexcitado	
Eficiencia		
Rendimiento máx.[2] / europeo[2] / californiano[2]	98,8 %/98,7 %/98,5 %	98,9 %/98,7 %/98,5 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador de potencia de CC	
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA	
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión del tipo I & II	
Protección contra sobretensión de CA (opcional)	Descargador de sobretensión, clase I & II	
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III	
Monitorización remota de fallos a tierra	○	
Monitorización de aislamiento / Preparación de Float Controller	● / ○	
Tipo de protección: electrónica / conducto de aire / área de conexión (según IEC 60529)	IP54/IP34/IP34	
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	2815/2318/1588 mm (110,8/91,3/62,5 in)	
Peso	< 3700 kg/< 8158 lb	
Autoconsumo (máx.[4]/carga parcial[5]/promedio[6])	< 8100 W/< 1800 W/< 2000 W	
Autoconsumo (en espera)	< 370 W	
Alimentación auxiliar interna	Transformador integrado de 8,4 kVA	
Rango de temperatura de servicio (opcional)[11]	(-40 °C) -25 °C a 60 °C/(-40 °F) -13 °F a 140 °F	
Potencia acústica LWA a potencia nominal del inversor / Inversor + Kit silenciador, emisión de ruido[7]	93 dB(A)/87 dB(A)	
Rango de temperatura (en espera)	–40 °C a 60 °C/–40 °F a 140 °F	
Rango de temperatura (almacenamiento)	–40 °C a 70 °C/–40 °F a 158 °F	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (con condensación / sin condensación)	Del 95 % al 100 % (2 meses/año) / Del 0 % al 95 %	
Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar[3] 1000 m/2000 m11)/3000 m11)	● / ○ / –	
Consumo de aire fresco	6500 m³/h	
Funciones		
Conexión de CC	Terminal de cable en cada entrada (sin fusible)	
Conexión de CA	Con sistema de barra (3 barras colectoras, una por cada conductor de fase)	
Comunicación	Ethernet, Modbus Cliente, Modbus Servidor	
Color de la carcasa/del techo	RAL 9016/RAL 7004	
Alimentación para equipos consumidores externos	○ (2,5 kVA)	
Cumple con las normas y directivas	AR-N 4110/20/30, CE, IEC / EN 62109-1 / -2, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, CEI 0-16, EN 50549-2, NTS 2.1	
Normas CEM	IEC / EN 55011, IEC 61000-6-2/-4, FCC Part 15 Subpart B, IEC 62920	
Cumple con las normas y directivas de calidad	VDI/VDE 2862 página 2, DIN EN ISO 9001	
Modelo comercial	SC 4400 UP	SC 4600 UP

● Equipamiento de serie ○ Opcional – No disponible

1) Si la tensión de red es inferior a la tensión nominal de CA, la potencia nominal de CA se reduce con la misma relación
2) Eficiencia medida sin autoalimentación
3) Eficiencia medida con autoalimentación
4) Autoconsumo en funcionamiento nominal
5) Autoconsumo a < 75% Pn a 25°C
6) Autoconsumo en promedio del 5% al 100% Pn a 25°C
7) Derrateo del 3 % utilizando el silenciador reduciendo la corriente de aire, información detallada sobre la potencia acústica está disponible en el NDA.
8) Los valores se aplican solo a inversores. Los valores admisibles de soluciones de media tensión de SMA se especifican en las fichas de datos correspondientes.
9) Una relación cortocircuito < 2 tiene que ser autorizada aparte de SMA
10) En función de la tensión de CC
11) Reducción temprana de potencia en función de la temperatura y reducción de la tensión a circuito abierto de CC
12) Potencia nominal de CA a 35 °C alcanzable hasta máximo 1050 V_{cc}
13) La "Potencia de carga CA" en funcionamiento con conexión CC depende de las condiciones operativas.

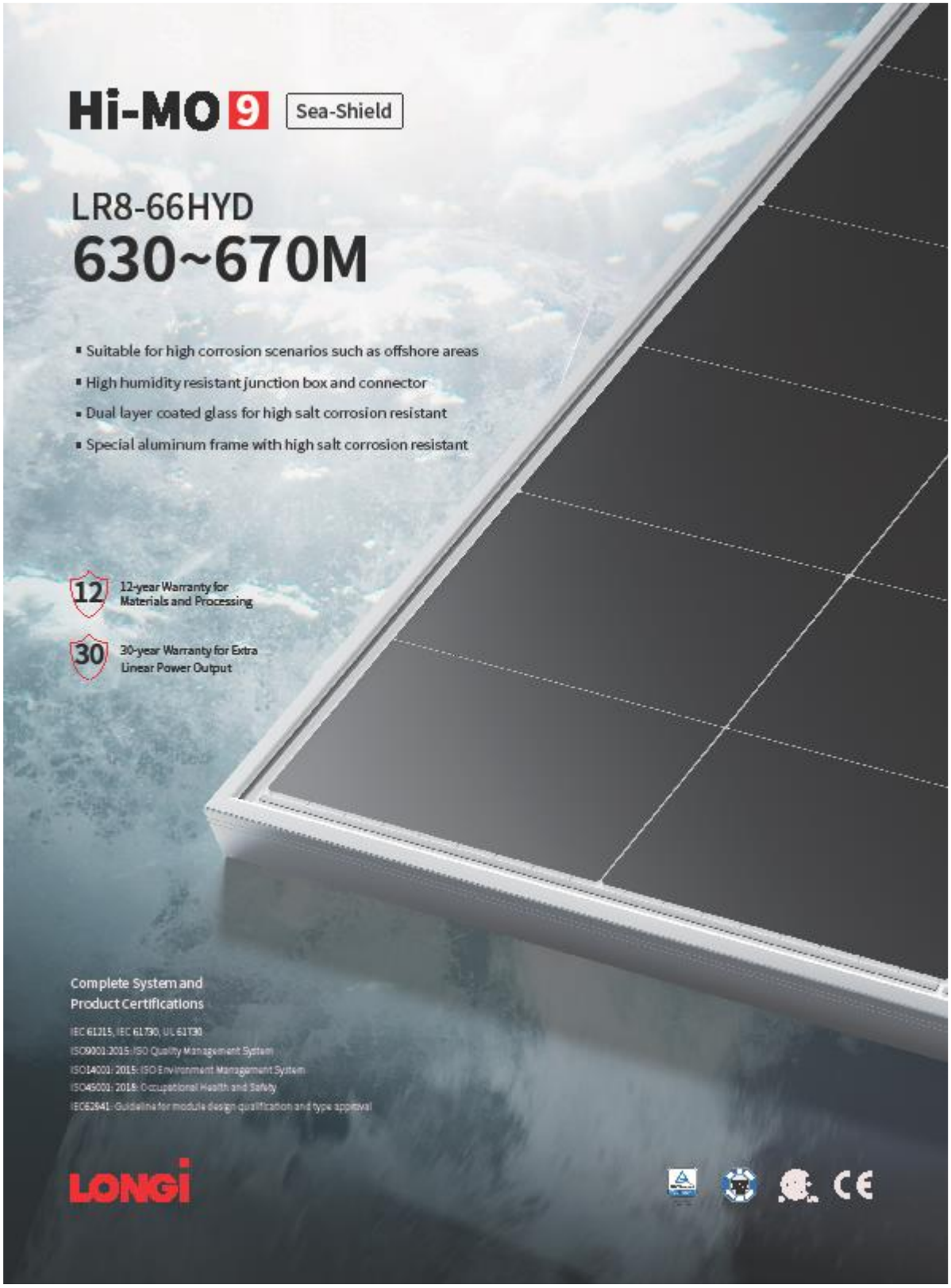




SMA-Solar.com

SMA Solar Technology AG

Ficha técnica panel fotovoltaico utilizado



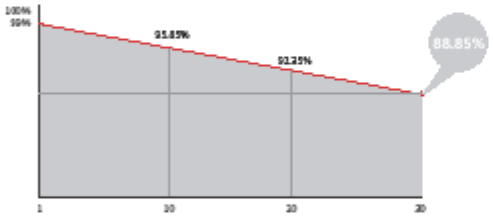
Hi-MO 9 Sea-Shield

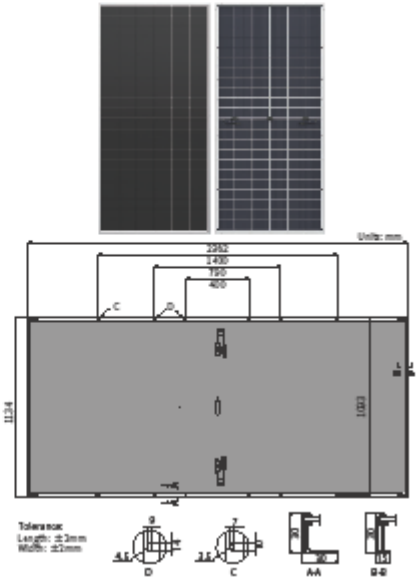
LR8-66HYD 630~670M

24.8%	0~3%	<1%	0.35%	BC-CELL
MAX MODULE EFFICIENCY	POWER TOLERANCE	FIRST YEAR POWER DEGRADATION	YEAR 2-30 POWER DEGRADATION	LOWER OPERATING TEMPERATURE

Additional Value

30-Year Power Warranty





Mechanical Parameters

Cell Orientation	132 (6×22)
Junction Box	Modular junction box for salt spray erosion resistance
Output Cable	4mm²+400/-200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, weather-resistant semi-tempered glass
Frame	Weather-resistant anodized aluminum frame
Weight	41.6kg
Dimension	2382×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 576pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR8-66HYD-630M		LR8-66HYD-635M		LR8-66HYD-640M		LR8-66HYD-645M		LR8-66HYD-650M		LR8-66HYD-655M		LR8-66HYD-660M		LR8-66HYD-665M		LR8-66HYD-670M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	630	479.6	635	483.4	640	487.2	645	491.0	650	494.8	655	498.6	660	502.4	665	506.2	670	510.0
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.32	46.67	49.42	46.97	49.52	47.06	49.62	47.16	49.72	47.25	49.82	47.35	49.92	47.44	50.02	47.54	50.12	47.63
Short Circuit Current (Isc/A)	16.22	13.03	16.30	13.09	16.38	13.16	16.46	13.22	16.54	13.28	16.62	13.35	16.70	13.41	16.78	13.48	16.86	13.54
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.58	38.57	40.68	38.66	40.78	38.76	40.88	38.85	40.98	38.95	41.06	39.04	41.16	39.14	41.26	39.23	41.36	39.33
Current at Maximum Power (Imp/A)	15.53	12.45	15.61	12.51	15.69	12.58	15.78	12.65	15.86	12.72	15.94	12.78	16.03	12.85	16.11	12.92	16.19	12.98
Module Efficiency(%)	23.3		23.5		23.7		23.9		24.1		24.2		24.4		24.6		24.8	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 645W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
677	49.62	17.28	40.88	16.57	5%
710	49.62	18.11	40.88	17.36	10%
744	49.72	18.93	40.98	18.15	15%
776	49.72	19.75	40.98	18.94	20%
808	49.72	20.58	40.98	19.73	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3% (Others) 0 ~ +5W (India area)
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	35A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	75 ±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.260%/°C

LONGi

Web: www.longi.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
LONGI reserves the right of final interpretation. (20250417V4.1 Draft)

Informe generado PVSYST

PVsyst V8.1.0

PVSYST
PHOTOVOLTAIC
SOFTWARE

PVsyst TRIAL

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: tfm_utilityscale_villamayor
Variant: caso base año 1_1v_ otro inversor_DEFINITIVA
Trackers single array, with backtracking
System power: 110.6 MWp
Villamayor de Santiago - Spain

PVsyst TRIAL
PVsyst TRIAL
PVsyst TRIAL
PVsyst TRIAL

Autor(a)

PVsyst TRIAL

Project: tfm_utilityscale_villamayor

Variant: caso base año 1_1v_ otro panel longi bifacial 13052026 otro inversor

PVsyst V8.1.2
VCU, Simulation date:
13/05/26 21:30
with V8.1.2

Project summary

Geographical Site
Villamayor de Santiago
Spain

Situation

Latitude	39.7469 °(N)
Longitude	2.9368 °(E)
Altitude	780 m
Time zone	UTC+1

Project settings
Albedo 0.20

Weather data
Villamayor de Santiago
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System
Simulation for year no 1

Trackers single array, with backtracking

Orientation #1
Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth	0 °
Phi min / max.	-/+ 60 °
Diffuse shading	central tracker
Include shading objects	yes

Tracking algorithm
Astronomic calculation
Backtracking activated

Near Shadings
Linear shadings : Fast (table)

User's needs
Unlimited load (grid)

System Information

PV Array		Inverters	
Nb. of modules	164000 units	Nb. of units	18 units
Pnom total	100.9 MWp	Total power	82800 kWac
		Pnom ratio	1.22

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy	198.44 GWh/year	Specific production	1967 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.42 %
				Bifacial perf. ratio	83.01 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Horizon definition 6
Near shading definition - Iso-shadings diagram 7
Main results 8
Loss diagram 9
Predef. graphs 10
Ageing Tool 11
Single-line diagram 13

PVsyst TRIAL

Project: tfm_utilityscale_villamayor

Variant: caso base año 1_1v_ otro panel longi bifacial 13052026 otro inversor

PVsyst V8.1.2
VCU, Simulation date:
13/05/26 21:30
with V8.1.2

General parameters

Grid-Connected System — **Trackers single array, with backtracking**

Simulation step
Hourly

Orientation #1
Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth	0 °
Phi min / max.	-/+ 60 °
Diffuse shading	central tracker
Include shading objects	yes
Tracking algorithm	
Astronomic calculation	
Backtracking activated	

Field properties

Nb. of trackers	265 units
Tracking plane, horizontal N-S axis	
Sizes	
Tracker Spacing	6.00 m
Sensitive width	2.38 m
GCR Shading	39.7 %
Backtracking limit angle	
Phi limits	+/- 66.6 °
Backtracking parameters	
Backtracking pitch	6.00 m
Backtracking width	2.38 m
Left inactive band	0.00 m
Right inactive band	0.00 m
GCR Backtracking	39.7 %
Parameters choice	Automatic

Models used

Transposition	Perez
Diffuse	Imported
Circumsolar	separate

Horizon
Average Height 3.3 °

Near Shadings
Linear shadings : Fast (table)

User's needs
Unlimited load (grid)

Bifacial system definition
Orientation #1
Bifacial system
Model Unlimited Trackers 2D model

Bifacial model geometry

Tracker Spacing	6.00 m
Tracker width	2.38 m
Axis height above ground	2.30 m
Nb. of sheds	265 units

Bifacial model definitions

Ground albedo	0.15
Bifaciality factor	75 %
Rear shading factor	0.7 %
Rear mismatch loss	7.0 %
Shed transparent fraction	0.2 %

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer	Generic
Model	LR8-66HYD-666M
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	666 Wp
Number of PV modules	164000 units
Nominal (STC)	100.9 MWp
Modules	5600 string x 28 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	94.43 MWp
U mpp	1074 V
I mpp	87928 A

Inverter

Manufacturer	Generic
Model	Sunny Central 4600 UP
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	4600 kWac
Number of inverters	18 units
Total power	82800 kWac
Operating voltage	1003-1325 V
Pnom ratio (DC:AC)	1.22

PVsyst TRIAL

Project: tfm_utilityscale_villamayor

Variant: caso base año 1_1v_ otro panel longi bifacial 13052026 otro inversor

PVsyst V8.1.2
VCU, Simulation date:
13/05/26 21:30
with V8.1.2

PV Array Characteristics

Total PV power		**Total inverter power**	
Nominal (STC)	100870 kWp	Total power	82800 kWac
Total	164000 modules	Number of inverters	18 units
Module area	416616 m²	Pnom ratio	1.22
Cell area	388468 m²		

Array losses

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. 0.13 mΩ
Loss Fraction 1.00 % at STC

LID - Light Induced Degradation
Loss Fraction 0.60 %

Module Quality Loss
Loss Fraction -0.30 %

Module mismatch losses
Loss Fraction 2.00 % at MPP

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.15 %

Module average degradation
Year no 1
Loss factor 0.4 %/year
Imp / Vmp contributions 80% / 20%

Mismatch due to degradation
Imp RMS dispersion 0 %/year
Vmp RMS dispersion 0 %/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

System losses

Auxiliary losses
Proportional to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo
Inverter voltage 690 Vac tri
Loss Fraction 0.10 % at STC

Inverter: Sunny Central 4600 UP
Wire section (18 Inv.) Alu 18 x 3 x 2600 mm²
Average wires length 7 m

MV line up to HV Transfo
MV Voltage 20 kV
Average each transformer
Wires Alu 3 x 2000 mm²
Length 23110 m
Loss Fraction 0.60 % at STC

HV line up to injection
HV line voltage 132 kV
Wires Alu 3 x 1200 mm²
Length 33605 m
Loss Fraction 0.60 % at STC

PVsyst TRIAL

PVsyst V8.1.2
VCU, Simulation date:
13/05/26 21:30
with V8.1.2

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage	20 kV

One transfo parameters

Nominal power at STC	6.60 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	10.86 kVA
Iron loss fraction	0.20 % at STC
Copper loss	44.03 kVA
Copper loss fraction	0.80 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.69 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos	18
Nominal power at STC	99.06 MVA
Iron loss (24/24 Connexion)	195.41 kVA
Copper loss	792.45 kVA

HV transfo

Grid voltage	132 kV

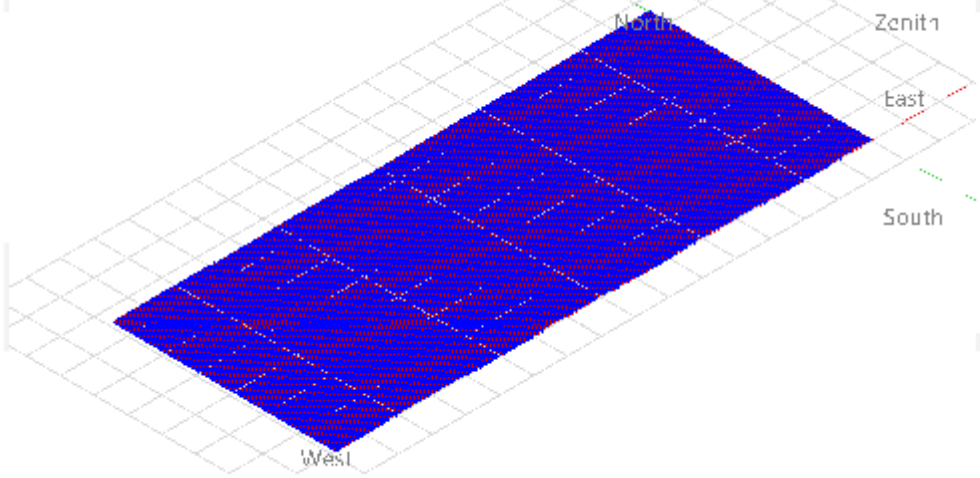
Transformer from Datasheets

Nominal power	126000 kVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	100.00 kVA
Iron loss fraction	0.08 % of PNom
Copper loss	660.00 kVA
Copper loss fraction	0.52 % at PNom
Coils equivalent resistance	3 x 16.64 mΩ

PVsyst TRIAL

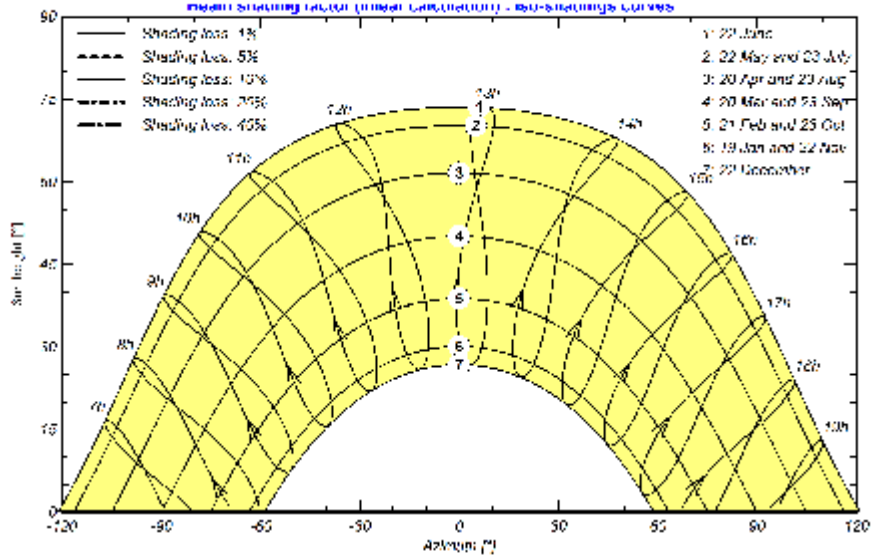
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 -



PVsyst TRIAL

Project: tfm_utilityscale_villamayor

Variant: caso base año 1_1v_ otro panel longi bifacial 13052026 otro inversor

PVsyst V8.1.2
VCU, Simulation date:
13/05/26 21:30
with V8.1.2

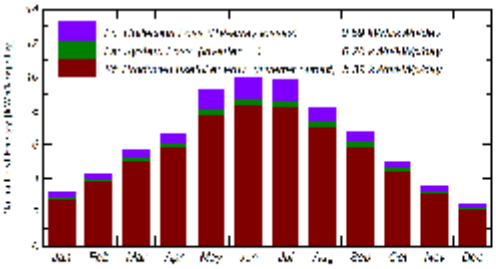
Main results

Simulation step
Hourly

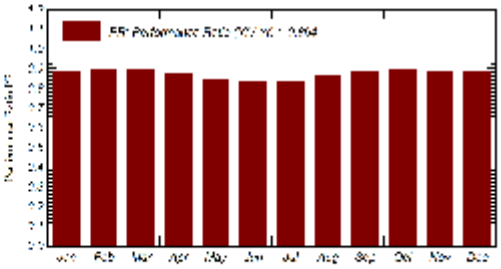
System Production

Produced Energy	198.44 GWh/year	Specific production	1967 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	86.42 %
		Bifacial perf. ratio	83.01 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



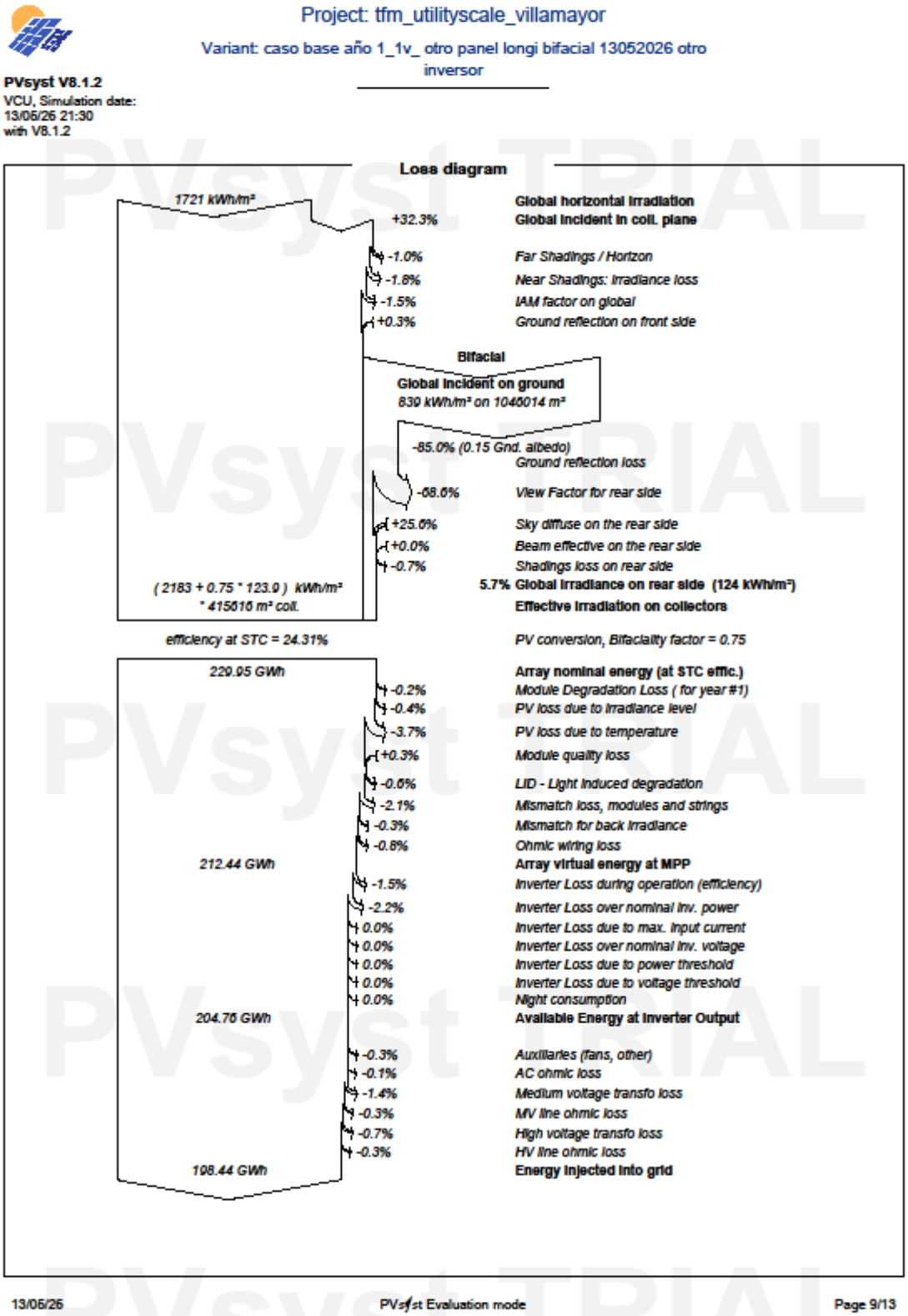
Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio	PRBifi ratio
January	70.8	26.01	11.36	98.3	91.6	9.24	8.77	0.884	0.861
February	88.9	36.96	12.76	119.4	113.3	11.36	10.83	0.899	0.864
March	133.6	59.31	12.63	174.6	166.4	16.64	15.78	0.896	0.860
April	154.4	66.70	14.96	198.8	191.3	18.43	17.69	0.877	0.841
May	217.8	71.30	19.67	285.6	276.4	26.35	24.23	0.841	0.808
June	227.2	71.29	24.34	300.3	290.7	26.41	25.26	0.834	0.802
July	229.7	71.07	26.66	303.8	294.0	26.84	25.68	0.838	0.806
August	193.0	66.46	26.69	253.8	245.6	23.03	22.01	0.860	0.826
September	152.5	57.66	22.66	201.2	193.4	18.71	17.88	0.881	0.846
October	114.7	44.09	18.36	155.7	148.5	14.67	14.00	0.891	0.857
November	79.5	34.36	16.84	106.5	99.7	9.95	9.47	0.881	0.846
December	69.0	27.95	11.44	78.6	72.6	7.37	6.96	0.879	0.843
Year	1721.0	631.18	18.11	2276.6	2183.4	207.91	198.44	0.864	0.830

Legends

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

PVsyst TRIAL



PVsyst TRIAL

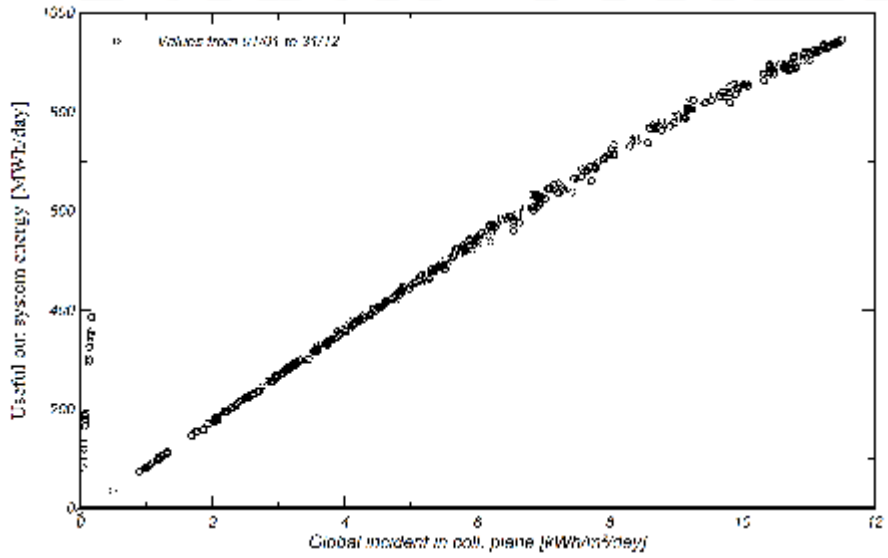
Project: tfm_utilityscale_villamayor

Variant: caso base año 1_1v_ otro panel longi bifacial 13052026 otro inversor

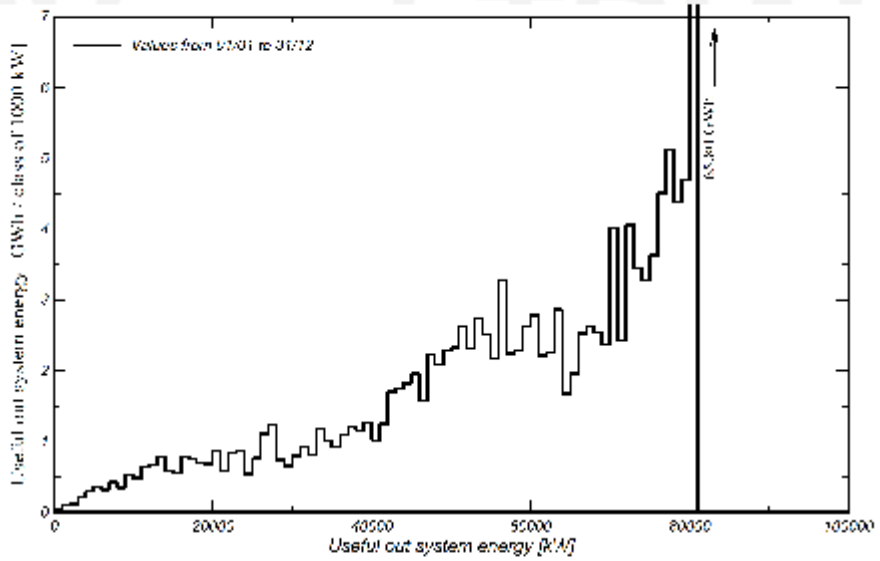
PVsyst V8.1.2
VCU, Simulation date:
13/05/26 21:30
with V8.1.2

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



Project: tfm_utilityscale_villamayor

Variant: caso base año 1_1v_ otro panel longi bifacial 13052026 otro inversor

PVsyst V8.1.2
VCU, Simulation date:
13/05/26 21:30
with V8.1.2

Ageing Tool

Ageing Parameters

Time span of simulation 30 years

Module average degradation

Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year

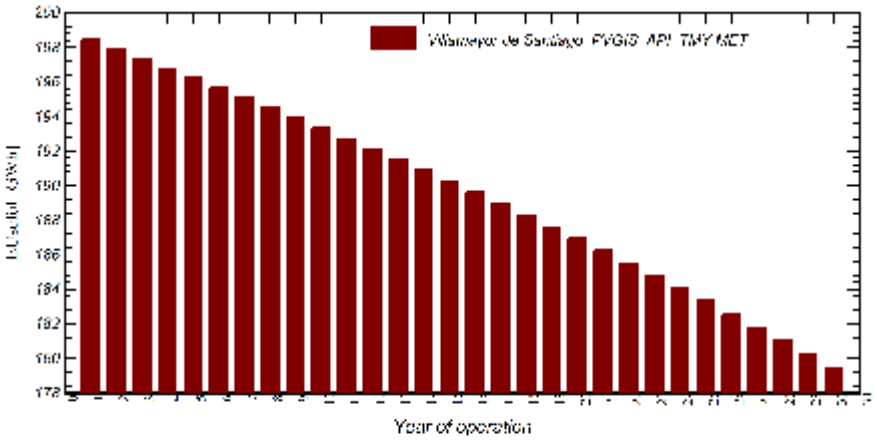
Vmp RMS dispersion 0 %/year

Weather data used in the simulation

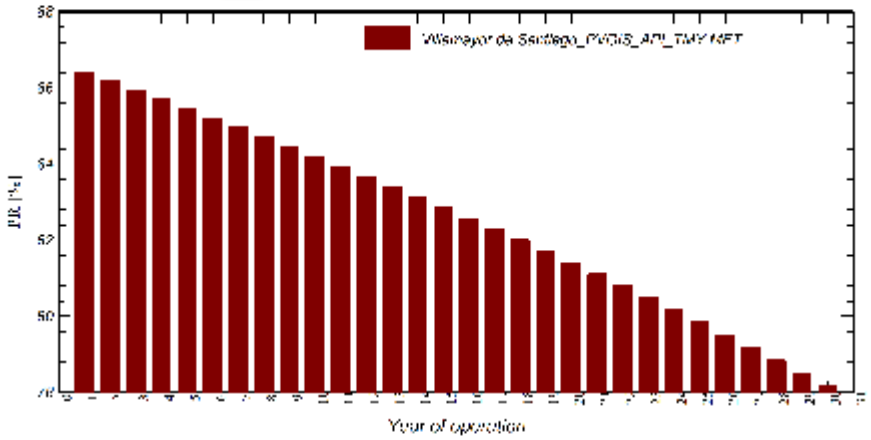
Villamayor de Santiago PVGIS API TMY

Years reference year

Useful out system energy



Performance Ratio



PVsyst V8.1.2
VCU, Simulation date:
13/05/26 21:30
with V8.1.2

Ageing Tool

Ageing Parameters
Time span of simulation 30 years

Module average degradation
Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation
Imp RMS dispersion 0 %/year
Vmp RMS dispersion 0 %/year

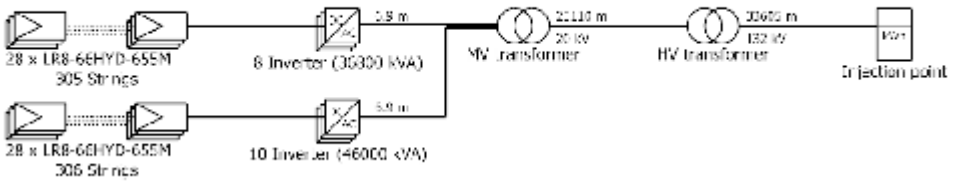
Weather data used in the simulation
Villamayor de Santiago PVGIS API TMY
Years reference year

	EUseful	PR	PR loss
Year	GWh	%	%
1	198.44	86.42	-0.14
2	197.90	86.18	-0.41
3	197.36	85.94	-0.69
4	196.80	85.70	-0.96
5	196.24	85.46	-1.24
6	195.67	85.21	-1.53
7	195.10	84.96	-1.82
8	194.62	84.71	-2.11
9	193.93	84.45	-2.41
10	193.33	84.19	-2.71
11	192.73	83.93	-3.01
12	192.13	83.67	-3.31
13	191.51	83.40	-3.62
14	190.89	83.13	-3.94
15	190.26	82.86	-4.26
16	189.61	82.57	-4.58
17	188.96	82.29	-4.91
18	188.29	82.00	-5.24
19	187.62	81.70	-5.58
20	186.93	81.41	-5.93
21	186.24	81.10	-6.28
22	185.53	80.80	-6.63
23	184.81	80.48	-7.00
24	184.08	80.16	-7.36
25	183.33	79.84	-7.74
26	182.58	79.51	-8.12
27	181.80	79.17	-8.51
28	181.02	78.83	-8.90
29	180.24	78.49	-9.30
30	179.44	78.14	-9.70

PVsyst TRIAL

Single-line diagram

PVsyst V8.1.2
VCU, Simulation date:
13/05/26 21:30
with V8.1.2



PV module	LR8-66HYD-655M
Inverter	Sunny Central 4600 UP
String	28 x LR8-66HYD-655M

tfm_utilityscale_villamayor

VCU : caso base año 1_1v_ otro panel longi bifacial 13052026 otro inversor

13/05/26

BIBLIOGRAFÍA

▷ *Seguidor solar y los tipos que hay*. (s. f.). Recuperado 24 de marzo de 2026, de https://mipanelsolar.com/blog/seguidor-solar

admin. (s. f.). *Inicio*. Solarbloc. Recuperado 23 de marzo de 2026, de https://solarbloc.es/

Alonso, J. A. (2018, junio 5). Radiación, Irradiancia y Azimut en Fotovoltaica ☼ SunFields. *SunFields | Expertos en Energía Fotovoltaica para Ahorro Energético en España*. https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/

ayaaadmin. (2025, julio 20). *La mejor batería para almacenar energía solar en 2025: Las mejores selecciones y la guía del comprador - AYAA TECHNOLOGY CO., LTD*. AYAA TECNOLOGÍA CO., LTD. https://www.ayaatech.com/news/best-battery-for-storing-solar-power-in-2025-top-picks-buyers-guide/

Ayuntamiento de Villamayor de Santiago. (s. f.). Recuperado 11 de abril de 2026, de https://www.villamayordesantiago.es/

BOE-A-2025-12784 Resolución de 9 de junio de 2025, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto «Planta fotovoltaica hibridación PE Villamayor, de 29,025 MW de potencia instalada, y su infraestructura de evacuación, en los términos municipales de Villamayor de Santiago y Puebla de Almenara, en la provincia de Cuenca». (s. f.). Recuperado 11 de abril de 2026, de https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-12784

Borja - Academia Energía Solar. (2025, diciembre 11). *Los Mejores 5 Paneles Solares del 2026 | Nuevo Record de Eficiencia* [Video recording]. https://www.youtube.com/watch?v=lg9S8hI8mGg

Calculadoras. (s. f.). Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Recuperado 29 de junio de 2026, de https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/calculadoras.html

Castellanos, F. (2023, enero 4). Paneles solares bifaciales. Energía en ambos lados. *CIT Solar*. https://citsolar.mx/paneles-solares-bifaciales-energia-en-ambos-lados/

Clima, S. (2024, febrero 21). *¿Qué Significa Fotovoltaico?: Descubre la Energía Solar 2026*. https://systemclima.es/que-significa-fotovoltaico-systemclima/

Componentes básicos de una instalación solar fotovoltaica | EAVE. (2024, septiembre 3). https://eave.es/blog/componentes-basicos-de-una-instalacion-solar-fotovoltaica/

CORPORATIVA, I. (s. f.). *Almacenamiento de energía de larga duración: La clave para la descarbonización energética*. Iberdrola. Recuperado 29 de marzo de 2026, de https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/almacenamiento-energia/almacenamiento-energia-a-largo-plazo

¿Cuáles son los componentes de una instalación fotovoltaica? (2023, noviembre 7). https://www.cambioenergetico.com/blog/componentes-instalacion-fotovoltaica/

DamiaSolar. (2024, octubre 20). Comparativa: Panel solar poli, panel mono, panel cuasi-mono, y panel amorfo. *Blog Damia Solar*. https://www.damiasolar.com/blog/comparativa-panel-solar-poli-mono-cuasimono-amorfo/

delefant. (2025, noviembre 28). Guía completa para monitorizar una instalación fotovoltaica: Qué, cómo y por qué ☀️ Grupo RDS. *Grupo RDS*. https://www.grupords.es/guia-monitorizacion-instalacion-fotovoltaica/

Descripción general del monitoreo del sistema solar fotovoltaico. (s. f.). Recuperado 31 de marzo de 2026, de https://es.iammeter.com/docs/solar-overview

Efecto fotovoltaico: Qué es, cómo funciona y aplicaciones | SunFields. (s. f.). *SunFields | Expertos en Energía Fotovoltaica para Ahorro Energético en España*. Recuperado 19 de marzo de 2026, de https://www.sfe-solar.com/electricidad/efecto-fotovoltaico/

Efitar, E. (2025, noviembre 19). Tipos de placas solares 2026—Características y diferencias. *BIENVENIDO A EFITAR INGENIERIA*. https://efitaringenieria.com/tipos-de-placas-solares/

EIDF, P. (2024, abril 30). Conceptos sobre la energía solar que debes conocer. *EIDF*. https://www.eidfsolar.es/conceptos-energia-solar/

El Acuerdo de París | Naciones Unidas. (s. f.). Recuperado 19 de marzo de 2026, de https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement

Energía solar fotovoltaica. (2026). En *Wikipedia, la enciclopedia libre*. https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica&oldid=172521769

¿Es rentable alquilar terreno para poner placas solares? — Idealista/news. (2026, enero 3). https://www.idealista.com/news/finanzas/economia/2026/01/03/877042-es-rentable-alquilar-terreno-para-instalar-placas-solares

España posee la fotovoltaica más barata de Europa: Batiría a los precios spot incluso con algunas horas de almacenamiento. (2019, septiembre 4). *CIDE Autoconsumo*. https://www.cideautoconsumo.es/espana-fotovoltaica-mas-barata-de-europa/

Estrategias de O&M en plantas fotovoltaicas. (s. f.). Recuperado 6 de junio de 2026, de https://www.fracttal.com/es/blog/estrategias-om-plantas-fotovoltaicas

Estructuras para Placas Solares al mejor precio | Solarmat. (s. f.). Recuperado 23 de marzo de 2026, de https://solarmat.es/es/estructura-paneles-solares

Farriol, P. P. (2026, febrero 27). *Mejores paneles solares 2026: Guía de eficiencia y garantías*. https://tienda-solar.es/blog/mejores-paneles-solares-2026/

Funcionamiento de inversores fotovoltaicos | SunFields. (s. f.). *SunFields | Expertos en Energía Fotovoltaica para Ahorro Energético en España*. Recuperado 29 de marzo de 2026, de https://www.sfe-solar.com/inversores/funcionamiento/

gd-admin. (s. f.). *China S□-35KV Series Oil-Immersed Transformer. Manufacture and Factory | CNC Electric*. https://www.cncele.com/. Recuperado 31 de marzo de 2026, de https://~^(?<subdomain>.+)\\.cncele\\.com$:443/s-35kv-series-oil-immersed-transformer-product/

Global Market Outlook For Solar Power 2024—2028—SolarPower Europe. (s. f.). Recuperado 31 de marzo de 2026, de https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/global-market-outlook-for-solar-power-2024-2028/detail

HelioEsfera. (2020, mayo 29). Diagrama de un sistema fotovoltaico. *HelioEsfera*. https://www.helioesfera.com/diagrama-sistema-fotovoltaico/

HelioEsfera. (2021, julio 7). Tecnología PERC en módulos fotovoltaicos. *HelioEsfera*. https://www.helioesfera.com/tecnologia-perc-en-modulos-fotovoltaicos/

incorpora, L. O. T., además, & Molina, un marco específico para el almacenamiento energético: las instalaciones deberán cumplir los mismos requisitos técnicos que la generación convencional tanto cuando inyecten como cuando absorban potencia P. S. (2026, febrero 13). El BOE publica la modificación de los requisitos para la implementación de los códigos de red de conexión. *pv magazine España*. https://www.pv-magazine.es/2026/02/13/el-boe-publica-la-modificacion-de-los-requisitos-para-la-implementacion-de-los-codigos-de-red-de-conexion/

Informe del sistema eléctrico. (s. f.). Informes del sistema. Recuperado 28 de mayo de 2026, de https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico

Insa, +Jorge. (s. f.). Células solares con tecnología PERC. *Monsolar*. Recuperado 21 de marzo de 2026, de https://www.monsolar.com/blog/celulas-solares-con-tecnologia-perc/

Introducción – Google Earth. (s. f.). Google Earth. Recuperado 6 de abril de 2026, de https://www.google.com/intl/es/earth/

j2gd. (2024, enero 9). What are full cell and half cell solar panels? *J2GD ENERGY*. https://j2gd.com/en/blog-en/full-cell-half-cell-solar-panels/

jdiaz. (s. f.). Transformadores de aceite. *IMEFY*. Recuperado 13 de junio de 2026, de https://imefy.com/distribucion-aceite/

l'Epine, M. de, Dominguèz, G., Kaizuka, I., & Jäger-Waldau, A. (2026). *Snapshot 2026*. IEA PVPS. https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2026/

La radiación solar · HelioEsfera. (2019, octubre 20). HelioEsfera. https://www.helioesfera.com/la-radiacion-solar/

La tecnología para paneles bifaciales. (2021, marzo 23). Techno Sun Webportal B2B. https://b2b.technosun.com/blog/area-fotovoltaica-profesional-1/tecnologia-para-paneles-bifaciales-66

Legislación de la energía solar fotovoltaica en España. (s. f.). *CuencaSolar*. Recuperado 11 de abril de 2026, de https://cuencasolar.es/legislacion-energia-solar-fotovoltaica/

Mapa de Irradiancia Solar en España por Provincia: Guía Completa 2026 | PV-Maps. (2026, febrero 25). PV Maps. https://pv-maps.com/blog/irradiancia-solar-espana-provincia-mapa

Mario. (2023, febrero 8). Toma de tierra en instalaciones fotovoltaicas. *Solarix*. https://www.solarix.es/blog/toma-de-tierra-en-instalaciones-fotovoltaicas/

Mártil, I. (s. f.-a). Estructura y peculiaridades de los paneles fotovoltaicos estándares. *Material Eléctrico - CdeComunicacion.es*. Recuperado 21 de marzo de 2026, de https://material-electrico.cdecomunicacion.es/opinion/ignacio-martil/2023/11/15/estructura-y-peculiaridades-de-los-paneles-fotovoltaicos-estandares

Mártil, I. (s. f.-b). Paneles fotovoltaicos comerciales más eficientes en la actualidad. *Material Eléctrico - CdeComunicacion.es*. Recuperado 21 de marzo de 2026, de https://material-electrico.cdecomunicacion.es/opinion/ignacio-martil/2023/06/18/los-paneles-fotovoltaicos-comerciales-mas-eficientes

Miluska.Jara. (s. f.-a). Objetivos y metas de desarrollo sostenible. *Desarrollo Sostenible*. Recuperado 29 de junio de 2026, de https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/

Miluska.Jara. (s. f.-b). Objetivos y metas de desarrollo sostenible. *Desarrollo Sostenible*. Recuperado 29 de junio de 2026, de https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/

Molina, P. S. (2026a, febrero 4). La canibalización provoca una caída récord de los precios de los PPAs fotovoltaicos en España hasta los 32,5 €/ MWh. *pv magazine España*. https://www.pv-magazine.es/2026/02/04/la-canibalizacion-provoca-una-caida-record-de-los-precios-de-los-ppas-fotovoltaicos-en-espana-hasta-los-325-e-mwh/

Molina, P. S. (2026b, febrero 20). El LCOE de la fotovoltaica aumentó un 6% en 2025 mientras el de proyectos BESS cayó a mínimos históricos, según BNEF. *pv magazine España*. https://www.pv-magazine.es/2026/02/20/el-lcoe-de-la-fotovoltaica-aumento-un-6-en-2025-mientras-el-de-proyectos-bess-cayo-a-minimos-historicos-segun-bnef/

Nature, E. un nuevo artículo científico publicado en, que, el fabricante chino presentó una nueva célula solar tándem perovskita-silicio basada en una célula inferior con diseño de heterounión T. utilizó un nuevo tipo de monocapa autoensamblada, Informa, S. S., & Bellini, reduce la recombinación no radiativa y aumenta la eficiencia de la célula E. (2025, julio 10). Longi presenta una célula solar en tándem de perovskita-silicio con eficiencia del 34,58% basada en monocapa autoensamblada asimétrica. *pv magazine Latin America*. https://www.pv-magazine-latam.com/2025/07/10/longi-presenta-una-celula-solar-en-tandem-de-perovskita-silicio-con-eficiencia-del-3458-basada-en-monocapa-autoensamblada-asimetrica/

O&M Solar: Costes Reales de Mantenimiento de una Planta Fotovoltaica por MW 2026 | PV-Maps. (2026, enero 21). PV Maps. https://pv-maps.com/blog/costes-om-fotovoltaica-mw

Ormazabal. (s. f.). *Ormazabal*. Recuperado 13 de junio de 2026, de https://www.ormazabal.com/transformadores/

Paneles Solares Eficientes para Profesionales y Particulares. (s. f.). sga. Recuperado 24 de marzo de 2026, de https://seguidoressolares-sga.es/

Perovskita | Naturgy. (s. f.). Recuperado 21 de marzo de 2026, de https://www.naturgy.es/hogar/blog/perovskita_la_revolucion_en_paneles_solares

Plataforma para empleados públicos: ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO | Plataforma para empleados públicos. (s. f.). Recuperado 29 de marzo de 2026, de https://formacion.idae.es/campus/mod/page/view.php?id=278

¿Qué es la energía fotovoltaica? (s. f.). *APPA Renovables*. Recuperado 19 de marzo de 2026, de https://www.appa.es/appa-fotovoltaica/que-es-la-energia-fotovoltaica/

Redeia. (s. f.). *Almacenamiento*. Red Eléctrica. Recuperado 29 de marzo de 2026, de https://www.ree.es/es/transicion-ecologica/almacenamiento

Regulación Fotovoltaica en España 2026: Cambios Normativos que Afectan a tu Planta 2026 | PV-Maps. (2026, enero 21). PV Maps. https://pv-maps.com/blog/regulacion-fotovoltaica-espa%C3%B1a-2026

Resolución de 1 de diciembre de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de la demanda a las redes de transporte de electricidad, Legislation No. Resolución, BOE-A-2025-25253 162590 (2025). https://www.boe.es/eli/es/res/2025/12/01/(4)

Royo, M. (2024, agosto 9). ¿Qué es la energía solar fotovoltaica? *Saclima*. https://saclimafotovoltaica.com/que-es-la-energia-solar-fotovoltaica/

Sede Electrónica del Catastro—Consulta y certificación de Bien Inmueble. (s. f.-a). Recuperado 6 de abril de 2026, de

https://www1.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/OVCConCiud.aspx?RefC=10151A026000090000WD&del=10&mun=151

Sede Electrónica del Catastro—Consulta y certificación de Bien Inmueble. (s. f.-b). Recuperado 6 de abril de 2026, de https://www1.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/OVCConCiud.aspx?RefC=16259A047000990000ZM&del=16&mun=259

Seguidores solares: Qué son, tipos y ventajas. (s. f.). REPSOL. Recuperado 24 de marzo de 2026, de https://www.repsol.com/es/energia-avanzar/energia/seguidores-solares/index.cshtml

sejo. (2026, enero 26). *Seguridad en plantas fotovoltaicas | NPS Seguridad*. https://www.npsseguridad.es/seguridad-plantas-fotovoltaicas-nps/

Sistema de seguimiento solar de un solo eje horizontal vertical KST-1P Fabricantes. (s. f.). Recuperado 24 de marzo de 2026, de https://es.xmkseng.com/kst-1p-one-portrait-horizontal-single-axis-solar-tracking-system_p52.html

Sistemas de almacenamiento de energía: Los mejores aliados cuando el sol y el viento nos dejan. (2023, febrero 1). Endesa. https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/sistemas-almacenamiento-energia-aliados-descarbonizacion

Snapshot of Global PV Markets—2025. (2025a).

Snapshot of Global PV Markets—2025. (2025b).

Solar, C. E. (2025, octubre 15). Mejores baterías solares en 2025 para placas. *Energía Solar Web*. https://energiasolarweb.es/blog/mejores-baterias-placas-solares-2025/

Solar, E. (2023, junio 27). *Ventajas de los paneles con tecnología de half cells*. https://eastech.es/ventajas-de-la-tecnologia-de-half-cells/

Solar Fotovoltaica | Idae. (s. f.). Recuperado 7 de febrero de 2023, de https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/solar-fotovoltaica

Soluciones específicas energías renovables. (s. f.). *Inael Electrical Systems*. Recuperado 13 de junio de 2026, de https://www.inael.com/soluciones-especificas-energias-renovables/

SotySolar. (2020, septiembre 10). *Seguidores solares: Todo lo que necesitas saber ☀ SotySolar*. https://sotysolar.es/placas-solares/seguidores-solares. https://sotysolar.es/placas-solares/seguidores-solares

SotySolar. (2022, diciembre 27). *Monitorización de instalaciones fotovoltaicas ☀ SotySolar*. https://sotysolar.es/placas-solares/monitorizacion. https://sotysolar.es/placas-solares/monitorizacion

SotySolar. (2024, julio 18). *Principales componentes en una instalación fotovoltaica ☀ SotySolar*. https://sotysolar.es/blog/componentes-instalacion-fotovoltaica. https://sotysolar.es/blog/componentes-instalacion-fotovoltaica

Technical Application Papers No.10—Photovoltaic plants. (s. f.). Recuperado 31 de marzo de 2026, de https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1SDC007109G0202&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch

Transformadores en Resina. (s. f.). Imefy. Recuperado 31 de marzo de 2026, de https://www.imefy.it/es/transformadores-en-resina

Transformar nuestro mundo: La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible | Department of Economic and Social Affairs. (s. f.). Recuperado 29 de junio de 2026, de https://sdgs.un.org/es/2030agenda

UNEF. (s. f.). *Recursos e informes*. UNEF. Recuperado 2 de junio de 2026, de https://www.unef.es/es/recursos-informes

Visor SigPac V 4.19. (s. f.). Recuperado 6 de abril de 2026, de https://sigpac.mapa.es/fega/visor/

Willis, B. (2025, enero 27). Copper plating helps reduce degradation in TOPCon cells, research shows. *PV Tech*. https://www.pv-tech.org/copper-plating-helps-reduce-degradation-in-topcon-cells-research-shows/

Zanguitu, J. E. (2012, octubre 20). FISICOQUÍMICA 3º SECUNDARIA: Emisión, absorción y reflexión de radiación. Espectro electromagnético. Relación entre temperatura y radiación emitida. *FISICOQUÍMICA 3º SECUNDARIA*. https://fisicoquimicaterceroiem.blogspot.com/2012/10/emision-absorcion-y-reflexion-de.html