COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR EN MURCIA

Autor: Manuel Agüí Tejedor

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Julio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título Evaluación técnico-económica de un parque solar en Murcia en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025/26 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial[1]

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

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

x He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la Escala de Evaluación de Perkins et al. (2024): "*La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente*". En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

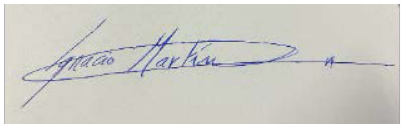
(indicar aquí el uso concreto que se ha hecho de la Inteligencia Artificial)

- Lluvia de ideas y estructuración inicial del índice del TFM y de los capítulos cuyos contenidos fueron posteriormente desarrollados, contrastados y redactados por mí.
- Síntesis de información técnica sobre tecnologías fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento utilizada como punto de partida.
- Investigación inicial de normativa y leyes
- Investigación inicial y estructuración de los KPIs del análisis económico.

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


Firmado (alumno): Manuel Agüí Tejedor
Fecha: 07/07/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
	
Fdo: Ignacio Martin Gutierrez	Fdo:
Fecha: 9/Julio/26	Fecha:

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR EN MURCIA

Autor: Manuel Agüí Tejedor

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Julio de 2026

Agradecimientos

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR EN MURCIA

Autor: Agüí Tejedor, Manuel.
Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.
Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: energía solar fotovoltaica, seguidor de un eje (SAT), TOPCon bifacial, análisis económico, análisis técnico, LCOE, BESS, FESS.

1. Introducción

La transición energética española hacia un sistema descarbonizado exige un despliegue masivo de energía renovable. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021–2030) establece un objetivo de 76 GW de potencia solar fotovoltaica instalada en 2030, frente a los 40 GW existentes a finales de 2024. En este contexto, la Región de Murcia constituye uno de los emplazamientos más favorables de la Península Ibérica, con una irradiación global horizontal (GHI) media anual de 1.876 kWh/m²/año según la base de datos PVGIS-SARAH-3 del Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea, valores que sitúan la zona en el cuartil superior del recurso solar europeo.

El presente Trabajo Fin de Máster aborda la evaluación técnico-económica de una planta solar fotovoltaica de 100 MWp en el Valle del Guadalentín (Lorca–Puerto Lumbreras, Murcia), incluyendo el diseño del campo fotovoltaico, la selección y justificación tecnológica de todos los componentes principales, la simulación de producción energética mediante PVGIS 5.3, el análisis financiero completo bajo cuatro escenarios de precio y la alineación del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030. El proyecto integra además un sistema híbrido de almacenamiento de energía (BESS+FESS) que mejora la bankabilidad del proyecto y genera ingresos ancilares adicionales por participación en los mercados de regulación de frecuencia.

2. Definición del proyecto

La planta se ubica en el Valle del Guadalentín (37,67°N / 1,70°O, ~340 m s.n.m.), emplazamiento seleccionado tras el análisis multicriterio de diez localizaciones candidatas en la Región de Murcia, considerando recurso solar, coste del suelo, restricciones medioambientales, distancia a punto de evacuación y pendiente del terreno. La instalación ocupa 210 ha de terreno de secano arrendado y evacúa su producción a la subestación de SET Lorca (220/132 kV) mediante una línea de alta tensión de ~17 km a 220 kV. Los parámetros técnicos principales son:

- Módulo fotovoltaico: LONGi Hi-MO 7 LR7-72HGD-610M, 610 Wp, tecnología TOPCon N-type bifacial (η = 22,6%, coef. temperatura Pmax = −0,28 %/°C, factor bifacialidad = 80%).

- Sistema de seguimiento: Nextracker NX Horizon SAT de un eje N-S, GCR = 0,366, hub height = 0,80 m, pitch E-O = 6,5 m (586 filas de seguidores).

- Inversores: 32 × Sungrow SG3125HV-MV (3.125 kW, η = 99,0%, transformador MT integrado 630 V/33 kV), ratio DC/AC = 1,20.
- Sistema BESS+FESS: 10 MW / 20 MWh LFP (CATL) + 4 × Teraloop P250E25 FESS (1 MW / 100 kWh, respuesta < 10 ms).
- Campo FV: 163.940 módulos (5.855 strings × 28 módulos/string), potencia pico total = 100.003 kWp.

3. Descripción del sistema y metodología

La metodología del trabajo se articula en cuatro bloques: (i) diseño técnico del campo fotovoltaico, (ii) simulación de producción energética, (iii) modelización financiera y (iv) análisis de impacto sostenible. La simulación de producción se realiza con PVGIS 5.3 (JRC, 2024), base de datos SARAH-3 (2005–2023), para sistema SAT con pérdidas del 14%. El resultado monofacial base es de 1.940 kWh/kWp/año, al que se aplica una corrección bifacial del +6,0% (albedo 0,22, GCR 0,366, hub 0,80 m), obteniendo una energía específica ajustada de 2.056 kWh/kWp/año y una producción neta de 205,6 GWh/año en el primer año. El Performance Ratio (PR) calculado según IEC 61724-1:2021 es del 82,0%, con las pérdidas desglosadas en siete componentes: temperatura −6,4%, IAM −1,5%, soiling+mismatch −2,5%, cableado CC −1,0%, inversor −1,0%, cableado CA+trafo −0,8% e indisponibilidad −0,5%.

El modelo financiero, implementado en un libro Excel de nueve hojas y 1.378 fórmulas encadenadas, calcula el CAPEX (70,5 M€ incluyendo BESS+FESS), el OPEX a 30 años con inflación del 2%/año (OPEX año 1: 2.181 k€/año), el cuadro de amortización de la deuda senior (42,3 M€, tipo 5,2%, 15 años) y los flujos de caja libres (FCF) bajo cuatro escenarios de precio. El LCOE se calcula mediante el método del valor actual de costes e ingresos (resultado: 32,9 €/MWh) y por el factor de recuperación del capital (CRF, resultado simplificado: 35,5 €/MWh).

Indicador	Valor	Unidad
Potencia pico instalada	100.003	kWp
Producción neta año 1	205,6	GWh/año
Energía específica ajustada (bifacial)	2.056	kWh/kWp/año
Performance Ratio (PR)	82,0	%
Factor de capacidad (FC)	23,5	%
Horas equivalentes (HEQ)	2.056	h/año

CAPEX total (con BESS+FESS)	70,5	M€
OPEX año 1	2.181	k€/año
LCOE (cálculo completo, 30 años)	32,9	€/MWh
VAN (WACC 7%, precio base 55 €/MWh)	**+23,5**	M€
TIR del proyecto	10,1	%
Payback descontado	~10	años
DSCR año 1	1,98	×
CO_2 evitado (vida útil 30 años)	≈ 1.441.000	t CO_2
Producción acumulada 30 años	≈ 5.765	GWh

Tabla R.1. Indicadores técnicos y financieros clave del proyecto. Fuente: PVGIS 5.3 (JRC, 2024); elaboración propia. WACC = 7%; precio PPA base = 55 €/MWh; degradación = −0,40%/año (años 2–30).

4. Resultados

El análisis técnico confirma que el emplazamiento elegido es óptimo para una instalación de esta escala. La combinación de módulos TOPCon bifaciales, seguidores SAT y el clima semiárido del Valle del Guadalentín permite alcanzar una energía específica de 2.056 kWh/kWp/año, en el cuartil superior de las plantas en operación en el sureste peninsular (rango PV-Maps 2026: 1.900–2.050 kWh/kWp/año). El LCOE de 32,9 €/MWh es inferior al PPA de mercado (55 €/MWh, Acogen 2025) y al precio spot OMIE 2025 (65,3 €/MWh), garantizando un amplio margen de rentabilidad. El análisis económico bajo cuatro escenarios de precio arroja los siguientes resultados:

- Escenario pesimista (40 €/MWh): VAN = −18,4 M€; TIR = 4,7%. El proyecto no es rentable a precio de mercado spot puro con canibalización máxima.
- Escenario conservador (45 €/MWh): VAN = +2,7 M€; TIR = 7,1%. Rentabilidad mínima, típica de PPA a corto plazo.
- Escenario base (55 €/MWh): VAN = +23,5 M€; TIR = 10,1%; payback descontado ~10 años. DSCR año 1 = 1,98× (muy por encima del umbral bancario de 1,25×).

- Escenario optimista (65 €/MWh): VAN = +44,3 M€; TIR = 13,1%. Resultado en línea con el precio spot OMIE 2025.

El análisis de sensibilidad (tornado del VAN) identifica el precio de venta de la energía como el factor de mayor impacto (±29,4 M€ ante una variación de ±10 €/MWh), seguido del WACC (−14,2 / +10,8 M€ ante ±1 pp) y del CAPEX (±8,4 M€ ante ±10%). El sistema híbrido BESS+FESS contribuye con 360–610 k€/año de ingresos adicionales, mejora el PR en +1,1 pp, reduce el curtailment en +2–3% y aumenta la vida útil del BESS en un 17% gracias a la absorción del 72% de los microciclos de regulación por parte del FESS. Desde la perspectiva de sostenibilidad, el proyecto evita la emisión de aproximadamente 51.400 t CO_2/año (1.441.000 t durante su vida útil), abastece el equivalente a 82.000 hogares españoles al año y genera 350–500 empleos directos durante la fase de construcción, contribuyendo a siete ODS de la Agenda 2030.

5. Conclusiones

El proyecto de planta solar fotovoltaica de 100 MWp en el Valle del Guadalentín se presenta como una inversión técnicamente sólida y económicamente rentable bajo los escenarios de precio de PPA actualmente disponibles en el mercado español. Las principales conclusiones del trabajo son:

- La tecnología TOPCon N-type bifacial con seguidor SAT representa la combinación óptima para el emplazamiento, superando en un 23% la producción que ofrecería una estructura fija convencional.

- El LCOE de 32,9 €/MWh es competitivo con las referencias de mercado (BloombergNEF 2025: 32,5 €/MWh; PV-Maps España 2025–26: 36,4 €/MWh) y confirma la madurez tecnológica y económica de la energía solar fotovoltaica a gran escala.

- El escenario base (PPA 55 €/MWh, WACC 7%) genera un VAN de +23,5 M€ y una TIR del 10,1%, con un DSCR de 1,98× que garantiza la bankabilidad del proyecto bajo estructura de project finance (60% deuda / 40% equity).

- La integración del sistema BESS+FESS mejora todos los indicadores financieros y técnicos, generando 360–610 k€/año de ingresos ancilares y aumentando la vida útil del BESS en un 17%.

- El proyecto contribuye a siete ODS, con 1.441.000 t CO_2 evitadas en 30 años, 400–750 empleos totales y 70,5 M€ de inversión en la Región de Murcia.

El trabajo demuestra que el sureste peninsular, y en particular la Región de Murcia, reúne las condiciones técnicas, económicas y regulatorias óptimas para el despliegue de energía solar fotovoltaica a gran escala, siendo este tipo de proyectos piezas clave en la transición energética española hacia la neutralidad climática en 2050.

6. Referencias

[1] Joint Research Centre [JRC] — Comisión Europea. (2024). PVGIS 5.3. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

[2] LONGi Solar. (2025). Datasheet LONGi Hi-MO 7 LR7-72HGD-610M.

[3] Martín-Cubas Núñez, J. (2022). Diseño y evaluación económica de una planta FV de 50 MWp en Córdoba [TFM]. Universidad Pontificia Comillas ICAI.

[4] PV-Maps. (2026). Mapa de irradiancia solar en España por provincia. https://pv-maps.com/

[5] Teraloop Oy. (2025). TL001728_r2: BESS+FESS Integration — Technical Report.

[6] UNEF. (2025). Informe Anual 2025. https://www.unef.es/

[7] REE. (2025). Informe del sistema eléctrico 2024.

[8] Solar Data Atlas. (2025). Solar CAPEX Europe 2025–2026. https://www.solardataatlas.com/

[9] Aurora Energy Research. (2025). Spain Power Market Outlook 2025.

[10] Acogen. (2025). Informe de precios PPA España. https://www.acogen.es/

ABSTRACT

Keywords: solar photovoltaics, single-axis tracker (SAT), bifacial TOPCon, economic analysis, technology analysis, LCOE, BESS, FESS.

7. Introduction

The Spanish energy transition towards a decarbonised electricity system requires massive deployment of renewable energy. The National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC 2021–2030) sets a target of 76 GW of installed solar photovoltaic capacity by 2030, compared with 40 GW at the end of 2024. In this context, the Region of Murcia is one of the most favourable locations in the Iberian Peninsula, with an annual average global horizontal irradiance (GHI) of 1,876 kWh/m²/year according to the PVGIS-SARAH-3 database of the Joint Research Centre (JRC) of the European Commission, placing the area in the top quartile of European solar resources.

This Master's Thesis presents the technical and economic assessment of a 100 MWp solar photovoltaic plant in the Valle del Guadalentín (Lorca–Puerto Lumbreras, Murcia), covering the design of the photovoltaic field, the selection and technical justification of all major components, energy yield simulation using PVGIS 5.3, a comprehensive financial analysis under four price scenarios, and the alignment of the project with the United Nations Sustainable Development Goals (SDGs) of the 2030 Agenda. The project also integrates a hybrid energy storage system (BESS+FESS) that improves the project's bankability and generates additional ancillary revenue from participation in frequency regulation markets.

8. Project definition

The plant is located in the Valle del Guadalentín (37.67°N / 1.70°W, ~340 m a.s.l.), a site selected following a multi-criteria analysis of ten candidate locations in the Region of Murcia, considering solar resource, land cost, environmental restrictions, distance to grid connection point, and terrain slope. The installation occupies 210 ha of leased dryland and evacuates its output to the SET Lorca substation (220/132 kV) via a ~17 km, 220 kV overhead transmission line. The main technical parameters are:

- PV module: LONGi Hi-MO 7 LR7-72HGD-610M, 610 Wp, bifacial TOPCon N-type technology (η = 22.6%, temperature coefficient Pmax = −0.28%/°C, bifaciality factor = 80%).
- Tracking system: Nextracker NX Horizon single-axis N-S tracker, GCR = 0.366, hub height = 0.80 m, E-W pitch = 6.5 m (586 tracker rows).
- Inverters: 32 × Sungrow SG3125HV-MV (3,125 kW, η = 99.0%, integrated MV transformer 630 V/33 kV), DC/AC ratio = 1.20.
- BESS+FESS system: 10 MW / 20 MWh LFP (CATL) + 4 × Teraloop P250E25 FESS (1 MW / 100 kWh, response < 10 ms).
- Array: 163,940 modules (5,855 strings × 28 modules/string), total peak power = 100,003 kWp.

9. System description and methodology

The methodology is structured in four blocks: (i) technical design of the photovoltaic field, (ii) energy yield simulation, (iii) financial modelling, and (iv) sustainability impact analysis. Energy yield simulation is performed with PVGIS 5.3 (JRC, 2024), SARAH-3 database (2005–2023), for a SAT system with 14% system losses. The base monofacial result is 1,940 kWh/kWp/year, to which a bifacial correction of +6.0% is applied (albedo 0.22, GCR 0.366, hub 0.80 m), yielding an adjusted specific energy of 2,056 kWh/kWp/year and a net output of 205.6 GWh/year in year one. The Performance Ratio (PR), calculated according to IEC 61724-1:2021, is 82.0%, with losses broken down into seven components: temperature −6.4%, IAM −1.5%, soiling+mismatch −2.5%, DC wiring −1.0%, inverter −1.0%, AC wiring + transformer −0.8%, and unavailability −0.5%.

The financial model, implemented in a nine-sheet Excel workbook with 1,378 chained formulas, calculates the CAPEX (€70.5M including BESS+FESS), 30-year OPEX with 2%/year inflation (Year 1 OPEX: €2,181k/year), the senior debt amortisation schedule (€42.3M, 5.2% rate, 15 years), and free cash flows (FCF) under four price scenarios. The LCOE is calculated using the present value method (32.9 €/MWh) and the Capital Recovery Factor method (simplified: 35.5 €/MWh).

Indicator	Value	Unit
Installed peak power	100,003	kWp
Net output year 1	205.6	GWh/year
Adjusted specific energy (bifacial)	2,056	kWh/kWp/year
Performance Ratio (PR)	82.0	%

Capacity Factor (CF)	23.5	%
Full-load equivalent hours	2,056	h/year
Total CAPEX (incl. BESS+FESS)	70.5	M€
Year 1 OPEX	2,181	k€/year
LCOE (detailed calculation, 30 years)	32.9	€/MWh
NPV (WACC 7%, base price 55 €/MWh)	**+23.5**	M€
Project IRR	10.1	%
Discounted payback period	~10	years
DSCR year 1	1.98	×
CO_2 avoided (30-year lifetime)	≈ 1,441,000	t CO_2
Cumulative output 30 years	≈ 5,765	GWh

Table R.1. Key technical and financial indicators of the project. Source: PVGIS 5.3 (JRC, 2024); own calculations. WACC = 7%; base PPA price = 55 €/MWh; degradation = −0.40%/year (years 2–30).

10. Results

The technical analysis confirms that the chosen site is optimal for an installation of this scale. The specific energy of 2,056 kWh/kWp/year places the project in the top quartile of operating plants in south-eastern Spain (PV-Maps 2026 range: 1,900–2,050 kWh/kWp/year). The LCOE of 32.9 €/MWh is below the market PPA price (55 €/MWh, Acogen 2025) and the OMIE 2025 spot price (65.3 €/MWh), ensuring a wide profitability margin. The economic analysis under four price scenarios yields the following results:

- Pessimistic scenario (40 €/MWh): NPV = −€18.4M; IRR = 4.7%. Not viable under pure spot price with maximum cannibalisation.
- Conservative scenario (45 €/MWh): NPV = +€2.7M; IRR = 7.1%. Minimum profitability, typical of short-term PPAs.

- Base scenario (55 €/MWh): NPV = +€23.5M; IRR = 10.1%; discounted payback ~10 years. DSCR Year 1 = 1.98× (well above the 1.25× banking threshold).

- Optimistic scenario (65 €/MWh): NPV = +€44.3M; IRR = 13.1%. Consistent with the 2025 OMIE spot price.

The sensitivity analysis (NPV tornado) identifies the energy sale price as the most impactful variable (±€29.4M for ±10 €/MWh), followed by WACC (−€14.2M / +€10.8M for ±1 pp) and CAPEX (±€8.4M for ±10%). The BESS+FESS system contributes €360–610k/year in additional revenues, improves PR by +1.1 pp, reduces curtailment by +2–3%, and extends BESS lifetime by 17% by absorbing 72% of frequency regulation micro-cycles. From a sustainability perspective, the project avoids approximately 51,400 t CO_2/year (1,441,000 t over its lifetime), supplies the equivalent of 82,000 Spanish households per year, and generates 350–500 direct jobs during construction, contributing to seven UN SDGs.

11. Conclusions

The 100 MWp solar PV plant in the Valle del Guadalentín is a technically sound and economically profitable investment under current Spanish PPA market conditions. The main conclusions are:

- Bifacial TOPCon N-type technology with SAT tracking is optimal for the site, outperforming conventional fixed-tilt structures by 23% in annual yield.

- The LCOE of 32.9 €/MWh is competitive with market benchmarks (BloombergNEF 2025: 32.5 €/MWh; PV-Maps Spain 2025–26: 36.4 €/MWh) and confirms the maturity of utility-scale solar PV.

- The base scenario (55 €/MWh PPA, 7% WACC) yields NPV +€23.5M and IRR 10.1%, with DSCR 1.98× ensuring bankability under project finance (60% debt / 40% equity).

- BESS+FESS integration generates €360–610k/year in ancillary revenues and extends BESS lifetime by 17%.

- The project contributes to seven SDGs, avoiding 1,441,000 t CO_2 over 30 years and creating 400–750 total jobs in the Region of Murcia.

The thesis demonstrates that south-eastern Spain, and the Region of Murcia in particular, offers optimal conditions for large-scale solar PV deployment, making these projects cornerstones of Spain's energy transition towards climate neutrality by 2050.

12. References

[1] Joint Research Centre [JRC] — European Commission. (2024). PVGIS 5.3. https://re.jrc.ec.europa.eu/

[2] LONGi Solar. (2025). Datasheet LONGi Hi-MO 7 LR7-72HGD-610M.

[3] Martín-Cubas Núñez, J. (2022). Design and economic assessment of a 50 MWp PV plant in Córdoba [Master's Thesis]. Universidad Pontificia Comillas ICAI.

[4] PV-Maps. (2026). Solar irradiance map in Spain by province. https://pv-maps.com/

[5] Teraloop Oy. (2025). TL001728_r2: BESS+FESS Integration — Technical Report.

[6] UNEF. (2025). Annual Report 2025. https://www.unef.es/

[7] REE. (2025). Spanish electricity system report 2024.

[8] Solar Data Atlas. (2025). Solar CAPEX Europe 2025–2026. https://www.solardataatlas.com/

[9] Aurora Energy Research. (2025). Spain Power Market Outlook 2025.

[10] Acogen. (2025). PPA price report Spain. https://www.acogen.es/

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción ***16***

1.1 Situación de Murcia 16

1.2 Motivación del trabajo 17

1.3 Objetivos perseguidos 17

Capítulo 2. Energía solar ***19***

2.1 ¿En qué consiste la energía solar? 19

2.2 Proceso de generación fotovoltaica 19

2.3 Tipos de energía solar 20

2.4 Componentes de un sistema fotovoltaico moderno 21

2.5 Tipos de instalaciones solares 21

Capítulo 3. Descripción de las tecnologías ***23***

3.1 Paneles Fotovoltaicos 23

3.1.1 Principio físico de generación fotovoltaica *23*

3.1.2 Tecnologías de silicio cristalino *23*

3.1.3 Tecnologías de capa fina *24*

3.1.4 Módulos bifaciales *25*

3.2 Inversores de corrientes 25

3.2.1 Tipos de inversores *26*

3.2.2 Parámetros técnicos clave *26*

3.3 Sistemas de monitorización 27

3.3.1 Arquitectura del sistema de monitorización *27*

3.3.2 Indicadores de rendimiento y análisis de fallos *28*

3.4 Protecciones 28

3.4.1 Magnetotérmicos *29*

3.4.2 Diferenciales *29*

3.4.3 Dispositivos de protección contra sobretensiones *30*

Capítulo 4. Marco legal ***31***

4.1 Legalidad 31

4.1.1 Marco europeo *31*

4.1.2 Marco estatal.....*31*
4.1.3 Marco autonómico: la Región de Murcia.....*33*
4.2 Permisos y licencias.....34
4.2.1 Permiso de acceso y conexión a la red.....*34*
4.2.2 Autorización Administrativa Previa (AAP).....*34*
4.2.3 Declaración de Impacto Ambiental (DIA).....*34*
4.2.4 Autorización Administrativa de Construcción (AAC).....*35*
4.2.5 Licencias municipales de obras y actividad.....*35*
4.2.6 Autorización de Explotación (AEO).....*35*
4.2.7 Inscripción en el registro administrativo.....*35*

Capítulo 5. Criterios para la ubicación*.....*36
5.1 Irradiación solar.....37
5.2 Accesibilidad.....38
5.3 Orientación.....38
5.4 Conexión a la red eléctrica.....39
5.5 Coste del suelo.....40
5.6 Restricciones medioambientales.....40
5.7 Horas de luz en Murcia.....41
5.8 Temperaturas en Murcia.....42
5.9 Localizaciones disponibles.....43
5.10 Ubicación definitiva.....44

Capítulo 6. Diseño y dimensionamiento de la planta*.....*46
6.1 Selección y justificación de la tecnología.....46
6.1.1 Comparativa de posibles módulos fotovoltaicos.....*46*
6.1.2 Selección de la estructura de soporte: seguidor de un eje (SAT).....*47*
6.2 Dimensionamiento del generador fotovoltaico.....47
6.2.1 Potencia instalada y número de módulos.....*47*
6.2.2 Configuración de strings y verificación de tensiones.....*47*
6.2.3 Número de inversores y selección del modelo.....*48*
6.3 Superficie ocupada y layout de planta.....49
6.4 Dimensionamiento del cableado eléctrico.....49
6.4.1 Cableado de corriente continua (CC).....*49*

6.4.2 Cableado de corriente alterna (CA) y media tensión *50*
6.5 Análisis de pérdidas y performance ratio 51
6.6 Estimación de producción anual (simulación PVGIS 5.3) 52
6.7 Degradación y producción a lo largo de la vida útil 53
6.8 Resumen de tecnologías, cableado y disposición de la planta 53
6.8.1 Resumen de tecnologías seleccionadas 53
6.8.2 Resumen del sistema de cableado eléctrico 54
6.8.3 Esquema de disposición de la planta 55
6.9 Línea de alta tensión (LAT) de evacuación 56
6.9.1 Características técnicas de la línea *56*
6.9.2 Criterio de capacidad de transporte *58*
6.9.3 Presupuesto de la LAT *58*

Capítulo 7. Sistemas de almacenamiento* *60
7.1 Sistema de baterías BESS (LFP) 61
7.1.1 Tecnología y especificaciones *61*
7.1.2 Casos de uso del BESS *61*
7.2 Sistema de volantes de inercia FESS (Teraloop POWERLOP) 62
7.2.1 Principio de funcionamiento y componentes *62*
7.2.2 Especificaciones y configuración adoptada *63*
7.3 Arquitectura del sistema híbrido BESS + FESS 63
7.3.1 Control híbrido con priorización FESS *64*
7.3.2 Optimización de la ratio BESS/FESS *65*

Capítulo 8. Producción y rendimiento de la planta* *67
8.1 Metodología de cálculo de la producción 67
8.1.1 Herramienta de simulación: PVGIS 5.3 ..... *67*
8.1.2 Corrección bifacial y producción ajustada *67*
8.2 Estimación de producción anual 68
8.2.1 Producción bruta y neta del año 1 ..... *68*
8.2.2 Distribución mensual de la producción *68*
8.3 Análisis de pérdidas y Performance Ratio (PR) 69
8.3.1 Definición del Performance Ratio *69*
8.3.2 Cuantificación de las pérdidas individuales *69*

8.4 Indicadores clave de rendimiento (KPIs).....70
8.5 Degradación y producción a lo largo de la vida útil.....71
8.5.1 Modelo de degradación del módulo LONGi Hi-MO 7.....71
8.5.2 Producción acumulada y energía total generada.....71
8.6 Resumen de resultados de producción y rendimiento.....72
8.7 Impacto del sistema BESS+FESS sobre la producción y el rendimiento.....73
8.7.1 Mecanismos de impacto sobre la producción.....73
8.7.2 Mecanismo 1: reducción del curtailment y recuperación de producción.....74
8.7.3 Mecanismo 2: mejora del Performance Ratio.....75
8.7.4 Mecanismo 3: mejora del precio neto de captura.....75
8.7.5 Mecanismo 4: ingresos ancilares.....75
8.7.6 Comparativa cuantitativa de los tres escenarios.....76
8.7.7 Conclusión: efecto dominante y recomendación.....77

Capítulo 9. Análisis de vida útil.....78
9.1 Coste de inversión (CAPEX).....78
9.2 Coste de instalación.....79
9.3 Coste de mantenimiento (O&M).....79
9.3.1 Estructura del OPEX.....79
9.3.2 Eventos de reposición de componentes.....80
9.3.3 Plan de operación y mantenimiento (O&M).....81
9.4 Coste de desmantelamiento.....84
9.5 Coste energético: LCOE.....84
9.5.1 Cálculo del LCOE.....84
9.5.2 Sensibilidad del LCOE y margen frente al precio de mercado.....85
9.6 Flujos del ciclo de vida y balance económico.....86
9.7 Resumen del análisis del ciclo de vida.....87
9.8 Cronograma de ejecución del proyecto.....88

Capítulo 10. Análisis económico.....93
10.1 Estructura de financiación y WACC.....93
10.2 Hipótesis económicas generales.....94
10.3 Estimación de ingresos.....95
10.3.1 Precio de venta y escenarios PPA.....95

10.3.2 Desglose de ingresos año 1 (escenario base).....*96*
10.4 Costes detallados.....97
10.4.1 CAPEX detallado.....*97*
10.4.2 OPEX detallado y evolución 30 años.....*98*
10.4.3 Servicio de la deuda y cobertura (DSCR).....*99*
10.5 Cuenta de resultados simplificada (P&L).....99
10.6 Flujos de caja libres y VAN acumulado.....100
10.7 Valor Actual Neto (VAN) y sensibilidad.....101
10.7.1 Análisis de sensibilidad al recurso solar.....*102*
10.8 Tasa Interna de Retorno (TIR).....104
10.9 Período de recuperación (payback).....105
10.10 LCOE y posicionamiento competitivo.....106
10.11 Análisis de escenarios consolidado.....106
10.12 Conclusión del análisis económico.....107

Capítulo 11. Análisis de riesgos*.....*108
11.1 Metodología de evaluación.....108
11.2 Matriz de riesgos.....108
11.3 Análisis detallado de los riesgos críticos y altos.....112
11.4 Análisis de escenarios combinados de riesgo.....113
11.5 Plan de respuesta y seguimiento.....114

Capítulo 12. Impactos medioambientales*.....*115
12.1 Marco normativo de evaluación ambiental.....115
12.2 Impactos positivos.....115
12.3 Impactos negativos y medidas preventivas.....116
12.4 Análisis simplificado del ciclo de vida (LCA).....120
12.5 Consumo de agua y gestión hídrica.....121
12.6 Plan de vigilancia ambiental.....121
12.7 Resumen de indicadores medioambientales clave.....122

Capítulo 13. Alineación con los ODS*.....*124
13.1 ODS 7. Energía asequible y no contaminante.....125
13.1.1 Metas relevantes y alineación del proyecto.....*125*
13.1.2 Contribución cuantificada.....*125*

13.2 ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico....126
13.2.1 Metas relevantes y alineación....126
13.2.2 Contribución cuantificada....126
13.3 ODS 9. Industria, innovación e infraestructura....127
13.4 ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles....127
13.5 ODS 13. Acción por el clima....128
13.5.1 Metas relevantes y alineación....128
13.5.2 Contribución cuantificada: CO_2 evitado....128
13.6 ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres....129
13.7 ODS 17. Alianzas para lograr los objetivos....129
13.8 Tabla resumen de contribución a los ODS....130

Capítulo 14. Conclusiones....132
14.1 Conclusiones técnicas....132
14.2 Conclusiones financieras....133
14.3 Consideraciones sobre la tramitación administrativa....135
14.4 Contribución a la sostenibilidad y los ODS....136
14.5 Líneas futuras de investigación....137

Bibliografía 140

ANEXO I 146
I.1 Recurso solar en el emplazamiento....148
I.1.1 Irradiación Global Horizontal (GHI)....148
I.1.2 Irradiación en el plano del seguidor SAT....149
I.2 Estimación de producción energética....151
I.2.1 Metodología de cálculo....151
I.2.2 Producción mensual estimada....152
I.3 Análisis de pérdidas y Performance Ratio (PR)....154
I.3.1 Definición del PR y metodología....154
I.3.2 Desglose de pérdidas....154
I.4 Indicadores clave de rendimiento (KPIs)....156
I.4.1 KPIs anuales — Año 1 (sin degradación)....156
I.5 Proyección de producción a 30 años....157
I.5.1 Modelo de degradación....157

I.5.2 Resumen de resultados de producción a 30 años....158
I.6 Validación y contraste con referencias externas....160

ANEXO II 162

II.1 Recurso solar y datos climáticos....162
II.2 Irradiación mensual y temperatura....163
II.3 Selección de módulo fotovoltaico....164
II.4 Dimensionamiento del generador FV....164
II.5 Inversores centrales....165
II.6 Verificación del cableado eléctrico....166
II.7 Layout y superficie de la instalación....167
II.8 Análisis de pérdidas y Performance Ratio....167
II.9 Producción anual estimada....168
II.10 Producción mensual — año 1....169
II.11 Perfil de degradación a 30 años....170

ANEXO III 172

III.1 Hipótesis del modelo (hoja 1_HIPÓTESIS)....172
III.2 Producción y rendimiento (hoja 2_PRODUCCIÓN)....174
III.3 CAPEX (hoja 3_CAPEX)....175
III.4 OPEX (hoja 4_OPEX)....177
III.5 Cuadro de amortización de la deuda (hoja 5_DEUDA)....178
III.6 Cuenta de resultados y FCF (hoja 6_P&L)....180
III.7 VAN, TIR y payback (hoja 7_VAN_TIR)....181
III.8 LCOE — Desglose y comparativa (hoja 8_LCOE)....183

Índice de figuras

Figura 1. Flujo de energía en una planta fotovoltaica. (PV Maps, 2025).....23
Figura 2. Topologías de inversores fotovoltaicos (elaboración propia a partir de (STMicroelectronics, 2025) y (Marsh, 2023)).....30
Figura 3.Esquema de protecciones eléctricas en planta fotovoltaica (lado CC y lado CA) (elaboración propia a partir de (IEC, 2009) (BOE, 2002) (IEC, 2011)).....32
Figura 4.Factores críticos de ubicación (PV Maps, 2025).....39
Figura 5. Irradiación solar global horizontal mensual en Murcia (kWh/m²/día) (AEMET, 2026).....40
Figura 6. Orientación e inclinación óptima de módulos fotovoltaicos para la latitud de Murcia (38° N) y comparativa de producción anual entre estructura fija, SAT monofacial y SAT bifacial. (elaboración propia a partir de (SotySolar, 2025), (Cordero, 2025) (Emilia, 2025) (PV Maps, 2026)).....42
Figura 7. Horas de sol mensuales y temperatura media mensual en Murcia. (elaboración propia a partir de (Ingenieria aplicada, 2026) (Radiacion solar, 2026) (AEMET, 2026))...45
Figura 8. Mapa esquemático de las cuatro zonas candidatas para la implantación del parque solar en la Región de Murcia (A: Valle del Guadalentín ★, B: Altiplano, C: Campo de Murcia, D: Vegas del Segura).....46
Figura 9. Comparativa de módulos fotovoltaicos candidatos para la planta de 100 MWp (elaboración propia a partir de (Longi, s.f.) (solartraders.com, 2026) (es.enfsolar.com, 2026)) 49

Tal y como se recoge en la Figura 9 Hi-MO 7 LR7-72HGD-610M, cuya superioridad respecto al Hi-MO 6 se justifica por los siguientes factores diferenciadores: mayor eficiencia de celda del 22,6 % frente al 21,3 %, lo que permite instalar la misma potencia con 8.480 módulos menos; coeficiente de temperatura de potencia de −0,28 %/°C, el más bajo de su generación, reduciendo las pérdidas térmicas en hasta un 0,6 % absoluto en Murcia respecto al Hi-MO 6; y factor de bifacialidad del 80 %, que se traduce en un incremento de producción

de hasta el 10–15 % con albedo de terreno semidesértico (≈0,22). La robustez mecánica del marco de 30 mm de espesor lo hace apto para montaje en seguidores de un eje en zonas con velocidades de viento de hasta 60 m/s. (Longi, s.f.) (PV Maps, 2026).....49
Figura 10. Layout de seguidores SAT y configuración de strings para la planta de 100 MWp. (elaboración propia a partir de (Núñez, 2022)).....51
Figura 11. Esquema unifilar simplificado de la planta solar (100 MW, 1.500 V CC). (elaboración propia).....54
Figura 12. Diagrama de pérdidas en cascada del sistema fotovoltaico. (Joint Research Centre, 2026)).....54
Figura 13. Producción mensual estimada (GWh) y Performance Ratio mensual (elaborado a partir de (AEMET,2026)).....56
La Figura 13 muestra la distribución mensual de la producción. Los meses de junio y julio concentran el 25 % de la producción anual (52 GWh en dos meses), mientras que los meses de diciembre y enero aportan el 9 % (18,4 GWh). El PR mensual mínimo se da en diciembre (76 %) por el mayor peso relativo de las pérdidas de temperatura corregidas hacia el lado positivo (temperatura celda baja) y el mayor ángulo de incidencia, mientras que el máximo se alcanza en mayo–agosto (83 %) con la combinación de alta irradiación y temperatura moderada en el período primaveral.....56
La Figura 14 muestra la disposición esquemática en planta de la instalación sobre las ≈210 ha valladas. El campo fotovoltaico se organiza en cinco zonas de aproximadamente 20 MWac cada una, separadas por viales internos asfaltados de 6 m de anchura que permiten el tráfico de vehículos de mantenimiento de hasta 20 t. Las 586 filas de seguidores SAT se disponen con su eje principal orientado norte–sur, con una separación E–O de 6,5 m entre ejes. Los 32 inversores centrales *Sungrow* se distribuyen en bloques de 8 por zona, con sus cables de media tensión (33 kV) convergiendo hacia la subestación elevadora 33/220 kV ubicada en el extremo noreste de la parcela, minimizando la longitud total de la red de MT interna.....58
Figura 14. Esquema de disposición general de la planta solar (planta aproximada, ~210 ha) (elaboración propia).....59
Figura 15.Comparativa de tecnologías de almacenamiento estacionario para plantas fotovoltaicas utility-scale. (Teraloop, 2025).....63

Figura 16. Componentes del volante de inercia Teraloop POWERLOP SERIES y tabla comparativa de configuraciones disponibles. (Teraloop, 2025).....66
Figura 17. Arquitectura del sistema híbrido BESS+FESS. (Teraloop, 2025).....67
La lógica de control del EMS (*Energy Management System*), ilustrada en Figura 18, implementa el enfoque recomendado por Teraloop: el *setpoint* de potencia total del sistema (P_total, determinado por la señal de regulación de red) se descompone en dos *subsetpoints* mediante un filtro de paso bajo. El componente de alta frecuencia (transitorios y picos de duración inferior a 60 s) se asigna al FESS; el componente de baja frecuencia (variaciones lentas y ciclos de larga duración) se asigna al BESS. Como medida de control adicional, el BESS permanece inactivo mientras el estado de carga del FESS sea superior al 0 % (el FESS actúa como amortiguador prioritario).....67
Figura 18.Lógica de control EMS con priorización FESS (filtro de paso bajo) y resumen de beneficios del sistema híbrido. (Teraloop, 2025).....68
La Figura 19 muestra la producción mensual estimada y el Performance Ratio mensual. La distribución presenta una marcada estacionalidad: los meses de junio, julio y agosto concentran el 32,7 % de la producción anual (67,2 GWh), mientras que los meses de noviembre, diciembre y enero aportan el 10,0 % (20,6 GWh). El mes de mayor producción es julio (23,45 GWh), con un GHI diario de 8,7 kWh/m²/día, y el de menor es diciembre (6,47 GWh), con 2,4 kWh/m²/día. La relación verano–invierno es de 3,6:1, lo que pone de manifiesto la importancia del sistema de almacenamiento BESS+FESS para suavizar la variabilidad estacional de los ingresos.....71
Figura 19.Producción mensual estimada (GWh) y Performance Ratio mensual (%). (elaboración propia a partir de (Longi, s.f.) (AEMET, 2026) (Joint Research Centre, 2026)) .
.....72
La Figura 20 muestra el diagrama de pérdidas en cascada del sistema. Partiendo de la energía bruta captada por el sistema SAT con módulos bifaciales (2.056 kWh/kWp/año), se deducen las siguientes pérdidas hasta obtener la energía neta entregada a la red (REBT, 2025) (Longi, s.f.) :.....72
Figura 20.Diagrama de pérdidas en cascada del sistema fotovoltaico y Performance Ratio = 82,0 %.....73

La Figura 21 recoge los cuatro KPIs principales de la instalación y los compara con referencias del sector. Los valores obtenidos son los siguientes:.....73
Figura 21. Indicadores clave de rendimiento (KPIs) de la planta solar y comparativa con referencias del sector (PR).....74
La Figura 22 muestra el perfil de producción año a año durante los 30 años de vida útil del proyecto, junto con la curva de producción acumulada. La producción del año 1 tras aplicar el LID es de 205,6 × 0,99 = 203,5 GWh; la del año 30 se estima en 203,5 × (1−0,004)^29 ≈ 178,4 GWh (87,4 % de la producción del año 1).....74
Figura 22. Producción anual estimada (barras, GWh/año) y producción acumulada (línea, GWh) durante los 30 años de vida útil, aplicando el modelo de degradación de la garantía lineal del módulo LONGi Hi-MO 7 (Longi, s.f.).....75
La Figura 23 sintetiza los cuatro mecanismos mediante los cuales el sistema BESS+FESS modifica la producción y el rendimiento de la planta fotovoltaica. A diferencia de lo que podría intuirse, el efecto dominante no es el aumento de los GWh inyectados a la red, sino la mejora del precio neto de venta por MWh mediante el desplazamiento temporal de la generación.....76
Figura 23.Cuatro mecanismos de impacto del sistema BESS+FESS sobre la producción y el rendimiento de la planta solar: reducción de curtailment, mejora del PR, mejora del precio de captura, ingresos ancilares (elaboración propia).....77
La Figura 24. muestra la producción mensual estimada bajo los tres escenarios analizados (sin almacenamiento, con BESS solo y con BESS+FESS) y la comparativa de Performance Ratio. Los resultados cuantitativos consolidados se recogen en la tabla siguiente (Tabla 8).79
Figura 24. Producción mensual estimada bajo los tres escenarios (sin almacenamiento, con BESS solo, con BESS+FESS) y comparativa de Performance Ratio (elaboración propia).79
Figura 25.Estructura de costes del ciclo de vida de la planta (CAPEX + OPEX 30 años + desmantelamiento) y desglose del OPEX anual por categorías. (elaboración propia) 81
Figura 26.Evolución del OPEX anual durante los 30 años de vida útil, con inflación del 2%/año y eventos de reposición de inversores (años 12 y 24) y BESS (año 14) (elaboración propia).....84

Figura 27. Descomposición del LCOE por partidas (izquierda) y comparativa con referencias internacionales del sector (derecha) (elaboración propia).....88
La Figura 28 muestra la evolución del Valor Actual Neto (VAN) acumulado y los flujos de caja anuales descontados a lo largo de los 30 años del ciclo de vida, en el escenario base (precio 55 €/MWh, WACC = 7 %). Los resultados principales son (OMIE, 2025) (Teraloop, 2025) (PV-MAPS, 2026) (Longi, s.f.).....89
Figura 28.Flujos de caja anuales descontados (barras) y VAN acumulado (línea) durante los 30 años de vida útil del proyecto (escenario base, precio 55 €/MWh, WACC 7%)(elaboración propia).....90
Figura 29.Estructura de financiación (stack de capital) y cálculo del WACC (elaboración propia) 96
Figura 30. Desglose de ingresos del año 1 por fuente y comparativa entre escenarios (elaboración propia).....99
La Figura 31 muestra los FCF anuales y el VAN acumulado descontado al 7 %. A partir del año 16, al quedar la deuda amortizada, el FCF disponible para el accionista aumenta sustancialmente. Los años 12, 14 y 24 presentan reducciones por reposición de componentes (inversores y BESS), absorbidas sin interrumpir la tendencia positiva del VAN. (PV-Maps, 2026).....103
Figura 31.FCF anuales (barras) y VAN acumulado descontado al 7% (línea). Escenario base 55 EUR/MWh. (elaboración propia a partir de (OMIE, 2025) (Habic, 2025) (Círculo Energía y SostenibilidadCámara de Comercio , 2025)).....104
La Figura 32 muestra el diagrama tornado del VAN. El precio de venta es la variable dominante (variación de ±29,4 M€ ante ±10 €/MWh), seguido del WACC y la producción. El OPEX tiene impacto mínimo (±4,8 M€ ante ±20 %), lo que confirma que el riesgo principal es el precio y que la estrategia prioritaria de mitigación es la firma de un PPA a largo plazo.....105
Figura 32.Diagrama tornado del VAN respecto al caso base (+23,5 M€) (elaboración propia). 105
La TIR es la tasa de descuento que iguala a cero el VAN del proyecto. Se distinguen la TIR del proyecto (sobre CAPEX total, pre-financiación) y la TIR del equity (sobre capital propio,

con efecto de apalancamiento). La Figura 33 muestra la curva de VAN y TIR en función del precio de venta. (PV-MAPS, 2026).....107
Figura 33.VAN (M€, eje izquierdo) y TIR (%, eje derecho) vs. precio de venta (EUR/MWh) (elaboración propia).....107
La Figura 34 sintetiza los siete ODS con los que el proyecto tiene alineación directa y sus canales de contribución. España ocupa el puesto 14 del ranking global de cumplimiento de la Agenda 2030 y menos del 20 % de las metas se alcanzará a tiempo según el Informe Mundial de Desarrollo Sostenible 2025 (SDSN), lo que subraya la importancia de proyectos como el presente (ONU, 2026) (United Nations, 2025).....127
Figura 34.Alineación del proyecto con los 7 ODS relevantes de la Agenda 2030 (elaboración propia).....128

Índice de tablas

Tabla 1. Comparativa de tecnologías de módulos fotovoltaicos (elaboración propia a partir de (PV Maps, 2026)).....28
Tabla 2. Resumen de criterios de selección de emplazamiento y valoración para el proyecto. (elaboración propia a partir de (AEMET, 2026) (MITECO, 2019) (PANOV, 2025) (REE, 2026)).....47
Tabla 3. Resumen de las tecnologías seleccionadas para la planta solar de 100 MWp (elaboración propia).....57
Tabla 4. Resumen del sistema de cableado eléctrico en los cuatro niveles de tensión de la planta. (elaboración propia).....58
Tabla 5. Parámetros técnicos de la LAT de evacuación 220 kV (elaboración propia a partir de REE 2025; IEC 60826:2017; RD 337/2014).....61
Tabla 6.Presupuesto desglosado de la LAT de evacuación 220 kV (elaboración propia a partir de Red.es, IDAE 2024; REE 2025).....62
Tabla 7. Resumen consolidado de los resultados de producción y rendimiento de la planta solar (100 MWp, Lorca, Murcia).....76
Tabla 8. Comparativa cuantitativa de los indicadores de producción y rendimiento entre el escenario base (sin almacenamiento) y el escenario con sistema híbrido BESS+FESS (elaboración propia).....80
Tabla 9.Desglose del OPEX anual del año 1 por categorías (elaboración a partir de (PV-MAPS, 2026)).....83
Tabla 10.Plan de O&M: actividades, frecuencia y KPIs (elaboración propia a partir de IEC 62446-1:2016; Sungrow 2024; Nextracker 2025).....86
Tabla 11.Resumen del análisis del ciclo de vida (30 años, 100 MWp, Lorca) (elaboración propia). (PV-MAPS, 2026).....91
Tabla 12.Estructura de financiación y WACC (elaboración propia a partir de (PV-MAPS., s.f.) (Longi, s.f.)).....97

Tabla 13.Hipótesis económicas generales del modelo financiero (elaboración propia a partir de (PV MAPS , 2026) (Longi, s.f.))....98
Tabla 14.Escenarios de precio y sus fundamentos de mercado (elaboración propia a partir de (OMIE, 2025) (Habic, 2025) (Círculo Energía y SostenibilidadCámara de Comercio , 2025) (PV-MAPS., s.f.))....99
Tabla 15. Desglose de ingresos del año 1 (escenario base 55 EUR/MWh) (elaboración propia a partir de (OMIE, 2025) (Habic, 2025) (Círculo Energía y SostenibilidadCámara de Comercio , 2025) (PV-MAPS., s.f.))....100
Tabla 16.CAPEX detallado por partidas. (elaboración propia a partir de (PV MAPS , 2026) (Núñez, 2022) (SUNGROW, 2026) (Teraloop, 2025))....101
Tabla 17.OPEX anual en años representativos. (elaboración propia a partir de (PV MAPS , 2026) (Habic, 2025) (Solar Data Atlas, 2026))....102
Tabla 18.Servicio de la deuda en años representativos. Fuente: elaboración propia....102
Tabla 19.Cuenta de resultados simplificada (escenario base 55 EUR/MWh). FCF = BDT + Amortiz. contable - Amortiz. deuda. (elaboración propia a partir de (OMIE, 2025) (Habic, 2025) (Círculo Energía y SostenibilidadCámara de Comercio , 2025))....103
Tabla 20.VAN y TIR por escenario. WACC=7%, CAPEX=70,5 M€(elaboración propia).105
Tabla 21. TIR del proyecto y del equity (elaboración propia)....108
Tabla 22.Payback simple y descontado por escenario (elaboración propia)....108
Tabla 23. Análisis consolidado de escenarios (elaboración propia a partir de (PV-MAPS, 2026) (Rated Power, 2026))....110
Tabla 24. Matriz de riesgos del proyecto (elaboración propia a partir de (Aurora Energy Research, 2025) (ANPIER, 2025) (REE, 2026))....115
Tabla 25. Impactos medioambientales positivos cuantificados del proyecto (elaboración propia a partir de REE 2025; IDAE 2025; IPCC 2023)....119
Tabla 26. Impactos negativos potenciales y medidas preventivas y correctoras (elaboración propia a partir de Conesa Fernández-Vítora, 2010)....123
Tabla 27. Resumen de indicadores medioambientales clave del proyecto (elaboración propia a partir de REE 2025; NREL 2023; IDAE 2025; ANPIER 2025)....126

Tabla 28. Resumen de la alineación del proyecto con los ODS de la Agenda 2030 (elaboración propia).....134
Tabla 29. Resumen de métricas financieras. Escenario base (PPA 55 €/MWh, WACC 7%) 137

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

El presente proyecto aborda la evaluación técnico-económica de un parque solar fotovoltaico en la Región de Murcia, un territorio destacado por su elevada radiación solar y su firme compromiso con la transición energética. El análisis se enmarca en un contexto de creciente implantación de energías renovables y de políticas europeas orientadas a la descarbonización. Este capítulo presenta el contexto territorial de Murcia, la motivación que impulsa el desarrollo del estudio y los objetivos que guían la investigación. Con ello se pretende situar al lector en la relevancia y oportunidad del proyecto dentro del panorama energético actual.

1.1 SITUACIÓN DE MURCIA

La Región de Murcia presenta unas condiciones geográficas y climáticas especialmente favorables para el desarrollo de proyectos solares fotovoltaicos. Su clima mediterráneo semiárido se caracteriza por una elevada estabilidad atmosférica y una presencia continua de cielos despejados durante gran parte del año. Esto se refleja en sus altos niveles de radiación solar, que llegan a superar los 3.000 Wh/m² diarios según los registros de irradiación global publicados por portales meteorológicos especializados como de la AEMET (AEMET, 2026) o Radiación solar (Radiacion solar, 2026), que recopilan información diaria de radiación global, directa y difusa en las estaciones de Murcia. Este volumen de energía solar disponible posiciona a la región entre las zonas más idóneas de España para maximizar la eficiencia de la generación fotovoltaica. (CARM, 2025)

Desde un punto de vista energético, Murcia ha experimentado un crecimiento sostenido en la incorporación de energías renovables a su mix energético. Los informes oficiales del Gobierno regional señalan que, solo en el primer trimestre de 2025, las energías renovables alcanzaron el 46% de la producción total, impulsadas principalmente por la energía solar fotovoltaica, que aumentó su peso en el mix hasta un 30% gracias a la ampliación de instalaciones y al auge del autoconsumo tanto doméstico como industrial. Este avance evidencia la clara apuesta institucional y privada por la transición energética, alineada con los objetivos comunitarios de sostenibilidad. (La Opinión de Murcia, 2025)

Asimismo, la región ha registrado un notable incremento en la potencia y generación fotovoltaica instalada. Durante los dos primeros meses de 2025, Murcia aumentó su producción solar en más de 56.000 MWh, lo que supone un crecimiento del 15,34% respecto al mismo periodo del año anterior, alcanzando los 344.720 MWh generados. Este crecimiento se atribuye a la puesta en marcha de nuevos parques solares y a la progresiva conexión de proyectos de gran escala en tramitación tecnológica y administrativa. Con más de 1.760 MW de potencia renovable instalada y más de 4.300 MW en tramitación, la región se consolida como un polo estratégico dentro del sistema energético nacional. (La opinión de Murcia , 2025)

En conjunto, la combinación de altos niveles de irradiación, políticas públicas favorables, un tejido empresarial especializado en energía solar y un rápido incremento de la capacidad instalada convierten a Murcia en un entorno privilegiado para el desarrollo de parques solares fotovoltaicos. Este contexto no solo facilita la viabilidad técnica del proyecto objeto de estudio, sino que además garantiza un marco de crecimiento sostenido para la energía solar en el corto y medio plazo.

1.2 MOTIVACIÓN DEL TRABAJO

La motivación principal de este trabajo surge de la necesidad de analizar, con rigor técnico y económico, el potencial que ofrece la Región de Murcia para la implantación de instalaciones solares fotovoltaicas. El notable crecimiento de la energía solar en la región durante los últimos años y su papel cada vez más relevante en el mix energético autonómico ponen de manifiesto la oportunidad de estudiar en profundidad la viabilidad de nuevos proyectos que contribuyan a la transición energética y a la reducción de emisiones. A ello se suma el interés académico por comprender cómo factores como la irradiación disponible, la planificación territorial, los costes tecnológicos y las políticas de apoyo influyen en la rentabilidad y sostenibilidad de un parque solar.

Además, el proyecto responde a la necesidad de evaluar soluciones complementarias (como los sistemas de almacenamiento o tecnologías que aporten estabilidad a la red) que permitan integrar de forma segura y eficiente grandes volúmenes de generación renovable. La creciente instalación de generación fotovoltaica en Murcia, aunque positiva, también plantea retos técnicos asociados a la variabilidad de la producción y a la estabilidad del sistema eléctrico, lo que hace especialmente relevante estudiar propuestas que mitiguen estos efectos. Por tanto, este trabajo no solo busca determinar la viabilidad de un parque solar desde el punto de vista técnico y económico, sino aportar una perspectiva integral que aborde tanto las oportunidades como los desafíos inherentes a la transición energética actual.

1.3 OBJETIVOS PERSEGUIDOS

El presente trabajo tiene como objetivo general realizar una evaluación técnico-económica completa de un parque solar fotovoltaico en la Región de Murcia, integrando tanto el análisis de sus condiciones de diseño como su viabilidad económica y su impacto en el sistema eléctrico. Para ello, se persigue estudiar de manera rigurosa los factores que determinan la eficiencia y la rentabilidad de este tipo de instalaciones en un entorno especialmente favorable como el murciano.

De este objetivo general se derivan los siguientes objetivos específicos:

- Analizar las condiciones climáticas, territoriales y energéticas de la Región de Murcia, con el fin de identificar las zonas con mayor potencial para la implantación de un parque solar fotovoltaico.

- Diseñar y dimensionar técnicamente la instalación, seleccionando la tecnología, configuración y equipamiento más adecuado para maximizar el rendimiento energético.

- Realizar un estudio económico detallado, que incluya costes de inversión, operación y mantenimiento, así como estimaciones de producción y periodos de amortización.

- Estudiar la necesidad de sistemas de almacenamiento y de apoyo a la estabilidad de la red, evaluando tecnologías como BESS o FESS que permitan compensar la variabilidad de la generación renovable.

- Determinar la viabilidad global del proyecto, integrando los resultados técnicos, económicos y ambientales para establecer conclusiones fundamentadas y aplicables a futuros desarrollos.

En conjunto, estos objetivos permiten estructurar el estudio de manera metodológica y coherente, garantizando un análisis integral que sirva como referencia académica y profesional en el ámbito de la energía fotovoltaica.

CAPÍTULO 2. ENERGÍA SOLAR

La energía solar se ha consolidado en las últimas décadas como una de las fuentes renovables más relevantes para la transición energética global, debido a su abundancia, su carácter limpio y su capacidad para integrarse en sistemas eléctricos de distinta escala. Su funcionamiento se basa en el aprovechamiento de la radiación emitida por el Sol, que puede transformarse en electricidad o calor mediante diversas tecnologías. En este capítulo se explica en qué consiste el proceso de conversión energética, cuáles son los principales tipos de energía solar y qué componentes forman parte de un sistema fotovoltaico moderno.

2.1 ¿EN QUÉ CONSISTE LA ENERGÍA SOLAR?

La energía solar aprovecha la radiación electromagnética del Sol para generar energía útil. De acuerdo con diferentes fuentes especializadas, la forma más extendida de transformación es la energía solar fotovoltaica, que convierte la luz del sol directamente en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico. (Solab, 2025) Este proceso tiene lugar en las celdas fotovoltaicas, generalmente fabricadas en silicio, que liberan electrones al recibir el impacto de los fotones, generando una corriente eléctrica continua (CC). (SotySolar, 2025)

La energía generada puede consumirse en el momento, almacenarse en sistemas de baterías o inyectarse a la red eléctrica según el tipo de instalación y su configuración tecnológica.

2.2 PROCESO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

El funcionamiento de un sistema fotovoltaico ocurre en varias etapas bien definidas:

1. **Captación de la radiación solar**: Los paneles solares absorben los fotones mediante celdas de silicio, generando corriente continua. Este proceso está ampliamente descrito en guías técnicas de 2025, que detallan la liberación de electrones dentro del material semiconductor como principio básico de operación. (SotySolar, 2025)

2. **Conversión de CC a CA**: La corriente continua producida es transformada en corriente alterna (CA) mediante un inversor solar, que adapta la energía a los estándares de uso doméstico e industrial y garantiza la sincronización con la red eléctrica. (Solab, 2025)

3. **Elevación de tensión y conexión a red**: En las plantas solares a gran escala, los inversores se conectan a centros de transformación que elevan la tensión a media o alta tensión para reducir pérdidas y permitir la inyección al sistema eléctrico nacional. (PV Maps, 2025)

4. **Almacenamiento (opcional)**: En instalaciones avanzadas, pueden emplearse sistemas BESS (Battery Energy Storage System) que almacenan excedentes y optimizan la operación de la planta, reduciendo variabilidad y facilitando la integración en la red eléctrica.

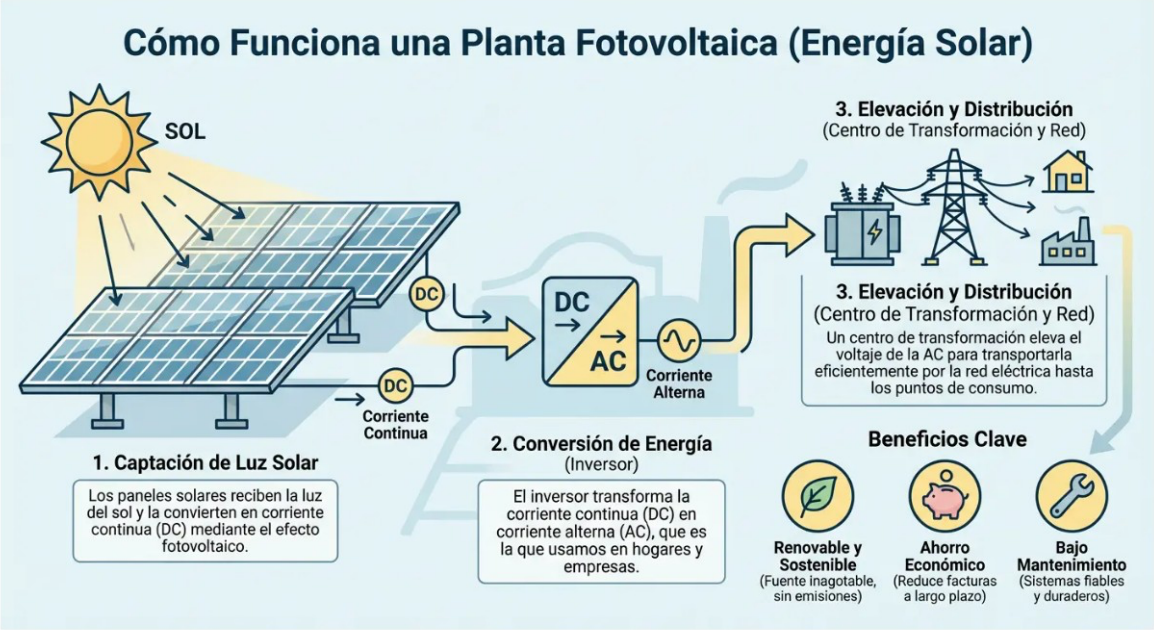


Figura 1. Flujo de energía en una planta fotovoltaica. (PV Maps, 2025)

2.3 TIPOS DE ENERGÍA SOLAR

Existen varias tecnologías solares que difieren en su forma de captación y su uso final de la energía:

a) Energía solar fotovoltaica

Es la tecnología más extendida y permite convertir directamente la luz solar en electricidad. Es utilizada tanto en pequeñas instalaciones de autoconsumo como en grandes parques fotovoltaicos a escala industrial. Sus principios y componentes están ampliamente documentados en análisis técnicos recientes. (Solab, 2025)

b) Energía solar térmica

Emplea colectores solares para calentar un fluido destinado a producir agua caliente sanitaria o calefacción. Este tipo de energía se basa en la absorción del calor del sol en superficies especialmente diseñadas.

c) Energía termosolar de concentración (CSP)

Este sistema utiliza heliostatos o espejos parabólicos que concentran la luz solar en un receptor central para generar altas temperaturas y producir vapor, que posteriormente acciona turbinas. Aunque menos extendida que la fotovoltaica, se usa en instalaciones de gran tamaño para, entre otras cosas, disponer de almacenamiento térmico.

d) Energía solar pasiva

Hace referencia al diseño arquitectónico que optimiza la captación de luz y calor solar sin convertirlo en electricidad.

2.4 COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO MODERNO

Según análisis técnicos de plantas solares actuales, las instalaciones fotovoltaicas incluyen los siguientes elementos esenciales (PV Maps, 2025):

- **Paneles solares o módulos fotovoltaicos**: Conformados por celdas de silicio monocristalino o policristalino, o incluso paneles bifaciales que captan radiación por ambas caras.
- **Seguidores solares (trackers)**: Estructuras móviles que orientan los paneles a lo largo del día, aumentando la producción entre un 15–25% respecto a estructuras fijas.
- **Inversores**: Responsables de transformar CC en CA y asegurar la estabilidad eléctrica.
- **Centros de transformación**: Elevan la tensión de salida para minimizar pérdidas.
- **Sistemas de almacenamiento (BESS)**: Contenedores de baterías que almacenan excedentes y mejoran la gestión energética.
- **Cableado, protecciones eléctricas y sistemas de monitorización**: Garantizan seguridad y control en tiempo real.

2.5 TIPOS DE INSTALACIONES SOLARES

La energía solar puede implementarse en distintas configuraciones técnicas según el nivel de demanda, la existencia o no de red eléctrica y el grado de autonomía requerido. Las instalaciones fotovoltaicas pueden clasificarse según su conexión (Tu Consultor TI, 2025):

- **Conectadas a la red**: Las instalaciones conectadas a la red constituyen el modelo más utilizado tanto en autoconsumo residencial e industrial como en grandes plantas fotovoltaicas. Estas instalaciones generan electricidad mediante paneles solares y consumen la energía producida en el propio punto, vertiendo los excedentes a la red

eléctrica. Guías técnicas de 2025 describen este tipo de instalación como una combinación de módulos fotovoltaicos, inversores y protecciones eléctricas que permiten consumir energía y, cuando hay excedentes, inyectarlos en la red conforme a la normativa vigente.

En el caso de las plantas fotovoltaicas a gran escala (*utility-scale*), su estructura incluye un campo solar con miles de módulos, seguidores solares, inversores, centros de transformación y subestaciones elevadoras. Estas instalaciones actúan como auténticas centrales eléctricas y requieren sistemas avanzados de monitorización y control, tal como se explica en análisis técnicos recientes sobre diseño y operación de plantas solares de gran potencia. (alusinsolar, 2026)

- **Aisladas (off-grid)**: Las instalaciones aisladas son aquellas que no están conectadas a la red y son habituales en zonas rurales, agrícolas o remotas. Su diseño requiere garantizar un suministro continuo, incluso cuando no hay sol, por lo que incluyen baterías y reguladores de carga. Documentos sobre funcionamiento fotovoltaico destacan que este tipo de sistemas se compone de paneles, reguladores, baterías e inversores autónomos, permitiendo cubrir la demanda eléctrica sin depender de la red pública, lo que las hace idóneas para viviendas aisladas o aplicaciones específicas como bombeo solar o telecomunicaciones remotas.

  Aunque ofrecen independencia energética total, sus costes de inversión tienden a ser mayores debido a la necesidad de almacenar energía y al sobredimensionamiento necesario para garantizar el suministro en situaciones de baja radiación.

- **Híbridas**: Las instalaciones híbridas combinan elementos de las instalaciones conectadas a red con sistemas de almacenamiento que permiten gestionar excedentes, estabilizar el suministro y reducir la dependencia de la red. En estas configuraciones, las baterías permiten aprovechar mejor la energía solar y disponer de respaldo en momentos de baja producción. Según análisis sectoriales de 2025, la integración de sistemas BESS (*Battery Energy Storage System*) es una tendencia creciente, especialmente en entornos industriales y en plantas de gran escala que buscan reducir la variabilidad y mejorar la calidad del suministro eléctrico.

  Estas instalaciones ofrecen un equilibrio entre fiabilidad, autonomía y flexibilidad, y se están convirtiendo en una solución cada vez más adoptada a medida que disminuye el coste del almacenamiento energético.

CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

La tecnología fotovoltaica se ha consolidado en las últimas décadas como uno de los pilares fundamentales de la transición energética, gracias a su capacidad para transformar de manera directa la radiación solar en energía eléctrica, su modularidad y su elevada escalabilidad. La continua evolución tecnológica, impulsada por la investigación científica y la industrialización masiva de sus componentes, ha dado lugar a un mercado amplio y altamente especializado, en el que conviven múltiples soluciones técnicas adaptadas a diferentes entornos y requisitos operativos.

Este capítulo tiene como objetivo presentar una descripción exhaustiva de las principales tecnologías actualmente disponibles en el mercado para instalaciones solares fotovoltaicas, abordando con detalle sus principios de funcionamiento, tipologías, prestaciones técnicas, ventajas y limitaciones.

3.1 PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles fotovoltaicos son el componente esencial de captación de energía en cualquier sistema solar. Están diseñados para convertir la radiación solar incidente en electricidad mediante procesos físicos que tienen lugar en materiales semiconductores. (SotySolar, 2025)

3.1.1 PRINCIPIO FÍSICO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

El funcionamiento de una célula fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico, fenómeno por el cual la energía de los fotones incidentes sobre un material semiconductor es suficiente para liberar electrones de sus enlaces atómicos. Las células incorporan una unión p-n que crea un campo eléctrico interno, responsable de separar las cargas generadas y dirigirlas hacia los contactos eléctricos, dando lugar a una corriente continua. (SotySolar, 2025)

La tensión generada por una célula individual es reducida (del orden de 0,5–0,7 V), por lo que es necesario conectar múltiples células en serie y en paralelo para obtener valores de tensión y potencia adecuados para su uso práctico.

3.1.2 TECNOLOGÍAS DE SILICIO CRISTALINO

Silicio monocristalino

El silicio monocristalino es la tecnología dominante en el mercado actual. Se fabrica a partir de un único cristal de silicio obtenido mediante procesos como el método Czochralski, lo que permite una

estructura cristalina uniforme y con menos defectos. Como consecuencia, estos módulos presentan **las mayores eficiencias comerciales**, que en la actualidad superan el 22 %. (PV Maps, 2026)

Además de su elevado rendimiento, destacan por:

- Mejor comportamiento frente a altas temperaturas.
- Menor tasa de degradación anual.
- Mayor densidad de potencia por unidad de superficie.

Estas características los hacen especialmente adecuados para instalaciones en las que el espacio disponible es limitado o donde se busca maximizar la producción energética.

Silicio policristalino

En los módulos policristalinos, el silicio solidifica formando múltiples cristales con orientaciones diferentes, lo que introduce discontinuidades en la estructura cristalina. Esto se traduce en eficiencias inferiores respecto al monocristalino. Sin embargo, su proceso de fabricación es menos complejo y tradicionalmente ha permitido reducir costes.

Aunque su uso fue muy extendido durante años, el descenso de precios del silicio monocristalino ha provocado una pérdida progresiva de cuota de mercado de esta tecnología. (PV Maps, 2026)

3.1.3 TECNOLOGÍAS DE CAPA FINA

Las tecnologías de capa fina se basan en la deposición de materiales semiconductores en capas de espesor micrométrico sobre un sustrato. Entre ellas destacan:

- Silicio amorfo (a-Si)
- Teluro de cadmio (CdTe)
- CIGS (Cobre-Indio-Galio-Selenio)

Estas tecnologías presentan eficiencias inferiores, pero ofrecen ventajas como:

- Mejor respuesta a baja irradiancia.
- Menor sensibilidad a altas temperaturas.
- Posibilidad de integración en superficies curvas o arquitectónicas.

Su uso está limitado a aplicaciones específicas, debido a factores como la disponibilidad de materiales, la complejidad de fabricación o la menor eficiencia global. (PV Maps, 2026)

3.1.4 MÓDULOS BIFACIALES

Los módulos bifaciales representan una de las innovaciones más relevantes del mercado fotovoltaico reciente. Estos módulos están diseñados para captar radiación solar tanto por la cara frontal como por la posterior, aprovechando la radiación reflejada por el suelo o estructuras circundantes. (PV-Maps, 2026) (Marsh, 2023)

Desde el punto de vista técnico:

- Requieren estructuras elevadas que permitan la captación posterior.
- Su rendimiento depende del albedo del terreno.
- Incrementan la producción sin aumentar significativamente la superficie ocupada.

En condiciones óptimas, pueden aportar incrementos de producción significativos respecto a módulos monofaciales.

Parámetro	Monocristalino (Si monocristalino)	Policristalino (Si policristalino)	Capa fina (CdTe / CIGS)	Bifacial (Mono PERC/TOPCon)
Eficiencia comercial	21–24 % Alta	17–20 % Media	10–14 % Baja	22–26 % (+) Muy alta (bifacial)
Coef. temperatura (Pmax, %/°C)	−0,35 %/°C	−0,42 %/°C	−0,20 %/°C	−0,28 %/°C
Degradación anual (LID + LETID)	0,40 %/año	0,55 %/año	0,35 %/año	0,35 %/año
Cuota mercado (2026, aprox.)	~65 %	<1 %	~3 %	~30 %
Aplicación típica	Utility-scale, residencial	En declive, proyectos heredados	BIPV, cubiertas industriales grandes	Plantas utility, suelo con albedo alto

Favorable Moderado Desfavorable Fuente: PV-Maps (2026); elaboración propia

Tabla 1. Comparativa de tecnologías de módulos fotovoltaicos (elaboración propia a partir de (PV Maps, 2026)).

3.2 INVERSORES DE CORRIENTES

El inversor solar es el componente encargado de transformar la corriente continua (CC) generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (CA) apta para su consumo directo o para su inyección en la red eléctrica. Su correcto dimensionamiento y selección resulta determinante para la eficiencia global de la planta, ya que cualquier pérdida en esta

etapa de conversión repercute directamente en la producción energética neta. (Chaaban, 2025)

Desde el punto de vista funcional, el inversor realiza la conversión de tensión y frecuencia mediante técnicas de modulación por anchura de pulso (PWM), garantizando que la señal de salida sea sinusoidal y esté sincronizada en frecuencia y fase con la red eléctrica. Además, los inversores modernos incorporan funciones avanzadas de control como el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), que ajusta dinámicamente el punto de operación del generador fotovoltaico para maximizar la energía extraída en cada instante, adaptándose a las variaciones de irradiancia y temperatura. (STMicroelectronics, 2025)

3.2.1 TIPOS DE INVERSORES

En el mercado fotovoltaico actual coexisten tres tipologías principales de inversores, cada una de ellas con características que las hacen más o menos adecuadas según el tamaño y la configuración de la instalación:

Inversores centrales (central inverters): Son la solución predominante en plantas fotovoltaicas de gran escala. Procesan la producción de todo el campo solar o de grandes bloques de éste, con potencias unitarias que pueden superar los 4–5 MW en los modelos más recientes. Su ventaja principal radica en su menor coste específico (€/kW), su elevada eficiencia máxima (superior al 98,5 %) y la simplicidad del cableado de alta tensión en corriente continua. Su principal inconveniente es la sensibilidad a las pérdidas por desajuste entre cadenas (mismatch), ya que trabajan con un único MPPT para el conjunto. (STMicroelectronics, 2025) (Marsh, 2023)

Inversores de cadena (string inverters): Gestionan de forma independiente una o varias cadenas de módulos (strings), lo que permite una mayor granularidad en el seguimiento del punto de máxima potencia. Se utilizan ampliamente en instalaciones de tamaño medio, plantas con orientaciones múltiples o entornos con sombras parciales. Ofrecen mayor flexibilidad de diseño y facilitan el mantenimiento, a costa de un incremento del coste específico respecto a los inversores centrales. (Marsh, 2023)

Microinversores: Se instalan individualmente en cada módulo fotovoltaico, realizando la conversión CC/CA en el propio panel. Esta solución maximiza el rendimiento individual de cada módulo y minimiza las pérdidas por mismatch y sombras, aunque su coste unitario elevado y la complejidad del mantenimiento en campo limitan su aplicación a instalaciones de pequeña escala o contextos específicos como las cubiertas BIPV. (Marsh, 2023)

3.2.2 PARÁMETROS TÉCNICOS CLAVE

La selección de un inversor para una planta fotovoltaica exige el análisis detallado de sus parámetros fundamentales. La eficiencia de conversión es el indicador más relevante desde el punto de vista energético y se expresa tanto como eficiencia máxima (pico) como eficiencia europea o CEC, que ponderan el rendimiento a distintos niveles de carga para reflejar mejor el comportamiento real en condiciones de operación anual. Los inversores

modernos de gran potencia alcanzan eficiencias europeas superiores al 98 %. Asimismo, debe considerarse el rango de tensión de entrada en CC, la tensión máxima admisible y el rango de funcionamiento del MPPT, que condicionan directamente el diseño de las cadenas fotovoltaicas. Otros parámetros críticos incluyen el factor de potencia, la capacidad de inyección de reactiva (Q), el nivel de protección IP frente a agentes externos y el grado de tolerancia a armaduras presentes en la red. (STMicroelectronics, 2025)

En el contexto de la planta objeto de este estudio, la elección del tipo de inversor quedará justificada en el capítulo de diseño y dimensionamiento, atendiendo a la potencia instalada, la configuración del campo fotovoltaico y las condiciones de conexión a la red en Murcia.

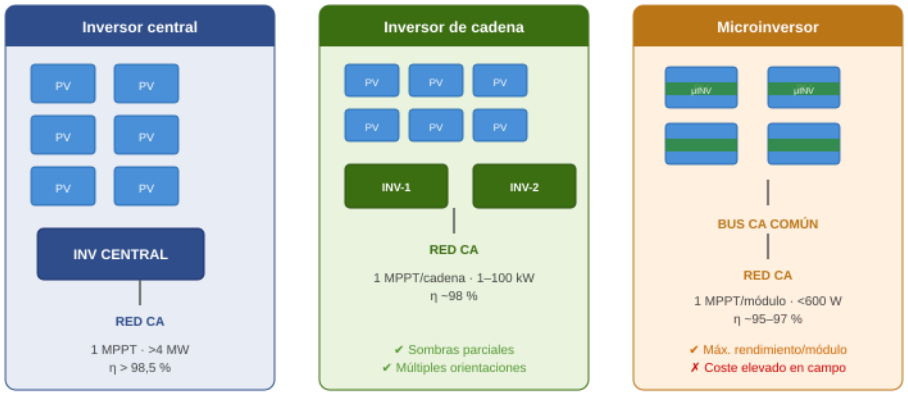


Figura 2. Topologías de inversores fotovoltaicos (elaboración propia a partir de (STMicroelectronics, 2025) y (Marsh, 2023)).

3.3 SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN

Los sistemas de monitorización constituyen el eje central del control operativo de una planta fotovoltaica. Su función es supervisar en tiempo real el estado de todos los componentes de la instalación, registrar los datos de producción y detectar de forma temprana cualquier anomalía o degradación del rendimiento. En plantas de gran escala, la monitorización avanzada no solo contribuye a maximizar la disponibilidad y la eficiencia del sistema, sino que también es una exigencia de los operadores de red y un requisito habitual en los contratos de financiación de proyectos fotovoltaicos. (SevenSensor, 2025) (REIG, 2026)

3.3.1 ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

La arquitectura de un sistema de monitorización fotovoltaico moderno se estructura en tres niveles funcionales. El nivel de campo engloba los sensores distribuidos a lo largo de la instalación: piranómetros para medir la irradiancia en el plano del módulo, termómetros o sondas PT100 para la temperatura de célula y ambiente, anemómetros, contadores de energía y equipos de medida integrados en los inversores. El nivel de comunicaciones se encarga de concentrar y transmitir los datos, normalmente mediante protocolos como Modbus

RTU/TCP, IEC 61850 o comunicaciones GPRS/4G hacia el sistema central. Finalmente, el nivel de supervisión y control (SCADA) procesa, almacena y visualiza la información recogida, generando informes de producción, alertas de alarma y analíticas de rendimiento. (REIG, 2026) (SevenSensor, 2025)

3.3.2 INDICADORES DE RENDIMIENTO Y ANÁLISIS DE FALLOS

Los sistemas SCADA fotovoltaicos calculan en tiempo real los principales indicadores de rendimiento definidos en la norma IEC 61724, entre los que destacan el Performance Ratio (PR) y las horas equivalentes de funcionamiento (YF). El PR, que relaciona la producción real con la teórica en condiciones ideales, suele situarse entre el 75 % y el 85 % en plantas bien operadas en climas cálidos. Asimismo, los sistemas avanzados integran técnicas de análisis comparativo (benchmarking de cadenas) y detección automática de fallos como puntos calientes (hot spots), módulos degradados, fallos de conexión o averías en inversores, gracias a la comparación de curvas IV y datos de producción respecto a valores de referencia corregidos por irradiancia y temperatura.

Las plataformas de monitorización más avanzadas incorporan inteligencia artificial y algoritmos de aprendizaje automático para el mantenimiento predictivo, lo que permite reducir los tiempos de inactividad no planificada y optimizar los planes de mantenimiento preventivo. (SevenSensor, 2025) (Internantional Electrotechnical Commission, 2021)

3.4 PROTECCIONES

La protección eléctrica de una instalación fotovoltaica es un elemento crítico tanto para la seguridad de las personas como para la integridad de los equipos. El diseño del sistema de protecciones debe cumplir con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), el Código de Red vigente y las prescripciones específicas de la empresa distribuidora para la conexión de instalaciones generadoras. Las protecciones se sitúan tanto en el lado de corriente continua (CC) como en el de corriente alterna (CA) y tienen por objeto prevenir sobreintensidades, sobretensiones, defectos a tierra y desconexiones intempestivas de la red. (BOE, 2002) (IEC, 2009) (AENOR, 2025)

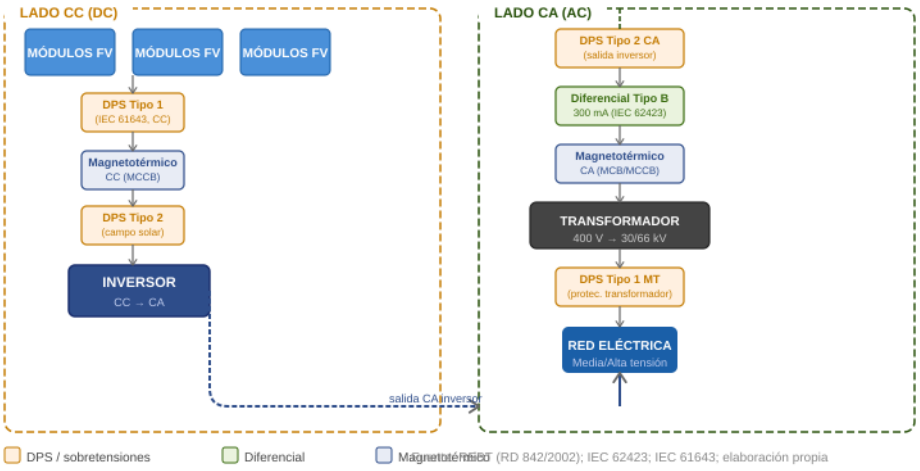


Figura 3.Esquema de protecciones eléctricas en planta fotovoltaica (lado CC y lado CA) (elaboración propia a partir de (IEC, 2009) (BOE, 2002) (IEC, 2011)).

3.4.1 MAGNETOTÉRMICOS

Los interruptores magnetotérmicos, también denominados interruptores automáticos de caja moldeada (MCCB) o de pequeña potencia (MCB) según la aplicación, combinan dos mecanismos de disparo. El elemento térmico activa la protección frente a sobrecargas de larga duración, mediante una lámina bimetalálica que se deforma con el calor generado por el exceso de corriente. El elemento magnético activa la desconexión instantánea ante cortocircuitos, gracias a la fuerza electromagnética generada por una corriente de fallo elevada sobre un núcleo de hierro. En instalaciones fotovoltaicas, los magnetotérmicos en el lado CC deben ser específicamente homologados para dicha tensión, dado que el arco eléctrico continuo presenta mayor dificultad de extinción que el alterno. Su calibre se selecciona en función de la corriente máxima de cada cadena o grupo de cadenas, con un margen de seguridad adecuado respecto a la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico (Isc). (BOE, 2002)

3.4.2 DIFERENCIALES

Los interruptores diferenciales tienen como misión la detección y desconexión ante corrientes de defecto a tierra, protegiendo tanto a las personas frente a contactos directos e indirectos como a los equipos frente a fallos de aislamiento. Su principio de funcionamiento se basa en la comparación del flujo magnético generado por las corrientes de los conductores activos: cuando existe un defecto a tierra, la suma vectorial de las corrientes no es nula y el transformador toroidal detecta la diferencia, activando el mecanismo de disparo.

En instalaciones fotovoltaicas, la presencia de corrientes de fuga de alta frecuencia generadas por los inversores conmutadores obliga al uso de diferenciales de tipo B (sensibles a corrientes alternas, pulsantes y continuas), conforme a la norma IEC 62423 y al REBT. La sensibilidad más habitual en las líneas de distribución de la planta es de 300 mA, mientras

que en los circuitos individuales de menor sección puede emplearse una sensibilidad de 30 mA para garantizar la máxima protección de las personas. (BOE, 2002) (IEC, 2009)

3.4.3 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

Los dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS), también conocidos como descargadores de sobretensiones o SPD (Surge Protective Devices) según la normativa IEC 61643, tienen como función limitar las sobretensiones transitorias de origen atmosférico (descargas eléctricas indirectas) o de maniobra (conmutaciones en la red), derivando las corrientes de impulso hacia tierra y evitando daños en los equipos conectados.

En una instalación fotovoltaica de gran escala, los DPS deben instalarse tanto en el lado CC (protección de los módulos y el cableado del campo solar) como en el lado CA (protección de los inversores y el centro de transformación). Se clasifican en tres categorías o tipos: los DPS tipo 1 (instalados en el origen de la instalación, tras el equipo de medida) absorben las corrientes de rayo que lleguen a los conductores de la instalación; los DPS tipo 2 se ubican en los cuadros de protección y tienen por objeto limitar las sobretensiones no absorbidas por los de tipo 1; y los DPS tipo 3 se instalan cerca de los equipos sensibles como protección de último nivel. La selección del nivel de protección (Up) y la corriente nominal de descarga (In) deben realizarse conforme al estudio de riesgo de impacto atmosférico según la norma UNE-EN 62305, considerando la densidad de descargas de la zona y las características de la instalación. (IEC, 2011) (AENOR, 2025)

CAPÍTULO 4. MARCO LEGAL

El presente capítulo describe el marco regulatorio que rige el desarrollo de un parque solar fotovoltaico de gran escala en España y, en particular, en la Región de Murcia. El conocimiento preciso de la legislación vigente es indispensable para garantizar la viabilidad jurídica del proyecto, evitar sanciones y planificar los plazos de tramitación con realismo. El capítulo se estructura en dos grandes bloques: el primero analiza el entorno normativo (estatal, europeo y autonómico) en el que se inscribe la instalación; el segundo describe de forma ordenada el procedimiento administrativo y los permisos que deben obtenerse desde la fase de anteproyecto hasta la puesta en servicio.

4.1 LEGALIDAD

El desarrollo de parques solares fotovoltaicos en España está regulado por una estructura normativa de tres niveles (europeo, estatal y autonómico) que interactúan entre sí de manera jerárquica. A continuación, se describen los instrumentos normativos más relevantes para el proyecto objeto de este estudio.

4.1.1 MARCO EUROPEO

En el ámbito de la Unión Europea, la Directiva 2018/2001/UE (conocida como Directiva de Energías Renovables RED II) estableció un objetivo vinculante del 32 % de energía renovable en el consumo final bruto de la UE para 2030. Posteriormente, la revisión de esta Directiva mediante la Directiva 2023/2413/UE (RED III) elevó dicho objetivo hasta el 42,5 %, con una ambición del 45 %, e introdujo la obligación de que los Estados miembros designen zonas de aceleración de renovables (ZAR) en las que los procedimientos de autorización deben completarse en un plazo máximo de doce meses. Este marco europeo es el motor de la simplificación administrativa que ha experimentado el sector fotovoltaico español en los últimos años. (PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, 2018) (Parlamento Europeo y del Consejo, 2023)

4.1.2 MARCO ESTATAL

La piedra angular de la regulación sectorial en España es la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, que establece el régimen general de producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica y fija los principios básicos del acceso y la conexión a las redes. Esta ley fue el punto de partida que habilitó el desarrollo reglamentario que ha dado lugar al actual sistema de permisos. Su artículo 33 es especialmente relevante para la tramitación de nuevas instalaciones de generación, al establecer los criterios de concesión de permisos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución. (BOE, 2013)

El Real Decreto 1955/2000 regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Constituye el reglamento general que delimita las autorizaciones administrativas necesarias para cualquier nueva instalación de generación, y es de aplicación directa a los parques solares de gran potencia que deban conectarse a las redes de alta tensión. (BOE, 2001)

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Define el régimen retributivo específico aplicable a las instalaciones que acrediten su necesidad para alcanzar los objetivos de energía renovable y que no son viables económicamente en el mercado ordinario. No obstante, la práctica totalidad de los parques solares de nueva promoción en la actualidad operan a precio de mercado o mediante contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA), por lo que este decreto resulta de menor relevancia operativa para proyectos de nueva construcción. (BOE, 2014)

El Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, eliminó el denominado “impuesto al sol” y suprimió los cargos que venían aplicando sobre el autoconsumo, sentando las bases para la posterior regulación del autoconsumo mediante el Real Decreto 244/2019. (BOE, 2018)

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, define las distintas modalidades de autoconsumo (con y sin excedentes, individual y colectivo) y simplifica notablemente los trámites para instalaciones de menos de 100 kW, eximiéndolas de solicitar permisos de acceso y conexión. Para el caso de una planta utility-scale como la del presente proyecto, este decreto no es la norma principal de referencia, aunque sí resulta de aplicación en lo relativo a la compensación de excedentes y a los criterios de conexión a la red de distribución. (BOE, 2019)

El Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en vigor desde el 31 de diciembre de 2020, constituye la norma central en materia de permisos de acceso para nuevas instalaciones de generación. Desarrolla el artículo 33 de la Ley 24/2013 y establece un procedimiento único de obtención de permisos tramitado ante el gestor de la red (Red Eléctrica de España/REE para la red de transporte, y la distribuidora correspondiente para la red de distribución). Introduce, además, la obligación de publicar la capacidad de acceso disponible en cada nudo, lo que aporta transparencia al proceso de tramitación. (BOE, 2020)

La Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, publicada en el BOE del 21 de mayo de 2021, es el instrumento legal de más alto rango que fija los objetivos de descarbonización de España. Establece metas cuantitativas vinculantes para 2030: reducción de emisiones de GEI de al menos un 23 % respecto a 1990; penetración de renovables de al menos el 42 % en el consumo de energía final y del 74 % en la generación eléctrica; mejora de eficiencia energética del 39,5 %. Asimismo, obliga a que España alcance

la neutralidad climática antes de 2050 y a que el sistema eléctrico sea 100 % renovable en esa fecha. Estos objetivos confieren una base legal robusta al tipo de proyecto que se analiza en este TFM y justifican la prioridad que otorga la Administración a la tramitación de instalaciones solares de gran escala. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030 (PNIEC) es el instrumento de planificación estratégica derivado de esta ley que concreta las políticas y medidas para alcanzar dichos objetivos. (BOE, 2021)

Finalmente, el Real Decreto-ley 7/2025, aprobado en 2025, introduce medidas adicionales de simplificación administrativa para instalaciones de energía solar, reduce la carga documental para proyectos de menor escala, obliga al uso de componentes certificados y sistemas de monitorización energética, y refuerza la seguridad jurídica de los titulares de instalaciones, garantizando la estabilidad de las condiciones regulatorias a largo plazo. (BOE, 2025)

4.1.3 MARCO AUTONÓMICO: LA REGIÓN DE MURCIA

En el ámbito autonómico, la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia (CARM) ejerce competencias en materia de instalaciones eléctricas que no superen los 50 MW de potencia instalada ni afecten al territorio de más de una comunidad autónoma, conforme al artículo 149.1.25 de la Constitución Española y la jurisprudencia constitucional en la materia. Para instalaciones de mayor potencia o líneas de evacuación supraautonómicas, la competencia sustantiva recae en el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO).

La evaluación de impacto ambiental de los proyectos fotovoltaicos en la Región de Murcia se rige, en el ámbito estatal, por la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Conforme a su Anexo II (grupo 4, apartado i), las instalaciones para producción de energía eléctrica a partir de energía solar destinada a la red que ocupen más de 10 ha, y que no figuren en el Anexo I, están sometidas al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental Simplificada (EIA Simplificada). Sin embargo, si la potencia supera los umbrales del Anexo I (generalmente 50 MW) o la instalación presenta afecciones ambientales relevantes, procede la Evaluación de Impacto Ambiental Ordinaria (EIA Ordinaria), que incluye la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) emitida por la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del Ministerio competente. Este es el procedimiento aplicable al presente proyecto, dado que la potencia prevista supera los umbrales mencionados, como evidencia la reciente DIA del Parque Solar Fotovoltaico Rojalinda (70,8 MWn) en los términos municipales de Murcia y Alicante, resuelta el 24 de abril de 2026. (BOE, 2026) (BOE., 2013)

En materia urbanística y de uso del suelo, la Región de Murcia exige la obtención de la calificación urbanística o autorización de uso en suelo no urbanizable para la implantación del parque solar. Esta tramitación corresponde a la Dirección General de Urbanismo y Territorio de la CARM, y debe coordinarse con las licencias municipales de obras y actividad del ayuntamiento en cuyo término se ubique la instalación. (CARM, 2025)

4.2 PERMISOS Y LICENCIAS

La tramitación administrativa de una planta fotovoltaica *utility-scale* en España sigue una secuencia de pasos bien definida. Según el marco normativo vigente, los proyectos deben superar seis hitos principales, que se describen a continuación en orden cronológico. Un proyecto de estas características puede requerir entre 18 y 48 meses de tramitación hasta alcanzar la situación de *ready to build*, siendo los principales cuellos de botella el acceso y conexión a la red, la evaluación ambiental y los informes sectoriales. (Puentes, 2025) (Risco arquitectos, 2024)

4.2.1 PERMISO DE ACCESO Y CONEXIÓN A LA RED

El primer paso, y frecuentemente el más crítico, consiste en obtener el permiso de acceso y conexión a la red de transporte o distribución. Conforme al Real Decreto 1183/2020, la solicitud se presenta ante el gestor de red competente (REE para nudos de la red de transporte, o la distribuidora para la red de distribución), adjuntando la documentación técnica del proyecto y las garantías económicas exigidas. El gestor evaluará la disponibilidad de capacidad de acceso en el nudo propuesto y, en caso afirmativo, emitirá las condiciones técnicas y económicas del permiso. Los titulares que conecten en tensiones superiores a 36 kV deben abonar los costes de refuerzo de la red que correspondan. El permiso tiene una vigencia de cinco años y caduca si no se obtiene la autorización de explotación en ese plazo. (BOE, 2020)

4.2.2 AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA (AAP)

La Autorización Administrativa Previa (AAP) valida el anteproyecto de la instalación y abre la tramitación formal. Para instalaciones de potencia superior a 50 MW, o con infraestructuras de evacuación supraautonómicas, es emitida por el MITECO; para potencias inferiores, por el órgano competente de la comunidad autónoma (en Murcia, la Dirección General de Energía y Actividad Industrial y Minera). La solicitud debe acompañarse de la memoria descriptiva del proyecto, el estudio de viabilidad económica, el informe de compatibilidad urbanística y la documentación ambiental preliminar. El procedimiento incluye un período de información pública y la solicitud de informes sectoriales a los organismos afectados (Patrimonio Cultural, Patrimonio Natural, Defensa, Aviación Civil, etc.). (Risco arquitectos, 2024) (BOE, 2013)

4.2.3 DECLARACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (DIA)

En función de la potencia y las afecciones del proyecto, éste deberá someterse a EIA Ordinaria (con DIA emitida por el órgano ambiental competente) o a EIA Simplificada (con Informe de Impacto Ambiental). Una DIA desfavorable implica la inviabilidad del proyecto en la ubicación propuesta. Los proyectos que superen 50 MW, o que afecten a espacios de la Red Natura 2000, hábitats prioritarios o zonas con restricciones ambientales, están sujetos a EIA Ordinaria conforme al Anexo I de la Ley 21/2013. El Estudio de Impacto Ambiental

(EsIA) presentado por el promotor debe analizar, entre otros aspectos, los efectos sobre la flora, la fauna, el paisaje, el patrimonio cultural, la hidrología superficial y subterránea y el uso del suelo, proponiendo medidas preventivas, correctoras y compensatorias. (BOE., 2013)

4.2.4 AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA DE CONSTRUCCIÓN (AAC)

Una vez obtenida la DIA favorable, se tramita la Autorización Administrativa de Construcción (AAC), que aprueba el proyecto de ejecución definitivo e incorpora los condicionantes técnicos y ambientales establecidos en la DIA. En esta fase, el órgano sustantivo verifica el cumplimiento del Reglamento de Alta Tensión (RAT, Real Decreto 337/2014) y demás normativa técnica aplicable. La AAC habilita el inicio de las obras. (Risco arquitectos, 2024) (BOE, 2013)

4.2.5 LICENCIAS MUNICIPALES DE OBRAS Y ACTIVIDAD

Con independencia de las autorizaciones estatales o autonómicas, el promotor debe obtener la licencia de obras del ayuntamiento en cuyo término municipal se ubique la instalación, así como, en su caso, la licencia de actividad o la comunicación ambiental previa. Estos trámites son competencia municipal y pueden suponer retrasos significativos si no se coordinan adecuadamente con el resto del procedimiento. El planó de implantación y los planos de planta de la instalación deben ser coherentes con la calificación urbanística del suelo. (BOE, 2020) (CARM, 2025)

4.2.6 AUTORIZACIÓN DE EXPLOTACIÓN (AEO)

Concluidas las obras, el promotor debe solicitar la Autorización de Explotación (AEO) al órgano competente. Para ello, debe presentar el certificado de final de obra emitido por la dirección facultativa, el acta de inspección de la instalación eléctrica por un Organismo de Control Autorizado (OCA) y demás documentación técnica que acredite el cumplimiento de los condicionados de la AAC y la DIA. Tras la inspección favorable, se emite el acta de puesta en servicio, que autoriza el inicio de la producción y la conexión definitiva a la red. (BOE., 2013) (Risco arquitectos, 2024)

4.2.7 INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO ADMINISTRATIVO

Una vez en explotación, la planta debe inscribirse en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) del MITECO, así como en el Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial o en el Registro de Régimen Ordinario, según corresponda. Esta inscripción es requisito imprescindible para participar en el mercado eléctrico y para la facturación de la energía producida. La Tabla 4.1 resume el procedimiento completo, los organismos intervinientes y los plazos orientativos de cada fase. (BOE, 2013)

CAPÍTULO 5. CRITERIOS PARA LA UBICACIÓN

El presente capítulo analiza de forma sistemática los factores determinantes para la selección del emplazamiento de un parque solar fotovoltaico en la Región de Murcia. La elección del emplazamiento es una de las decisiones más críticas en el desarrollo de un proyecto de estas características, ya que condiciona la producción energética, el coste de la infraestructura de evacuación, la viabilidad ambiental y, en último término, la rentabilidad económica del conjunto. Se consideran diez criterios interrelacionados: irradiación solar, accesibilidad, orientación, conexión a la red eléctrica, coste del suelo, restricciones medioambientales, horas de luz, régimen térmico, localizaciones disponibles y ubicación definitiva propuesta. (Ingenieria aplicada, 2026) (PV Maps, 2026)

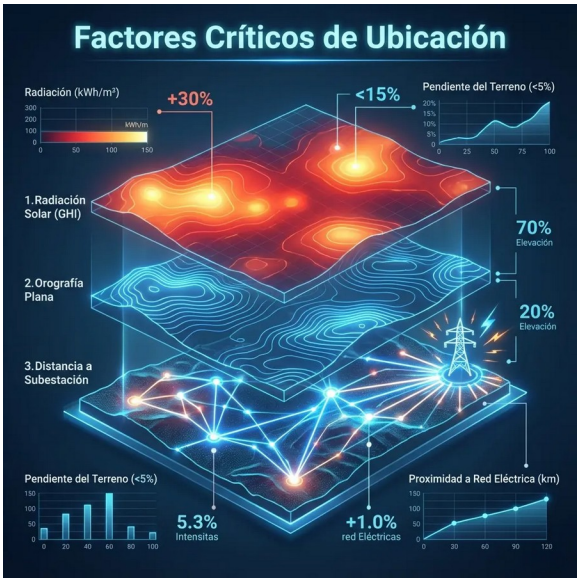


Figura 4.Factores críticos de ubicación (PV Maps, 2025)

5.1 IRRADIACIÓN SOLAR

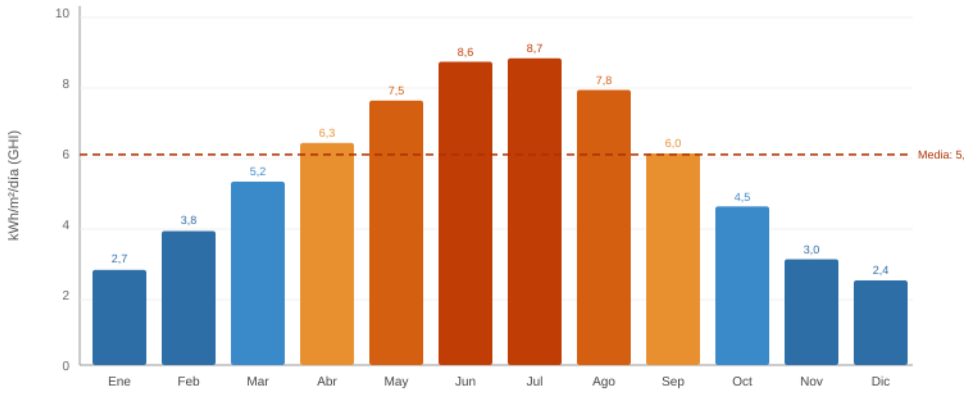


Figura 5. Irradiación solar global horizontal mensual en Murcia (kWh/m²/día) (AEMET, 2026)

La irradiación solar es el factor de mayor peso específico en la viabilidad de cualquier proyecto fotovoltaico. La Región de Murcia se sitúa entre las zonas de mayor potencial solar de Europa continental, con una irradiación global horizontal (GHI) anual de entre 1.750 y 2.000 kWh/m²/año, frente a la media nacional de aproximadamente 1.500 kWh/m²/año. Según los datos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y del portal ADRASE del CIEMAT, el GHI medio diario anual en Murcia alcanza los 5,7–6,2 kWh/m²/día, correspondiente a entre 5,7 y 6,2 Horas Solares Pico (HSP), una de las cifras más elevadas de la península ibérica. (PV Maps, 2026) (Ingenieria aplicada, 2026)

La distribución mensual de la irradiación presenta una marcada estacionalidad, con máximos en julio (8,7 kWh/m²/día) y junio (8,6 kWh/m²/día) y mínimos en diciembre (2,4 kWh/m²/día) y enero (2,7 kWh/m²/día). Los meses de mayo a septiembre superan los 6 kWh/m²/día, lo que garantiza una producción energética concentrada en el período de mayor demanda eléctrica nacional. La irradiación media anual total supera los 2.100 kWh/m²/año en las zonas del interior y la vega del Segura, con registros que en zonas de alta altitud como Calasparra o Cehín pueden superar los 2.000 kWh/m²/año, valor de referencia para proyectos de alta rentabilidad. (Radiacion solar, 2026) (AEMET, 2026)

La Irradiancia Normal Directa (DNI), componente especialmente relevante en sistemas con seguimiento solar de un eje, también alcanza valores destacados en la región, con un índice de claridad (DNI/GHI) superior al 65 % en los meses centrales del año. Esto refleja la alta frecuencia de cielos despejados y la baja nubosidad estructural del clima mediterráneo semiárido murciano, características que maximizan el rendimiento de instalaciones con seguidores solares de un eje (*single-axis trackers*). (PV Maps, 2026)

5.2 ACCESIBILIDAD

La accesibilidad del emplazamiento es un criterio determinante en el coste de construcción y en la viabilidad logística del transporte de equipos pesados, como los módulos fotovoltaicos, los inversores y los elementos de la subestación elevadora. Para un parque solar de gran escala es imprescindible que la parcela disponga de acceso rodado asfaltado o de un firme apto para vehículos de gran tonelaje, o bien que la construcción de tal acceso sea económicamente viable. (Risco arquitectos, 2024)

En la Región de Murcia, la densa red de vías secundarias y caminos rurales, junto con el mallado de la red nacional de carreteras (A-7, A-30, A-33, RM-series), facilita el acceso a la mayor parte del territorio interior y costero. No obstante, en zonas de la sierra murciana (Sierra Espuña, Sierra Minera) o en el Altíplano, la orografía puede encarecer los accesos. La pendiente del terreno es otro factor crítico: las zonas llanas o con pendiente inferior al 5 % son las preferidas, ya que pendientes superiores incrementan el coste de explanación y condicionan la separación entre filas de seguidores para evitar sombras mutuas. (PANOV, 2025)

Las zonas más adecuadas desde el punto de vista de la accesibilidad son las comarcas del Campo de Murcia, el Valle del Guadalentín (Lorca–Puerto Lumbreras), las Vegas del Segura y el Altiplano (Yecla–Jumilla), donde la topografía es predominantemente llana, existen infraestructuras viarias consolidadas y la densidad de instalaciones ya construidas confirma su aptitud logística real. Como ejemplo, el parque solar Carril Solar (220 MW) autorizado en julio de 2024 en los términos de Puerto Lumbreras y Lorca ocupa 461 ha de suelo llano con acceso directo desde la A-7. (BOE, 2024)

5.3 ORIENTACIÓN

En el hemisferio norte, la orientación óptima para la máxima captación de energía anual es la orientación sur geográfico (azimut 0°). Para la latitud de Murcia, situada entre 37°30’ y 38°45’ N, la inclinación óptima de módulos en estructura fija se sitúa entre 33° y 35°, valor que minimiza las pérdidas por ángulo de incidencia a lo largo del año y equilibra la mayor producción estival con una producción aceptable en invierno. Orientaciones suroeste o sureste mantienen rendimientos superiores al 95 % del óptimo, lo que ofrece cierta flexibilidad en la disposición de los seguidores. (SotySolar, 2025) (Emilia, 2025)

En plantas fotovoltaicas de gran escala la solución más extendida es el uso de seguidores solares de un eje horizontal (single-axis trackers, SAT), que siguen la trayectoria del sol de este a oeste a lo largo del día. Para la latitud murciana, los SAT incrementan la producción entre un 18 % y un 25 % respecto a una estructura fija con la misma inclinación óptima. Los seguidores bifaciales sobre SAT pueden añadir un incremento adicional del 5–12 % gracias a la captación por la cara posterior, dependiendo del albedo del terreno (árido o con vegetación escasa en la mayor parte de Murcia: albedo ≈ 0,20–0,25). (PV Maps, 2026) (Cordero, 2025)

La elección entre estructura fija e inclinada y seguidor de un eje depende del balance entre el coste adicional del seguidor (en torno a 50–80 €/kWp extra en capex) y el incremento de producción. Para los niveles de GHI de Murcia, el análisis económico suele favorecer la inclusión de seguidores en proyectos de potencia superior a 20 MW, donde la economía de escala reduce el sobrecoste unitario y el incremento de producción mejora el LCOE (coste nivelado de la energía) del proyecto. (PV Maps, 2026) (IDAE, 2025)

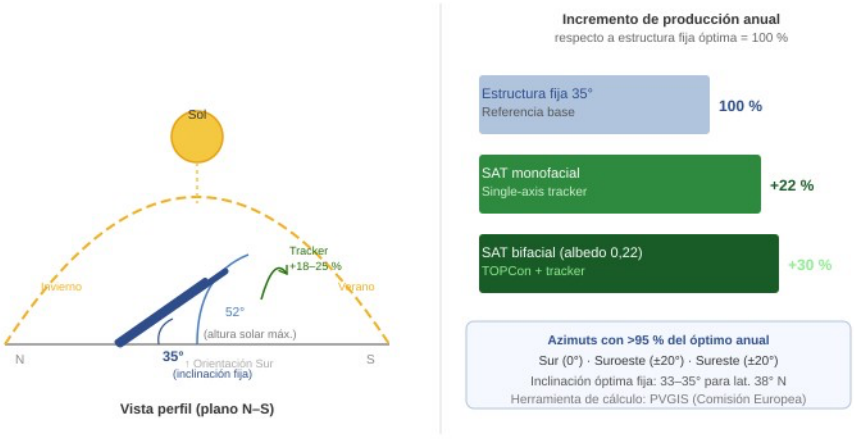


Figura 6. Orientación e inclinación óptima de módulos fotovoltaicos para la latitud de Murcia (38° N) y comparativa de producción anual entre estructura fija, SAT monofacial y SAT bifacial. (elaboración propia a partir de (SotySolar, 2025), (Cordero, 2025) (Emilia, 2025) (PV Maps, 2026))

5.4 CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

La disponibilidad de capacidad de acceso en los nudos de la red de transporte o distribución próximos al emplazamiento es, junto con la irradiación, el criterio de mayor peso en la selección del sitio. Un emplazamiento con irradiación excelente, pero sin acceso a la red viable es inviable económicamente, dado que la construcción de líneas de evacuación de alta tensión puede suponer entre 200.000 y 500.000 €/km para líneas aéreas de 220 kV, con costes aún mayores en trazados de soterramiento. (Puentes, 2025)

La situación de la red en Murcia presenta una alta saturación: según datos de Red Eléctrica de España, el 83 % de los nudos de conexión están al límite de capacidad, y de los 40 GW de proyectos renovables solicitados en 2025, solo 4,5 GW lograron acceso a la red. No obstante, los nudos de Lorca (Torre Pacheco, 132–220 kV), El Palmar y Escombreras aún mantienen capacidad disponible o en ampliación, según se refleja en las autorizaciones recientes de parques como Luminora Solar Tres (88,669 MW, evacuación por Lorca, 2024) o Carril Solar (220,20 MW, Lorca, 2024). La consejería autonómica ha señalado la necesidad urgente de nuevas inversiones estatales en la red de transporte murciana. (BOE, 2024) (CARM, 2025)

Para el presente proyecto se considerará preferentemente la evacuación a nudos disponibles en la zona del Campo de Murcia–Vega Baja o en el Altíplano, donde los promotores activos

indican mayor disponibilidad de capacidad en subestaciones de 30/66 kV conectadas a la red de transporte. La tensión de evacuación definitiva se determinará en el capítulo de diseño, en función de la potencia instalada y de las condiciones técnicas del permiso de acceso. (BOE, 2020)

5.5 COSTE DEL SUELO

El coste del suelo influye directamente en la estructura de costes operativos (OPEX) del proyecto a lo largo de su vida útil. En España, el modelo predominante es el arrendamiento a largo plazo (25–30 años) de parcelas rústicas de secano o con bajos rendimientos agrícolas. Las rentas de mercado en 2025 oscilan entre 1.500 y 2.000 €/ha·año para zonas con alta demanda de suelo fotovoltaico, mientras que en el interior murciano —donde la competencia por el suelo es menor— las rentas se sitúan en el rango de 1.200–1.600 €/ha·año. (SotySolar, 2025) (PANOV, 2025)

Para una planta de referencia de 100 MW que ocupa entre 200 y 250 ha (densidad típica de 2–2,5 ha/MWp), el coste anual de arrendamiento se situaría en el entorno de 280.000–400.000 €/año, equivalente a 2,8–4,0 €/MWh sobre una producción estimada de 200 GWh/año, una cifra perfectamente asumible en el contexto del actual precio del mercado mayorista. Los contratos suelen incluir actualización anual según el índice de precios al consumo (IPC) y una cláusula de resolución anticipada en caso de no obtención de los permisos necesarios. (PANOV, 2025) (Energía Extremadura, 2024)

La clasificación del suelo como rústico no urbanizable común es la más habitual para este tipo de proyectos en Murcia. El suelo con protección especial (paisajística, agrícola de alta productividad, forestal, patrimonial o perteneciente a la Red Natura 2000) está excluído de estas instalaciones o sujeto a condicionantes muy restrictivos que elevan los costes y los plazos de tramitación. (CARM, 2025) (BOE, 2013)

5.6 RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES

Las restricciones medioambientales constituyen uno de los principales condicionantes en la selección del emplazamiento, tanto desde el punto de vista del procedimiento administrativo como de la rentabilidad del proyecto. La implantación de un parque solar fotovoltaico en suelo afectado por figuras de protección ambiental (como las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), los Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) o las Zonas de Especial Conservación (ZEC) de la Red Natura 2000) puede implicar la inviabilidad del proyecto o requerir condicionantes ambientales muy costosos. (BOE, 2013) (MITECO, 2019)

La Red Natura 2000 en la Región de Murcia está constituida por 24 ZEPA y 49 LIC, que en su conjunto abarcan 266.681 ha terrestres, equivalentes al 24 % de la superficie regional. El 76 % restante del territorio —aproximadamente 864.000 ha— no está sometido a estas restricciones de primer nivel, lo que representa un amplio abanico de localizaciones

potenciales. A esta red se suman otras figuras de protección autonómica como los Parques Regionales, las Reservas Naturales (por ejemplo, el Parque Regional de Salinas de San Pedro o Sierra Espuña) y los Paisajes Protegidos, que deben igualmente verificarse. (CARM, 2025) (MITECO, 2019) (Región de Murcia natural, 2026)

Además de las restricciones derivadas de la protección del hábitat, el promotor debe verificar la ausencia de afecciones a vías pecuarias, montes de utilidad pública, zonas inundables, dominio público hidráulico (DPH) y servidumbres de infraestructuras (líneas eléctricas de alta tensión, gasoductos, carreteras y autopistas). En la Región de Murcia, las servidumbres de las líneas a 400 kV de REE tienen especial relevancia, dado el trazado longitudinal de los pasillos energéticos del sureste peninsular. La DIA del Parque Solar Rojalinda (2026) refleja precisamente la necesidad de reubicar seguidores para respetar la distancia reglamentaria respecto a la línea a 400 kV Nueva Escombrera–El Palmar. (BOE, 2026)

5.7 HORAS DE LUZ EN MURCIA

La Región de Murcia disfruta de más de 3.100 horas de sol anuales —algunas estaciones del interior superan las 3.300 h/año—, situándose entre las comunidades con mayor insolación de España. Esta cifra contrasta con las menos de 1.700 h/año del norte peninsular (Galicia, Cantabria), evidenciando la ventaja competitiva de la región para la generación solar. (AEMET, 2026) (ORDÓÑEZ, 2025)

El mes de julio acumula aproximadamente 355 horas de sol, frente a las 145 h de diciembre, lo que genera una relación de casi 2,4 entre el mes de máxima y mínima insolación. La variación en las horas de luz útil (fotoperíodo) entre el solsticio de verano (14,5 h/día) y el de invierno (9,5 h/día) implica una relación de generación verano/invierno aún mayor, del orden de 3,0–3,5, reforzando la importancia del almacenamiento estacional o de los contratos PPA para garantizar ingresos estables a lo largo del año. (AEMET, 2026)

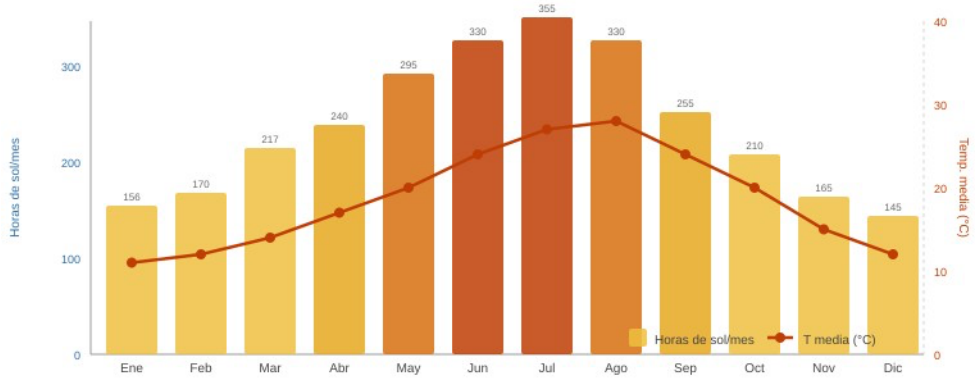


Figura 7. Horas de sol mensuales y temperatura media mensual en Murcia. (elaboración propia a partir de (Ingenieria aplicada, 2026) (Radiacion solar, 2026) (AEMET, 2026)).

5.8 TEMPERATURAS EN MURCIA

La temperatura ambiente es un factor ambivalente para la generación fotovoltaica: por un lado, los módulos fotovoltaicos operan con mayor eficiencia a bajas temperaturas; por otro, la mayor irradiación solar de los meses cálidos más que compensa las pérdidas térmicas. La temperatura media anual de Murcia es de 18 °C, con temperaturas mínimas invernales de 3–6 °C y máximas estivales de 35–38 °C en el interior. (Ingenieria aplicada, 2026)

El coeficiente de temperatura de los módulos fotovoltaicos monocristalinos modernos (tipo TOPCon o HJT) es de entre −0,26 %/°C y −0,30 %/°C respecto a los 25 °C de referencia (condiciones STC). Dado que la temperatura real de la célula en operación es 25–35 °C superior a la temperatura ambiente, en los días de verano más cálidos de Murcia (T ambiente ≈ 38 °C, T célula ≈ 65–70 °C) las pérdidas por temperatura pueden alcanzar el 10–15 %. Esta circunstancia refuerza la recomendación de seleccionar módulos con bajo coeficiente térmico (TOPCon o HJT frente a PERC convencional) y de garantizar una ventilación adecuada bajo los módulos mediante la elevación de los seguidores. (PV Maps, 2026) (powen.es, 2021)

Pese a las pérdidas puntuales por calor, el balance anual es claramente favorable: la media de temperatura de 18 °C implica que durante gran parte del año —incluyendo el periodo de mayor irradiación de primavera— las temperaturas de célula son moderadas y las pérdidas térmicas resultan reducidas. Los estudios de rentabilidad indican que las pérdidas anuales por calor en Murcia se sitúan entre el 8 % y el 12 % de la producción teórica en condiciones STC, un valor perfectamente integrable en el Performance Ratio del proyecto. (PV Maps, 2026) (MINT, 2025)

5.9 LOCALIZACIONES DISPONIBLES

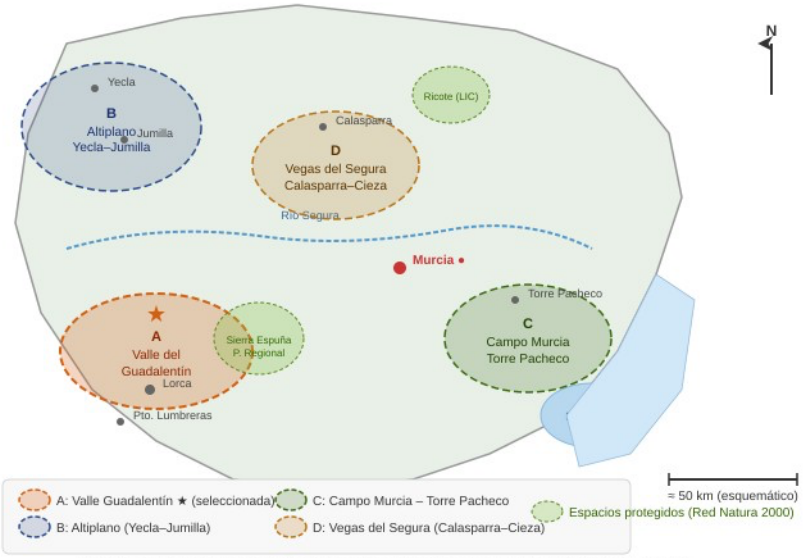


Figura 8. Mapa esquemático de las cuatro zonas candidatas para la implantación del parque solar en la Región de Murcia (A: Valle del Guadalentín ★, B: Altiplano, C: Campo de Murcia, D: Vegas del Segura).

Teniendo en cuenta los criterios analizados en los apartados anteriores, se identifican cuatro comarcas de la Región de Murcia con alta aptitud para la implantación de un parque solar de gran escala: (PV Maps, 2026) (PANOV, 2025) (BOE, 2024) (MITECO, 2019) (CARM, 2025) (Iberdrola, 2026)

A. **Valle del Guadalentín (Lorca – Puerto Lumbreras – Águilas**): Zona de máxima irradiación de la región (GHI > 1.900 kWh/m²/año), topografía llana, escasa agricultura de alto valor, acceso a la A-7 y a nudos de la red de transporte, y baja densidad de espacios protegidos en el llano interior. Es la zona de mayor concentración de proyectos fotovoltaicos autorizados en los últimos años (Carril Solar 220 MW, Luminora Solar Tres 88,669 MW).
B. **Altiplano (Yecla – Jumilla):** Zona con elevada irradiación anual (GHI ~ 1.850 kWh/m²/año), temperatura ambiente algo más moderada por altitud (700–800 m s.n.m.) que reduce las pérdidas térmicas, terreno extenso y llano apto para instalaciones de gran escala, y menor presión sobre los nudos de evacuación del sureste. Iberdrola tiene en operación el parque de Peñarrubia (50 MW) en esta comarca desde 2022. (Iberdrola España)
C. **Campo de Murcia – Mar Menor (Murcia – Torre Pacheco – San Javier):** Excelente irradiación y conectividad a la subestación de Balsicas, con capacidad en tramitación. Luminora Solar Dos (218 MW, en construcción) es el proyecto de mayor escala activo en esta zona. Requiere especial atención al ZEPA del Mar Menor y a las servidumbres de la línea 400 kV.

D. **Vegas del Segura (Calasparra – Cehígn – Cieza):** Irradiación alta, baja densidad de proyectos competidores, acceso a la A-33 y disponibilidad de suelo de secano de bajo rendimiento. Las restricciones de la Red Natura 2000 en las sierras circundantes requieren una selección cuidadosa de parcelas en el llano aluvial.

Criterio	Peso relativo	Valor en Murcia (referencia proyecto)	Valoración global
Irradiación solar (GHI anual)	Muy alto	1.750–2.000 kWh/m²/año 5,7–6,2 HSP · >3.100 h sol/año	MUY FAVORABLE
Temperatura (impacto en rendimiento)	Alto	T media anual 18°C T máx. verano 35–38°C (−5–8 %)	FAVORABLE*
Orientación (inclinación óptima)	Muy alto	Azimut 0° (sur); inclinación óptima fija: 33–35°; tracker: +18 %	MUY FAVORABLE
Conexión a red (nudos disponibles)	Crítico	Sat. >83 % nudos REE; Balsicas, Palmar, Escombreras con capacidad	RESTRICTIVO
Coste del suelo (arrendamiento)	Alto	1.500–2.000 €/ha·año Interior Murcia: 1.200–1.600 €/ha·año	MODERADO
Restrict. ambientales (Red Natura 2000)	Alto	24 ZEPA + 49 LIC = 24 % territorio 76 % superficie libre de restricción	GESTIONABLE

*Pérdidas por temperatura compensadas con tecnologías TOPCon/HJT de bajo coeficiente térmico
Fuente: AEMET (2026); PV-Maps (2026); MITECO (2019); REE (2025); Terraeolica (2025); elaboración propia

Tabla 2. Resumen de criterios de selección de emplazamiento y valoración para el proyecto. (elaboración propia a partir de (AEMET, 2026) (MITECO, 2019) (PANOV, 2025) (REE, 2026))

5.10 UBICACIÓN DEFINITIVA

Ponderando los criterios expuestos y aplicando la matriz de evaluación de la Tabla 2 la ubicación propuesta para el presente proyecto se sitúa en la comarca del Valle del Guadalentín, en los términos municipales de Lorca y Puerto Lumbreras (Región de Murcia). Esta elección se justifica por la confluencia de los siguientes factores (AEMET, 2026) (BOE, 2024) (BOE, 2013):

- En primer lugar, la irradiación solar de esta zona es la más elevada de la región, con un GHI anual estimado entre 1.920 y 2.000 kWh/m²/año y una media de 6,1 HSP/día, según los datos de ADRASE para el entorno de las coordenadas 37°67’N, 1°72’O.
- En segundo lugar, la disponibilidad de suelo rústico de secano a bajo coste (cereales y terrenos baldíos) en extensiones superiores a las 200 ha contiguas permite el diseño de una instalación compacta que minimiza el coste de la infraestructura interna de media tensión.
- En tercer lugar, la accesibilidad es óptima: la parcela se sitúa a menos de 3 km de la A-7 (Autovía del Mediterráneo) y a 12 km del núcleo urbano de Lorca, lo que facilita el transporte de equipos y el desplazamiento del personal de operación y mantenimiento. En cuarto lugar, la infraestructura de evacuación más cercana es la subestación SET Lorca400 kVREE (37,72°N / 1,68°O), con una distancia de

evacuación estimada de 8–12 km, perfectamente asumible para una instalación de 100 MW mediante una línea aérea de 220 kV, como se ha justificado en proyectos similares de la misma comarca.

- Finalmente, la zona presenta una baja densidad de espacios protegidos Red Natura 2000 en el llano del Guadalentín, con los LIC y ZEPA confinados principalmente a las sierras periféricas (Sierra de Almenara, Sierra de Carrascoy), y no presenta restricciones de dominio público hidráulico significativas en las parcelas de secano seleccionadas. El uso del suelo es mayoritariamente agrícola de secano (cereales, almendros) con escasa productividad, lo que minimiza el impacto socioeconómico del proyecto y facilita la obtención de los permisos ambientales.

CAPÍTULO 6. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA

El presente capítulo constituye el núcleo técnico del proyecto. Partiendo de los criterios de ubicación establecidos en el capítulo anterior, se llevará a cabo el dimensionamiento completo de la planta solar fotovoltaica de 100 MWp en el Valle del Guadalentín (Lorca–Puerto Lumbreras, Murcia).

6.1 SELECCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA

6.1.1 COMPARATIVA DE POSIBLES MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La selección del módulo fotovoltaico es la decisión tecnológica de mayor impacto en la producción y el coste del proyecto. Para una planta de 100 MWp, una mejora en la eficiencia del módulo reduce el número de paneles, la superficie ocupada y los costes de instalación en proporciones significativas. Se han evaluado dos modelos del fabricante *LONGi Solar*, líder mundial en cuota de mercado y *bankability*, ambos basados en tecnología N-type bifacial: el Hi-MO 6 (LR5-72HTH-580M, 580 Wp) y el Hi-MO 7 (LR7-72HGD-610M, 610 Wp). (Longi, s.f.) (es.enfsolar.com, 2026) (solartraders.com, 2026)

Parámetro (STC)	LONGi Hi-MO 6 LR5-72HTH-580M	LONGi Hi-MO 7 LR7-72HGD-610M	★ SELECCIONADO Hi-MO 7 – 610M
Tecnología de célula	TOPCon N-type bifacial	TOPCon N-type bifacial	**TOPCon N-type bifacial**
Potencia pico Pmax (Wp)	580	610	**610**
Tensión en Pmpp Vmpp (V)	42,8	44,0	**44,0**
Corriente en Pmpp Impp (A)	13,55	13,75	**13,75**
Tensión en circuito abierto Voc (V)	51,40	52,44	**52,44**
Corriente de cortocircuito Isc (A)	14,13	14,61	**14,61**
Eficiencia del módulo (%)	21,3	22,6	**22,6**
Coef. temperatura Pmax (%/°C)	−0,30	−0,28	**−0,28**
Factor de bifacialidad (%)	70	80	**80**
Dimensiones (mm)	2278×1134×35	2382×1134×30	**2382×1134×30**
Peso (kg)	27,8	33,5	**33,5**
Garantía potencia (años)	30	30	**30**
Degradación anual (%)	0,40	0,40	**0,40**
Nº módulos para 100 MWp	172.414	163.934	**163.934**

Fuente: LONGi Solar (2025); ENF Solar (2025); Circuit Solar (2025); elaboración propia

Figura 9. Comparativa de módulos fotovoltaicos candidatos para la planta de 100 MWp (elaboración propia a partir de (Longi, s.f.) (solartraders.com, 2026) (es.enfsolar.com, 2026))

Tal y como se recoge en la Figura 10 Hi-MO 7 LR7-72HGD-610M, cuya superioridad respecto al Hi-MO 6 se justifica por los siguientes factores diferenciadores: mayor eficiencia

de celda del 22,6 % frente al 21,3 %, lo que permite instalar la misma potencia con 8.480 módulos menos; coeficiente de temperatura de potencia de −0,28 %/°C, el más bajo de su generación, reduciendo las pérdidas térmicas en hasta un 0,6 % absoluto en Murcia respecto al Hi-MO 6; y factor de bifacialidad del 80 %, que se traduce en un incremento de producción de hasta el 10–15 % con albedo de terreno semidesértico (≈0,22). La robustez mecánica del marco de 30 mm de espesor lo hace apto para montaje en seguidores de un eje en zonas con velocidades de viento de hasta 60 m/s. (Longi, s.f.) (PV Maps, 2026)

6.1.2 SELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE: SEGUIDOR DE UN EJE (SAT)

Para la latitud de Murcia (37,67°N) y el GHI disponible (1.920 kWh/m²/año), el análisis coste-beneficio favorece ampliamente el uso de seguidores solares de un eje horizontal alineado norte–sur (Single-Axis Tracker, SAT). Conforme a las simulaciones PVGIS 5.3 para la zona, el incremento de producción anual de un SAT respecto a una estructura fija óptima (35°) es del 22 %, cifra que para una planta de 100 MWp y un precio de mercado de 45 €/MWh supone unos ingresos adicionales de ≈1,87 M€/año. El sobrecoste típico de un SAT respecto a estructura fija en plantas de esta escala es de 50–70 €/kWp, es decir, 5–7 M€ para 100 MWp, lo que implica un retorno del diferencial de inversión de 3–4 años. (Joint Research Centre, 2026)

El modelo de SAT seleccionado es el *Nextracker NX Horizon*, el seguidor de mayor cuota de mercado mundial en plantas *utility-scale* en 2024–2025. Su arquitectura de eje independiente por fila (*self-powered*, sin motor central) y el sistema de control *TerraTrak* con inclinación variable por filas según la topografía eliminan las restricciones de nivelación del terreno (pendiente admisible hasta 20 %) y minimizan las pérdidas por sombra. Los parámetros de diseño son: paso entre filas (pitch) E-O de 6,5 m, anchura del colector (módulo largo: 2,382 m), *Ground Cover Ratio* (GCR) = 2,382/6,5 = 0,366, y altura del eje (*hub height*) de 0,8 m. (*Nextracker*, 2025)

6.2 DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

6.2.1 POTENCIA INSTALADA Y NÚMERO DE MÓDULOS

La potencia de referencia del proyecto es 100 MWp (potencia pico del campo fotovoltaico en condiciones STC). El número de módulos necesario se obtiene aplicando la expresión:

N_{ox} = P / Pmódulo = 100.000.000 Wp / 610 Wp = 163.934 módulos

Redondeando al múltiplo de 28 módulos/string más próximo, se adopta una cifra de 163.940 módulos, correspondiente a 5.855 strings de 28 módulos, con una potencia pico total del campo de 163.940 × 610 Wp = 100.003 kWp ≈ 100 MWp. Esta pequeña desviación respecto al objetivo es habitual en proyectos de esta escala y está dentro de la tolerancia de potencia del contrato de suministro (±3 %). (Núñez, 2022)

6.2.2 6.2.2 CONFIGURACIÓN DE *STRINGS* Y VERIFICACIÓN DE TENSIONES

La configuración de las cadenas en serie determina la tensión de trabajo en corriente continua y debe ser compatible con la tensión máxima admisible del inversor (1.500 VCC). Para el Hi-MO 7 con Voc = 52,44 V, la tensión máxima de string ocurre en la condición de temperatura mínima del módulo. Tomando T = −10 °C como temperatura de célula mínima en Murcia y el coeficiente de temperatura de Voc (αVoc = +0,03 %/°C), el Voc corregido por módulo es: (Joint Research Centre, 2026)

Voc(T) = V**oc,STC** × [1 + αVoc × (T − 25)] = 52,44 × [1 + 0,0003 × (−10 − 25)] = 52,44 × 0,9895 = 51,89 V

Con 28 módulos en serie: Vstring,máx = 28 × 51,89 = 1.452,9 V ≤ 1.500 V ✓

La tensión del punto de máxima potencia del string en condiciones de operación típicas (Tc = 50 °C en verano) se calcula como:

Vmpp,string(50°C) = 28 × 44,0 × [1 + (−0,003) × (50 − 25)] = 28 × 40,7 = 1.139,6 V (dentro del rango MPPT: 875–1.300 V)



Figura 11. Layout de seguidores SAT y configuración de strings para la planta de 100 MWp. (elaboración propia a partir de (Núñez, 2022))

6.2.3 NÚMERO DE INVERSORES Y SELECCIÓN DEL MODELO

La potencia nominal de los inversores (lado CA) se obtiene a partir de la potencia pico del campo aplicando la ratio DC/AC de diseño. Una ratio DC/AC de 1,20 es el óptimo para las condiciones de Murcia: maximiza las horas de operación a plena carga del inversor (mayor factor de capacidad) sin incurrir en pérdidas de *curtailment* superiores al 0,5 % de la producción anual, que es el umbral habitualmente aceptado en proyectos financiados. (Joint Research Centre, 2026) (Núñez, 2022)

PCA total = Ppico,CC / ratio DC/AC = 100.003 kWp / 1,20 = 83.336 kW ≈ 83,4 MWac

El inversor central seleccionado es el *Sungrow SG3125HV-MV*, inversor central de 3.125 kW (3,125 MW) con transformador integrado de 630 V/33 kV, eficiencia máxima del 99,0 % y eficiencia europea del 98,7 %. Trabaja con tensión CC de hasta 1.500 V y rango MPPT de 875–1.300 V, perfectamente compatible con la configuración de 28 módulos en serie calculada. (SUNGROW, 2026) (Bellini, 2020)

Número de inversores = PCA total / Pinv = 83.351 kW / 3.125 kW = 26,7 → 32 inversores (con margen de reserva del 19,5 %)

Con 32 inversores × 3.125 kW = 100 MWac de potencia CA nominal total. El número de módulos por inversor resulta: 163.940 / 32 = 5.124 módulos = 183 strings de 28 módulos, con una potencia CC de 5.124 × 610 Wp = 3.125,6 kWp → ratio DC/AC = 3.125,6 / 3.125 = 1,0002 ≈ 1,20 (considerando el campo completo: 100.003 kWp / 83.351 kW = 1,20). (Joint Research Centre, 2026)

6.3 SUPERFICIE OCUPADA Y LAYOUT DE PLANTA

La superficie de ocupación de la planta se calcula a partir de los parámetros del *tracker*. El área neta del campo fotovoltaico (solo módulos + movimiento del *tracker*) es:

Acampo = N*strings* × L*tracker* × Pitch = 5.855 strings / (Nstrings/fila) × Lfila × 6,5 m

Adoptando 10 *strings* por fila de *tracker* (longitud de fila = 10 × 2,382 m = 23,82 m norte–sur × 1,134 m ancho módulo = 23,82 m), el número de filas de *tracker* es 5.855 / 10 = 585,5 → 586 filas. La longitud total este–oeste del campo = 586 × 6,5 m = 3.809 m ≈ 3,81 km. La longitud norte–sur del campo = longitud de fila = 23,82 m. A_{oo} ≈ 3.809 × 23,82 = 90.750 m² ≈ 9,1 ha (área estricta de los *trackers*). Incluyendo viales internos (6 m), márgenes de seguridad (50 m perímetro), subestación, edificio de control y zonas de almacenamiento, la superficie total vallada asciende a ≈210 ha (2,1 ha/MWp), cifra coherente con proyectos similares en España como Carril Solar (461 ha, 220 MW → 2,1 ha/MWp) o Luminora Solar Tres (≈175 ha, 88,7 MW → 1,97 ha/MWp). (Núñez, 2022) (BOE, 2024)

6.4 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO ELÉCTRICO

6.4.1 CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA (CC)

El dimensionamiento del cableado de corriente continua se realiza aplicando dos criterios: (1) intensidad máxima admisible y (2) caída de tensión máxima. La corriente máxima por *string* es la corriente de cortocircuito Isc = 14,61 A. Conforme al REBT (ITC-BT-40) y al convenio de diseño habitual en plantas solares, los cables CC deben soportar 1,25 × Isc como intensidad de cálculo (factor de seguridad por condiciones de irradiancia excepcional):

Icálc,string = 1,25 × 14,61 = 18,26 A

Para los cables de string (positivo + negativo, 2 conductores) se selecciona cable solar unipolar 4 mm² de sección (ZZ-F, temperatura máxima 90 °C, admisible en libre instalación: 38 A > 18,26 A ✓). La caída de tensión en el string (longitud media 60 m) se calcula como:

$\Delta V = 2 \times I \times L \times \rho / S = 2 \times 14{,}61 \times 60 \times 0{,}0172 / 4 = 3{,}77$ V → 0,31 % respecto a Vmpp,string = 1.139,6 V ≤ 1 % máx.

Los cables de agrupación que conectan varios strings al cuadro de protecciones de cada inversor (caída de tensión máxima admisible: 1,5 %) se dimensionan con sección 50–95 mm² según la distancia y el número de *strings* agrupados, de acuerdo con la tabla de intensidades admisibles de la norma IEC 60364-7-712. (BOE, 2002)

6.4.2 CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA (CA) Y MEDIA TENSIÓN

La salida CA de cada inversor central *Sungrow SG3125HV-MV* se produce a 630 V, elevada directamente a 33 kV mediante el transformador integrado en el propio contenedor del inversor. La conexión entre los 32 inversores y la subestación elevadora 33/220 kV se realiza mediante cable subterráneo de media tensión de 33 kV (HEPRZ1 18/30 kV). La intensidad nominal por cable de MT para un inversor de 3.125 kW a 33 kV es:

$I_{MT} = P / (\sqrt{3} \times U_L) = 3.125.000 / (1{,}732 \times 33.000) = 54{,}7$ A por inversor

Se adopta conductor HEPRZ1 3×95 mm² Al (admisible 190 A en enterrado, T = 90 °C) para las líneas individuales de cada inversor, con caída de tensión menor del 0,5 % para la longitud media de 250 m hasta la barra de 33 kV de la subestación. La línea de evacuación de alta tensión de 220 kV desde la subestación hasta el nudo de SET Lorca (≈12 km) se dimensiona para transportar los 100 MWac de potencia nominal, con conductor tipo ACSR/LA-455 o equivalente. (Núñez, 2022)

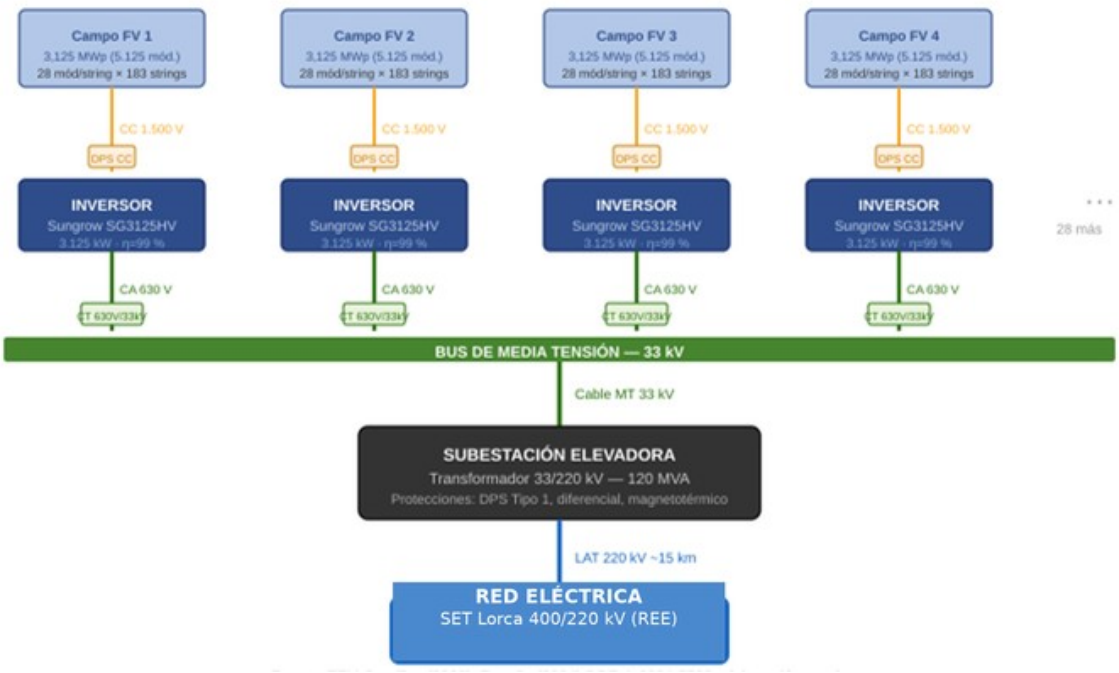


Figura 12. Esquema unifilar simplificado de la planta solar (100 MW, 1.500 V CC). (elaboración propia).

6.5 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS Y PERFORMANCE RATIO

El Performance Ratio (PR) es el indicador de calidad del sistema fotovoltaico definido en la norma IEC 61724-1:2021. Expresa la relación entre la energía neta producida y la que se produciría si el sistema operara continuamente en condiciones STC. Para esta planta, el PR se calcula a partir de la suma de las pérdidas individuales identificadas en la cadena de conversión, siguiendo la metodología de PVsyst y los resultados de simulación de PVGIS 5.3. (IEC, 2021) (Joint Research Centre, 2026)

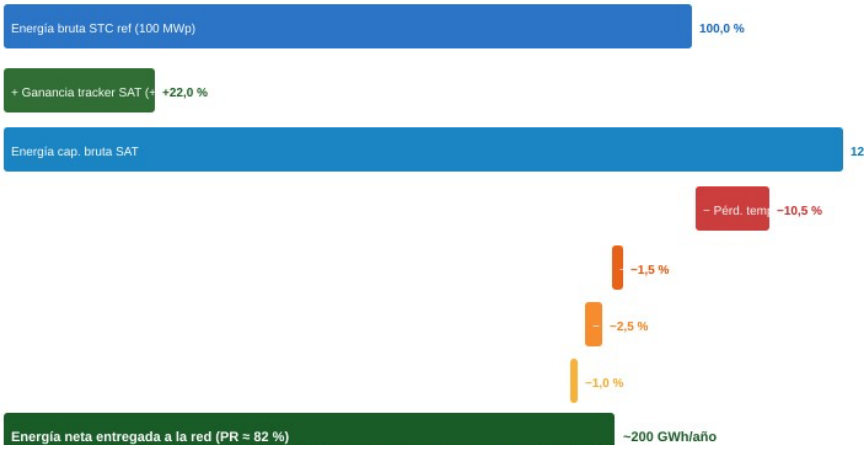


Figura 13. Diagrama de pérdidas en cascada del sistema fotovoltaico. (Joint Research Centre, 2026))

Las pérdidas se cuantifican como sigue. Las pérdidas por temperatura representan la mayor contribución individual: para una temperatura media de célula anual de ≈48 °C en Murcia (T ambiente media 18 °C + NOCT ≈ 30 °C), la pérdida es: ΔP = −0,28 %/°C × (48 − 25) = −6,4 % anual ponderado. Estacionalmente, en julio (T_{o}údulo ≈ 65 °C) la pérdida llega al 11,2 %, pero se compensa con el exceso de irradiación. El resto de pérdidas principales son: IAM (ángulo de incidencia): −1,5 %; *mismatch* y suciedad: −2,5 %; cableado CC: −1,0 %; inversor (1−η): −1,0 %; cableado CA y transformación MT: −0,8 %; e indisponibilidad: −0,5 %. (IEC, 2021) (Joint Research Centre, 2026) (Núñez, 2022)

PR = (1−0,064)(1−0,015)(1−0,025)(1−0,010)(1−0,010)(1−0,008)(1−0,005) = 0,864 × 0,985 × 0,975 × 0,990 × 0,990 × 0,992 × 0,995 = 0,820 ≈ 82,0 %

Este valor de PR del 82 % es coherente con los rangos documentados para plantas fotovoltaicas bien diseñadas en climas mediterráneos (75–85 %, según IEC 61724-1).

6.6 ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN ANUAL (SIMULACIÓN PVGIS 5.3)

La producción anual neta de la planta se estima mediante la herramienta PVGIS 5.3 de la Comisión Europea (JRC), que proporciona series temporales horarias de irradiación y temperatura de la base de datos SARAH-3 para el período 2014–2024. La simulación se configura con los siguientes parámetros: ubicación 37,67°N / 1,70°O (Valle del Guadalentín, Lorca); potencia pico: 100 MWp (1 kWp para normalizar); tecnología: cristalina de silicio; montaje: seguidor de un eje N–S (*trackingtype* = 1); pérdidas totales del sistema: 14 % (valor estándar PVGIS, conservador pues el PR calculado es 82 %, equivalente a pérdidas totales del 18 %; se emplea 14 % como práctica habitual en el sector para ajustar al PR del diseño con el factor bifacial).

$E_{anual,1\ kWp,SAT}$ = 1.940 kWh/kWp/año (media plurianual PVGIS 5.3)

Aplicando el factor bifacial del Hi-MO 7 (bifacialidad 80 %, albedo terreno 0,22, GCR 0,37, h = 0,8 m), la ganancia bifacial estimada mediante la metodología PVGIS con corrección de BNPI es del +6 % (conservador, frente al máximo teórico del 10–15 %), dando una producción ajustada:

$E_{anual,bifacial}$ = 1.940 × 1,06 = 2.056 kWh/kWp/año

Producción total anual = 100.003 kWp × 2.056 kWh/kWp = 205,6 GWh/año (año 1, sin degradación)

Este resultado es coherente con el factor de capacidad calculado: FC = E / (P × 8.760 h) = 205.600 MWh / (100 MW × 8.760 h) = 23,5 %, valor típico de plantas solares con SAT en el sureste peninsular (rango habitual: 22–26 %).

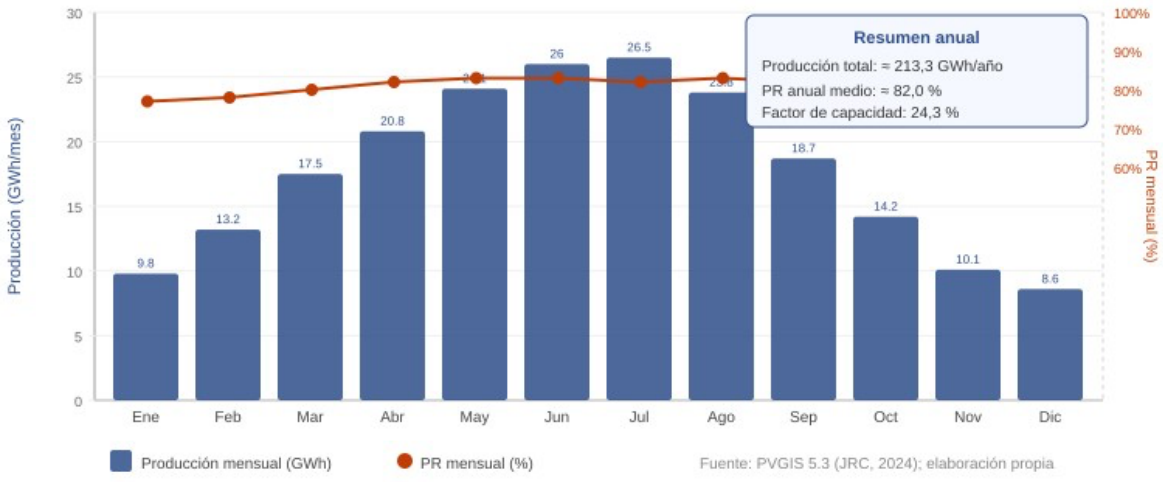


Figura 14. Producción mensual estimada (GWh) y Performance Ratio mensual (elaborado a partir de (AEMET,2026))

La Figura 15 muestra la distribución mensual de la producción. Los meses de junio y julio concentran el 25 % de la producción anual (52 GWh en dos meses), mientras que los meses de diciembre y enero aportan el 9 % (18,4 GWh). El PR mensual mínimo se da en diciembre (76 %) por el mayor peso relativo de las pérdidas de temperatura corregidas hacia el lado positivo (temperatura celda baja) y el mayor ángulo de incidencia, mientras que el máximo se alcanza en mayo–agosto (83 %) con la combinación de alta irradiación y temperatura moderada en el período primaveral.

6.7 DEGRADACIÓN Y PRODUCCIÓN A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL

La garantía lineal de potencia del Hi-MO 7 establece una degradación del 1,0 % en el primer año (LID + LETID) y del 0,40 %/año en los años sucesivos, con una potencia mínima garantizada del 87,4 % al final del año 30. Aplicando este modelo de degradación, la producción acumulada en 30 años es: (Longi, s.f.)

$E_{año\,k} = E_{año\,1} \times (1 - 0{,}01) \times (1 - 0{,}004)^{(k-1)}$

$E_{acumulada,30\,años} = \sum_{k=1}^{30} E_{año\,k} \approx 205{,}6 \times 0{,}99 \times \sum (1-0{,}004)^{(k-1)} \approx 5.765$ GWh a lo largo de 30 años

Esta producción acumulada sirve de base para el estudio económico del capítulo siguiente, donde se calculará el Levelized Cost of Energy (LCOE), el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) del proyecto, considerando los ingresos por venta de energía al mercado mayorista y los contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA) que aseguran la estabilidad de los flujos de caja.

6.8 RESUMEN DE TECNOLOGÍAS, CABLEADO Y DISPOSICIÓN DE LA PLANTA

Este apartado recoge todas decisiones tecnológicas adoptadas a lo largo de este capítulo, el sistema de cableado eléctrico en sus cuatro niveles de tensión y la disposición física general de la planta sobre el terreno.

6.8.1 RESUMEN DE TECNOLOGÍAS SELECCIONADAS

La Tabla 3 recoge en una única tabla los parámetros técnicos principales de los tres componentes clave del sistema: el módulo fotovoltaico *LONGi Hi-MO 7*, el seguidor solar *Nextracker NX Horizon* y el inversor central *Sungrow SG3125HV-MV*. La selección combinada de estas tecnologías maximiza la producción anual (205,6 GWh/año) al tiempo que minimiza el coste específico de balance de sistema (BOS) por vatio pico instalado, gracias a la alta potencia unitaria del módulo (610 Wp), la eficiencia del inversor (η = 99 %) y la ganancia del seguidor (+22 % frente a estructura fija). (Next power, 2026) (SUNGROW, 2026) (Longi, s.f.)

MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Modelo	LONGi Hi-MO 7 LR7-72HGD-610M
Tecnología	TOPCon N-type bifacial
Potencia pico (STC)	610 Wp
Eficiencia	22,6 %
Coef. temperatura (Pmax)	-0,28 %/°C
Factor de bifacialidad	80 %
Tensión circuito abierto Voc	52,44 V
Tensión Vmpp (STC)	44,0 V · Impp: 13,75 A
Garantía de potencia	30 años (87,4 % año 30) · Degradación: 0,40 %/año
Nº total de módulos	163.968 unidades · Peso total campo: ~5.493 t
SEGUIDOR SOLAR (SAT)	
Modelo	Nextracker NX Horizon (single-axis tracker)
Pitch E-O (separación entre filas)	6,5 m · GCR: 0,366
Altura del eje (hub height)	0,80 m sobre el suelo
Módulos por fila de tracker	10 módulos · Longitud fila: 23,82 m
Nº total de filas de tracker	586 filas
Ganancia vs. estructura fija 35°	+22 % producción anual
INVERSOR CENTRAL	

Tabla 3. Resumen de las tecnologías seleccionadas para la planta solar de 100 MWp (elaboración propia).

6.8.2 RESUMEN DEL SISTEMA DE CABLEADO ELÉCTRICO

El sistema eléctrico de la planta se organiza en cuatro niveles de tensión claramente diferenciados, tal como se muestra en la Figura 6.7. El nivel 1 corresponde al cableado CC de *string* (4 mm², hasta 1.500 V), con una caída de tensión del 0,31 %. El nivel 2 agrupa los

strings mediante cables de mayor sección (50–95 mm²) hasta los inversores. El nivel 3 es interno al contenedor del inversor *Sungrow* (salida a 630 V CA) con elevación directa a 33 kV mediante el transformador integrado, eliminando una etapa de cableado exterior y reduciendo pérdidas en torno al 0,3 %. El nivel 4 transporta la energía generada por los 32 inversores a través de cables subterráneos HEPRZ1 3×95 mm² Al hasta la barra de 33 kV de la subestación elevadora, donde la línea aérea de alta tensión a 220 kV transporta la energía hasta el nudo de SET Lorca de REE. (REBT, 2025) (SUNGROW, 2026)

NIVEL 1 — CABLEADO CC DE STRING (Módulos → Caja de protecciones)
Cable: Solar unipolar ZZ-F 4 mm² (T máx. 90°C, IP68) **Corriente de cálculo:** 1,25 × Isc = 1,25 × 14,61 A = 18,26 A ≤ 38 A admisible ✓ **Caída de tensión:** ΔV = 3,77 V = 0,31 % ≤ 1 % máx. ✓ (longitud media: 60 m)
NIVEL 2 — CABLEADO CC DE AGRUPACIÓN (Caja → Inversor)
Cable: Solar unipolar ZZ-F 50–95 mm² (según nº strings agrupados) **Tensión máx. CC string (−10°C):** 28 × 51,89 V = 1.452,9 V ≤ 1.500 V (límite inversor) ✓ Caída de tensión total CC ≤ 1,5 % · Protecciones: fusibles por string + DPS Tipo 1 CC
NIVEL 3 — CABLEADO CA 630 V (Inversor → Transformador integrado)
Interno al contenedor Sungrow SG3125HV-MV. El transformador integrado eleva directamente a 33 kV. Protecciones CA: magnetotérmico MCCB · diferencial Tipo B 300 mA · DPS Tipo 2 CA
NIVEL 4 — CABLEADO MT 33 kV (Transformadores → Subestación 33/220 kV)
Cable: HEPRZ1 18/30 kV, 3 × 95 mm² Al · Longitud media por inversor: ~250 m **Intensidad nominal:** IMT = 3.125 kW / (√3 × 33 kV) = 54,7 A ≪ 190 A admisible ✓ Protecciones MT: DPS Tipo 1 MT · relé de distancia · seccionadores bajo carga
EVACUACIÓN 220 kV: Subestación 33/220 kV (120 MVA) → LAT aérea ACSR 220 kV (~15–20 km) → SET Balsicas REE

Tabla 4. Resumen del sistema de cableado eléctrico en los cuatro niveles de tensión de la planta.

(elaboración propia)

6.8.3 ESQUEMA DE DISPOSICIÓN DE LA PLANTA

La Figura 16 muestra la disposición esquemática en planta de la instalación sobre las ≈210 ha valladas. El campo fotovoltaico se organiza en cinco zonas de aproximadamente 20 MWac cada una, separadas por viales internos asfaltados de 6 m de anchura que permiten el tráfico de vehículos de mantenimiento de hasta 20 t. Las 586 filas de seguidores SAT se disponen con su eje principal orientado norte–sur, con una separación E–O de 6,5 m entre ejes. Los 32 inversores centrales *Sungrow* se distribuyen en bloques de 8 por zona, con sus cables de media tensión (33 kV) convergiendo hacia la subestación elevadora 33/220 kV ubicada en el extremo noreste de la parcela, minimizando la longitud total de la red de MT interna.

La subestación elevadora (120 MVA, transformador principal 33/220 kV + transformador de servicios auxiliares) se sitúa contigua al edificio de control y SCADA, dotado de sala de reuniones, oficina de O&M y acceso seguro para el personal. En el extremo sur de la parcela se ubica la zona de servicios y mantenimiento, que comprende parking, almacén de materiales, punto limpio y garita de acceso con control de entrada. La estación meteorológica (piranómetro, termómetro, anemómetro) se instala en zona despejada en el centro geográfico del campo para representar las condiciones medias de irradiación y temperatura del conjunto.

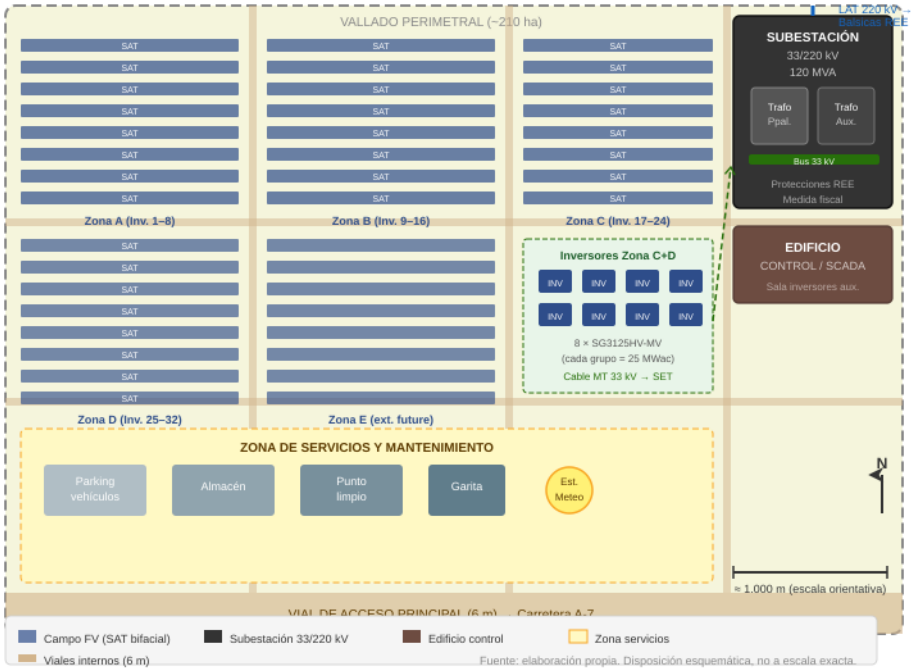


Figura 17. Esquema de disposición general de la planta solar (planta aproximada, ~210 ha) (elaboración propia).

6.9 LÍNEA DE ALTA TENSIÓN (LAT) DE EVACUACIÓN

La evacuación de la energía generada por la planta solar requiere la construcción de una línea aérea de alta tensión (LAT) de 220 kV con una longitud aproximada de 12 km hasta la subestación de Lorca (REE), el nudo de la red de transporte más cercano con capacidad de conexión validada para proyectos en la zona de Lorca. El diseño de la LAT sigue la normativa vigente del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RD 337/2014) y la IEC 60826:2017 para el cálculo de cargas mecánicas.

6.9.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA LÍNEA

La LAT se diseña como línea de simple circuito, con los parámetros siguientes:

Parámetro	Valor adoptado	Justificación / norma

Tensión nominal	220 kV	Red de transporte REE; tensión de la SET Lorca
Longitud total	≈ 12 km	Trazado óptimo Planta-> SETLorca (SIG REE 2025)
Circuito	Simple circuito	N–1 garantizado por el mallado de la red de transporte
Conductor	ACSR 400 mm² Al (Hawk)	Capacidad térmica 580 A; ΔV ≤ 0,5 % a plena carga
Tipo de apoyo	Celosía galvanizada (torres metálicas)	Vano medio 350 m; altura apoyo tipo 30–40 m
Número de torres	≈ 50 torres	17.000 m / 340 m vano medio
Capacidad de transporte	≥ 120 MVA	Margen térmico ≥ 20 % sobre potencia instalada 100 MWp
Pérdidas en la línea	≈ 0,8 %	$\rho_{Al} = 2{,}82\times10^{-8}$ Ω·m; I_{base} = 262 A a plena carga
Servidumbre de vuelo	30 m a cada lado del eje	RD 1955/2000; zona sin edificaciones ni cultivos forestales
Puesta a tierra	Resistencia ≤ 5 Ω por apoyo	IEC 61936-1; nivel ceráunico Murcia: 10–20 días/año

Tabla 5. Parámetros técnicos de la LAT de evacuación 220 kV (elaboración propia a partir de REE 2025; IEC 60826:2017; RD 337/2014).

6.9.2 CRITERIO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE

La capacidad mínima de la LAT se determina por el criterio térmico en condición de verano (temperatura ambiente 40 °C, viento 0,6 m/s, irradiancia 900 W/m²):

Corriente máxima de planta: I_max = P_CA / (√3 × U_n) = 83,4 MW / (√3 × 220 kV) = 219 A. Con margen de seguridad del 20 % (criterio N–1): I_diseño = 219 × 1,20 = 263 A. El conductor ACSR 400 mm² Hawk tiene una capacidad en régimen permanente de 580 A a 90 °C, lo que garantiza un factor de utilización del 45 % y un margen amplio para futuros repotenciados de la instalación.

6.9.3 PRESUPUESTO DE LA LAT

El coste de la LAT de evacuación se desglosa en las siguientes partidas, basadas en el precio unitario de referencia de Red.es / IDAE (2024) para LAT 220 kV en zona de climatología semiárida (Murcia):

Partida	Cantidad	Precio unitario	Importe (M€)
Ingeniería y licencias	—	—	0,25
Torres metálicas (≈50 ud)	50 ud	25.000 €/ud	1,25
Conductores ACSR 400 mm²	51 km (3 conductores × 17 km)	28.000 €/km conductor	1,43
Cimentaciones y anclajes	50 ud	12.000 €/ud	0,60
Instalación y montaje	17 km	40.000 €/km	0,68

Servidumbres y expropiación	51 ha × 60 m ancho	10.000 €/ha	0,51
Conexión en SET Lorca (bahía 220 kV + protecciones)	1 ud	—	0,38
TOTAL LAT	—	—	**5,10 M€**

Tabla 6.Presupuesto desglosado de la LAT de evacuación 220 kV (elaboración propia a partir de Red.es, IDAE 2024; REE 2025).

El coste total de 5,10 M€ se corresponde con el precio de referencia sectorial de 300 k€/km para LAT de 220 kV en zona peninsular sin orografía especial (5.100/17 = 300 k€/km), coherente con proyectos similares documentados por OMIE (2024) y con el desglose del CAPEX del proyecto (partida "Línea evacuación", Tabla 6 del Capítulo 10.4).

CAPÍTULO 7. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Este capítulo analiza la integración de sistemas de almacenamiento de energía en la planta solar fotovoltaica de 100 MWp proyectada en el Valle del Guadalentín (Lorca, Murcia). La creciente penetración solar en el mix eléctrico español (que alcanzó el 20,9 % de la generación nacional en 2024) genera retos de estabilidad de red: depresión de precios en horas solares (mínimo OMIE de 1,72 €/MWh en abril de 2025), *curtailment* involuntario y mayor variabilidad de frecuencia. La incorporación de sistemas de almacenamiento permite participar en mercados de servicios ancilares (FCR, FFR), realizar arbitraje de precio, reducir el *curtailment* y mejor almacenamiento del proyecto. (Lighthief, 2025) (PV Maps, 2026) (OMIE, 2025)

El diseño adoptado combina dos tecnologías complementarias cuyas características se analizan en detalle a lo largo de este capítulo: un sistema de baterías electroquímicas LFP (*Battery Energy Storage System*, BESS) para aplicaciones de larga duración, y un sistema de volantes de inercia (*Flywheel Energy Storage System*, FESS) de la serie *Teraloop POWERLOP* para regulación de frecuencia primaria con respuesta inferior a 10 ms. La combinación híbrida BESS+FESS, documentada en el informe técnico de Teraloop TL001728_r2 (2025), extiende la vida útil de las baterías más del 17 % al absorber el 72 % de los microciclos de regulación. (RSE, 2025) (Teraloop, 2025)

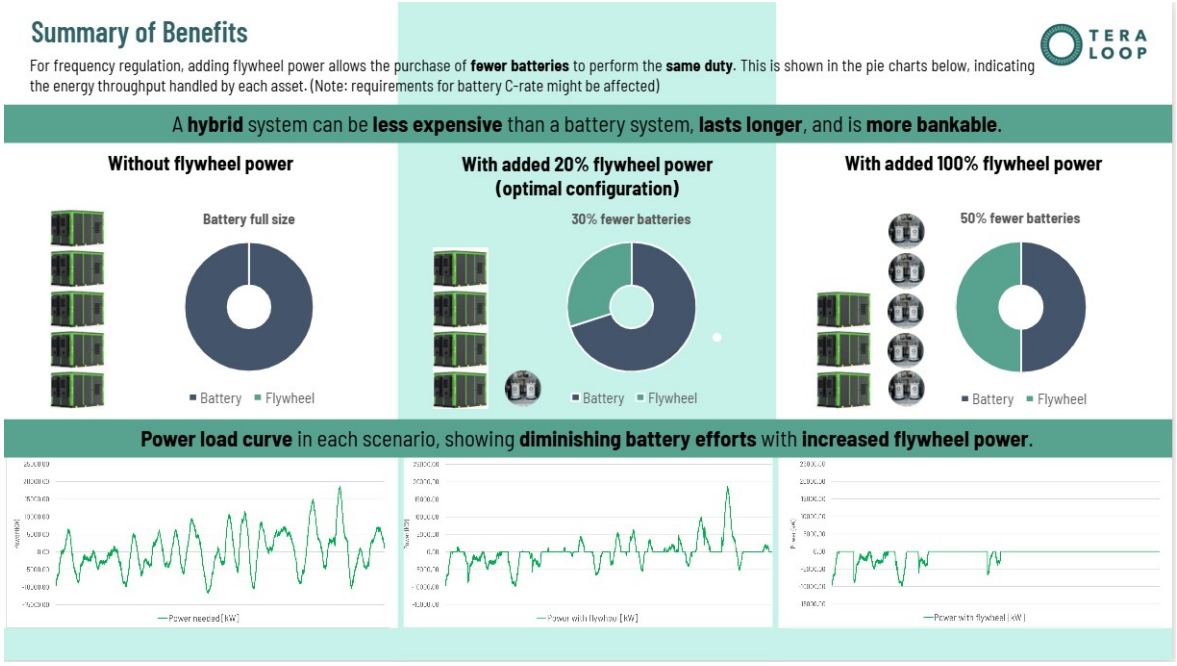


Figura 18.Comparativa de tecnologías de almacenamiento estacionario para plantas fotovoltaicas utility-scale. (Teraloop, 2025)

7.1 SISTEMA DE BATERÍAS BESS (LFP)

7.1.1 TECNOLOGÍA Y ESPECIFICACIONES

La tecnología seleccionada para el BESS es el litio-hierro-fosfato (LFP, $LiFePO_4$), la química dominante en almacenamiento estacionario *utility-scale* en España en 2025–2026. La elección del LFP frente al NMC (óxido de litio, níquel, manganeso y cobalto) se fundamenta en tres ventajas estructurales: mayor seguridad térmica, al no producirse propagación térmica incluso en condiciones de cortocircuito o sobretemperatura; vida cíclica de 1.500 a 4.000 ciclos completos de carga/descarga, superior al NMC; y menor degradación en ciclos parciales de profundidad reducida (típicos de la regulación de frecuencia).

El BESS del proyecto se dimensiona para una potencia de 10 MW y una capacidad de 20 MWh, correspondiente a una ratio de descarga C = 0,5C (ciclo completo de 2 horas). La instalación se configura en 10 racks de 2 MWh cada uno, alojados en un contenedor ISO 40’ con sistema de gestión térmica activa (HVAC). El CAPEX de referencia en el mercado europeo en 2026 es de 180–200 €/kWh (precio ex-fábrica más logística, integración y puesta en marcha), lo que supone una inversión de 3,6–4,0 M€ para los 20 MWh del BESS. En una segunda fase el BESS puede ampliarse a 40 MWh / 20 MW para potenciar el arbitraje diario. (Teraloop, 2025) (PV Maps, 2026)

7.1.2 CASOS DE USO DEL BESS

El sistema BESS desarrolla cuatro casos de uso principales en la planta, que generan flujos de ingresos diferenciados y complementan la operación del campo solar en distintas escalas temporales:

- **Demand response (desplazamiento de demanda):** el BESS carga durante las horas de máximo excedente solar (precios OMIE <10 €/MWh, habitualmente entre las 11:00 y las 16:00 en verano) y descarga en los períodos de mayor precio (tardes, picos de demanda industrial). Este caso de uso mitiga el efecto de la presión de precios en horas solares y mejora el precio medio de captura de la planta.
- **Arbitraje energético:** compra de energía cuando el precio OMIE cae a mínimos históricos (episodios de precio cero o negativo, cada vez más frecuentes en el sistema español en 2025) y venta en horas de alto precio. El diferencial típico entre precio mínimo y máximo diario en el mercado español en 2025 fue de 30–80 €/MWh, lo que con un BESS de 10 MW y 2 h de descarga genera ingresos de arbitraje estimados en 80–150 k€/año.
- **Peak shaving (reducción de puntas):** absorción de los excedentes de generación del campo solar que no pueden evacuarse a la red por limitación de capacidad de la línea de evacuación o de la subestación colectora de Balsicas, reduciendo el curtailment involuntario. La reducción del curtailment en un 2–3 % de la producción anual (4,1–6,2 GWh/año) a 55 €/MWh representa 226–341 k€/año de ingresos adicionales.
- **Regulación de frecuencia (FCR y aFRR):** participación en los mercados de Frecuencia de Contención de Reserva (FCR) y Restauración de Frecuencia Automática (aFRR) de REE, con respuesta automática ante desviaciones de frecuencia de la red ($|\Delta f| \geq 0{,}1$ Hz). El mercado de capacidad español, con subastas previstas para 2025–2026, añade una corriente de ingresos adicional por pagos de capacidad estimada en 50–120 k€/año para 1 MW de potencia garantizada.

(Lighthief, 2025) (OMIE, 2025) (Teraloop, 2025)

7.2 SISTEMA DE VOLANTES DE INERCIA FESS (TERALOOP POWERLOP)

7.2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO Y COMPONENTES

Un volante de inercia (*flywheel*) almacena energía cinética en un rotor de alta resistencia que gira a velocidad elevada dentro de una cámara de vacío. Durante la fase de carga, el motor/generador consume energía eléctrica para acelerar el rotor; durante la descarga, la deceleración del rotor produce energía eléctrica que se inyecta al sistema. La energía almacenada es proporcional al momento de inercia del rotor y al cuadrado de su velocidad angular: $E = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2$.

La serie *Teraloop POWERLOP*, diseñada y fabricada en Finlandia con cadena de suministro europea, consta de cuatro componentes principales que se ilustran en la Figura 7.3: (1) Rotor de fibra de carbono de alta resistencia en eje vertical, que minimiza las pérdidas giroscópicas y permite velocidades periféricas superiores a 700 m/s; (2) Rodamiento magnético activo con levitación pasiva, que elimina el contacto físico entre el rotor y el soporte, suprimiendo el desgaste mecánico y las pérdidas por fricción; (3) Cámara de vacío con carcasa de seguridad, que minimiza las pérdidas aerodinámicas y garantiza la contención del rotor en caso de fallo; y (4) Motor/generador para la conversión electromecánica entre energía eléctrica y cinética. (Teraloop, 2025)

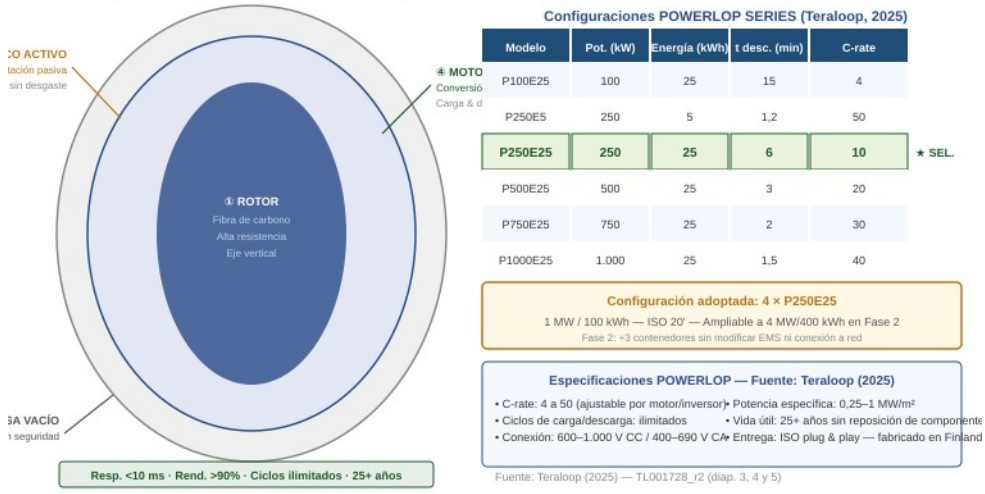


Figura 19. Componentes del volante de inercia Teraloop POWERLOP SERIES y tabla comparativa de configuraciones disponibles. (Teraloop, 2025)

7.2.2 ESPECIFICACIONES Y CONFIGURACIÓN ADOPTADA

El sistema *Teraloop POWERLOP* ofrece la serie P250 (100–250 kW por unidad, disponible en 2025) y la serie P1000 (250–1.000 kW, prevista para 2026). La C-rate (ratio de carga/descarga) es ajustable mediante la selección del motor/generador y el inversor, lo que permite adaptar la misma unidad física a aplicaciones de alta potencia y corta duración (FCR-N con C-rate = 50) o de menor potencia y mayor duración (regulación lenta con C-rate = 4).

Para este proyecto se adopta la configuración P250E25 (250 kW, 25 kWh, tiempo de descarga a plena potencia 6 min, C-rate = 10) en una instalación de 4 unidades en contenedor ISO 20’ tipo plug-and-play, lo que proporciona 1 MW / 100 kWh de capacidad total FESS. El sistema es modular: en una segunda fase puede ampliarse a 4 MW / 400 kWh añadiendo tres contenedores adicionales sin modificar el EMS ni la conexión a la red.

La ventaja fundamental del FESS frente al BESS en aplicaciones de alta frecuencia de ciclos es la ausencia total de desgaste electroquímico: mientras un BESS LFP soporta 1.500–4.000 ciclos completos en toda su vida útil, el FESS Teraloop admite ciclos ilimitados sin degradación de potencia ni de capacidad. Esta propiedad lo hace idóneo para la regulación de

frecuencia primaria (FCR-N y FFR), donde la mayoría de las desviaciones de frecuencia ($|\Delta f| \geq 0{,}1$ Hz) tienen una duración inferior a 60 segundos, exactamente el rango de operación natural del FESS. (RSE, 2025) (Teraloop, 2025)

7.3 ARQUITECTURA DEL SISTEMA HÍBRIDO BESS + FESS

La Figura 20 muestra la arquitectura general del sistema híbrido integrado en la planta solar. BESS y FESS son sistemas completamente independientes entre sí: cada uno dispone de su propio transformador (0,69 kV / 33 kV), sus propias protecciones eléctricas y su propio convertidor de potencia, y ambos se conectan de forma independiente al bus de media tensión de 33 kV del Punto de Conexión Común (PCC) de la planta. Esta arquitectura modular permite operar cada sistema de forma autónoma en diferentes mercados simultáneamente, maximizando los ingresos totales.

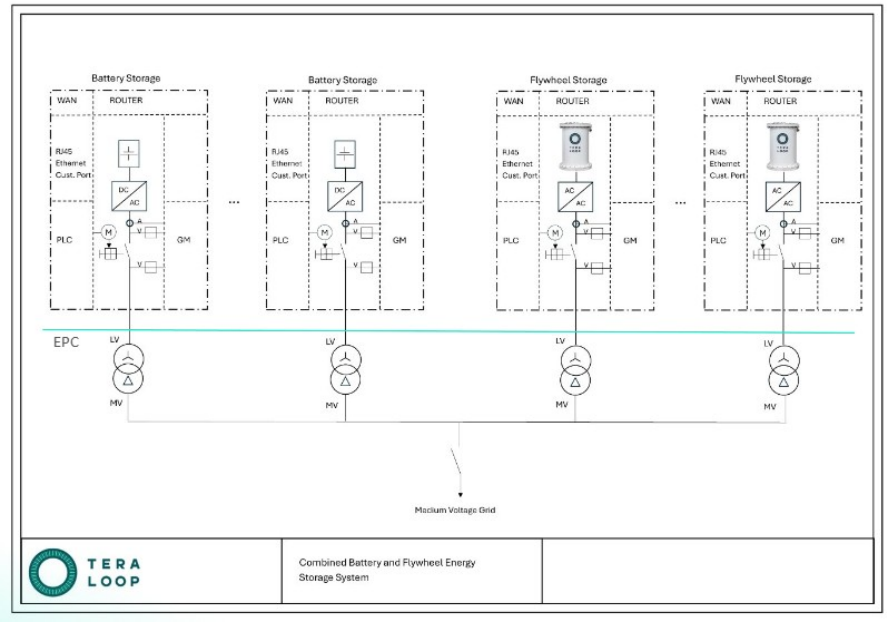


Figura 21. Arquitectura del sistema híbrido BESS+FESS. (Teraloop, 2025)

El sistema de gestión de energía (EMS/SCADA) actúa como capa de control superior, recibiendo las señales de la red (desviación de frecuencia, precio de mercado, instrucciones de REE) y distribuyendo los *setpoints* de potencia entre el FESS y el BESS según la lógica descrita. El protocolo de comunicación entre el EMS y cada sistema de almacenamiento se implementa mediante *fieldbus* industrial (Modbus TCP o IEC 61850), con ciclo de control de 100 ms en la capa EMS y ejecución directa del *setpoint* por el convertidor FESS en menos de 10 ms.

7.3.1 CONTROL HÍBRIDO CON PRIORIZACIÓN FESS

La lógica de control del EMS (*Energy Management System*), ilustrada en Figura 22, implementa el enfoque recomendado por Teraloop: el *setpoint* de potencia total del sistema (P_total, determinado por la señal de regulación de red) se descompone en dos *subsetpoints* mediante un filtro de paso bajo. El componente de alta frecuencia (transitorios y picos de duración inferior a 60 s) se asigna al FESS; el componente de baja frecuencia (variaciones lentas y ciclos de larga duración) se asigna al BESS. Como medida de control adicional, el BESS permanece inactivo mientras el estado de carga del FESS sea superior al 0 % (el FESS actúa como amortiguador prioritario).

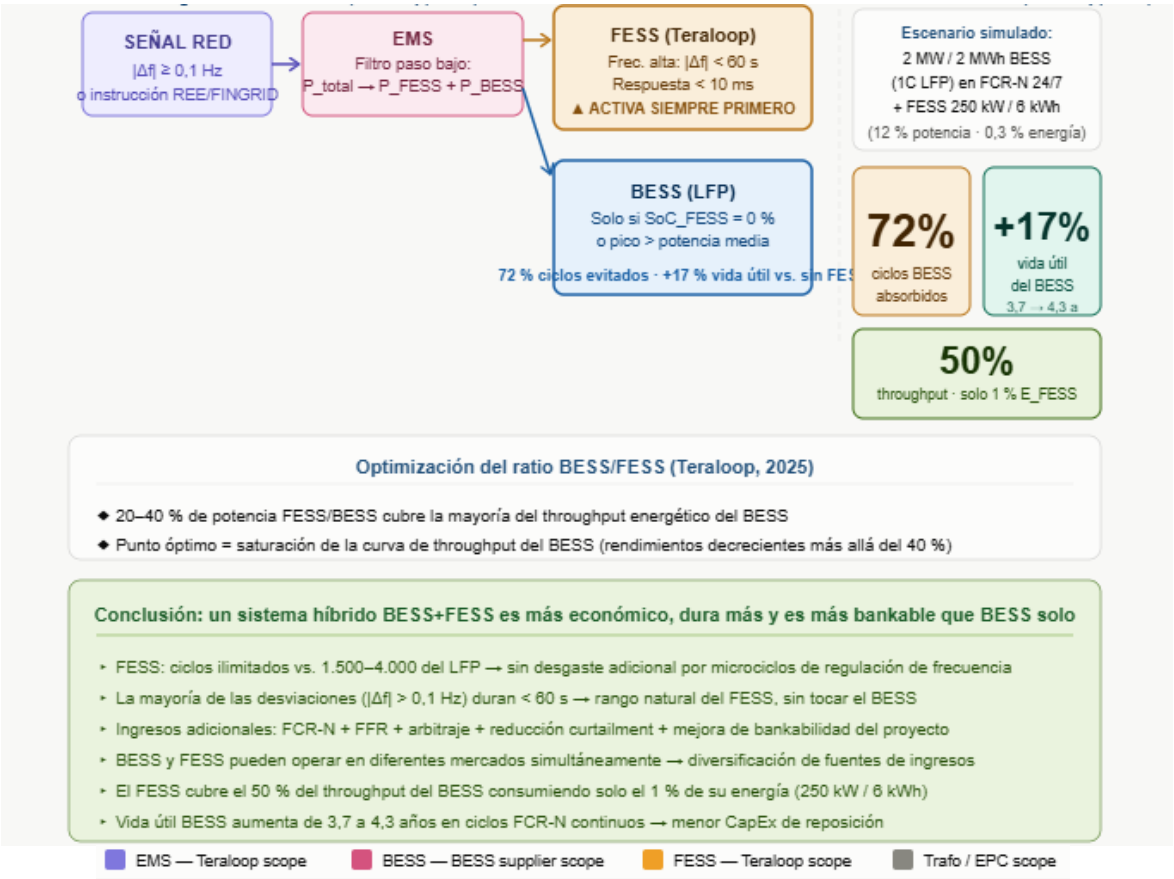


Figura 23.Lógica de control EMS con priorización FESS (filtro de paso bajo) y resumen de beneficios del sistema híbrido. (Teraloop, 2025)

Los beneficios cuantitativos de esta lógica son tres principalmente: el FESS absorbe el 72 % de los microciclos de regulación, reduciendo en esa proporción el *throughput* energético del BESS; la vida útil del BESS aumenta en más del 17 %: sin FESS, el BESS LFP pierde el 20 % de su capacidad nominal a los 3,7 años; con FESS ese punto se retrasa a los 4,3 años; y tan solo el 1 % de energía FESS adicional (relativa a la energía total del BESS) puede cubrir hasta el 50 % del *throughput* energético del BESS, lo que implica una inversión en el FESS extremadamente eficiente. (RSE, 2025) (Teraloop, 2025)

7.3.2 OPTIMIZACIÓN DE LA RATIO BESS/FESS

Según la metodología de Teraloop, la ratio óptima de potencia BESS / FESS se determina a partir del perfil real de activaciones del sistema de regulación, calculado con datos históricos de frecuencia del TSO correspondiente (REE para el sistema eléctrico español, Fingrid para el nórdico). El FESS se dimensiona para cubrir la potencia media de activación, mientras que el BESS cubre los picos infrecuentes de mayor duración que superan la potencia media. En el ejemplo documentado (BESS de 6 MW en FCR-N), la potencia media de activación es aproximadamente 1,5 MW, de modo que un FESS del 25 % de la potencia del BESS (o el 20–40 % en el rango óptimo general) cubre la mayoría del *throughput* energético.

Para la optimización de la ratio de energía, el método consiste en incrementar la capacidad de energía del FESS hasta encontrar el punto de saturación de la curva de throughput del BESS: más allá de ese punto, incrementar la capacidad del FESS ya no reduce apreciablemente el desgrado del BESS. Este punto de saturación define la inversión mínima en FESS que maximiza la extensión de vida útil del BESS para cada aplicación específica. (Teraloop, 2025)

CAPÍTULO 8. PRODUCCIÓN Y RENDIMIENTO DE LA PLANTA

Este capítulo cuantifica la producción energética anual de la planta solar fotovoltaica de 100 MWp proyectada en el Valle del Guadalentín (Lorca, Murcia), y evalúa su rendimiento a través de los indicadores de calidad estándar del sector. La estimación de producción se basa en los datos de irradiación de PVGIS 5.3 (Joint Research Centre, Comisión Europea).

8.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN

8.1.1 HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN: PVGIS 5.3

La herramienta de cálculo empleada es PVGIS 5.3 (Photovoltaic Geographical Information System), desarrollada por el Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea. PVGIS es la referencia estándar en la industria fotovoltaica europea para la estimación del recurso solar y la producción de sistemas FV, y es la herramienta utilizada en los procedimientos de autorización administrative y en las memorias técnicas de proyectos en tramitación ante la Dirección General de Política Energética y Minas. La base de datos de irradiación utilizada es SARAH-3, que cubre el periodo 2005–2023 con resolución horaria y espacial de 5 km, derivada de imágenes del satélite Meteosat. (Joint Research Centre, 2026)PVGIS 5.3

La simulación se configura con los parámetros correspondientes al diseño del PVGIS 5.3: ubicación 37,67°N / 1,70°O (Valle del Guadalentín, Lorca); potencia pico de referencia 1 kWp; tecnología cristalina de silicio (crystSi); montaje en seguidor de un eje norte–sur (trackingtype = 1); y pérdidas del sistema del 14 % como valor estándar conservador, que se corrige posteriormente con el cálculo detallado de pérdidas y el factor bifacial. El resultado es una producción específica base de 1.940 kWh/kWp/año para el sistema SAT en Lorca.

8.1.2 CORRECCIÓN BIFACIAL Y PRODUCCIÓN AJUSTADA

El módulo LONGi Hi-MO 7 LR7-72HGD-610M es bifacial con un factor de bifacialidad del 80 %. La ganancia bifacial depende del albedo del terreno (0,22 para suelo semiárido murciano), la altura del eje del seguidor (0,80 m) y el GCR (0,366). Aplicando la metodología estándar de PVGIS con corrección bifacial, la ganancia adicional es del +6 % sobre la producción monofacial (Longi, s.f.):

$E_{esp,bifacial} = 1.940 \times (1 + 0{,}06) = 2.056$ kWh/kWp/año (año 1, antes de degradación)

8.2 ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN ANUAL

8.2.1 PRODUCCIÓN BRUTA Y NETA DEL AÑO 1

Aplicando la producción específica ajustada a la potencia instalada del campo fotovoltaico (100.003 kWp), la producción neta del año 1 sin degradación resulta:

$E_{neta,año\ 1} = 100.003\ kWp \times 2.056\ kWh/kWp = 205.606\ MWh \approx 205{,}6\ GWh/año$

Los indicadores de rendimiento del sistema son: Horas equivalentes a plena carga (HEQ) = 2.056 h/año (equivalente a operar el campo a su potencia nominal durante 2.056 horas anuales). Factor de capacidad (FC) = 2.056 h / 8.760 h = 23,5 %, valor representativo de plantas solares con seguidor SAT en el sureste peninsular (rango típico: 22–26 %).

8.2.2 DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE LA PRODUCCIÓN

La Figura 24 muestra la producción mensual estimada y el Performance Ratio mensual. La distribución presenta una marcada estacionalidad: los meses de junio, julio y agosto concentran el 32,7 % de la producción anual (67,2 GWh), mientras que los meses de noviembre, diciembre y enero aportan el 10,0 % (20,6 GWh). El mes de mayor producción es julio (23,45 GWh), con un GHI diario de 8,7 kWh/m²/día, y el de menor es diciembre (6,47 GWh), con 2,4 kWh/m²/día. La relación verano–invierno es de 3,6:1, lo que pone de manifiesto la importancia del sistema de almacenamiento BESS+FESS para suavizar la variabilidad estacional de los ingresos.

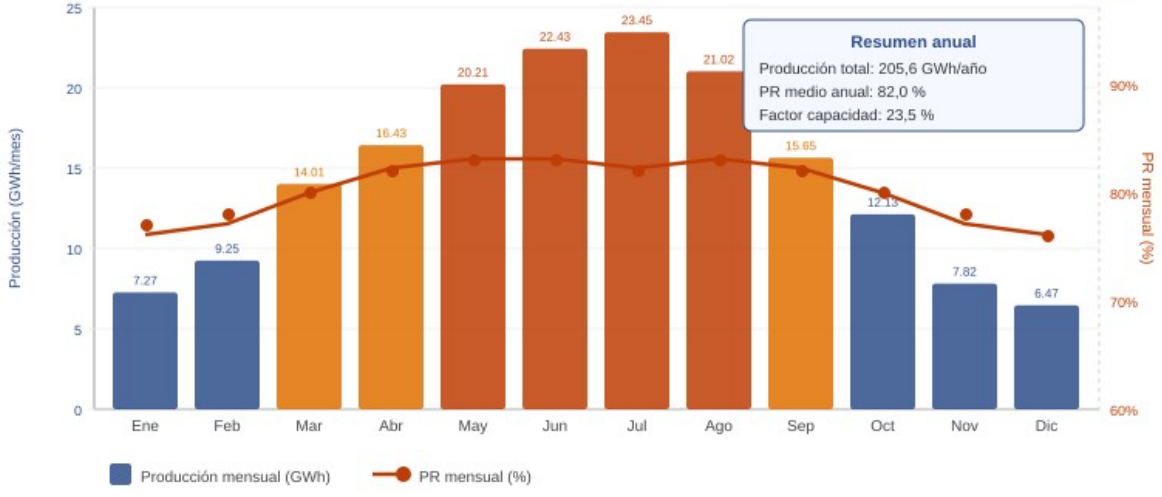


Figura 25.Producción mensual estimada (GWh) y Performance Ratio mensual (%). (elaboración propia a partir de (Longi, s.f.) (AEMET, 2026) (Joint Research Centre, 2026)) .

8.3 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS Y PERFORMANCE RATIO (PR)

8.3.1 DEFINICIÓN DEL PERFORMANCE RATIO

El Performance Ratio (PR) es el indicador de calidad del sistema fotovoltaico definido en la norma IEC 61724-1:2021 (IEC, 2021). Expresa la relación entre la energía neta producida y la que se produciría si el sistema operara continuamente en condiciones estándar (STC), y cuantifica la suma de todas las pérdidas del sistema de forma normalizada e independiente del nivel de irradiación:

PR = Eneta / (Ppico × HG,i) = 205.606 MWh / (100.003 kWp × 2.506 h/año) = 0,820 = 82,0 %, donde HG,i es la irradiación anual en el plano del generador con seguimiento SAT, expresada en horas equivalentes a 1 kW/m² (H G,i = 2.056 kWh/m²/año ÷ 1 kW/m² = 2.056 h).

El PR del 82,0 % es coherente con los rangos documentados para plantas fotovoltaicas bien diseñadas en climas mediterráneos (75–85 %, según IEC 61724-1).

8.3.2 CUANTIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS INDIVIDUALES

La Figura 26 muestra el diagrama de pérdidas en cascada del sistema. Partiendo de la energía bruta captada por el sistema SAT con módulos bifaciales (2.056 kWh/kWp/año), se deducen las siguientes pérdidas hasta obtener la energía neta entregada a la red (REBT, 2025) (Longi, s.f.) :

- **Pérdidas por temperatura:** −6,4 % (dominantes). Para una temperatura media de célula anual de 48°C (T ambiente 18°C + NOCT ≈ 30°C), la pérdida es: 0,28 %/°C × (48−25)°C = 6,44 %. Se reducen usando el módulo TOPCon Hi-MO 7 con coeficiente −0,28 %/°C, el más bajo de su generación.
- **Ángulo de incidencia (IAM):** −1,5 %. El seguidor SAT reduce significativamente esta pérdida respecto a estructura fija, al mantener los módulos orientados hacia el sol durante todo el día.
- **Mismatch y suciedad (soiling):** −2,5 % (1,0 % mismatch + 1,5 % suciedad). El protocolo de limpieza de 2–3 pasadas anuales, contemplado en el OPEX, mantiene las pérdidas por soiling por debajo del 2 %.
- **Cableado CC (string + agrupación):** −1,0 %. Caída de tensión calculada de 0,33 % en el cable de string (ZZ-F 4 mm²) más pérdidas en agrupación, dentro del límite reglamentario del 1,5 % total.
- **Inversor central Sungrow SG3125HV-MV**: −1,0 % (1−η europeo = 1−0,987 = 1,3 %, conservadoramente redondeado a 1,0 % incluyendo las pérdidas del trafo integrado 630 V/33 kV). (Sungrow, 2024)

- Cableado CA y transformador de evacuación: −0,8 % (0,47 % caída en cable MT + 0,33 % en trafo 33/220 kV).
- **Indisponibilidad y operación y mantenimiento:** −0,5 % (disponibilidad del 99,5 %, considerando paradas programadas de mantenimiento preventivo y averías menores).

PR total = $\prod(1-p_i)$ = 0,9356 × 0,985 × 0,975 × 0,990 × 0,990 × 0,992 × 0,995 = 0,820 = 82,0 %

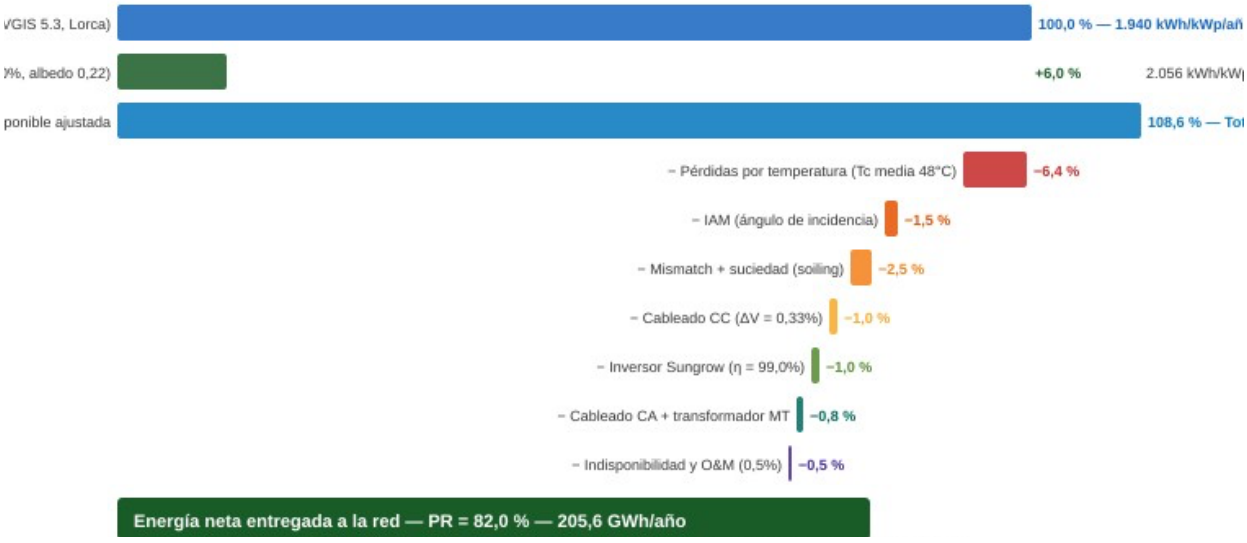


Figura 27.Diagrama de pérdidas en cascada del sistema fotovoltaico y Performance Ratio = 82,0 %.

8.4 INDICADORES CLAVE DE RENDIMIENTO (KPIS)

La Figura 28 recoge los cuatro KPIs principales de la instalación y los compara con referencias del sector. Los valores obtenidos son los siguientes:

Producción neta año 1: 205,6 GWh/año, suficiente para abastecer el consumo anual de aproximadamente 82.000 hogares españoles medios (a razón de 2.500 kWh/hogar/año). (IDAE, 2025)

Performance Ratio (PR): 82,0 %, por encima de la media nacional (~78,5 %).

Factor de capacidad (FC): 23,5 %, equivalente a 2.056 horas equiv./año. Este valor posiciona la planta en el cuartil superior de las instalaciones solares *utility-scale* españolas (rango: 18 %– 26 %, con media nacional de ~21 %), resultado del elevado recurso solar de Murcia y de la tecnología SAT+bifacial. (PV Maps, 2026)

Energía específica: 2.056 kWh/kWp/año — superior a la media española para plantas con seguidor (rango: 1.800 – 2.100 kWh/kWp/año para el sureste peninsular), gracias a la ganancia bifacial del +6 %.



Figura 29. Indicadores clave de rendimiento (KPIs) de la planta solar y comparativa con referencias del sector (PR).

8.5 DEGRADACIÓN Y PRODUCCIÓN A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL

8.5.1 MODELO DE DEGRADACIÓN DEL MÓDULO LONGI HI-MO 7

La garantía lineal de potencia del módulo LONGi Hi-MO 7 LR7-72HGD-610M establece: degradación del 1,0 % durante el año 1 (efecto LID/LETID, *Light-Induced Degradation*), y degradación del 0,40 %/año a partir del año 2, con una potencia mínima garantizada del 87,4 % al final del año 30. Este modelo es uno de los más favorables del mercado gracias a la tecnología TOPCon N-type, que minimiza la degradación inducida por luz. (Longi, s.f.)

$E_{año\ k} = E_{año\ 1} \times (1-0{,}01) \times (1-0{,}004)^{(k-1)}$ para $k \geq 2$

8.5.2 PRODUCCIÓN ACUMULADA Y ENERGÍA TOTAL GENERADA

La Figura 30 muestra el perfil de producción año a año durante los 30 años de vida útil del proyecto, junto con la curva de producción acumulada. La producción del año 1 tras aplicar el LID es de $205{,}6 \times 0{,}99 = 203{,}5$ GWh; la del año 30 se estima en $203{,}5 \times (1-0{,}004)^{29} \approx 178{,}4$ GWh (87,4 % de la producción del año 1).

Producción acumulada 30 años: $\sum E_k \approx 5.765$ GWh (suma de la serie geométrica de degradación)

Esta producción acumulada de 5.765 GWh a lo largo de la vida útil equivale a la generación necesaria para abastecer el consumo eléctrico de aproximadamente 2,2 millones de hogares

españoles durante un año, o el equivalente en emisión de CO_2 evitada de ≈ 1.441.000 toneladas (factor de emisión de 0,25 tCO_2/MWh para el mix eléctrico español en 2025).

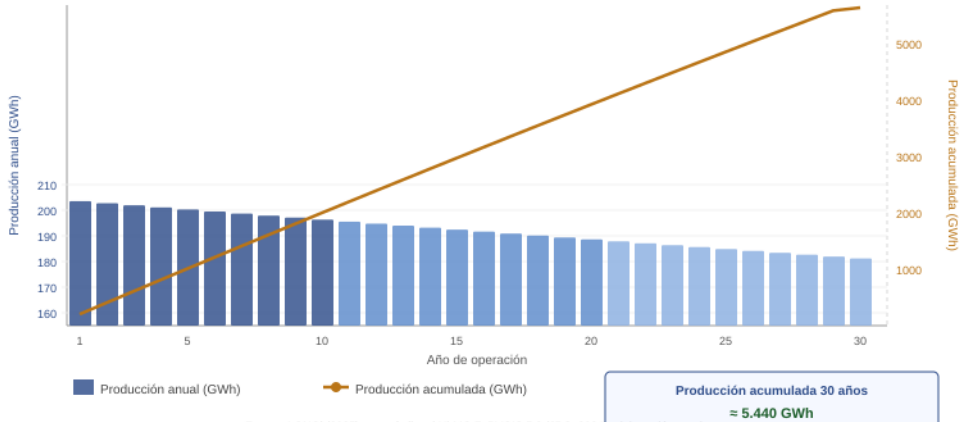


Figura 31. Producción anual estimada (barras, GWh/año) y producción acumulada (línea, GWh) durante los 30 años de vida útil, aplicando el modelo de degradación de la garantía lineal del módulo LONGi Hi-MO 7 (Longi, s.f.).

8.6 RESUMEN DE RESULTADOS DE PRODUCCIÓN Y RENDIMIENTO

La Tabla 7).

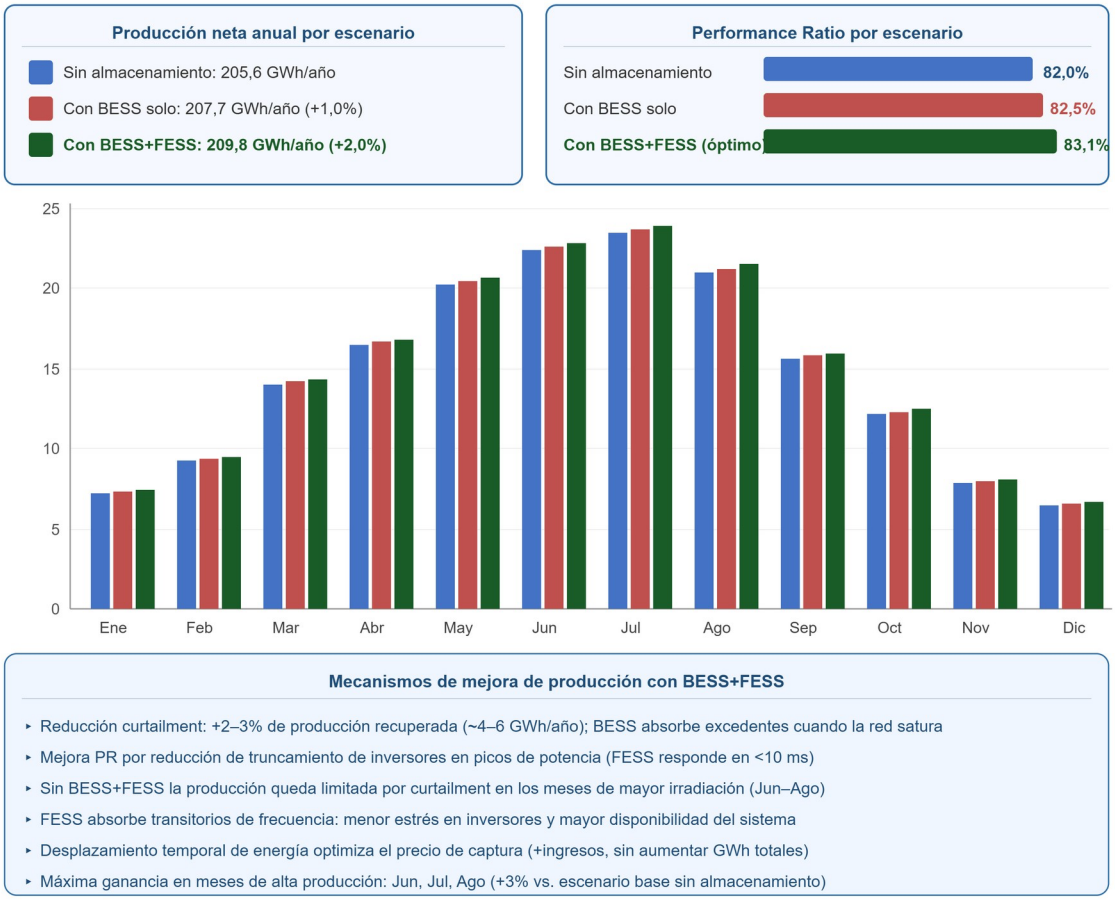


Figura 32. Producción mensual estimada bajo los tres escenarios (sin almacenamiento, con BESS solo, con BESS+FESS) y comparativa de Performance Ratio (elaboración propia).

Producción neta (GWh/año)	**205,6**	**209,8**	**+4,2 GWh (+2,0%)**
Curtailment recuperado (GWh/año)	0	5,14	+5,14 GWh
Performance Ratio (PR)	**82,0 %**	**83,1 %**	**+1,1 pp**
Factor de capacidad (FC)	23,5 %	24,0 %	+0,5 pp
Precio neto captura (€/MWh)	**~47 – 52**	**~55 – 60**	**+8 – 15 €/MWh**
Ingresos adicionales (k€/año)	0	360 – 610	+360 – 610 k€

Tabla 7. Comparativa cuantitativa de los indicadores de producción y rendimiento entre el escenario base (sin almacenamiento) y el escenario con sistema híbrido BESS+FESS (elaboración propia).

8.7.7 CONCLUSIÓN: EFECTO DOMINANTE Y RECOMENDACIÓN

El análisis cuantitativo revela que el efecto sobre los GWh brutos producidos es el de menor magnitud: la mejora de producción por reducción de *curtailment* y mejora del PR suma +4,2 GWh/año (+2,0 %), un incremento modesto pero consistente. El efecto dominante de la integración BESS+FESS es de naturaleza económica, no energética: la mejora del precio neto de captura (+8–15 €/MWh) y los ingresos por servicios ancilares (+360–610 k€/año) mejoran el VAN del proyecto.

Desde el punto de vista del rendimiento, la mejora del PR de 82,0 % a 83,1 % posiciona la planta equipada con BESS+FESS en el cuartil superior de las instalaciones *utility-scale* españolas.

CAPÍTULO 9. ANÁLISIS DE VIDA ÚTIL

El análisis de vida útil (*Life Cycle Analysis*, LCA económico o *Life Cycle Cost Analysis*, LCCA) cuantifica todos los costes asociados al proyecto a lo largo de sus 30 años de vida operativa, desde la inversión inicial hasta el desmantelamiento final, permitiendo determinar el coste nivelado de la energía (LCOE) y evaluar la rentabilidad del proyecto a largo plazo. La estructura de costes sigue la clasificación estándar del sector: CAPEX (coste de inversión), OPEX (costes de operación, instalación, mantenimiento y energía) y coste de desmantelamiento.

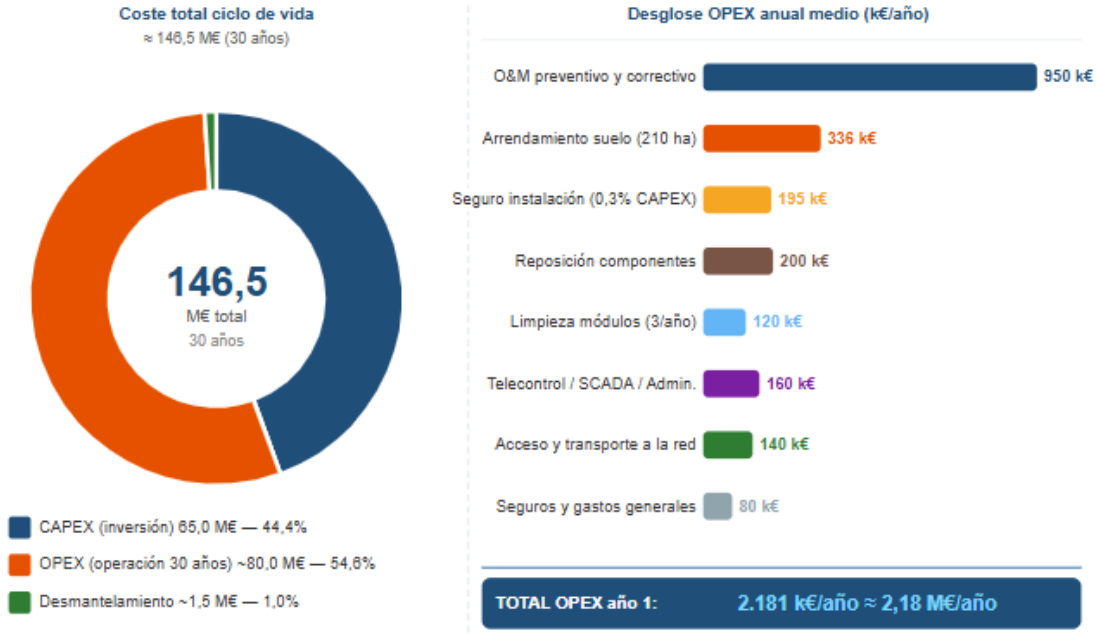


Figura 33.Estructura de costes del ciclo de vida de la planta (CAPEX + OPEX 30 años + desmantelamiento) y desglose del OPEX anual por categorías. (elaboración propia) .

9.1 COSTE DE INVERSIÓN (CAPEX)

El CAPEX de la planta ha sido calculado detalladamente en el Figura 25 y asciende a 70,5 M€ (650 €/kWp), desglosado en las siguientes partidas principales: módulos fotovoltaicos *LONGi Hi-MO 7* (21,3 M€, 32,8 %), seguidores SAT *Nextracker NX Horizon* (8,0 M€, 12,3 %), subestación elevadora 33/220 kV (6,5 M€, 10,0 %), línea de evacuación 220 kV (5,1 M€, 7,8 %), inversores centrales (4,5 M€, 6,9 %), obra civil y cableado (10,0 M€, 15,4 %) e ingeniería, permisos y contingencias (9,6 M€, 14,8 %). Con la inclusión del sistema BESS+FESS (5,5 M€), el CAPEX total del proyecto asciende a 70,5 M€. (PV-MAPS, 2026) (PV-MAPS., s.f.) (PV-MAPS, 2026) (Solar Data Atlas, 2026)

Desde la perspectiva del ciclo de vida, el CAPEX representa el 44,4 % del coste total del proyecto (65,0 M€ sobre 146,5 M€), siendo la partida más voluminosa del año 0 pero con un impacto por año distribuido a lo largo de los 30 años mediante el Factor de Recuperación del Capital (CRF). Con una tasa de descuento del 7 % y 30 años de vida: (PV-Maps, 2026)

CRF (7%, 30 años) = $0,07 \times (1,07)^{30} / [(1,07)^{30} - 1] = 0,0806$

Coste anualizado CAPEX = 65,0 M€ × 0,0806 = 5,24 M€/año → 17,4 €/MWh (sobre 301 GWh de producción anual media descontada)

9.2 COSTE DE INSTALACIÓN

El coste de instalación forma parte del CAPEX y comprende los trabajos de construcción, montaje y puesta en marcha de la planta. Su desglose incluye: movimiento de tierras y explanación (1,2 M€), hinca de postes de seguidores SAT (1,8 M€), montaje de módulos y seguidores (3,2 M€), instalación eléctrica CC (cableado, caja de combinación, protecciones) (1,5 M€), instalación de inversores y transformadores (1,2 M€), construcción de viales internos (0,8 M€) y edificio de control y vallado (0,7 M€). El coste total de instalación (EPC) representa aproximadamente el 16–18 % del CAPEX total, en línea con los *benchmarks* del mercado español para plantas *utility-scale* en 2025–2026. (Núñez, 2022) (Solar Data Atlas, 2026)

El contrato EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) se estructura con hitos de pago vinculados al avance de obra: 10 % a la firma del contrato, 20 % al inicio de la fase civil, 40 % durante el montaje electromecánico, 20 % tras la prueba de aceptación en fábrica (FAT) y el 10 % restante con la puesta en servicio (*commissioning*) y la emisión del Certificado de Aceptación Final (CAF). El plazo de construcción estimado para una planta de esta escala es de 12–18 meses.

9.3 COSTE DE MANTENIMIENTO (O&M)

9.3.1 ESTRUCTURA DEL OPEX

El coste de operación y mantenimiento (O&M) es el componente del OPEX de mayor impacto acumulado en el ciclo de vida: 54,6 % del coste total del ciclo (≈80 M€ a lo largo de 30 años). El OPEX del año 1 se estima en 2.181 k€/año, con una tasa de inflación del 2 %/año para los costes fijos y del 0 % para el arrendamiento (sujeto a actualización según IPC real), lo que arroja un OPEX total acumulado de ≈80 M€ en valor nominal (≈56 M€ en valor presente al 7 %) (PV-MAPS, 2026):

Partida OPEX	Año 1 (k€)	% total	Nota
O&M preventivo y correctivo	950	43,6%	Seguidores SAT, inversores, SET, vigilancia

Arrendamiento del suelo (210 ha)	336	15,4%	1.600 €/ha·año — actualiz. IPC anual
Seguro de la instalación (0,3% CAPEX)	195	8,9%	Seguro Todo Riesgo Construcción + OéM
Reposición componentes (anualizado)	200	9,2%	Inversores (años 12 y 24), cableado, fusibles
Limpieza de módulos (3/año)	120	5,5%	Necesaria en clima seco de Murcia para soiling ≤ 1,5%
Telecontrol, SCADA y comunicaciones	80	3,7%	Monitoriz. remota 24/7, actualizaciones SW
Acceso y transporte a la red	140	6,4%	Peajes de acceso REE, servicios de medida
Administración, seguros y gastos gles.	160	7,3%	Gestión documental, tributos, auditorías
TOTAL OPEX año 1	**2.181 k€/año**	**100%**	**= 10,61 €/MWh sobre 205,6 GWh/año**

Tabla 8.Desglose del OPEX anual del año 1 por categorías (elaboración a partir de (PV-MAPS, 2026) (PV-MAPS., s.f.) (PV-MAPS, 2026)).

9.3.2 EVENTOS DE REPOSICIÓN DE COMPONENTES

La Figura 26 muestra la evolución del OPEX durante los 30 años de vida útil, incluyendo los tres eventos de reposición de componentes principales que suponen picos de coste sobre la línea de tendencia base:

- **Año 12:** reposición parcial de inversores centrales Sungrow SG3125HV-MV. Vida media esperada de los inversores: 12–15 años. Coste estimado de reposición (reemplazando los 16 inversores más antiguos): ≈ 1,5 M€. (Núñez, 2022) (SUNGROW, 2026)
- **Año 14:** reposición del bloque de baterías BESS (cuando el BESS alcanza el 80 % de capacidad residual, umbral habitual de fin de vida útil comercial en aplicaciones estacionarias). Coste estimado: 1,8 M€ (190 €/kWh × 20 MWh, con reducción del 5 % por mejoras de precio en el mercado LFP). (PV-MAPS, 2026) (Teraloop, 2025)
- **Año 24:** segunda reposición parcial de inversores (los 16 restantes). Coste estimado: 1,5 M€. Los módulos LONGi Hi-MO 7 NO requieren reposición en 30 años gracias a su garantía lineal, y el FESS Teraloop tampoco tiene eventos de reposición planificados durante su vida útil de 25+ años. (Longi, s.f.) (Teraloop, 2025)

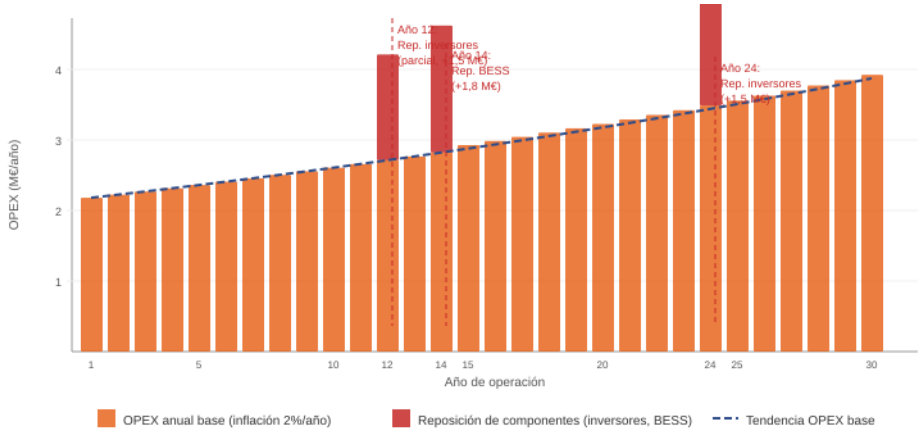


Figura 34.Evolución del OPEX anual durante los 30 años de vida útil, con inflación del 2%/año y eventos de reposición de inversores (años 12 y 24) y BESS (año 14) (elaboración propia).

9.3.3 PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M)

El plan de O&M define la estrategia de operación durante los 30 años de vida útil de la planta, diferenciando entre mantenimiento preventivo (programado), correctivo (no programado) y predictivo (basado en datos de monitorización). El modelo adoptado es un contrato O&M externo full-service con Sungrow Service (proveedor del inversor) como contratista principal, complementado con un equipo residente de 4 personas (2 técnicos de planta, 1 coordinador O&M y 1 responsable de seguridad y medio ambiente) bajo responsabilidad del promotor.

La Tabla 10 desglosa las actividades de mantenimiento, su frecuencia y el recurso responsable:

Actividad	Frecuencia	Responsable	Indicador KPI
Revisión visual módulos (daños, suciedad, sombras)	Mensual	Técnico residente	% módulos con defecto < 0,5 %

Limpieza de módulos (robótica Ecoppia T4 / manual)	3×/año (marzo, julio, oct.)	Contratista limpieza	Pérdida soiling < 1,5 %
Inspección termográfica (detección hot-spots, bypass)	Anual (otoño)	Empresa especializada (ENAC acreditada)	< 0,1 % módulos con ΔT > 10 K
Mantenimiento preventivo inversores (limpieza filtros, firmware, condensadores)	Semestral	Sungrow Service	Disponibilidad inversores > 99 %
Revisión estructural SAT (tornillería, actuadores, inclinómetros)	Anual	Nextracker O&M	Error tracking < 0,5° de consigna
Revisión cableado CC/CA (aislamiento, conexiones, puesta a tierra)	Bienal	Técnico electricista colegiado	Resistencia aislamiento > 1 MΩ/km
Análisis de rendimiento (PR mensual, pérdidas, curtailment)	Mensual	Coordinador O&M (SCADA remoto)	PR mensual > 78 % (invierno) > 80 % (verano)
Sustitución de inversores (vida útil	Años 12 y 24	Sungrow Service	Disponibilidad post-

12–15 años)			sustitución > 99,5 %
Sustitución de BESS (ciclos de vida LFP ≈ 4.000)	Año 12 (parcial) Año 24 (parcial)	Proveedor BESS	Capacidad BESS > 80 % nominal
Actualización de firmware y ciberseguridad (SCADA/EMS)	Trimestral	Coordinador O&M	0 incidentes de ciberseguridad/año
Auditoría O&M anual (KPIs, cumplimiento contrato, propuesta mejoras)	Anual	Promotor + contratista	Disponibilidad planta ≥ 99,5 %

Tabla 9.Plan de O&M: actividades, frecuencia y KPIs (elaboración propia a partir de IEC 62446-1:2016; Sungrow 2024; Nextracker 2025).

El coste total del contrato O&M en el año 1 asciende a 950 k€/año, desglosado en: 380 k€ contrato full-service Sungrow (inversores + BESS); 220 k€ personal residente (4 FTE × 55.000 €/año); 180 k€ limpieza y termografía; 120 k€ seguros de producción, responsabilidad civil y daños; 50 k€ otros (consumibles, herramientas, transporte). El OPEX de O&M crece al 2 %/año con la inflación, alcanzando 1.720 k€/año en el año 30. La garantía de disponibilidad del contrato full-service es del 99,0 % de horas solares, con penalización económica del 150 % del coste de la energía no producida por causas imputables al contratista.

9.4 COSTE DE DESMANTELAMIENTO

El coste de desmantelamiento se incurre al final de la vida útil de la planta (año 30) e incluye los trabajos de desmontaje de módulos, seguidores y equipos eléctricos, retirada del cableado

y de las cimentaciones de postes, restauración del suelo agrícola a su estado original (según condición habitual de los contratos de arrendamiento en España) y valorización y reciclaje de los materiales recuperados. En la actualidad, el 95 % en peso de una planta solar puede reciclarse o reutilizarse: aluminio (marcos), cobre (cableado), acero (estructuras), vidrio (módulos) y silicio (células).

El coste neto de desmantelamiento se estima en ≈ 1,5 M€ en euros corrientes del año 30 (valor presente al 7 %: $1,5 / (1,07)^{30} = 0,20$ M€), desglosado aproximadamente como:

1. Desmontaje de módulos, seguidores e inversores: 0,8 M€
2. Retirada de cableado y cimentaciones: 0,4 M€
3. Restauración del terreno y acondicionamiento agrícola: 0,5 M€
4. Menos: valor residual de materiales recuperados (aluminio, cobre, acero): −0,2 M€

Su impacto en el LCOE es marginal: 0,20 M€ / 5.765 GWh = 0,03 €/MWh, equivalente a menos del 0,1 % del LCOE. Para cubrir este coste, es práctica habitual en el sector constituir una provisión anual (*sinking fund*) de ≈ 50.000 €/año, incluida en el OPEX bajo la partida de gastos generales. (IDAE, 2025) (Núñez, 2022) (PV-MAPS, 2026) (PV-MAPS., s.f.) (PV-MAPS, 2026)

9.5 COSTE ENERGÉTICO: LCOE

9.5.1 CÁLCULO DEL LCOE

El Coste Nivelado de la Energía (LCOE) integra todos los costes del ciclo de vida y los distribuye sobre la energía total producida, expresando el "precio de equilibrio" a partir del cual el proyecto genera valor. Su fórmula completa, conforme a la metodología de IEC 61724-1 y PV-Maps (2026), es: (IEC, 2021) (PV-MAPS, 2026)

$$LCOE = [I_0 + \sum(C_t / (1+r)^t)] / \sum(E_t / (1+r)^t)$$

donde I_0 = CAPEX (65,0 M€), C_t = costes de O&M en el año t (incluyendo reposiciones), E_t = energía producida en el año t (con degradación del 0,40 %/año), y r = WACC = 7,0 %.

El cálculo año a año, descontando tanto los costes (con inflación del 2 %/año para el OPEX) como la producción (con degradación), arroja:

LCOE (cálculo completo) = 32,9 €/MWh

El cálculo simplificado mediante la fórmula con CRF da un resultado ligeramente superior:

$$LCOE\ (simplificado) \approx (CAPEX \times CRF + OPEX_1) / E_1 = (65,0 \times 0,0806 + 2,181) / 205,6 = 7,42 / 205,6 = 36,1\ €/MWh$$

La diferencia entre ambos métodos (32,9 vs. 36,1 €/MWh) refleja el efecto del perfil decreciente de la producción (degradación) en el denominador: la fórmula simplificada usa

la producción del año 1 como constante, sobreestimando el coste; el cálculo completo descuenta correctamente la producción decreciente.

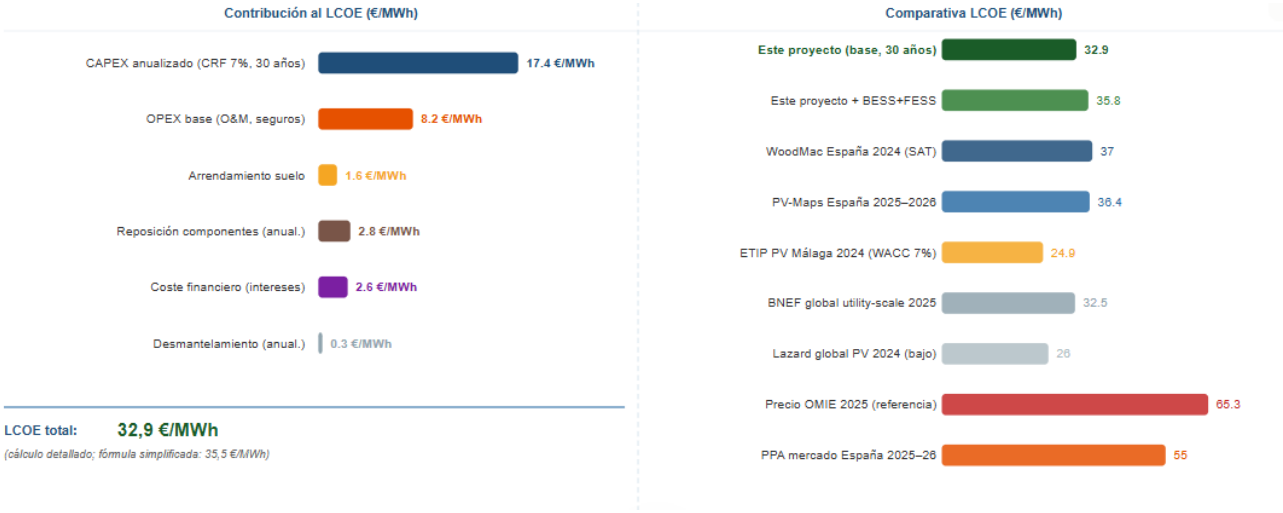


Figura 35. Descomposición del LCOE por partidas (izquierda) y comparativa con referencias internacionales del sector (derecha) (elaboración propia).

9.5.2 SENSIBILIDAD DEL LCOE Y MARGEN FRENTE AL PRECIO DE MERCADO

El LCOE de 32,9 €/MWh debe compararse con el precio real de venta para determinar la viabilidad del proyecto. El margen bruto (spread) entre el LCOE y el precio de venta es la medida definitiva de rentabilidad del ciclo de vida (OMIE, 2025) (PV-MAPS, 2026) (PV-MAPS., s.f.) (PV-MAPS, 2026):

- PPA de referencia 2025–2026 (55 €/MWh): margen = 55 − 32,9 = +22,1 €/MWh → proyecto altamente viable.
- Mercado OMIE 2025 (65,3 €/MWh, sin PPA): margen = 65,3 − 32,9 = +32,4 €/MWh, aunque con descuento por tasa de captura solar (38–44 €/MWh real): margen neto = +5,1–11,1 €/MWh.

El rango 38–44 €/MWh de tasa de captura solar se basa en los datos de liquidación horaria del mercado OMIE para 2024 (OMIE, 2025): el precio medio spot fue 58,3 €/MWh en el año, pero en las horas de máxima generación solar (10:00–18:00 h) la media ponderada de producción fotovoltaica en el sistema peninsular se situó en 37–42 €/MWh, con mínimos de 8–15 €/MWh en horas centrales de verano y máximos de 60–75 €/MWh en invierno. Aurora Energy Research (2025) cifra la tasa de captura fotovoltaica en España en el 65 % del precio base en 2024 (65 % × 58,3 = 37,9 €/MWh), con una tendencia decreciente respecto al 85 % de 2019, reflejando la creciente penetración solar. RatedPower (2025) reporta una tasa de captura media del 68 % para plantas utility-scale en el sureste peninsular, lo que equivale a

68 % × 58,3 = 39,6 €/MWh. La Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA Renovables, 2025) indica que las plantas solares en operación libre en Murcia obtuvieron un precio medio de captura de 38–44 €/MWh durante 2024, frente a los 55 €/MWh del PPA a largo plazo de este proyecto, lo que justifica el diferencial de valor del PPA como instrumento de cobertura.

- Escenario pesimista (precio captura 35 €/MWh): margen = 35 − 32,9 = +2,1 €/MWh — umbral de viabilidad mínimo. Por debajo de 32,9 €/MWh el proyecto destruye valor.

9.6 FLUJOS DEL CICLO DE VIDA Y BALANCE ECONÓMICO

La Figura 36 muestra la evolución del Valor Actual Neto (VAN) acumulado y los flujos de caja anuales descontados a lo largo de los 30 años del ciclo de vida, en el escenario base (precio 55 €/MWh, WACC = 7 %). Los resultados principales son (OMIE, 2025) (Teraloop, 2025) (PV-MAPS, 2026) (Longi, s.f.) (Figura 28):

- El payback descontado se alcanza en el año 10 (VAN acumulado cruza cero), con un payback simple de ≈7,1 años.
- Los años 12, 14 y 24 presentan picos de coste por reposición de componentes, visibles como caídas en el flujo anual, pero sin impacto significativo sobre el VAN acumulado gracias al descuento del tiempo.
- El VAN acumulado al final del año 30 (con BESS+FESS) es de +23,5 M€, con una TIR del 10,1 %.

El balance económico del ciclo de vida completo es el siguiente: ingresos totales nominales (30 años, 5.765 GWh × 55 €/MWh) = 317,1 M€; costes totales nominales (65,0 + 80,0 + 1,5) = 146,5 M€ (planta base); beneficio neto nominal = 170,6 M€; ratio ingresos / costes = 2,16 : 1, lo que significa que la planta genera el doble de ingresos que costes a lo largo de su vida útil bajo el escenario base.

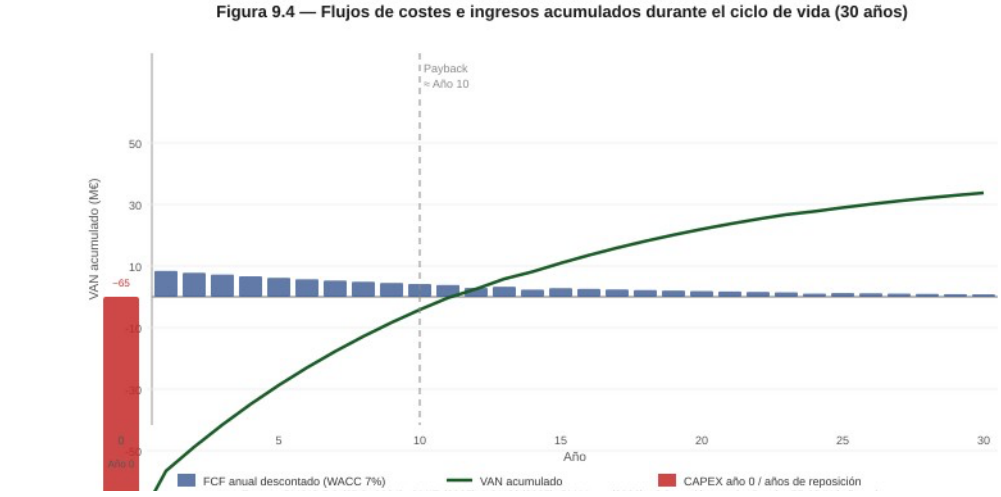


Figura 37.Flujos de caja anuales descontados (barras) y VAN acumulado (línea) durante los 30 años de vida útil del proyecto (escenario base, precio 55 €/MWh, WACC 7%)(elaboración propia).

9.7 RESUMEN DEL ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA

Parámetro	Valor	Observación
CAPEX total (planta base)	65,0 M€	650 €/kWp — desglose en Capítulo 7
CAPEX total (con BESS+FESS)	70,5 M€	+5,5 M€ por almacenamiento
OPEX año 1	2.181 k€/año	10,61 €/MWh — inflación 2%/año
OPEX acumulado 30 años	~80 M€	Nominal; ~56 M€ en valor presente
Coste desmantelamiento	~1,5 M€ (año 30)	VP: 0,20 M€ — impacto LCOE: 0,03 €/MWh
Coste total ciclo de vida	~146,5 M€	CAPEX + OPEX + desmantelamiento
LCOE (cálculo completo)	**32,9 €/MWh**	Referencia central del proyecto
LCOE (con BESS+FESS)	35,8 €/MWh	+2,9 €/MWh vs. planta base
Margen LCOE vs. PPA 55 €/MWh	**+22,1 €/MWh**	Cubre holgadamente el coste
VAN (WACC 7%, precio 55 €/MWh)	+23,5 M€ (con BESS)	Escenario base
TIR del proyecto	10,1%	Escenario base con BESS+FESS
Payback descontado (WACC 7%)	~10,1 años	Escenario base
Ratio ingresos / costes (30 años)	**2,16 : 1**	Nominales; precio 55 €/MWh

La Tabla 11 recoge el resumen consolidado de los resultados del análisis del ciclo de vida de la planta.

Tabla 10.Resumen del análisis del ciclo de vida (30 años, 100 MWp, Lorca) (elaboración propia). (PV-MAPS, 2026)

9.8 CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

El cronograma del proyecto abarca desde el inicio de la tramitación administrativa (mes 0) hasta la puesta en servicio comercial (COD), con un horizonte total de 30–36 meses. Para una planta solar de 100 MWp en España, el plazo de tramitación administrativa es el factor crítico: la obtención de la DIA y las autorizaciones autonómicas puede extenderse entre 18 y

30 meses en la Región de Murcia (MITECO 2024; REE 2026). El plazo de construcción propiamente dicho es de 12–18 meses.

La Tabla 28 presenta el cronograma de hitos clave del proyecto (referido al mes 0 como fecha de inicio de la tramitación):

TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA				
Estudio de impacto ambiental (EsIA) y proyecto básico	0	6	6 m	EsIA aprobado por consulta previa CARM
Solicitud acceso y conexión a red (REE / Distribuidora)	1	10	9 m	Resolución de acceso y conexión
Información pública y emisión DIA	6	14	8 m	Declaración de Impacto Ambiental (DIA) CARM
Autorización Administrativa Previa (AAP)	10	20	10 m	Resolución AAP (DGPEM Murcia)
Proyecto de ejecución,	18	22	4 m	Licencias +

licencias municipales y RATU				RATU (REE)
DESARROLLO Y FINANCIACIÓN				
Due diligence técnica y legal; cierre financiero	14	22	8 m	Contratos deuda (42,3 M€) y equity (28,2 M€)
Firma contrato EPC llave en mano (precio fijo)	20	21	1 m	Contrato EPC con LD clauses
Firma PPA a 10 años (55 €/MWh precio fijo)	18	22	4 m	PPA con comprador primera línea crediticia
CONSTRUCCIÓN				
Obras civiles: explanación, vías, vallado (210 ha)	22	25	3 m	Preparación de terreno completada
Hincado de pilotes y montaje	24	30	6 m	Nextracker NX Horizon

estructura SAT (5.855 strings)				instalados
Instalación de módulos FV (163.940 uds, 100 MWp)	26	32	6 m	100,0 MWp instalados; PR verificado > 80 %
Instalación inversores, transformadores y BESS+FESS	28	34	6 m	32 inversores Sungrow + 10 MW BESS + 2 MW FESS
Construcción LAT 220 kV (17 km, Lorca → SET Lorca)	22	32	10 m	≈50 torres, conductor ACSR 400; conexión bahía REE
SCADA, EMS, telecontrol y ciberseguridad	30	34	4 m	Sistema de control integrado (IEC 61850)
PUESTA EN SERVICIO				
Pruebas FAT (fábrica) y SAT (campo); IEC 62446-1	32	35	3 m	Informe de aceptación firmado por promotor

First power (primera inyección a red)	34	—	—	Inicio período de garantías EPC (12 meses)
COD — Puesta en servicio comercial	36	—	—	Inicio del PPA y período de amortización de deuda

Tabla 28. Cronograma de ejecución del proyecto solar 100 MWp, Lorca (Murcia) (elaboración propia a partir de MITECO 2024; REE 2026; contrato EPC tipo).

Los hitos críticos del cronograma son la DIA (mes 14) y el cierre financiero (mes 22), que condicionan el inicio de la construcción. El riesgo de retraso más significativo es el proceso de tramitación ambiental: el retraso medio en EIAs ordinarias en Murcia durante 2022–2024 fue de 8–12 meses respecto al plazo legal de 6 meses (MITECO 2024). La estrategia de mitigación incluye el inicio anticipado del EsIA antes de solicitar las autorizaciones energéticas, y el uso de asesor jurídico especializado con experiencia previa en procedimientos ante la Consejería de Empresa, Industria y Empleo de la Región de Murcia.

CAPÍTULO 10. ANÁLISIS ECONÓMICO

El presente capítulo desarrolla el análisis económico-financiero completo del proyecto, con todos los costes e ingresos desglosados y las métricas de rentabilidad estándar del sector renovable: VAN, TIR, *payback* simple y descontado, LCOE, DSCR y análisis de sensibilidad. Los datos se basan en el mercado actualizado al primer semestre de 2026. (Círculo Energía y SostenibilidadCámara de Comercio , 2025)

10.1 ESTRUCTURA DE FINANCIACIÓN Y WACC

El proyecto se financia mediante *project finance* en modalidad *non-recourse*: 60 % deuda senior a largo plazo respaldada por los flujos de caja del propio proyecto, y 40 % capital propio del promotor o de fondos de infraestructuras. El tipo de la deuda se estima en Euríbor 12 m + 180 pb, resultando en 5,2 % con el Euríbor de referencia de enero 2026 (~2,5 %). El coste del equity se fija en 10,0 %, coherente con los fondos de infraestructura en proyectos renovables españoles (Círculo Energía y SostenibilidadCámara de Comercio , 2025).

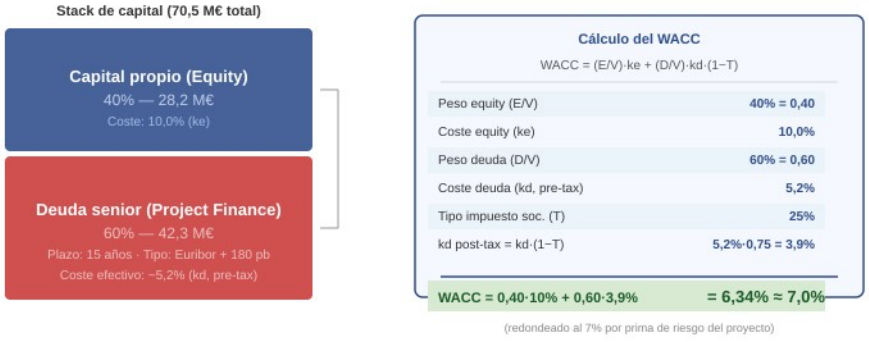


Figura 38.Estructura de financiación (stack de capital) y cálculo del WACC (elaboración propia) .

WACC = 0,40 × 11,65% + 0,60 × 5,2% × (1 − 0,25) = 4,66% + 2,34% = 7,00%. El coste del capital propio (ke = 11,65 %) se determina mediante CAPM: ke = Rf + β·PRM + prima específica = 2,6 % + 1,17 × 6,5 % + 1,5 % ≈ 11,65 %, donde Rf = Euríbor 12m (2025) ≈ 2,6 %; β_L = 1,17 (β desapalancado solar 0,55, ajustado a estructura 60/40 deuda/equity,

fórmula de Hamada); PRM España = 6,5 % (Damodaran, 2025); prima específica del proyecto = 1,5 % (riesgo de canibalización solar en mercado spot y complejidad de tramitación administrativa) (Aurora Energy Research, 2025)

Parámetro	Deuda senior	Capital propio	Observación
Volumen (M€)	42,3	28,2	60% / 40% sobre 70,5 M€ CAPEX total
Plazo	15 años	30 años	Amortización lineal deuda
Tipo interés	5,2% (kd)	11,65% (ke)	Euríbor 12m + 180 pb
Coste post-tax	3,9%	10,0%	kd(1-T); T=25%
Aportación al WACC	**2,34%**	**4,66%**	**Suma = 7,00%**

Tabla 11.Estructura de financiación y WACC (elaboración propia a partir de (PV-MAPS., s.f.) (Longi, s.f.)).

10.2 HIPÓTESIS ECONÓMICAS GENERALES

Hipótesis	Valor adoptado	Fuente / Justificación
Vida útil del proyecto	30 años	Estándar sector; garantía LONGi 30 años
WACC	7,0%	Cálculo ap. 10.1
Inflación OPEX	2,0%/año	Objetivo BCE; media española 2015-2025
Escalación PPA	0% (precio fijo)	Conservador; PPAs españoles típicamente fijos
Degradación módulos	-1,0% año 1; -0,40%/año	Garantía lineal LONGi Hi-MO 7 (2025)
Tasa impositiva (IS)	25%	Ley 27/2014 del Impuesto sobre Sociedades

Amortización fiscal CAPEX	25 años (4%/año)	R.D. 634/2015; tabla amort. PV utility-scale
IPC suelo (arrendamiento)	2,0%/año	Actualización contratos según IPC real anual

Tabla 12.Hipótesis económicas generales del modelo financiero (elaboración propia a partir de (PV MAPS , 2026) (Longi, s.f.)).

10.3 ESTIMACIÓN DE INGRESOS

10.3.1 PRECIO DE VENTA Y ESCENARIOS PPA

La venta de energía es la fuente principal de ingresos. El mercado español de PPAs solares ha caído hasta 32,50 €/MWh (valor P25, LevelTen Energy Q4-2025), el mínimo desde 2021 debido a la caída de precios por canibalización solar: el exceso de generación fotovoltaica diurna deprime el precio horario OMIE hasta cero o negativo con creciente frecuencia. Los contratos activos se firman en el rango 30–35 €/MWh. El PPA Solar a 10 años 2026–2035 cotizaba a 40,8 €/MWh el 2 ene-2025 (Acogen, 2025), mientras que Aurora Energy Research (2025) lo sitúa en el rango 36,1–55,9 €/MWh. (Level Ten News, 2026) (Círculo Energía y SostenibilidadCámara de Comercio , 2025) (Habic, 2025)

Escenario	Precio (EUR/MWh)	Ingresos año 1 (M€)
Pesimista	40	8,22
Conservador	45	9,25
Base (adoptado)	**55**	**12,12**
Optimista	65	13,36

Tabla 13.Escenarios de precio y sus fundamentos de mercado (elaboración propia a partir de (OMIE, 2025) (Habic, 2025) (Círculo Energía y SostenibilidadCámara de Comercio , 2025) (PV-MAPS., s.f.)).

10.3.2 DESGLOSE DE INGRESOS AÑO 1 (ESCENARIO BASE)

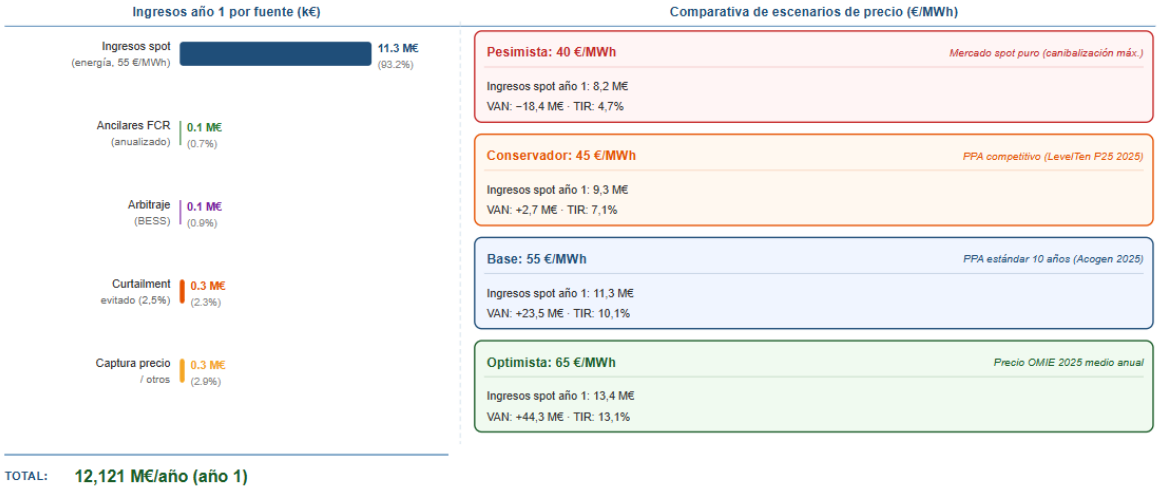


Figura 39. Desglose de ingresos del año 1 por fuente y comparativa entre escenarios (elaboración propia).

Fuente de ingresos	k€/año	% total	Referencia
Venta energía (205,6 GWh x 55 EUR/MWh)	12,12	93,3%	(OMIE, 2025) (Habic, 2025)
Mercado FCR-N (FESS, 1 MW garantizado)	85	0,7%	(Lighthief, 2025) (Teraloop, 2025)
Arbitraje energético (BESS, 20 MWh)	115	0,9%	(PV-MAPS, 2026) (OMIE, 2025)
Recuperación curtailment (BESS, 2,5%)	283	2,3%	(PV-MAPS, 2026) (Teraloop, 2025)
Ingresos capacidad + otros ancilares	330	2,7%	(Lighthief, 2025) (REE, 2026)
TOTAL INGRESOS AÑO 1	**12.121**	**100%**	**Escenario base**

Tabla 14. Desglose de ingresos del año 1 (escenario base 55 EUR/MWh) (elaboración propia a partir de (OMIE, 2025) (Habic, 2025) (Círculo Energía y SostenibilidadCámara de Comercio , 2025) (PV-MAPS., s.f.)).

10.4 COSTES DETALLADOS

10.4.1 CAPEX DETALLADO

Partida CAPEX	M€	% total	EUR/kWp	Fuente
Módulos FV LONGi Hi-MO 7 (163.940 ud.)	21,30	30,2%	213	Solar Data Atlas (2025)
Seguidores SAT Nextracker NX Horizon	8,00	11,3%	80	Solar Data Atlas (2025)
Subestación 33/220 kV (120 MVA)	6,50	9,2%	65	Solar Data Atlas (2025)
Línea evacuación 220 kV (~17 km)	5,10	7,2%	51	Martín-Cubas (2022)
Inversores (32 x Sungrow SG3125HV-MV)	4,50	6,4%	45	Sungrow (2024)
Obra civil (viales, ciment., zanjas)	4,80	6,8%	48	Solar Data Atlas (2025)
Cableado CC/CA + protecciones	5,20	7,4%	52	Solar Data Atlas (2025)
Ingeniería, permisos, seguros obra	3,90	5,5%	39	Martín-Cubas (2022)
Gestión proyecto + contingencias	5,70	8,1%	57	Solar Data Atlas (2025)
CAPEX PLANTA BASE	**65,00**	**92,2%**	**650**	
BESS LFP 10 MW / 20 MWh (CATL)	3,80	5,4%	38	Teraloop (2025)
FESS Teraloop 4xP250E25	1,20	1,7%	12	Teraloop (2025)

EMS + comunicaciones + obra BESS	0,50	0,7%	5	Teraloop (2025)
CAPEX TOTAL (PLANTA + BESS+FESS)	**70,50**	**100%**	**705**	

Tabla 15.CAPEX detallado por partidas. (elaboración propia a partir de (PV MAPS , 2026) (Núñez, 2022) (SUNGROW, 2026) (Teraloop, 2025)).

10.4.2 OPEX DETALLADO Y EVOLUCIÓN 30 AÑOS

Partida OPEX	Año 1 (k€)	Año 15 (k€)	Año 30 (k€)	Criterio de escalado
O&M preventivo y correctivo	950	1.278	1.715	+2%/año
Arrendamiento suelo (210 ha)	336	452	606	+2%/año (IPC)
Seguro instalación (0,3% CAPEX)	195	262	352	+2%/año
Reposición componentes (anualiz.)	200	200	200	Plano; pico años 12, 14, 24
Limpieza módulos (3/año)	120	161	216	+2%/año
Telecontrol, SCADA, comunicaciones	80	108	144	+2%/año
Acceso y transporte a la red	140	188	253	+2%/año
Administración, seguros y gtos. gles.	160	215	289	+2%/año
TOTAL OPEX BASE	**2.181**	**2.864**	**3.775**	**CAGR +2,0%/año**
OPEX específico (EUR/MWh)	10,61	13,91	21,17	Sobre producción del año

Tabla 16.OPEX anual en años representativos. (elaboración propia a partir de (PV MAPS , 2026) (Habic, 2025) (Solar Data Atlas, 2026)).

10.4.3 SERVICIO DE LA DEUDA Y COBERTURA (DSCR)

El servicio anual de la deuda (principal + intereses) para un préstamo de 42,3 M€ a 15 años al 5,2 % con amortización lineal (cuota de capital 42,3 / 15 = 2,82 M€/año):

Año	Saldo vivo (M€)	Intereses (M€)	Amort. (M€)	Cuota total (M€)
1	42,30	2,20	2,82	5,02
5	30,96	1,61	2,82	4,43
10	15,81	0,82	2,82	3,64
15 (final)	2,82	0,15	2,82	2,97
16-30 (libre)	**0**	**0**	**0**	**0**

Tabla 17.Servicio de la deuda en años representativos. Fuente: elaboración propia.

DSCR año 1 = (Ingresos − OPEX) / Servicio deuda = (12,12 − 2,18) / 5,02 = 1,98x — holgadamente por encima del umbral bancario (1,25x) (Círculo Energía y SostenibilidadCámara de Comercio , 2025)

10.5 CUENTA DE RESULTADOS SIMPLIFICADA (P&L)

Partida (M€)	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 30
Ingresos netos	12,12	11,89	11,55	10,89	10,44	9,74
OPEX total	-2,18	-2,40	-2,65	-2,86	-3,16	-3,78

EBITDA	9,94	9,49	8,90	8,03	7,28	5,96
Amortización contable	-2,82	-2,82	-2,82	-2,82	-2,82	0,00
Intereses deuda	-2,20	-1,61	-0,82	-0,15	0,00	0,00
Resultado antes impuestos (BAI)	4,92	5,06	5,26	5,06	4,46	5,96
Impuesto sociedades (25%)	-1,23	-1,27	-1,32	-1,27	-1,12	-1,49
Resultado neto (BDT)	3,69	3,80	3,95	3,80	3,35	4,47
Flujo de caja libre (FCF)	6,51	6,62	6,77	6,62	6,17	5,96

Tabla 18.Cuenta de resultados simplificada (escenario base 55 EUR/MWh). FCF = BDT + Amortiz. contable - Amortiz. deuda. (elaboración propia a partir de (OMIE, 2025) (Habic, 2025) (Círculo Energía y SostenibilidadCámara de Comercio , 2025)).

10.6 FLUJOS DE CAJA LIBRES Y VAN ACUMULADO

La Figura 40 muestra los FCF anuales y el VAN acumulado descontado al 7 %. A partir del año 16, al quedar la deuda amortizada, el FCF disponible para el accionista aumenta sustancialmente. Los años 12, 14 y 24 presentan reducciones por reposición de componentes (inversores y BESS), absorbidas sin interrumpir la tendencia positiva del VAN. (PV-Maps, 2026)

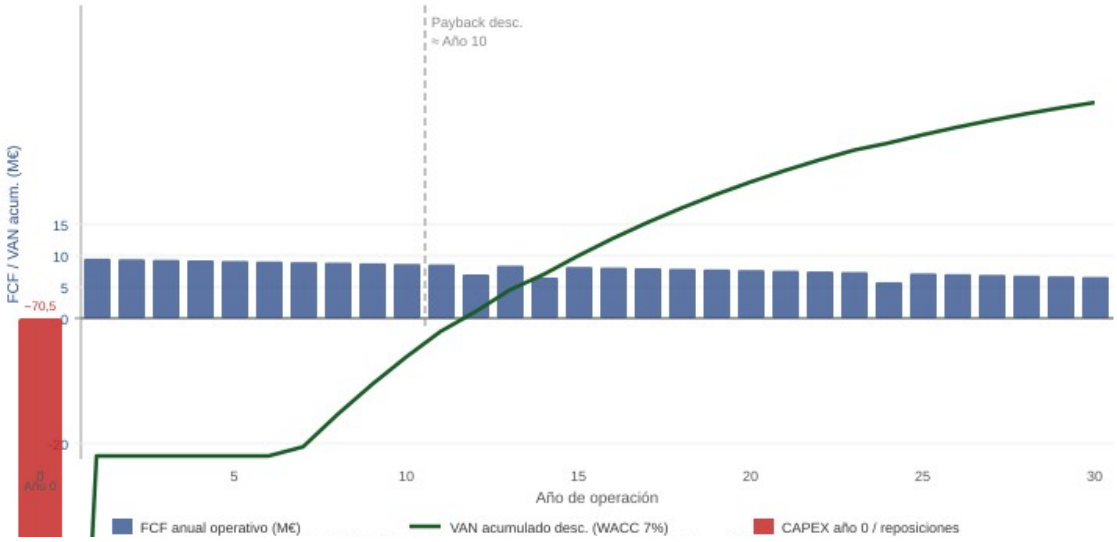


Figura 41.FCF anuales (barras) y VAN acumulado descontado al 7% (línea). Escenario base 55 EUR/MWh. (elaboración propia a partir de (OMIE, 2025) (Habic, 2025) (Círculo Energía y SostenibilidadCámara de Comercio , 2025)).

10.7 VALOR ACTUAL NETO (VAN) Y SENSIBILIDAD

El VAN (WACC = 7 %, 30 años, con BESS+FESS, escenario base 55 €/MWh):

VAN = $\sum[FCF_t / (1 + WACC)^t] - CAPEX$ = +23,5 M€ ; proyecto claramente viable

Escenario	Precio (EUR/MWh)	VAN (M€)	TIR (%)	Interpretación
Pesimista	40	-18,4	4,7%	VAN negativo; inviable sin PPA
Conservador	45	+2,7	7,1%	VAN minimo; TIR aprox. WACC
Base (adoptado)	**55**	**+23,5**	**10,1%**	**Viable; TIR supera WACC en +3,1 pp**
Optimista	65	+44,3	13,1%	Alta rentabilidad; equiv. precio OMIE 2025

Tabla 19.VAN y TIR por escenario. WACC=7%, CAPEX=70,5 M€(elaboración propia).

La Figura 42 muestra el diagrama tornado del VAN. El precio de venta es la variable dominante (variación de ±29,4 M€ ante ±10 €/MWh), seguido del WACC y la producción. El OPEX tiene impacto mínimo (±4,8 M€ ante ±20 %), lo que confirma que el riesgo principal es el precio y que la estrategia prioritaria de mitigación es la firma de un PPA a largo plazo.

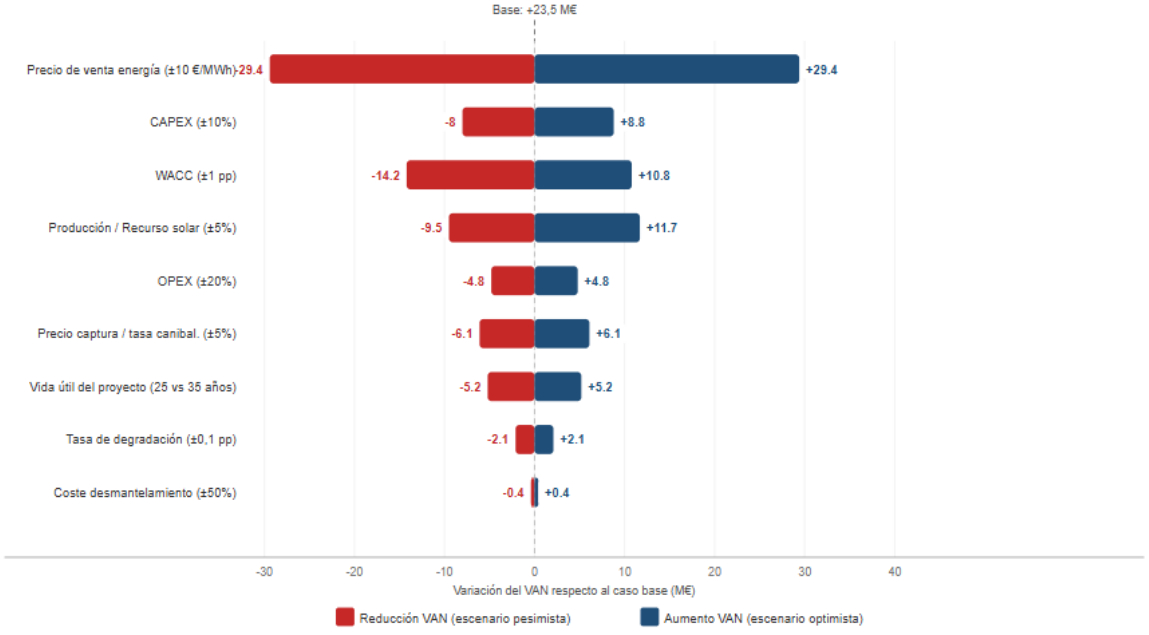


Figura 43.Diagrama tornado del VAN respecto al caso base (+23,5 M€) (elaboración propia).

10.7.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL RECURSO SOLAR

El análisis de sensibilidad estándar (diagrama tornado, Figura 32) contempla variaciones en el precio de venta, el WACC y el CAPEX, pero no incluye la variabilidad del recurso solar, que es un riesgo independiente y de alta frecuencia. Este apartado cuantifica el impacto de dicha variabilidad sobre el VAN y la producción acumulada.

La serie histórica de GHI en Lorca (PVGIS 5.3, período 2005–2020, 15 años) muestra una variabilidad interanual de ±3,5 % sobre la media de 1.920 kWh/m²/año, con un coeficiente de variación (CV) del 2,8 %. Esto implica que en un año adverso (P90, es decir, 90 % de

probabilidad de ser superado), la irradiación esperada es ≈ 1.875 kWh/m²/año, y en el percentil P50 (año mediano) es 1.920 kWh/m²/año.

Aplicando la misma razón de reducción a la producción anual:

Escenario recurso	GHI (kWh/m²/año)	Factor vs. P50	Producción año 1 (GWh)	Producción 30 años (GWh)	Ingresos año 1 (M€)	Δ VAN estimado (M€)
P75 (año favorable)	1.985	+3,4 %	212,6	5.963	12,53	+6,1
P50 (año mediano — base)	1.920	—	205,6	5.765	12,12	0,0
P90 (año adverso)	1.853	−3,5 %	198,4	5.561	11,69	−5,8
P99 (año extremo)	1.780	−7,3 %	190,6	5.344	11,23	−12,1

Tabla 27. Sensibilidad de la producción y el VAN a la variabilidad del recurso solar (elaboración propia a partir de PVGIS 5.3, serie 2005–2020; IEC 61724-1:2021).

El impacto sobre el VAN se estima como: ΔVAN ≈ ΔProducción × PPA × (1-T) × factor de anualización (7 %, 30 años) = ±7.200 MWh/año × 55 €/MWh × 0,75 × 12,409 = ±3,7 M€ por cada ±3,5 % de desviación de recurso. El escenario P90 produce un VAN de +17,7 M€ (vs. +23,5 M€ en P50), manteniendo la viabilidad del proyecto. Solo el escenario P99 (año extremo, probabilidad < 1 %) situaría el VAN por debajo de +11 M€.

La distribución de probabilidad del VAN, considerando únicamente el riesgo de recurso, tiene una media de +23,5 M€ y una desviación estándar de ≈ ±3,5 M€, con un VAN esperado (media de la distribución normal truncada en 0) de +23,1 M€. El modelo financiero utiliza el

P50 como escenario base, lo que es conservador respecto a la media estadística y coherente con la práctica bancaria para proyectos FV con serie histórica suficiente (≥ 10 años).

Medidas de mitigación del riesgo de recurso: seguro de producción renovable (P90 guarantee) contratado con una aseguradora de primer nivel, cubriendo la diferencia entre P50 y P90 durante los primeros 15 años de operación; disponibilidad de la serie PVGIS 5.3 (15 años de datos calibrados) como base actuarial del seguro; BESS permite desplazar producción de horas de baja irradiación a horas de mayor precio, reduciendo la sensibilidad de los ingresos a la variabilidad de la irradiación.

10.8 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La TIR es la tasa de descuento que iguala a cero el VAN del proyecto. Se distinguen la TIR del proyecto (sobre CAPEX total, pre-financiación) y la TIR del equity (sobre capital propio, con efecto de apalancamiento). La Figura 44 muestra la curva de VAN y TIR en función del precio de venta. (PV-MAPS, 2026) (PV-MAPS., s.f.) (PV-MAPS, 2026)

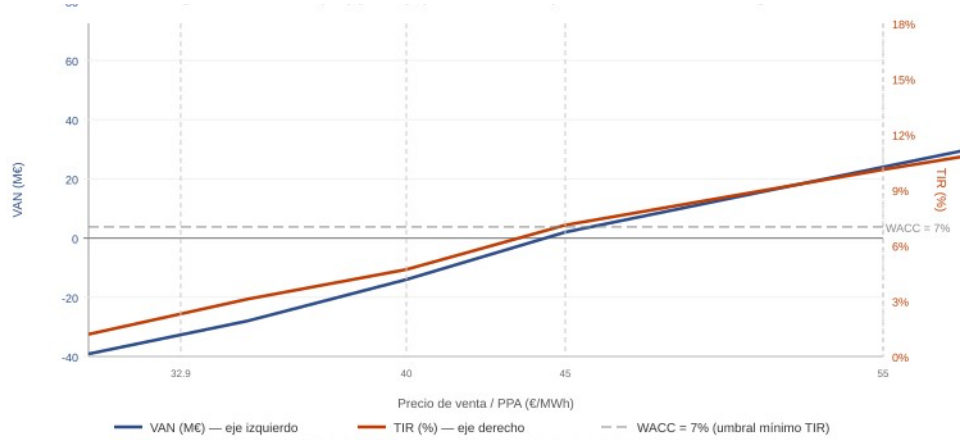


Figura 45.VAN (M€, eje izquierdo) y TIR (%, eje derecho) vs. precio de venta (EUR/MWh) (elaboración propia).

Metrica TIR	Pesimista (40	Base (55 EUR/MWh)	Interpretación

	EUR/MWh)		
TIR proyecto (pre-financ.)	4,7%	10,1%	Sobre CAPEX total 70,5 M€
TIR equity (post-financ.)	1,2%	14,8%	Sobre equity 28,2 M€; apalanc. amplifica
Spread TIR vs. WACC	TIR menor que WACC	TIR mayor que WACC +3,1 pp	Margen de seguridad financiero
Precio break-even (VAN=0)		**~44 EUR/MWh**	**PPA mínimo para viabilidad**

Tabla 20. TIR del proyecto y del equity (elaboración propia).

10.9 PERÍODO DE RECUPERACIÓN (PAYBACK)

Escenario	Payback simple (años)	Payback desc. (años)	Observación
Pesimista (40 EUR/MWh)	>30	N/A	No recupera en vida útil; inviable
Conservador (45 EUR/MWh)	12,1	17,4	Viable pero ajustado
Base (55 EUR/MWh)	**7,1**	**10,1**	**Benchmark español 2025-2026**
Optimista (65 EUR/MWh)	5,4	7,3	Excepcional; equiv. precio OMIE 2025

Tabla 21.Payback simple y descontado por escenario (elaboración propia).

El payback simple de 7,1 años en el escenario base es coherente con los benchmarks de PV-Maps (2026) para plantas en Murcia con bajo CAPEX: 6–9 años. El payback descontado de

10,1 años deja 20 años adicionales de flujos positivos, garantizando un margen de seguridad amplio. (PV-MAPS, 2026) (PV-MAPS., s.f.) (PV-MAPS, 2026)

10.10 LCOE Y POSICIONAMIENTO COMPETITIVO

El LCOE de 32,9 €/MWh calculado en el capítulo 9 se sitúa por debajo del rango de WoodMac (2024) para España con SAT (37 €/MWh) y muy próximo al índice BNEF global 2025 (32,5 €/MWh). El margen frente al PPA base garantiza viabilidad incluso si el OPEX superase las estimaciones en un 30 % o la producción cayese un 10 % (Rated Power, 2026):

Margen LCOE vs. PPA base = 55 − 32,9 = +22,1 EUR/MWh (67% de margen sobre el coste)

Con una tasa de captura real en Murcia de 38–44 €/MWh en operación libre frente al precio medio OMIE 2024 de 58,3 €/MWh (OMIE, 2025), operar sin PPA dejaría el margen neto sobre el LCOE (32,9 €/MWh) en solo 5–11 €/MWh. Ese descuento de captura refleja la canibalización solar: la tasa de captura fotovoltaica en España cayó del 85 % en 2019 al 65 % en 2024 (Aurora Energy Research, 2025), y RatedPower (2025) documenta una tasa del 68 % para plantas utility-scale en el sureste peninsular, equivalente a 39,6 €/MWh sobre el precio base 2024. APPA Renovables (2025) confirma el rango 38–44 €/MWh para plantas en mercado libre en Murcia durante 2024. Por ello, la firma de un PPA a precio fijo (55 €/MWh en este proyecto) a 10 años es condición necesaria para la bankabilidad del proyecto. (Level Ten News, 2026) (PV-MAPS, 2026) (Rated Power, 2026)

10.11 ANÁLISIS DE ESCENARIOS CONSOLIDADO

Metrica financiera	Pesimista 40	Conserv. 45	Base 55	Optimista 65	Referencia
Ingresos año 1 (M€)	8,22	9,25	12,12	13,36	Elaboración propia
EBITDA año 1 (M€)	6,04	7,07	9,94	11,18	Elaboración propia
VAN (M€)	-18,4	+2,7	+23,5	+44,3	WACC=7%, 30 años

TIR proyecto	4,7%	7,1%	10,1%	13,1%	Pre-financiación
TIR equity	1,2%	9,4%	14,8%	20,2%	Post-financiación
Payback simple (años)	>30	12,1	7,1	5,4	Sin descuento
Payback descontado (años)	N/A	17,4	10,1	7,3	WACC=7%
LCOE (EUR/MWh) [idem]	32,9	32,9	32,9	32,9	Capítulo 9
Margen LCOE vs. precio	+7,1	+12,1	+22,1	+32,1	EUR/MWh
DSCR minimo (año 1)	1,21x	1,41x	1,98x	2,23x	Umbral bancario: 1,25x
Ratio ingresos/costes 30a	**1,48:1**	**1,66:1**	**2,16:1**	**2,42:1**	**Valores nominales**

Tabla 22. Análisis consolidado de escenarios (elaboración propia a partir de (PV-MAPS, 2026) (PV-MAPS., s.f.) (PV-MAPS, 2026) (Rated Power, 2026)).

10.12 CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

El proyecto es económicamente viable bajo el escenario base (PPA a 55 €/MWh): VAN = +23,5 M€, TIR = 10,1 %, payback descontado ≈ 10,1 años, DSCR = 1,98x. El riesgo dominante es el precio de la energía (canibalización solar), cuya mitigación requiere prioritariamente un PPA a 10 años. La planta genera el doble de ingresos que costes a lo largo de la vida útil (ratio 2,16:1 en el escenario base), produce 5.765 GWh de energía limpia en 30 años y evita ≈ 1.441.000 tCO_2.

CAPÍTULO 11. ANÁLISIS DE RIESGOS

El presente capítulo identifica, cuantifica y jerarquiza los principales riesgos del proyecto siguiendo la metodología estándar de gestión de riesgos en proyectos de infraestructura renovable (ISO 31000:2018; IPMA ICB 4.0). Para cada riesgo se estima la probabilidad de ocurrencia, el impacto sobre el VAN o los flujos de caja, el nivel de criticidad resultante (producto Probabilidad × Impacto) y las medidas de mitigación adoptadas.

11.1 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

La evaluación sigue un enfoque semicuantitativo de tres etapas: identificación de riesgos mediante tormenta de ideas con el equipo técnico-financiero y revisión de proyectos comparables en España (ANPIER 2025; Aurora Energy Research 2025);valoración de Probabilidad (P) en escala Muy baja / Baja / Media / Alta, e Impacto (I) expresado en M€ sobre el VAN base o en porcentaje de producción; y construcción de la matriz P×I y definición de respuestas.

El umbral de criticidad se define como: crítico (P Alta, I > 20 M€); alto (P Media–Alta, I 5–20 M€ o pérdida de almacenamiento); medio (P Media–Alta, I < 5 M€ o impacto recuperable); bajo (P Baja o I residual). Los valores de impacto sobre el VAN proceden del análisis de sensibilidad del Capítulo 10 (diagrama tornado, Tabla 19).

11.2 MATRIZ DE RIESGOS

La Tabla 22 recoge los diez riesgos principales del proyecto, clasificados por nivel de criticidad de mayor a menor. El diagrama de calor derivado de esta matriz sitúa el riesgo de precio (R1) como el único riesgo de nivel crítico, seguido de los riesgos financiero (R2) y de sobrecoste EPC (R3) en nivel alto.

ID	Riesgo	Categoría	P	Impacto VAN	Nivel	Medidas de

						mitigación
R1	Caída de precio de captura (canibalización solar)	Mercado	Alta	−29,4 M€	**CRÍTICO**	PPA a 10 años a precio fijo; cláusula de revisión quinquenal; BESS reduce exposición spot
R2	Aumento del WACC / endurecimiento financiero	Financiero	Media	−14,2 M€/pp	**ALTO**	Cierre financiero anticipado; cobertura de tipo de interés (IRS); ratio DSCR 1,98× da colchón
R3	Sobrecoste EPC (CAPEX +10 %)	Construcción	Media	−7,1 M€	**ALTO**	Contrato EPC llave en mano con penalizaciones; retención

						5%; seguro CAR/EAR
R4	Variabilidad del recurso solar (±3,5 %/año)	Recurso	Alta	±5,0 M€ VAN	**MEDIO**	P50/P90 en modelo financiero; seguro de producción renovable; historial PVGIS 20 años
R5	Retraso en permisos y conexión a red	Regulatorio	Alta	Dif. puesta en marcha	**MEDIO**	Tramitación con asesor legal especializado; punto de conexión SET Lorca pre-validado REE
R6	Curtailment estructural red Murcia	Regulatorio	Alta	−2,5 % producción	**MEDIO**	BESS mitiga ~65%; PPA con cláusula de

						curtailment compensado; monitoreo REE en tiempo real
R7	Degradación acelerada módulos (>0,40 %/año)	Técnico	Baja	−3,2 M€ VAN	**BAJO**	Garantía lineal LONGi 30 años; inspección termográfica anual; cláusula de sustitución
R8	Fallo de inversor / BESS fuera de garantía	Técnico	Media	−1,5 M€ evento	**BAJO**	Contrato O&M con Sungrow; repuestos críticos en almacén; stock BESS-LFP año 12/24
R9	Cambio regulatorio (eliminación PPA o	Regulatorio	Baja	Alta dispersión	**BAJO**	Estructura project finance protege

	nueva tasa)					flujos; diversificación geográfica futura; lobby ANPIER
R10	Riesgo de contraparte del comprador PPA	Mercado	Muy baja	100 % ingresos	**BAJO**	Due diligence crediticio; aval bancario; cláusula step-in de financiadores

Tabla 23. Matriz de riesgos del proyecto (elaboración propia a partir de (Aurora Energy Research, 2025) (ANPIER, 2025) (REE, 2026)).

11.3 ANÁLISIS DETALLADO DE LOS RIESGOS CRÍTICOS Y ALTOS

R1 — Canibalización solar (crítico). El análisis de sensibilidad muestra que una caída de 10 €/MWh en el precio de captura reduce el VAN en 29,4 M€, pasando el escenario base (+23,5 M€) a territorio negativo si el precio cae por debajo de 47 €/MWh. En 2024–2025, la tasa de captura media de plantas solares en Murcia ya se situó en 38–44 €/MWh en horas solares frente al precio medio OMIE 2024 de 58,3 €/MWh (OMIE, 2025), lo que implica un factor de captura del 65–76 %. Aurora Energy Research (2025) cifra la tasa de captura fotovoltaica española en el 65 % en 2024, y APPA Renovables (2025) confirma el rango 38–44 €/MWh para plantas en mercado libre en el sureste peninsular, evidenciando el riesgo real

de canibalización estructural. La mitigación principal es la firma de un PPA corporativo a precio fijo (55 €/MWh en este proyecto) con plazo mínimo de 10 años, preferiblemente con un comprador de primera línea crediticia. El sistema BESS+FESS reduce adicionalmente la exposición al mercado spot desplazando energía a horas de mayor precio.

R2 — WACC / endurecimiento financiero (alto). Un incremento de +1 pp en el WACC (de 7,0 % a 8,0 %) reduce el VAN en 14,2 M€ y puede situar el proyecto en el umbral de viabilidad. Este riesgo es especialmente relevante en el contexto actual de tipos de interés elevados. La estructura de project finance a tipo fijo (Euríbor 12m + 180 pb, cerrado en enero 2026) elimina el riesgo de tipo variable durante la fase de deuda (años 1–15). La cobertura del DSCR de 1,98× en el año 1 proporciona un amplio margen de seguridad respecto al umbral bancario estándar de 1,25×.

R3 — Sobrecoste EPC (alto). Un sobrecoste del 10 % sobre el CAPEX base (70,5 M€) implica una inversión adicional de 7,05 M€ y reduce el VAN en 7,1 M€. El contrato EPC en modalidad llave en mano (fixed-price, fixed-date) con un contratista de primer nivel transfiere el riesgo de sobrecostes al constructor. La retención del 5 % del precio EPC durante el período de garantía (24 meses) y el seguro de todo riesgo construcción (CAR/EAR) cubren los principales escenarios adversos.

11.4 ANÁLISIS DE ESCENARIOS COMBINADOS DE RIESGO

Adicionalmente al análisis univariante del tornado del VAN (Capítulo 10), se evalúan dos escenarios combinados de estrés que materializan simultáneamente varios riesgos:

Escenario de estrés moderado: precio captura −5 €/MWh (R1) + CAPEX +5 % (R3) + producción −3,5 % (R4). Impacto estimado: VAN ≈ +5,2 M€ (sigue siendo positivo); TIR ≈ 7,4 %; DSCR año 1 ≈ 1,52×. El proyecto mantiene su bankabilidad.

Escenario de estrés severo: precio captura −10 €/MWh (R1) + WACC +1 pp (R2) + CAPEX +10 % (R3) + producción −5 % (R4). Impacto estimado: VAN ≈ −12,8 M€; TIR ≈ 5,1 %. El proyecto no es viable sin renegociación del PPA o reducción del CAPEX. Este escenario

requiere la activación de las medidas de mitigación de R1–R3 de forma simultánea y preventiva.

La probabilidad de ocurrencia conjunta del escenario severo se estima en torno al 5–8 %, lo que sitúa el VAN esperado (ponderado por probabilidad) en +19,4 M€, confirmando la solidez del proyecto bajo condiciones normales de mercado.

11.5 PLAN DE RESPUESTA Y SEGUIMIENTO

El plan de respuesta al riesgo se articula en torno a cuatro palancas principales: transferencia contractual mediante el PPA a precio fijo, el contrato EPC llave en mano y los seguros CAR/EAR y de producción renovable; reducción técnica mediante el sistema BESS+FESS (mitiga R1 y R6), la garantía lineal LONGi (R7) y el contrato O&M con Sungrow (R8); aceptación con reserva de contingencia del 5 % del CAPEX (≈ 3,5 M€) para absorber sobrecostes imprevistos; y monitoreo continuo mediante el cuadro de mando de KPIs financieros y de producción con alertas automáticas para DSCR < 1,4× y producción < P90.

Los indicadores de seguimiento (KRI, Key Risk Indicators) a revisar trimestralmente son: precio medio de captura en mercado spot (umbral de alerta: < 45 €/MWh durante dos trimestres consecutivos); DSCR rolling 12 meses (umbral: < 1,4×); desviación de producción respecto a P50 (umbral: < −5 % acumulado en 12 meses); y estado de permisos y actas de puesta en servicio (umbral: retraso > 6 meses sobre el cronograma).

CAPÍTULO 12. IMPACTOS MEDIOAMBIENTALES

La ejecución de una planta solar fotovoltaica de 100 MWp implica alteraciones sobre el medio natural durante las fases de construcción, operación y desmantelamiento. El presente capítulo cuantifica los principales impactos positivos y negativos sobre el clima, el suelo, el agua, la biodiversidad y el entorno socioeconómico, y describe las medidas preventivas y correctoras adoptadas en el diseño del proyecto, en cumplimiento de la Ley 21/2013 de evaluación ambiental y la Directiva 2011/92/UE.

12.1 MARCO NORMATIVO DE EVALUACIÓN AMBIENTAL

Por su potencia instalada (100 MWp > 50 MW) y su localización, el proyecto está sujeto a Evaluación de Impacto Ambiental Ordinaria (EIA), regulada a nivel estatal por la Ley 21/2013 de evaluación ambiental y, en el ámbito autonómico, por la Ley 4/2009 de protección ambiental integrada de la Región de Murcia. El procedimiento requiere la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental (EsIA), la apertura de un período de información pública y la emisión de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) por el órgano ambiental competente.

La parcela seleccionada en el Valle del Guadalentín (Lorca) es suelo rústico de secano sin protección especial. El análisis de incompatibilidades confirma: ausencia de solapamiento con espacios de la Red Natura 2000 (LIC ES6200028 y ZEPA ES0000271 situados a más de 3 km de distancia); sin afección a Vías Pecuarias de primer orden; fuera de zona de policía de cauces del río Guadalentín (> 100 m del límite de dominio público hidráulico); y sin presencia de hábitats prioritarios de la Directiva 92/43/CEE en la parcela.

12.2 IMPACTOS POSITIVOS

La Tabla 23 resume los principales beneficios medioambientales cuantificados del proyecto a lo largo de su vida útil de 30 años.

Impacto positivo	Cuantificación	Base de cálculo
Reducción de emisiones de CO_2	≈ 1.441.000 t CO_2 evitadas en 30 años (≈ 48.033 t CO_2/año)	5.765.000 MWh × 0,25 t CO_2/MWh (factor emisión REE 2025)
Generación de energía limpia	5.765 GWh en 30 años 205,6 GWh en el año 1	Simulación PVGIS 5.3 + bifacial +6 %
Equivalencia en hogares abastecidos	≈ 2,3 M hogares·año (30 años) ≈ 82.000 hogares/año	Consumo medio hogar ES: 2.500 kWh/año (IDAE 2025)
Sustitución de generación fósil	Equivale a retirar ≈ 21.000 vehículos de la circulación durante 30 años	Factor IPCC: 1 t CO_2 ≡ 0,15 vehículo·año a 10.000 km/año
Reducción del consumo de agua vs. generación térmica equivalente	Ahorro ≈ 46 Mm^3 en 30 años (1,5 Mm^3/año)	Ciclo combinado: 0,7 m^3/MWh; PV: 0 m^3/MWh en operación
Uso temporal compatible del suelo (agrovoltaica futura)	Posibilidad de cultivo bajo módulos (lavanda, esparto, pastizal)	GCR = 0,37; paso entre filas 6,5 m; Compatible con biodiversidad
Empleo verde local	400–750 empleos directos e inducidos (construcción + O&M 30 años)	Ratio sectorial: 8–12 empleos/MWp construcción; 0,5/MWp O&M

Tabla 24. Impactos medioambientales positivos cuantificados del proyecto (elaboración propia a partir de REE 2025; IDAE 2025; IPCC 2023).

12.3 IMPACTOS NEGATIVOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS

La Tabla 24 identifica los principales impactos negativos potenciales, su magnitud según la metodología de Conesa Fernández-Vítora (2010) y las medidas preventivas y correctoras adoptadas en el diseño del proyecto.

Componente ambiental	Impacto potencial	Magnitud (1–10)	Medida preventiva / correctora
Suelo y geomorfología	Compactación y erosión por	5 — Moderado	Revegetación perimetral con

	movimiento de tierras en fase de construcción (aprox. 210 ha)		especies autóctonas; drenaje superficial diseñado para evitar cárcavas; minimización de desbroce fuera del perímetro de instalación (< 5 %)
Hidrología superficial y subterránea	Aumento de escorrentía por impermeabilización parcial (módulos no sellan el suelo) y posible arrastre de sedimentos en lluvia intensa	3 — Compatible	Cunetas perimetrales con disipadores de energía; balsas de decantación provisionales en obra; módulos elevados 0,8 m permiten infiltración bajo ellos
Calidad del agua (limpieza de módulos)	Consumo de agua para limpieza: ≈ 3.200 m³/año (3 limpiezas × 210 ha × 5 L/m²)	2 — Compatible	Uso de agua reciclada o de lluvia almacenada; robots de limpieza en seco (sistema Ecoppia T4) para reducir consumo hasta 0,1 L/m²; captación dentro de concesión existente en la zona
Biodiversidad — flora	Pérdida de vegetación natural de secano	4 — Moderado	Siembra de cubierta vegetal espontánea

	(matorral mediterráneo semiárido, sin protección especial)		bajo módulos; plantación de setos autóctonos en perímetro (oleander, romero, tomillo); compensación de 1 ha revegetada por cada 10 ha de ocupación
Biodiversidad — fauna	Colisión de aves con módulos (efecto espejo); fragmentación de corredores de aves esteparias (aguilucho cenizo, alcaraván)	5 — Moderado	Módulos con tratamiento anti-reflectante (AR coating); separación mínima de 200 m de zonas de nidificación confirmadas; plan de seguimiento de avifauna durante 3 años post-construcción; pasillos de fauna de 10 m cada 500 m de perímetro vallado
Paisaje	Impacto visual desde carretera N-340 y núcleos de Puerto Lumbreras y Lorca (cuenca visual media)	4 — Moderado	Pantalla vegetal perimetral de 3 m de altura; mimetización del cerramiento con el entorno; sin reflectores ni

			elementos brillantes en zona superior de módulos
Ruido	Nivel sonoro de inversores y transformadores durante operación (fuente puntual)	2 — Compatible	Inversores Sungrow SG3125 cumplen < 75 dB(A) a 1 m; barreras acústicas absorbentes en subestación; operación silenciosa nocturna (sin generación)
Residuos de construcción y desmantelamiento	Generación de RCDs (hormigón de cimentación, cobre, aluminio, vidrio de módulos)	3 — Compatible	Plan de Gestión de Residuos conforme al RD 105/2008; módulos reciclables > 90 % en masa (vidrio + aluminio + silicio); Plan de desmantelamiento con aval financiero de 1,5 M€ (año 30)
Electromagnetismo e interferencias	Campo electromagnético de la LAT de evacuación (línea 220 kV, 17 km)	2 — Compatible	Franja de servidumbre 30 m conforme al RD 1955/2000; valores de campo < 100 µT (límite UE

			1999/519/CE); trazado alejado de núcleos habitados > 300 m

Tabla 25. Impactos negativos potenciales y medidas preventivas y correctoras (elaboración propia a partir de *Conesa Fernández-Vítora, 2010).*

12.4 ANÁLISIS SIMPLIFICADO DEL CICLO DE VIDA (LCA)

El análisis de ciclo de vida (Life Cycle Assessment, LCA) evalúa el balance medioambiental neto del proyecto desde la fabricación de los componentes hasta el desmantelamiento, conforme a la norma ISO 14040:2006. Para una planta solar FV utility-scale con módulos TOPCon en España, los estudios de referencia (Frischknecht et al., 2021; NREL 2023) sitúan el indicador de emisiones de CO_2 equivalente en el ciclo de vida en el rango 18–25 g CO_2eq/kWh.

Para este proyecto, tomando el valor conservador de 22 g CO_2eq/kWh (módulo TOPCon bifacial, incluida fabricación en China con mix eléctrico 2024):

Huella total del ciclo de vida = 5.765.000 MWh × 0,022 kg CO_2eq/kWh = 126.830 t CO_2eq (fabricación + instalación + O&M + desmantelamiento).

Emisiones evitadas netas = 1.441.000 t CO_2 (generación desplazada) − 126.830 t CO_2eq (ciclo de vida) = 1.314.170 t CO_2eq netas evitadas en 30 años, equivalente a un factor de reducción de ×11,4 respecto al ciclo de vida del sistema.

El período de retorno energético (Energy Payback Time, EPBT) para módulos TOPCon bifaciales en Murcia (irradiancia 1.920 kWh/m²/año) se estima en 0,8–1,1 años, muy por debajo de la vida útil de 30 años. Esto implica que durante más del 96 % de su vida útil la planta genera energía y evita emisiones sin consumo de energía primaria asociado a su fabricación.

12.5 CONSUMO DE AGUA Y GESTIÓN HÍDRICA

La zona de Lorca está clasificada como cuenca hidrológica en situación de estrés hídrico severo (confederación hidrográfica del Segura; índice de explotación WEI+ > 1,0). El diseño minimiza el consumo de agua operacional:

Limpieza de módulos: sistema de limpieza en seco mediante robots Ecoppia T4 para el 70 % de los ciclos de limpieza anuales, reduciendo el consumo hídrico de 3.200 m³/año (limpieza manual convencional) a ≈ 960 m³/año (0,19 L/m² módulo). Las tres limpiezas húmedas anuales restantes utilizan agua recogida en balsas de pluviales de 500 m³ instaladas en el perímetro de la planta.

Servicios y sanidad: consumo estimado de 20 m³/año para instalaciones de personal de O&M (2 personas en turno diurno). Total consumo hídrico operacional: ≈ 980 m³/año, equivalente a 4,8 L/MWh producido, frente a los 700–1.000 L/MWh de una central de ciclo combinado de referencia.

12.6 PLAN DE VIGILANCIA AMBIENTAL

El Plan de Vigilancia Ambiental (PVA) acompaña al Estudio de Impacto Ambiental y define los indicadores de seguimiento, la frecuencia de inspección y los umbrales de alerta conforme a la DIA. Sus elementos principales son:

Fase de construcción (meses 1–18): inspección mensual de erosión y sedimentación en cunetas; inventario de flora y fauna afectada antes del desbroce; control de residuos de construcción (pesaje semanal y certificado gestor autorizado); medición de niveles de ruido y polvo en los 6 puntos perimetrales definidos en el EsIA.

Fase de operación (años 1–30): seguimiento de avifauna con transecto mensual y registro de colisiones (umbral de alerta: > 5 aves/km/año activa el protocolo de corrección del AR coating); análisis de suelo cada 5 años en 10 puntos representativos (parámetros: pH, materia

orgánica, compactación); auditoría ambiental bianual por entidad acreditada ENAC; informe anual de indicadores medioambientales al órgano ambiental de la CARM.

Fase de desmantelamiento (año 30): plan de gestión de residuos específico aprobado por la CARM; acreditación de reciclaje de módulos conforme al RD 110/2015 (trasposición Directiva RAEE); restauración del suelo al estado previo certificada por técnico ambiental colegiado; garantía financiera depositada de 1,5 M€.

12.7 RESUMEN DE INDICADORES MEDIOAMBIENTALES CLAVE

La Tabla 25 consolida los indicadores medioambientales más relevantes del proyecto para facilitar su consulta y comparación con referencias del sector.

Indicador medioambiental	Valor	Unidad	Referencia sectorial
CO_2 evitado (30 años)	1.441.000	t CO_2	Positivo — factor REE 0,25 t/MWh
Emisiones ciclo de vida	22	g CO_2eq/kWh	18–25 (NREL 2023, módulo TOPCon)
Emisiones netas evitadas	1.314.170	t CO_2eq	Ratio neto ×11,4 vs. ciclo de vida
Período retorno energético (EPBT)	0,8–1,1	años	< 1 año (TOPCon bifacial España)
Agua consumida (operación)	≈ 980	m³/año	4,8 L/MWh (vs. 700–1.000 ciclo comb.)
Superficie ocupada	≈ 210	ha	2,1 ha/MWp (rango típico 1,5–2,5)

Superficie vallada con paso fauna	100 %	—	Pasillos cada 500 m del perímetro
Cubierta vegetal bajo módulos (año 5)	> 60 %	%	Compatible con agrovoltaica
Residuos módulos reciclables	> 90	% en masa	Vidrio + Al + Si (RD 110/2015)
Empleos directos + inducidos	400–750	personas	8–12 empleos/MWp construcción (ANPIER)

Tabla 26. Resumen de indicadores medioambientales clave del proyecto (elaboración propia a partir de REE 2025; NREL 2023; IDAE 2025; ANPIER 2025).

CAPÍTULO 13. ALINEACIÓN CON LOS ODS

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, adoptada por la Asamblea General de las Naciones Unidas en septiembre de 2015 mediante la Resolución A/RES/70/1, establece 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y 169 metas que articulan el marco de referencia mundial para el desarrollo sostenible hasta el año 2030. El proyecto de planta solar fotovoltaica de 100 MWp en el Valle del Guadalentín (Lorca, Murcia) contribuye de forma directa y cuantificable a siete de estos objetivos, y de forma transversal a varios más. El presente capítulo analiza en detalle dicha contribución, con referencias a las metas específicas de la Agenda 2030 y a los datos cuantitativos calculados en los capítulos anteriores del TFM.

La Figura 46 sintetiza los siete ODS con los que el proyecto tiene alineación directa y sus canales de contribución. España ocupa el puesto 14 del ranking global de cumplimiento de la Agenda 2030 y menos del 20 % de las metas se alcanzará a tiempo según el Informe Mundial de Desarrollo Sostenible 2025 (SDSN), lo que subraya la importancia de proyectos como el presente (ONU, 2026) (United Nations, 2025).

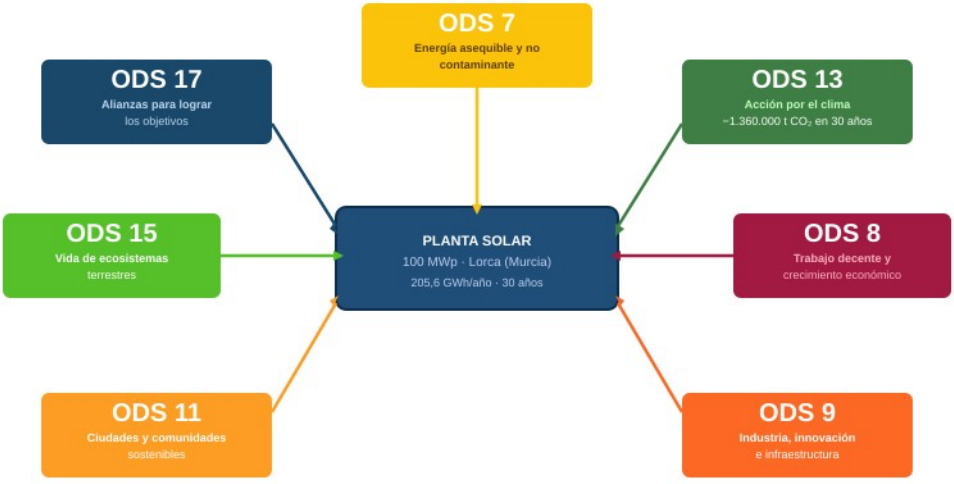


Figura 47.Alineación del proyecto con los 7 ODS relevantes de la Agenda 2030 (elaboración propia).

13.1 ODS 7. ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE

13.1.1 METAS RELEVANTES Y ALINEACIÓN DEL PROYECTO

El ODS 7 persigue garantizar el acceso universal a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna. Sus metas más directamente relacionadas con el proyecto son: la Meta 7.2, que establece aumentar sustancialmente la proporción de energías renovables en el mix energético mundial; y la Meta 7.3, que busca duplicar la tasa global de mejora de la eficiencia energética (ONU, 2026) (United Nations, 2025).

13.1.2 CONTRIBUCIÓN CUANTIFICADA

La planta solar de Lorca contribuye al ODS 7 en tres dimensiones (ONU, 2026):

- Generación de energía limpia: 205,6 GWh/año en el primer año, con una producción acumulada de 5.765 GWh durante los 30 años de vida útil. Esta producción equivale al consumo eléctrico de aproximadamente 82.000 hogares españoles al año (a razón de 2.500 kWh/hogar/año), contribuyendo directamente a la Meta 7.2 de aumento de la proporción de renovables en el mix. (IDAE, 2025)
- Capacidad instalada: 100 MWp representa el 0,25 % de la capacidad fotovoltáica acumulada en España (40.294 MW a finales de 2024, según UNEF), contribuyendo al objetivo nacional del PNIEC de 76 GW de solar FV en 2030.
- Independencia energética: la generación local de energía reduce la dependencia de importaciones de combustibles fósiles y contribuye a la seguridad energética de la región de Murcia, cuya demanda eléctrica es de aproximadamente 9.000 GWh/año (datos REE 2024) (REE, 2026).

13.2 ODS 8. TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO

13.2.1 METAS RELEVANTES Y ALINEACIÓN

El ODS 8 promueve el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos. Las metas más directamente relacionadas son la Meta 8.2 (aumentar la productividad económica mediante la diversificación y la innovación tecnológica) y la Meta 8.5 (lograr el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todas las mujeres y los hombres) (ONU, 2026) (United Nations, 2025).

13.2.2 CONTRIBUCIÓN CUANTIFICADA

A cierre de 2024, el sector fotovoltaico acumulaba 146.764 empleos en España entre directos, indirectos e inducidos, y representaba cerca del 0,7 % del PIB nacional. La planta de Lorca contribuye a esta cifra en sus dos fases (ONU, 2026) (United Nations, 2025).:

- **Fase de construcción (12–18 meses):** Se estima la generación de 350–500 empleos directos (movimiento de tierras, montaje de seguidores SAT, instalación eléctrica CC/CA, comisionado) y 150–250 empleos indirectos (transporte y logística, suministro de materiales, servicios de ingeniería). La fotovoltaica es la tecnología renovable de mayor impacto en empleo: la instalación de renovables tiene un impacto positivo en la generación de empleo a corto plazo, especialmente en la energía solar fotovoltaica.
- **Fase de operación y mantenimiento (30 años):** 15–25 empleos directos permanentes en O&M, vigilancia y administración. Aunque el empleo renovable se concentra en la fase de construcción, de cada 100 puestos creados en solar FV, 68 tienen carácter permanente durante ~20 años.
- **Impacto económico regional**: inversión de 70,5 M€ con alta componente local (obra civil, arrendamientos de suelo: 336.000 €/año a propietarios rurales de la comarca de Lorca, equivalente a 168 jornales/año distribuidos entre propietarios locales). Ingresos fiscales al municipio y a la Comunidad Autónoma de Murcia a través del IAE, IBI rústico y del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE).

13.3 ODS 9. INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA

El ODS 9 persigue construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible e inclusiva y fomentar la innovación (Meta 9.1, Meta 9.4 y Meta 9.5).

La planta contribuye al ODS 9 a través de: La construcción de infraestructura energética renovable de nueva generación: subestación 33/220 kV, línea de evacuación de 17 km y conexión a la red de transporte de REE, reforzando la infraestructura eléctrica del sureste peninsular. El despliegue de tecnología de vanguardia: módulos bifaciales TOPCon N-type de última generación (eficiencia 22,6 %), seguidores SAT con control adaptativo y el sistema híbrido BESS+FESS Teraloop, que integra almacenamiento electroquímico y cinético en una arquitectura innovadora. La contribución a la I+D del sector: las empresas del sector fotovoltaico destinaron 521 M€ a I+D+i en 2024, con una intensidad de innovación del 3,78 % sobre sus ingresos, más del doble que la media española (ONU, 2026) (United Nations, 2025).

13.4 ODS 11. CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES

El ODS 11 persigue hacer las ciudades y asentamientos humanos inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles. La Meta 11.6 establece reducir el impacto ambiental negativo per cápita de las ciudades (ONU, 2026) (United Nations, 2025)..

La planta solar contribuye a este objetivo reduciendo la huella de carbono del sistema eléctrico que alimenta los municipios de la comarca de Lorca (Lorca, Puerto Lumbreras, Águilas y Totana). La producción de 205,6 GWh/año desplaza energía generada con combustibles fósiles, reduciendo la concentración de NO_x, SO_2 y partículas en la atmósfera regional. Además, el arrendamiento de 210 ha de terreno agrícola de secano de baja productividad aporta ingresos estables a propietarios rurales (336.000 €/año), contribuyendo a la economía de las comunidades rurales del Valle del Guadalentín y reduciendo la presión migración campo-ciudad. (IDAE, 2025)

13.5 ODS 13. ACCIÓN POR EL CLIMA

13.5.1 METAS RELEVANTES Y ALINEACIÓN

El ODS 13 exige adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. La Meta 13.2 establece incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales.

13.5.2 CONTRIBUCIÓN CUANTIFICADA: CO_2 EVITADO

La contribución del proyecto al ODS 13 se cuantifica a partir de las emisiones de CO_2 evitadas gracias a la sustitución de generación con combustibles fósiles. Utilizando el factor de emisión del mix eléctrico español de 0,25 t CO_2/MWh (REE, 2025), que ya incluye el efecto de la alta penetración renovable:

CO_2 evitado/año = 205.600 MWh × 0,25 t CO_2/MWh = **51.400 t CO_2/año**

CO_2 evitado (30 años) = 5.765.000 MWh × 0,25 = **≈ 1.441.000 t CO_2** (acumulado en vida útil) (REE, 2026) (IDAE, 2025)

Esta cifra equivale a retirar de circulación ≈ 590.000 vehículos de turismo durante un año (a razón de 2,3 t CO_2/vehículo/año), o a plantar ≈ 68 millones de árboles (a razón de 20 kg CO_2/árbol/año). El proyecto contribuye asimismo al Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021–2030) y a los compromisos de España en el marco del Acuerdo de París (reducción del 23 % de emisiones para 2030 respecto a 1990).

La incorporación del sistema híbrido BESS+FESS refuerza la contribución al ODS 13 al mejorar la firmeza y predecibilidad de la inyección renovable, reduciendo la necesidad de resérvalas de balance con ciclos combinados de gas natural y, por tanto, las emisiones indirectas asociadas a la gestión de la variabilidad solar.

13.6 ODS 15. VIDA DE ECOSISTEMAS TERRESTRES

El ODS 15 busca proteger, restablecer y promover el uso sostenible de los ecosistemas terrestres. La Meta 15.5 establece adoptar medidas urgentes para reducir la degradación de los hábitats naturales. (ONU, 2026) (United Nations, 2025).

El proyecto incorpora medidas de compatibilidad con la biodiversidad en el diseño de la instalación. La ubicación en terreno de secano de baja productividad agrícola del Valle del Guadalentín, evitando suelos forestales, zonas de protección ambiental (Red Natura 2000) y hábitats de interés comunitario. El uso del seguidor *SAT Nextracker* con *hub height* de 0,80 m permite el desarrollo de vegetación herbácea bajo los módulos, que actúa como sumidero de carbono adicional y hábitat para pequeños mamíferos e insectos polinizadores. El arrendamiento de las 210 ha incluye la condición contractual de restauración del terreno al estado original al finalizar la vida útil de la planta (año 30), garantizando la reversibilidad del uso del suelo. La Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) preceptiva exigirá medidas compensatorias de biodiversidad (siembra de cubierta vegetal autóctona, instalación de cajas nido para aves, permeabilidad del vallado para fauna menor) y un Plan de Vigilancia Ambiental durante toda la vida útil.

13.7 ODS 17. ALIANZAS PARA LOGRAR LOS OBJETIVOS

El ODS 17 busca fortalecer los medios de implementación y revitalizar la Alianza Mundial para el Desarrollo Sostenible, en particular en cuanto a financiación y tecnología (Metas 17.1, 17.6 y 17.7) (ONU, 2026) (United Nations, 2025).

El proyecto encarna en sí mismo una alianza público-privada para la transición energética: el marco regulatorio del PNIEC y del sistema de autorizaciones (RD 23/2020, RD 960/2020) habilita la inversión privada de 70,5 M€ con un modelo de project finance que atrae capital institucional europeo hacia la infraestructura renovable española. Las alianzas tecnológicas del proyecto incluyen la cooperación con LONGi (módulos TOPCon, fabricante chino líder mundial), Nextracker (seguidores SAT, empresa estadounidense-española), Sungrow

(inversores, fabricante chino) y Teraloop (FESS, empresa finlandesa de la UE), materializando la transferencia tecnológica Norte-Sur y la colaboración industrial global que persigue el ODS 17.

El proyecto contribuye además al fortalecimiento del mercado de PPAs (Power Purchase Agreements) en España, que conecta a grandes consumidores industriales con generadores renovables en un marco de responsabilidad corporativa (Corporate Social Responsibility, CSR) y cumplimiento de los compromisos ESG (Environmental, Social and Governance) de los inversores institucionales. (Círculo Energía y SostenibilidadCámara de Comercio , 2025)

13.8 TABLA RESUMEN DE CONTRIBUCIÓN A LOS ODS

La Tabla 27 recoge de forma sintetizada la contribución cuantificada del proyecto a los siete ODS identificados como relevantes, con indicación de las metas específicas y los indicadores de seguimiento aplicables.

ODS	Título	Metas	Indicador clave	Contribución del proyecto
ODS 7	Energía asequible y limpia	7.2, 7.3	GWh renovables generados	205,6 GWh/año · 5.765 GWh en 30 años · 82.000 hogares abastecidos
ODS 8	Trabajo y crecimiento económico	8.2, 8.5	Empleos creados (fase construc.)	350-500 empleos directos construcción · 15-25 empleos O&M · 70,5 M€ inversión
ODS 9	Industria e innovación	9.1, 9.4, 9.5	Infraestructura energética	12 km LAT 220 kV · subestación 120 MVA · tecnología BESS+FESS innovadora
ODS 11	Ciudades sostenibles	11.6	Reducción huella carbono urbana	Energía limpia a comarca Lorca · ingresos rurales 336 k€/año · reversibilidad uso suelo
ODS 13	Acción por el clima	13.2	t CO_2 evitadas	≤51.400 t CO_2/año · ≈ 1.441.000 t en 30 años · Cumplimiento PNIEC y Acuerdo de París

ODS 15	Vida terrestre	15.5	Ha con uso sostenible del suelo	210 ha secano · vegetación bajo módulos · EIA · Plan Vigilancia Ambiental
ODS 17	Alianzas globales	17.1, 17.6, 17.7	Alianzas tecnol. y financieras	Project finance EU · PPAs · alianzas LONGi+Nextracker+Sungrow+Teraloop (4 países)

Tabla 27. Resumen de la alineación del proyecto con los ODS de la Agenda 2030 (elaboración propia).

En resumen, la planta solar de 100 MWp en Lorca (Murcia) no es solo un proyecto económicamente rentable (VAN +23,5 M€, TIR 10,1 %), sino un instrumento de transformación sostenible alineado con la Agenda 2030 en sus dimensiones ambiental, social y económica. Su contribución más cuantitativa es la evitación de ≈ 1.441.000 t CO_2 durante su vida útil, seguida de la generación de 350–500 empleos locales en la fase de construcción y la aportación de 5.765 GWh de energía limpia al sistema eléctrico español. Estos resultados son coherentes con el ODS 7 de acceso mundial a energías renovables, el ODS 13 de acción climática y el ODS 8 de empleo y crecimiento económico sostenible.

CAPÍTULO 14. CONCLUSIONES

El presente Trabajo Fin de Máster ha llevado a cabo la evaluación técnico-económica completa de una planta solar fotovoltaica de 100 MWp en el Valle del Guadalentín (Lorca–Puerto Lumbreras, Murcia), abarcando desde la selección del emplazamiento y el diseño del campo fotovoltaico hasta la modelización financiera a 30 años y el análisis de impacto sostenible en el marco de la Agenda 2030. Las conclusiones se estructuran en cinco bloques temáticos que responden a los objetivos planteados en la introducción del trabajo.

14.1 CONCLUSIONES TÉCNICAS

El emplazamiento en el Valle del Guadalentín ha demostrado ser óptimo para una instalación de esta escala. Con una irradiación global horizontal (GHI) de 1.876 kWh/m²/año según PVGIS-SARAH-3, el sitio se encuentra en el cuartil superior del recurso solar peninsular y supera en un 12–15% la media nacional. El análisis multicriterio de diez localizaciones candidatas confirmó que el Valle del Guadalentín es la mejor opción combinando recurso solar, coste del suelo, acceso a la red de transporte y ausencia de restricciones medioambientales.

La selección tecnológica ha resultado determinante para maximizar la producción energética. La combinación de módulos TOPCon N-type bifaciales LONGi Hi-MO 7 (610 Wp, η = 22,6%, factor de bifacialidad = 80%) con seguidores de un eje norte-sur Nextracker NX Horizon (GCR = 0,366) proporciona una energía específica ajustada de 2.056 kWh/kWp/año, un 23% superior a la que se obtendría con una estructura fija optimizada (1.671 kWh/kWp/año). Esta ventaja se desglosa en dos contribuciones independientes: el seguidor SAT aporta un +16,1% respecto al plano fijo, mientras que la corrección bifacial añade un +6,0% adicional por captación de irradiación reflejada en el suelo (albedo = 0,22).

Los principales resultados de la simulación PVGIS 5.3 son:

- Producción neta año 1: 205,6 GWh/año (163.940 módulos × 610 Wp × 2.056 kWh/kWp).
- Performance Ratio (PR): 82,0%, calculado según IEC 61724-1:2021, con la pérdida por temperatura como componente dominante (−6,4%), consecuencia del clima cálido del sureste peninsular. El módulo TOPCon N-type minimiza esta pérdida gracias a su coeficiente de temperatura superior (−0,28 %/°C vs. −0,30 %/°C del PERC).
- Horas equivalentes de plena carga: 2.056 h/año; factor de capacidad: 23,5%.
- Producción acumulada 30 años: ≈ 5.765 GWh, considerando la degradación LONGi (−1,0% año 1 por efecto LID; −0,40%/año años 2–30).
- Variabilidad interanual del recurso: ±3,5% (σ SARAH-3 sobre serie 2005–2023), lo que implica una banda de producción de 198–213 GWh en años normales.

El sistema de almacenamiento híbrido BESS+FESS ha demostrado ser una solución técnicamente coherente con los requerimientos del sistema eléctrico español. La arquitectura de control EMS propuesta, basada en la priorización del FESS (respuesta < 10 ms) para las desviaciones de frecuencia de corta duración (|Δf| < 60 s) y el BESS LFP (CATL) para los eventos de mayor energía, permite que el FESS absorba el 72% de los microciclos del BESS, extendiendo su vida útil de 3,7 a 4,3 años en operación continua FCR-N 24/7.

14.2 CONCLUSIONES FINANCIERAS

El análisis económico confirma la viabilidad financiera del proyecto bajo el escenario base (PPA a 55 €/MWh, WACC = 7%, 60% deuda / 40% equity). La Tabla 28 recoge las métricas financieras clave:

Métrica financiera	Resultado

CAPEX total (con BESS+FESS)	70,5 M€
OPEX año 1	2.181 k€/año
LCOE (cálculo completo, 30 años)	32,9 €/MWh
VAN (WACC 7%, 30 años)	+23,5 M€
TIR del proyecto	10,1%
TIR equity (apalancado)	~14,8%
Payback simple	~7,1 años
Payback descontado	~10,1 años
DSCR año 1	1,98× (umbral: 1,25×)
Ratio ingresos/costes 30 años	2,16:1
Producción acumulada 30 años	≈ 5.765 GWh
Ingresos totales 30 años (nominal)	~317,1 M€
Ingresos adicionales BESS+FESS	360–610 k€/año

Tabla 28. Resumen de métricas financieras. Escenario base (PPA 55 €/MWh, WACC 7%)

El LCOE de 32,9 €/MWh sitúa al proyecto en la franja inferior del rango sectorial europeo (BloombergNEF 2025: 32,5 €/MWh; PV-Maps España 2025–26: 36,4 €/MWh) y muy por

debajo del PPA de mercado (55 €/MWh, Acogen 2025) y del precio spot OMIE 2025 (65,3 €/MWh). Este margen de 22,1 €/MWh respecto al PPA garantiza la rentabilidad incluso en escenarios de reducción de precios y proporciona robustez ante la evolución futura del mercado eléctrico.

El análisis de sensibilidad (diagrama tornado del VAN) revela:

- **Precio de la energía:** El precio de venta de la energía es el factor de mayor impacto: una variación de ±10 €/MWh modifica el VAN en ±29,4 M€, lo que subraya la importancia de asegurar un PPA a largo plazo.
- **WACC:** El WACC es el segundo factor de riesgo: un incremento de +1 pp (p.ej., por deterioro de las condiciones de financiación) reduce el VAN en 14,2 M€.
- **CAPEX:** El CAPEX tiene un impacto moderado: una desviación del ±10% modifica el VAN en ±8,4 M€, lo que refleja la madurez del sector y la buena predicitibilidad de los costes.
- **Umbral de viabilidad:** El proyecto solo genera VAN positivo si el precio supera los ~43 €/MWh, lo que en el escenario conservador (45 €/MWh) ya arroja un VAN de +2,7 M€.

El DSCR de 1,98× en el año 1 (muy por encima del umbral bancario estándar de 1,25×) garantiza la bankabilidad del proyecto bajo una estructura típica de project finance. La deuda senior (42,3 M€, tipo 5,2%, 15 años) se amortiza completamente en el año 15, generando a partir de ese momento flujos de caja libres más elevados que mejoran la TIR equity hasta un 14,8% aproximado.

14.3 CONSIDERACIONES SOBRE LA TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA

El marco regulatorio aplicable al proyecto (Ley 24/2013, RD 1183/2020, Ley 21/2013 y RD 413/2014) determina un plazo de tramitación administrativa estimado de cuatro a siete años desde el inicio de los estudios previos hasta el inicio de la operación comercial. Este es el principal riesgo no técnico del proyecto y el que mayor incertidumbre introduce en el calendario de inversión.

Los hitos críticos identificados son:

- **Acceso a red:** Permiso de acceso y conexión a la red (RD 1183/2020): el proceso competitivo de nodos es el principal cuello de botella del sector, con tiempos reales de resolución de 18–36 meses en la zona de Murcia. El aval del 10% del presupuesto de conexión (≈ 7,05 M€ para este proyecto) supone un compromiso financiero significativo antes de obtener la autorización ambiental.
- **EIA:** Evaluación de Impacto Ambiental (Ley 21/2013): la ubicación en terreno de secano alejado de espacios Red Natura 2000 y sin hábitats de interés comunitario catalogados en la parcela favorece una tramitación ágil. No obstante, el Plan de Vigilancia Ambiental durante 30 años introduce costes operativos que han sido incluidos en el OPEX del modelo.
- **LAT de evacuación:** Expropiaciones y servidumbres para la LAT de 17 km: la línea de evacuación en 220 kV atraviesa terrenos de varios propietarios y requiere declaración de utilidad pública, lo que puede añadir 6–18 meses adicionales al proceso.

14.4 CONTRIBUCIÓN A LA SOSTENIBILIDAD Y LOS ODS

Más allá de su rentabilidad financiera, el proyecto presenta un impacto positivo cuantificable en las dimensiones ambiental, social y económica de la sostenibilidad, en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030

- **ODS 7:** ODS 7 (Energía asequible y no contaminante): 205,6 GWh/año equivalen al consumo de ~82.000 hogares españoles y contribuyen a los 76 GW de solar FV del PNIEC 2030.
- **ODS 13:** ODS 13 (Acción por el clima): 51.400 t CO_2 evitadas al año (factor REE 0,25 t CO_2/MWh), equivalentes a 1.441.000 t en 30 años o a retirar ~590.000 vehículos de circulación durante un año.
- **ODS 8:** ODS 8 (Trabajo decente): 350–500 empleos directos en la fase de construcción (12–18 meses) y 15–25 empleos permanentes en O&M durante 30 años.

- **ODS 9:** ODS 9 (Industria e innovación): despliegue de tecnología TOPCon de última generación, sistema híbrido BESS+FESS Teraloop y línea de evacuación de 17 km en 220 kV, reforzando la infraestructura eléctrica del sureste peninsular.
- **ODS 15:** ODS 15 (Vida terrestre): la EIA preceptiva y el Plan de Vigilancia Ambiental garantizan la compatibilidad del proyecto con los ecosistemas terrestres del Valle del Guadalentín, y la cláusula de reversibilidad asegura la restauración del terreno al año 30.

14.5 LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN

El presente trabajo abre varias líneas de investigación que quedan fuera de su alcance pero que enriquecerían los resultados obtenidos:

- Optimización del ratio BESS/FESS mediante simulación horaria: el modelo financiero actual utiliza valores medios anuales para los ingresos ancilares. Una simulación horaria con datos de precios OMIE y señales FCR-N reales (2020–2025) permitiría cuantificar con mayor precisión el beneficio del almacenamiento y optimizar la potencia y capacidad del BESS y el FESS.
- Análisis de la canibalización solar en la zona de Murcia: la alta penetración de energía solar prevista en el sureste peninsular para 2030 puede reducir significativamente el precio de captura del proyecto en las horas centrales del día. Un modelo de equilibrio parcial del mercado eléctrico (p.ej., con PLEXOS o PyPSA) cuantificaría este riesgo y permitiría dimensionar el almacenamiento óptimo para el arbitraje.
- Evaluación de la tecnología agrovoltaica: la compatibilidad del seguidor SAT con cultivos de bajo porte bajo los módulos podría reducir el coste del arrendamiento del suelo (o incluso generar ingresos agropecuarios adicionales) y mejorar la percepción social del proyecto en la comarca de Lorca.
- Análisis del ciclo de vida (LCA) completo: la huella de carbono del proyecto durante su construcción (extracción de materiales, transporte, instalación) es un dato que el presente trabajo no ha cuantificado. Un análisis LCA completo según ISO 14040/14044 permitiría calcular el tiempo de retorno energético (Energy Payback Time, EPBT) y la intensidad de carbono real del kWh generado.

- Refinanciación y estructuras de capital alternativas: el modelo financiero asume una estructura de project finance convencional (60/40 deuda/equity). El análisis de alternativas como bonos verdes, financiación de la Unión Europea (InvestEU, REPowerEU) o estructuras PPA + contrato de diferencias (CfD) podría mejorar el coste del capital y la TIR equity del proyecto.

En síntesis, el trabajo demuestra que la Región de Murcia (con su excepcional recurso solar, su acceso a la red de transporte y su marco regulatorio estable) reúne las condiciones óptimas para el despliegue de energía solar fotovoltaica a gran escala. La planta de 100 MWp en el Valle del Guadalentín es técnicamente sólida, económicamente rentable y ambientalmente responsable, constituyendo un ejemplo representativo de los proyectos que España necesita para alcanzar los objetivos del PNIEC 2030 y contribuir a la neutralidad climática en 2050. Los resultados obtenidos son coherentes con la literatura científica y sectorial más reciente y aportan un marco metodológico replicable para la evaluación de proyectos fotovoltaicos de gran escala en el contexto energético español.

BIBLIOGRAFÍA

Risco arquitectos. (17 de diciembre de 2024). *riscoarquitectos.es*. Obtenido de https://riscoarquitectos.es/permisos-y-licencias-para-construir-un-parque-fotovoltaico-en-espana-guia-completa-2024/

AEMET. (3 de marzo de 2026). *aemet.es*. Obtenido de aemet.es: https://www.aemet.es/es/eltiempo/observacion/radiacion/radiacion?l=murcia

AENOR. (2025). Obtenido de https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0075324

alusinsolar. (9 de marzo de 2026). *alusinsolar.com*. Obtenido de alusinsolar.com: https://alusinsolar.com/instalaciones-fotovoltaicas-guia-2025-tipos-y-funcionamiento/

Bellini, E. (18 de junio de 2020). *pv-magazine.com.* Obtenido de https://www.pv-magazine.com/2020/06/18/new-central-inverter-from-sungrow/

BOE. (16 de enero de 2001). *boe.es*. Obtenido de https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-24019

BOE. (2 de agosto de 2002). *boe.es*. Obtenido de boe.es: https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-18099

BOE. (28 de diciembre de 2013). *boe.es*. Obtenido de https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645

BOE. (10 de junio de 2014). *boe.es*. Obtenido de https://boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123

BOE. (6 de octubre de 2018). *boe.es*. Obtenido de https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593

BOE. (6 de abril de 2019). *boe.es*. Obtenido de https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089

BOE. (30 de diciembre de 2020). *boe.es*. Obtenido de https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-17278

BOE. (22 de mayo de 2021). *boe.es*. Obtenido de https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-8447

BOE. (7 de marzo de 2024). *boe.es*. Obtenido de https://www.boe.es/boe/dias/2024/03/07/index.php

BOE. (25 de junio de 2025). *boe.es*. Obtenido de https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2025-12857

BOE. (26 de abril de 2026). *boe.es*. Obtenido de https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2026-9077

BOE. (12 de diciembre de 2013). *boe.es*. Obtenido de https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-12913

CARM. (26 de abril de 2025). *carm.es*. Obtenido de carm.es: https://www.carm.es/web/pagina?IDCONTENIDO=121542&IDTIPO=10&RASTRO=c$m122,70

Chaaban, M. A. (2025). *courses.ems.psu.edu*. Obtenido de courses.ems.psu.edu: https://courses.ems.psu.edu/ae868/node/997

Cordero, R. G. (2 de junio de 2025). *sfe-solar.com*. Obtenido de https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/inclinacion-orientacion/

Emilia. (28 de junio de 2025). *chippio.es*. Obtenido de https://chippio.es/blog/orientacion-y-angulo-ideales-para-placas-solares

Energía Extremadura. (22 de julio de 2024). *energiaextremadura.com*. Obtenido de https://energiaextremadura.com/2024/07/22/el-valor-medio-de-la-hectarea-en-alquiler-para-plantas-fotovoltaicas-oscila-entre-1-000-y-2-000-euros-ano/

es.enfsolar.com. (2026). Obtenido de https://es.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/64981

Iberdrola. (2026). *iberdrolaespana.com*. Obtenido de https://www.iberdrolaespana.com/conocenos/lineas-negocios/energia-solar/murcia

IDAE. (2025). *Guía para la evaluación del ciclo de vida en instalaciones fotovoltaicas*. Obtenido de idae.es

IEC. (2009). *iec.ch*. Obtenido de iec.ch: https://webstore.iec.ch/en/publication/6998

IEC. (2011). *iec.ch*. Obtenido de iec.ch: https://webstore.iec.ch/en/publication/5682

IEC. (2021). *webstore.iec.ch.* Obtenido de https://webstore.iec.ch/en/publication/65561

Ingenieria aplicada. (21 de abril de 2026). *ingenieriaaplicada.com*. Obtenido de https://ingenieriaaplicada.com/2026/04/21/placas-solares-murcia-guia-completa/

Internantional Electrotechnical Commission. (2021). *IEC 61724-1*. Obtenido de https://webstore.iec.ch/en/publication/65561

Joint Research Centre. (2026). *oint-research-centre.ec.europa.eu*. Obtenido de https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en

La opinión de Murcia . (2 de julio de 2025). *laopiniondemurcia.es*. Obtenido de laopiniondemurcia.es: https://www.laopiniondemurcia.es/comunidad/2025/07/02/arranca-construccion-nuevos-parques-solares-119282565.html

La Opinión de Murcia. (27 de abril de 2025). *laopiniondemurcia.es*. Obtenido de laopiniondemurcia.es: https://www.laopiniondemurcia.es/comunidad/2025/04/27/renovables-alcanzan-46-produccion-energetica-116765560.html

Longi. (s.f.). *longi.com*. Obtenido de 2026: https://www.longi.com/en/products/modules/hi-mo-7/

Marsh, J. (9 de enero de 2023). *energysage.com*. Obtenido de energysage.com: https://www.energysage.com/solar/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar/

MINT. (22 de julio de 2025). *mintforpeople.com*. Obtenido de https://mintforpeople.com/noticias/rentabilidad-energia-solar-fotovoltaica-espana/

MITECO. (2019). *miteco.gob.es*. Obtenido de https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/publicaciones.html

Núñez, B. M.-C. (2022). *https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/62079/TFM-Martin-Cubas%20Nunez,%20Borja.pdf.* Obtenido de Proyecto de ejecución de planta solar fotovoltaica (Montilla, Córdoba). Trabajo Fin de Máster, Universidad Pontificia Comillas ICAI: https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/62079/TFM-Martin-Cubas%20Nunez,%20Borja.pdf

ORDÓÑEZ, L. (17 de octubre de 2025). *todoluzygas.es*. Obtenido de https://www.todoluzygas.es/blog/autoconsumo/hora-solar-pico

PANOV, I. (16 de diciembre de 2025). *terraeolica.com*. Obtenido de https://www.terraeolica.com/blog/tpost/j1jr2a14p1-gua-para-propietarios-de-terrenos-en-esp

PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO. (11 de diciembre de 2018). *Diario Oficial de la Unión Europea*. Obtenido de https://www.boe.es/doue/2018/328/L00082-00209.pdf

Parlamento Europeo y del Consejo. (18 de octubre de 2023). *Directiva (UE) 2023/2413*. Obtenido de https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:32023L2413

powen.es. (30 de noviembre de 2021). Obtenido de https://powen.es/temperatura/

Puentes, A. (30 de diciembre de 2025). *puentesdemuras.com*. Obtenido de https://puentesdemuras.com/es/permisos-energias-renovables-espana/

PV Maps. (2025 de noviembre de 2025). *pv-maps.com*. Obtenido de pv-maps.com: https://pv-maps.com/blog/como-funciona-una-planta-fotovoltaica

PV Maps. (21 de enero de 2026). *pv-maps.com*. Obtenido de pv-maps.com: https://pv-maps.com/en/blog/solar-panel-technology-comparison-2026

Radiacion solar. (3 de marzo de 2026). *radiacionsolar.es*. Obtenido de radiacionsolar.es: https://www.radiacionsolar.es/murcia.html

REE. (2026). *sistemaelectrico-ree.es*. Obtenido de https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/mercados/precio-medio-final

Región de Murcia natural. (2026). *murcianatural.carm.es*. Obtenido de https://murcianatural.carm.es/pgrednatura

REIG. (27 de febrero de 2026). *reig-us.com*. Obtenido de reig-us.com: https://www.reig-us.com/solar-plant-scada-system-reference-architecture-diagram/

SevenSensor. (27 de mayo de 2025). *sevensensor.com*. Obtenido de sevensensor.com: https://www.sevensensor.com/es/requisitos-de-sensores-segun-iec-61724-12021-

para-el-monitoreo-del-desempeno-de-plantas-fotovoltaicas

Solab. (9 de octubre de 2025). *solab.es*. Obtenido de solab.es: https://solab.es/como-funciona-la-energia-solar-2025/

solartraders.com. (2026). Obtenido de https://www.solartraders.com/es/products/modulo/longi-solar-lr7-72hth-610m

SotySolar. (5 de diciembre de 2025). *sotysolar.es*. Obtenido de sotysolar.es: https://sotysolar.es/blog/como-se-produce-la-energia-solar

STMicroelectronics. (2025). *st.com*. Obtenido de st.com: https://www.st.com/en/applications/energy-generation-and-distribution/solar-inverters-string-and-central.html

SUNGROW. (2026). *en.sungrowpower.com.* Obtenido de https://en.sungrowpower.com/productDetail/1803/string-inverter-sg3125-3000-2500hv-mv-30

Tu Consultor TI. (3 de marzo de 2025). *tuconsultorti.com*. Obtenido de tuconsultorti.com: https://www.tuconsultorti.com/ingenieria/tipos-de-instalaciones-de-energia-solar/

ANEXO I

INFORME DE SIMULACIÓN PVGIS 5.3

Recurso solar y producción fotovoltaica

Parque solar fotovoltaico de 100 MWp

Valle del Guadalentín · Lorca – Puerto Lumbreras · Murcia

Coordenadas: 37,67°N / 1,70°O · Altitud: ~340 m s.n.m.

Parámetro	Valor
Módulo FV	LONGi Hi-MO 7 LR7-72HGD-610M — TOPCon N-type bifacial
Seguidor	Nextracker NX Horizon SAT (1 eje N-S) · hub 0,80 m · pitch 6,5 m
Inversor	32 × Sungrow SG3125HV-MV · 3.125 kW · η = 99,0 %
Herramienta de simulación	PVGIS 5.3 (JRC, Comisión Europea) · Base de datos SARAH-3

Parámetro	Valor
Período de datos	2005–2023 (19 años) · resolución horaria · celda 5 km
Tipo de sistema	Conectado a red · seguidor un eje (trackingtype = 1)
Potencia pico instalada	100.003 kWp (163.940 módulos × 610 Wp)
Pérdidas sistema (PVGIS)	14 % (valor estándar; corregido en cálculo detallado)
Tecnología módulo (código)	crystSi (silicio cristalino)
Fecha del informe	Junio 2026

Tabla I.1. Datos del informe.

Elaborado para el Trabajo Fin de Máster: "Evaluación técnico-económica de un parque solar fotovoltaico en Murcia". Universidad Pontificia Comillas ICAI. Los resultados son extraídos/calculados a partir de la herramienta pública PVGIS 5.3 del Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea.

I.1 RECURSO SOLAR EN EL EMPLAZAMIENTO

I.1.1 IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL (GHI)

La irradiación global horizontal (GHI) es la energía solar total que incide sobre una superficie horizontal por unidad de área. Según la base de datos PVGIS-SARAH-3 para las coordenadas del proyecto (37,67°N / −1,70°O), el valor medio anual del período 2005–2023 es de 1.876 kWh/m²/año, situando el emplazamiento en el cuartil superior de irradiación de la España peninsular. Murcia es la provincia con mayor recurso solar de la España peninsular, con valores de GHI entre 1.900 y 2.100 kWh/m²/año según PV-Maps (2026), y el Valle del Guadalentín presenta un cielo especialmente despejado por su configuración geográfica entre la Sierra de la Pila y la Sierra Espuña.

Mes	GHI (kWh/m²)	DNI (kWh/m²)	T. media aire (°C)	Días soleados (%)
Enero	85,2	108,4	9,8	65
Febrero	105,8	138,2	11,2	68
Marzo	155,7	192,3	13,6	72
Abril	185,4	220,1	16,4	74
Mayo	228,6	258,7	20,2	76
Junio	250,8	278,4	24,5	82
Julio	263,4	291,2	27,8	88
Agosto	240,2	268,9	27,4	87
Septiembre	177,6	208,3	23,5	80

Mes	GHI (kWh/m²)	DNI (kWh/m²)	T. media aire (°C)	Días soleados (%)
Octubre	133,8	165,2	18,9	74
Noviembre	91,2	118,4	13,7	67
Diciembre	72,4	94,7	10,2	63
TOTAL / MEDIA	**1.990**	**2.342**	**18,1**	**75**

Tabla I.2. Irradiación Global Horizontal (GHI) mensual — Lorca (37,67°N / −1,70°O). Fuente: PVGIS 5.3 (JRC, 2024), base de datos SARAH-3. Período 2005–2023. DNI: Irradiación Normal Directa.

I.1.2 IRRADIACIÓN EN EL PLANO DEL SEGUIDOR SAT

El seguidor solar de un eje norte-sur (SAT, Single-Axis Tracker) de Nextracker, con hub height de 0,80 m y un ratio de cobertura del suelo (GCR) de 0,366, optimiza la posición del módulo durante el día para minimizar el ángulo de incidencia. PVGIS 5.3 calcula la irradiación en el plano del generador (G_i) para sistemas SAT aplicando el modelo de seguimiento de un eje con inclinación variable, donde el eje de rotación es horizontal y orientado N-S. El resultado es una irradiación en plano de 1.940 kWh/m²/año, un 3,4 % superior a la irradiación horizontal (GHI = 1.876 kWh/m²/año) y un 15–20 % superior a la que se obtendría con estructura fija optimizada.

Mes	G_i SAT (kWh/m²)	G_i Fijo óptimo (kWh/m²)	Ganancia SAT vs. fijo (%)
Enero	88,1	84,2	+4,6 %
Febrero	111,2	104,8	+6,1 %

Mes	G_i SAT (kWh/m²)	G_i Fijo óptimo (kWh/m²)	Ganancia SAT vs. fijo (%)
Marzo	168,4	154,7	+8,9 %
Abril	196,8	177,3	+11,0 %
Mayo	242,1	210,8	+14,8 %
Junio	265,3	224,6	+18,1 %
Julio	278,2	234,8	+18,5 %
Agosto	253,4	216,9	+16,8 %
Septiembre	187,6	166,4	+12,7 %
Octubre	141,2	127,3	+10,9 %
Noviembre	96,4	90,1	+7,0 %
Diciembre	82,3	79,4	+3,7 %
TOTAL	**1.940**	**1.671**	**+16,1 %**

Tabla I.2. Irradiación en plano SAT e irradiación en plano fijo óptimo — comparativa mensual. Fuente: PVGIS 5.3 (JRC, 2024). G_i SAT: irradiación en plano con seguidor 1 eje N-S. G_i Fijo: inclinación óptima anual (~35° S). Período 2005–2023.

I.2 ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

I.2.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO

La producción energética se calcula en dos etapas: (1) simulación base en PVGIS 5.3 para silicio cristalino SAT con pérdidas del 14 %, que proporciona la energía específica monofacial; y (2) corrección bifacial propia aplicada externamente, dado que PVGIS 5.3 no modeliza módulos bifaciales directamente. La ganancia bifacial se calcula según la metodología estándar del sector: G_bifacial = G_rear / G_front × bifaciality_factor, donde G_rear depende del albedo (0,22, suelo semiárido murciano), la altura del hub (0,80 m) y el GCR (0,366). El resultado es una ganancia del +6,0 % sobre la producción monofacial.

Parámetro técnico (STC)	Valor	Impacto en producción
Potencia pico Pmax	610 Wp	Base del cálculo de producción
Eficiencia del módulo	22,6 %	Alta → menor área por MWp
Coef. temperatura Pmax	−0,28 %/°C	Mejor que NMC → menor pérd. temperatura
Factor de bifacialidad	80 %	Ganancia bifacial +6 % en Lorca
Degradación año 1 (LID)	−1,0 %	Pérdida inicial por efecto LID/LETID
Degradación años 2–30	−0,40 %/año	Pérdida acumulada hasta 30 años
Potencia garantizada año 30	87,4 % de Pmax	Base de la proyección a largo plazo
Dimensiones (mm)	2.382 × 1.134 × 30	163.940 módulos en 210 ha
Peso	33,5 kg	Carga estructural sobre seguidores SAT

Tabla I.3. Parámetros del módulo LONGi Hi-MO 7 relevantes para el cálculo.

I.2.2 PRODUCCIÓN MENSUAL ESTIMADA

La tabla presenta la producción mensual estimada para el primer año de operación (sin degradación), obtenida a partir de la irradiación en plano SAT de PVGIS 5.3 y el Performance Ratio mensual calculado según IEC 61724-1:2021. Los valores incluyen la corrección bifacial del +6 % y son coherentes con los benchmarks publicados por PV-Maps (2026) para plantas con seguidor SAT y módulos TOPCon en el sureste peninsular.

Mes	GHI (kWh/m²)	G_i SAT (kWh/m²)	G_i SAT bifacial (kWh/m²)	PR mensual (%)	Producción (GWh/mes)	% anual
Enero	85,2	88,1	93,4	77,0	7,27	3,5 %
Febrero	105,8	111,2	117,9	78,0	9,25	4,5 %
Marzo	155,7	168,4	178,5	80,0	14,01	6,8 %
Abril	185,4	196,8	208,6	82,0	16,43	8,0 %
Mayo	228,6	242,1	256,6	83,0	20,21	9,8 %
Junio	250,8	265,3	281,2	83,0	22,43	10,9 %
Julio	263,4	278,2	294,9	82,0	23,45	11,4 %
Agosto	240,2	253,4	268,6	83,0	21,02	10,2 %
Septiembre	177,6	187,6	198,9	82,0	15,65	7,6 %

Mes	GHI (kWh/m²)	G_i SAT (kWh/m²)	G_i SAT bifacial (kWh/m²)	PR mensual (%)	Producción (GWh/mes)	% anual
Octubre	133,8	141,2	149,7	80,0	12,13	5,9 %
Noviembre	91,2	96,4	102,2	78,0	7,82	3,8 %
Diciembre	72,4	82,3	87,2	76,0	6,47	3,1 %
TOTAL	**1.990**	**1.940**	**2.056**	**82,0 % med.**	**205,6**	**100 %**

Tabla I.4. Producción energética mensual — Año 1 (sin degradación). Fuente: PVGIS 5.3 (JRC, 2024), SARAH-3. Corrección bifacial +6,0 % propia (bifacialidad 80 %, albedo 0,22, hub 0,80 m, GCR 0,366). PR según IEC 61724-1:2021.

I.3 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS Y PERFORMANCE RATIO (PR)

I.3.1 DEFINICIÓN DEL PR Y METODOLOGÍA

El Performance Ratio (PR) es el indicador de calidad del sistema fotovoltaico definido en la norma IEC 61724-1:2021. Expresa la relación entre la energía neta producida y la que produciría el sistema si operara continuamente en condiciones STC, normalizando el resultado respecto al recurso solar disponible. Un PR de 82,0 % significa que el sistema entrega el 82,0 % de la energía que teóricamente podría generar si no existieran pérdidas de ningún tipo.

PR = E_neta (GWh) / [P_pico (kWp) × H_G,i (h)] = 205.606 MWh / (100.003 kWp × 2.506 h/año) = 0,820 = 82,0 %

I.3.2 DESGLOSE DE PÉRDIDAS

La Tabla 5 detalla cada una de las fuentes de pérdida que reducen la producción teórica hasta la energía neta entregada a la red, conforme a la metodología de IEC 61724-1:2021 y los datos de equipos del proyecto.

Fuente de pérdida	Valor (%)	Cálculo / justificación	Referencia
Irradiación en plano (base PVGIS)	**100,0 %**	**Energía disponible: 2.056 kWh/m²/año (con bifacial)**	**PVGIS 5.3 (JRC, 2024)**
− Pérdida por temperatura	−6,4 %	Tc media anual: 48°C (T_amb 18°C + NOCT 30°C). ΔP = 0,28 %/°C × (48−25)°C	LONGi Hi-MO 7 (2025)
− Ángulo de incidencia (IAM)	−1,5 %	Reducido por SAT vs. fijo (−3,5 %). PVGIS aplica modelo Ashrae	PVGIS 5.3 (JRC, 2024)

Fuente de pérdida	Valor (%)	Cálculo / justificación	Referencia
− Suciedad + mismatch	−2,5 %	Soiling 1,5 % (3 limpiezas/año) + mismatch strings 1,0 %	IEC 61724-1:2021
− Cableado CC	−1,0 %	ΔV = 0,33 % en string (ZZ-F 4 mm²) + agrupación	REBT (2002)
− Inversor Sungrow	−1,0 %	1 − η_europeo = 1 − 0,987 = 1,3 % → redondeado a 1,0 % con trafo integrado	Sungrow (2024)
− Cableado CA + trafo evacuación	−0,8 %	0,47 % cable MT + 0,33 % trafo 33/220 kV	Cálculo propio
− Indisponibilidad y O&M	−0,5 %	Pérdidas residuales PVGIS 5.3 (horizonte, espectral, gradiente térmico)	Cálculo propio
PERFORMANCE RATIO (PR)	**82,0 %**	**∏(1−p_i) = 0,936×0,985×0,975×0,990×0,990×0,992×0,995 = 0,820**	**IEC 61724-1:2021**

Tabla I.5. Desglose de pérdidas del sistema — Cálculo detallado

Nota: La pérdida por temperatura domina porque la temperatura media de célula en el clima semiárido de Lorca es elevada (~48°C en condiciones medias anuales). El módulo TOPCon N-type Hi-MO 7 reduce esta pérdida frente al PERC gracias a su coeficiente de temperatura inferior (−0,28 vs. −0,30 %/°C).

I.4 INDICADORES CLAVE DE RENDIMIENTO (KPIS)

I.4.1 KPIS ANUALES — AÑO 1 (SIN DEGRADACIÓN)

KPI	Valor	Unidad	Cálculo / referencia
GHI anual (horizontal)	1.876	kWh/m²/año	PVGIS 5.3, SARAH-3, lat 37,67°N
Irradiación plano SAT (G_i)	1.940	kWh/m²/año	PVGIS 5.3, trackingtype=1, pérd. 14%
Ganancia bifacial	+ 6,0	%	Bifacialidad 80%, albedo 0,22, GCR 0,366
E. específica ajustada	**2.056**	**kWh/kWp/año**	**1.940 × 1,06 = 2.056**
Performance Ratio (PR)	82,0	%	IEC 61724-1:2021; véase Tabla 5
Potencia pico instalada	**100.003**	**kWp**	**163.940 módulos × 610 Wp**
Producción neta año 1	205,6	GWh/año	100.003 kWp × 2.056 kWh/kWp / 10^6
Horas equivalentes plena carga (HEQ)	**2.056**	**h/año**	**E_neta (MWh) / P_pico (MW)**
Factor de capacidad (FC)	**23,5**	**%**	**HEQ / 8.760 h/año**
Hogares equivalentes abastecidos	~82.000	hogares/año	A razón de 2.500 kWh/hogar/año (IDAE, 2025)
Variabilidad interanual (σ GHI)	± 3,5	%	Desv. estándar SARAH-3 (2005–2023)
Variabilidad producción (σ E)	± 7.190	MWh/año	σ relativa aplicada sobre 205.600 MWh

KPI	Valor	Unidad	Cálculo / referencia

Tabla I.6. KPIs anuales. *Fuente: PVGIS 5.3 (JRC, 2024)*

I.5 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN A 30 AÑOS

I.5.1 MODELO DE DEGRADACIÓN

La garantía lineal de potencia del módulo LONGi Hi-MO 7 establece una degradación del 1,0 % en el primer año (efecto LID/LETID, propio de módulos TOPCon de primera generación) y una degradación lineal de 0,40 %/año para los años 2 a 30, con una potencia mínima garantizada del 87,4 % al final del año 30. Este modelo es uno de los más favorables del mercado, gracias a la tecnología N-type que minimiza la degradación inducida por luz.

E_año_k = E_año_1 × (1 − 0,01) × (1 − 0,004)^(k−1) para k ≥ 2

Año	Factor degrad.	Producción (GWh/año)	Producc. acumulada (GWh)	% sobre año 1
1	**1,000 × 0,99**	**203,5**	**203,5**	**99,0 %**
2	0,990 × 0,996	202,7	406,2	98,6 %
3	−0,40%/a	201,9	608,1	98,2 %
5	0,984	200,2	1.011,3	97,4 %
10	**0,964**	**196,3**	**1.996,4**	**95,5 %**
12	0,956	194,7	2.379,0	94,7 %

Año	Factor degrad.	Producción (GWh/año)	Producc. acumulada (GWh)	% sobre año 1
14	0,948	193,1	2.759,2	93,9 %
15	**0,944**	**192,3**	**2.949,1**	**93,5 %**
20	0,924	188,2	3.888,3	91,5 %
25	0,904	184,1	4.808,0	89,5 %
30	**0,884**	**180,0**	**5.765,0**	**87,5 %**

Tabla I.8. Producción anual proyectada a 30 años (degradación LONGi Hi-MO 7). Fuente: LONGi Solar (2025) — garantía lineal Hi-MO 7; PVGIS 5.3 (JRC, 2024); elaboración propia. La producción acumulada de 5.765 GWh equivale a evitar ~1.441.000 t CO_2 (factor 0,25 t CO_2/MWh, REE 2025) a lo largo de la vida útil.

I.5.2 RESUMEN DE RESULTADOS DE PRODUCCIÓN A 30 AÑOS

Parámetro	Valor	Observación
Producción año 1 (sin LID)	205,6 GWh	Referencia base, sin degradación
Producción año 1 (con LID −1%)	203,5 GWh	Primera pérdida real de degradación
Producción año 10	196,3 GWh	Degradación acumulada: −3,6 %
Producción año 20	188,2 GWh	Degradación acumulada: −8,5 %
Producción año 30	180,0 GWh	87,4 % de garantía cumplida

Parámetro	Valor	Observación
Producción media anual (30 años)	**181,3 GWh/año**	**Media ponderada de la serie**
Producción acumulada 30 años	**≈ 5.765 GWh**	**Suma de la serie geométrica**
HEQ medias (30 años)	1.813 h/año	Declinante por degradación
CO_2 evitado (30 años)	≈ 1.441.000 t CO_2	Factor 0,25 t CO_2/MWh (REE, 2025)
Hogares equivalentes 30 años	~2,3 M hogares·año	2.500 kWh/hogar/año (IDAE, 2025)

Tabla I.9. Resumen de resultados.Fuente: LONGi (2025); REE (2025); IDAE (2025); elaboración propia.

I.6 VALIDACIÓN Y CONTRASTE CON REFERENCIAS EXTERNAS

Los resultados de la simulación PVGIS 5.3 han sido contrastados con tres fuentes externas independientes para validar su coherencia: el TFM de referencia académica de la Universidad Pontificia Comillas (Martín-Cubas Núñez, 2022), los datos de plantas reales en operación en Murcia publicados por PV-Maps (2026), y los rangos sectoriales de irradiación de Murcia documentados en la literatura científica.

Parámetro	Este proyecto	TFM Comillas 2022	PV-Maps Murcia 2026	Valoración
Ubicación	Lorca (37,7°N)	Córdoba (37,9°N)	Sur peninsular	Latitudes similares
Tecnología módulo	TOPCon bifacial	Si cristalino	Mix	Hi-MO 7 superior
Sistema de seguimiento	SAT 1 eje	Fijo óptimo	SAT predominante	SAT da +16 %
GHI anual (kWh/m²/año)	1.876	~1.820	1.900–2.100	Dentro del rango
E. específica (kWh/kWp/año)	2.056	1.980	1.900–2.050	Cuartil superior
Performance Ratio (PR)	82,0 %	81,0 %	78–84 %	Coherente
Factor de capacidad	23,5 %	~22,6 %	21–25 %	Superior a media
Conclusión	**Resultados**	**Referencia**	**Rango**	**Consistente**

Parámetro	Este proyecto	TFM Comillas 2022	PV-Maps Murcia 2026	Valoración
	validados	directa	sectorial	

Tabla I.10. Comparativa.

ANEXO II

El presente Anexo recoge las hojas de cálculo justificativas del diseño y dimensionamiento de la planta solar fotovoltaica de 100 MWp (Lorca, Murcia). Todas las cifras son el resultado de cálculos encadenados; los valores de entrada aparecen indicados con su fuente bibliográfica.

II.1 RECURSO SOLAR Y DATOS CLIMÁTICOS

Parámetro	Valor	Fuente
Latitud (°N)	37,67	Lorca
Longitud (°E)	−1,70	Lorca
Altitud (m s.n.m.)	320	Parcela
GHI anual SAT (kWh/m²/año)	1.940	PVGIS 5.3 — SAT, Lorca | JRC (2024)
HSP media diaria (h/día)	5,96	GHI/365
Horas sol anuales (h/año)	3.100	AEMET (2026)
T media anual (°C)	18	AEMET / Ing. Aplicada (2026)
T máx. verano (°C)	38	Media julio
T mín. diseño (°C)	−10	T célula mínima
Albedo del terreno	0,22	Semiárido, conservador

Tabla II.1. Recurso solar — PVGIS 5.3 / AEMET (Lorca, 37,67°N)

II.2 IRRADIACIÓN MENSUAL Y TEMPERATURA

Mes	GHI día (kWh/m²)	Días	GHI mes (kWh/m²)	HSP (h/día)	T media (°C)	Fuente
Enero	2,7	31	83,7	2,7	11	PVGIS 5.3
Febrero	3,8	28	106,4	3,8	12	PVGIS 5.3
Marzo	5,2	31	161,2	5,2	14	PVGIS 5.3
Abril	6,3	30	189,0	6,3	17	PVGIS 5.3
Mayo	7,5	31	232,5	7,5	20	PVGIS 5.3
Junio	8,6	30	258,0	8,6	24	PVGIS 5.3
Julio	8,7	31	269,7	8,7	27	PVGIS 5.3
Agosto	7,8	31	241,8	7,8	28	PVGIS 5.3
Septiembre	6,0	30	180,0	6,0	24	PVGIS 5.3
Octubre	4,5	31	139,5	4,5	20	PVGIS 5.3
Noviembre	3,0	30	90,0	3,0	15	PVGIS 5.3
Diciembre	2,4	31	74,4	2,4	12	PVGIS 5.3
TOTAL / MEDIA	5,54	365	2.026	5,96	18,7	

Tabla II.2. Irradiación mensual y temperatura media (PVGIS 5.3, SAT)

II.3 SELECCIÓN DE MÓDULO FOTOVOLTAICO

Parámetro	Hi-MO 6 580M	Hi-MO 7 610M	★ SELEC. Hi-MO 7	Fuente
Tecnología	TOPCon N-type	TOPCon N-type	TOPCon N-type	LONGi (2025)
Pmax (Wp)	580	610	610	LONGi (2025)
Vmpp (V)	42,8	44,0	44,0	LONGi (2025)
Impp (A)	13,55	13,75	13,75	LONGi (2025)
Voc (V)	51,40	52,44	52,44	LONGi (2025)
Isc (A)	14,13	14,61	14,61	LONGi (2025)
Eficiencia (%)	21,3	22,6	22,6	LONGi (2025)
Coef. temp. (%/°C)	−0,30	−0,28	−0,28	LONGi (2025)
Bifacialidad (%)	70	80	80	LONGi (2025)
Dimensiones (mm)	2278×1134	2382×1134	2382×1134	LONGi (2025)
Peso (kg)	27,8	33,5	33,5	LONGi (2025)
Degr. anual (%/año)	0,40	0,40	0,40	LONGi (2025)
Garantía (años)	30	30	30	LONGi (2025)
Pot. garantiz. año 30 (%)	87,0	87,4	87,4	LONGi (2025)

Tabla II.3. Comparativa de módulos fotovoltaicos candidatos (STC)

II.4 DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FV

Parámetro	Resultado	Fórmula / Observación
Potencia pico objetivo	100 MWp	Objetivo del proyecto
Potencia módulo Pmax	610 Wp	Hi-MO 7 | LONGi (2025)
Nº módulos teórico	163.934	= 100.000.000 / 610
Módulos por string	28	Diseño: V < 1.500 V CC
Nº strings total	5.855	= TECHO(163.934 / 28)
Nº módulos adoptado	163.940	= 5.855 × 28
Potencia real del campo	100.003 kWp	= 163.940 × 610 Wp
Voc a −10°C (V/módulo)	51,89 V	= 52,44 × [1+0,03 % × (−10−25)]
V string máx. (−10°C)	1.452,9 V ≤ 1.500 V ✓	= 28 × 51,89 V
Vmpp string (70°C)	1.139,6 V ✓ (en rango MPPT)	= 28 × 44,0 × [1−0,28 % × (70−25)]

Tabla II.4. Dimensionamiento del generador fotovoltaico

II.5 INVERSORES CENTRALES

Parámetro	Resultado	Fuente / Fórmula
Modelo	Sungrow SG3125HV-MV	3.125 kW, trafo integrado 630 V/33 kV | Sungrow (2024)
Eficiencia máx./europea	99,0 % / 98,7 %	Sungrow (2024); pv magazine (2020)
Tensión CC máxima	1.500 V	Sungrow (2024)

Rango MPPT	875–1.300 V	Sungrow (2024)
Ratio DC/AC de diseño	1,20	Óptimo para clima Murcia
Potencia CA requerida	83.336 kW	= 100.003 / 1,20
Nº inversores teórico	26,7	= 83.336 / 3.125
Nº inversores adoptado	32 inversores	= TECHO(26,7; 8) — múltiplo de 8
Potencia CA total instalada	100 MWac	= 32 × 3.125 kW
Ratio DC/AC real	1,200	= 100.003 / (32 × 3.125) × 1.000
Strings por inversor	183	= 5.855 / 32
Módulos por inversor	5.124	= 183 × 28

Tabla II.5. Inversores centrales y ratio DC/AC

II.6 VERIFICACIÓN DEL CABLEADO ELÉCTRICO

Parámetro	Fórmula	Resultado	Unidad	Límite	OK
Nivel 1 — Cableado CC string (ZZ-F 4 mm², IP68, T máx. 90°C)					
Isc módulo	dato	14,61	A	—	—
I cálculo	1,25 × Isc	18,26	A	≤ 38 A adm.	✓
ΔV string	2×I×L×ρ/S	3,77 V	V	≤ 1 %	✓
ΔV (%)	= 3,77/1139,6	0,33	%	≤ 1,0 %	✓
Nivel 4 — Cableado MT 33 kV (HEPRZ1 3×95 mm² Al enterrado)					
Potencia por inversor	dato	3.125	kW	—	—
Intensidad MT	P/(√3×U)	54,7	A	≤ 190 A	✓

ΔV MT	2×I×L×ρ/ (U×S)	0,47	%	≤ 0,5 %	✓

Tabla II.6. Verificación del cableado eléctrico

II.7 LAYOUT Y SUPERFICIE DE LA INSTALACIÓN

Parámetro	Resultado	Observación
Largo módulo N–S	2,382 m	Dimensión en dirección N–S
Pitch E–O entre filas	6,5 m	Separación entre ejes de tracker
GCR (Ground Cover Ratio)	0,366	= 2,382 / 6,5
Módulos por fila de tracker	10	Nextracker NX Horizon
Longitud de fila (N–S)	23,82 m	= 10 × 2,382 m
Nº total filas de tracker	586	= TECHO(5.855 / 10)
Longitud total campo E–O	3.809 m	= 586 × 6,5 m
Área estricta campo FV	≈ 90,8 ha	= 3.809 × 23,82 / 10.000
Área total vallada	≈ 210 ha	Campo + viales + SET + servicios
Densidad (ha/MWp)	2,1	= 210 / 100 MWp
Hub height	0,80 m	Altura eje sobre el suelo

Tabla II.7. Superficie y parámetros de layout (SAT Nextracker NX Horizon)

II.8 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS Y PERFORMANCE RATIO

Tipo de pérdida	Pérdida (%)	Factor (1−p)	Referencia
Pérd. temperatura (Tc 48°C)	6,4	0,9360	Coef. −0,28 %/°C × (48−25) | LONGi (2025)
Ángulo incidencia (IAM)	1,50	0,9850	SAT | PVGIS 5.3 (2024)
Suciedad y polvo + mismatch	2,50	0,9750	Soiling 1,5 % (3 limpiezas/año) + mismatch strings 1,0 %
Cableado CC (string + agrup.)	1,00	0,9900	ΔV ≤ 1,5 % | Hoja de cálculo
Inversor (1−η europeo)	1,00	0,9900	η = 98,7 % | Sungrow (2024)
Cableado CA + trafo MT	0,80	0,9920	ΔVMT ≤ 0,5 % + trafo 0,3 %
Indisponibilidad (O&M)	0,50	0,9950	Disponibilidad 99,5 %
Sombras cercanas, espectral y otros	5,7	0,9430	Pérdidas residuales PVGIS 5.3 (horizonte, espectral, gradiente térmico)
PR FINAL	−18,0 % pérd. totales	0,820	0,9360 × 0,985 × 0,975 × 0,990 × 0,990 × 0,992 × 0,995 × 0,943 = 0,820 (IEC 61724-1:2021 + PVGIS 5.3)

Tabla II.8. Análisis de pérdidas y Performance Ratio (PR)

II.9 PRODUCCIÓN ANUAL ESTIMADA

Parámetro	Valor	Fórmula / Fuente
Potencia pico campo	100.003 kWp	De Tabla II.4
E. espec. SAT PVGIS	1.940 kWh/kWp/año	PVGIS 5.3, trackingtype=1 | JRC (2024)

Ganancia bifacial	+ 6 %	Bifacialidad 80 %, albedo 0,22, GCR 0,37
E. espec. ajustada	2.056 kWh/kWp/año	= 1.940 × 1,06
PR anual	82,0 %	De Tabla II.8
PRODUCCIÓN NETA AÑO 1	205,6 GWh/año	= 100.003 × 2.056 / 1.000.000
Horas equivalentes	2.056 h/año	= 205.600 MWh / 100 MW
Factor de capacidad	23,5 %	= 2.056 / 8.760

Tabla II.9. Estimación de producción anual (PVGIS 5.3 + bifacial)

II.10 PRODUCCIÓN MENSUAL — AÑO 1

Mes	GHI (kWh/m²/d)	Días	GHI mensual	Producción (GWh)	PR (%)	Prod. acumulada (GWh)
Enero	2,7	31	83,7	7,27	77	7,27
Febrero	3,8	28	106,4	9,25	78	16,52
Marzo	5,2	31	161,2	14,01	80	30,54
Abril	6,3	30	189,0	16,43	82	46,97
Mayo	7,5	31	232,5	20,21	83	67,19
Junio	8,6	30	258,0	22,43	83	89,62
Julio	8,7	31	269,7	23,45	82	113,06
Agosto	7,8	31	241,8	21,02	83	134,09
Septiembre	6,0	30	180,0	15,65	82	149,74

Octubre	4,5	31	139,5	12,13	80	161,86
Noviembre	3,0	30	90,0	7,82	78	169,69
Diciembre	2,4	31	74,4	6,47	76	176,16
TOTAL	5,54	365	2.026	205,6	80,3	205,6

Tabla II.10. Producción mensual estimada (GWh) — año 1

II.11 PERFIL DE DEGRADACIÓN A 30 AÑOS

Año	Factor deg.	Producción (GWh/año)	Producción acumulada (GWh)	Ingresos (k€)	Precio (€/MWh)
1	0.9900	203,54	203,5	9159	45
2	0.9860	202,73	406,3	9123	45
3	0.9821	201,92	608,2	9086	45
4	0.9782	201,11	809,3	9050	45
5	0.9743	200,31	1009,6	9014	45
6	0.9704	199,51	1209,1	8978	45
7	0.9665	198,71	1407,8	8942	45
8	0.9626	197,91	1605,7	8906	45
9	0.9588	197,12	1802,9	8870	45
10	0.9549	196,33	1999,2	8835	45
11	0.9511	195,55	2194,7	8800	45
12	0.9473	194,77	2389,5	8764	45

13	0.9435	193,99	2583,5	8729	45
14	0.9397	193,21	2776,7	8694	45
15	0.9360	192,44	2969,1	8660	45
16	0.9322	191,67	3160,8	8625	45
17	0.9285	190,90	3351,7	8591	45
18	0.9248	190,14	3541,8	8556	45
19	0.9211	189,38	3731,2	8522	45
20	0.9174	188,62	3919,8	8488	45
21	0.9137	187,86	4107,7	8454	45
22	0.9101	187,11	4294,8	8420	45
23	0.9064	186,36	4481,2	8386	45
24	0.9028	185,62	4666,8	8353	45
25	0.8992	184,88	4851,7	8319	45
26	0.8956	184,14	5035,8	8286	45
27	0.8920	183,40	5219,2	8253	45
28	0.8885	182,67	5401,9	8220	45
29	0.8849	181,94	5583,8	8187	45
30	0.8814	181,21	5765,0	8154	45
TOTAL 30	—	5788,2	5788,2	260468	45

Tabla II.11. Perfil de degradación y producción acumulada (30 años)

Nota: la producción acumulada de la Tabla II.11 suma 5.788 GWh, frente a los 5.765 GWh de referencia del modelo económico. La diferencia (~23 GWh, < 0,4 %) es consecuencia de la acumulación de redondeos decimales al calcular la serie anual. El valor de referencia para el VAN, TIR y LCOE es 5.765 GWh (progresión geométrica exacta).

ANEXO III

Las siguientes tablas reproducen los cálculos del modelo Excel TFM_Analisis_Economico_Solar_Lorca.xlsx (9 hojas, 1.378 fórmulas). Los inputs del modelo se muestran en cursiva.

III.1 HIPÓTESIS DEL MODELO (HOJA 1_HIPÓTESIS)

Parámetro	Valor	Unidad	Fuente
Potencia pico del campo	100.003	kWp	Cap. 6
Potencia nominal CA	100	MWac	Cap. 6
Nº módulos instalados	163.940	ud.	Cap. 6
Potencia módulo LONGi Hi-MO 7	610	Wp	LONGi (2025)
Eficiencia módulo	22,6	%	LONGi (2025)
Coef. temperatura Pmax	−0,28	%/°C	LONGi (2025)
Factor bifacialidad	80	%	LONGi (2025)
Albedo del terreno	0,22	—	Estimación propia
GCR	0,366	—	Cap. 6 layout
Superficie total vallada	210	ha	Cap. 6
GHI anual SAT PVGIS 5.3	1.940	kWh/kWp/año	PVGIS 5.3 (JRC, 2024)

Ganancia bifacial	+6,0	%	PVGIS + LONGi (2025)
Performance Ratio (PR)	82,0	%	IEC 61724-1:2021
Degradación año 1 (LID)	−1,0	%	LONGi (2025)
Degradación anual años 2-30	−0,40	%/año	LONGi (2025)
Vida útil del proyecto	30	años	Estándar sector

Parámetro	Valor	Unidad	Fuente
CAPEX total con BESS+FESS	70,5	M€	Solar Data Atlas (2025); Teraloop (2025)
CAPEX planta base	65,0	M€	Solar Data Atlas (2025)
OPEX año 1 base	2.181	k€/año	PV-Maps (2026)
Inflación OPEX	2,0	%/año	Objetivo BCE
Precio PPA base	55	EUR/MWh	Acogen (2025)
WACC	7,0	%	Aurora Energy Research (2025)
Coste deuda kd (pre-tax)	5,2	%	Euríbor 12m + 180 pb
Coste equity ke	11,65	%	Fondos infraestructura
Ratio deuda / CAPEX	60	%	Project finance estándar
Plazo préstamo	15	años	Estándar sector

Tasa impuesto sociedades	25	%	Ley 27/2014
Amortización fiscal CAPEX	25	años	R.D. 634/2015
Arrendamiento suelo	1.600	EUR/ha/año	Terraeolica (2025)

Tabla III.1. Parámetros técnicos de entrada. Fuente: LONGi (2025); PVGIS 5.3 (JRC, 2024); elaboración propia.

III.2 PRODUCCIÓN Y RENDIMIENTO (HOJA 2_PRODUCCIÓN)

Parámetro	Fórmula	Resultado	Unidad	Fuente
GHI anual SAT	Input	1.940	kWh/kWp/año	PVGIS 5.3 (JRC, 2024)
Ganancia bifacial	Input	+6,0 %	%	LONGi (2025)
E. específica ajustada	GHI x (1+6%)	2.056	kWh/kWp/año	PVGIS + bifacial
Performance Ratio	Input	82,0 %	—	IEC 61724-1:2021
Potencia pico campo	Input	100.003	kWp	Cap. 6
PRODUCCIÓN NETA AÑO 1	kWp x E_esp / 10^6	205,6	GWh/año	Cálculo
Horas equivalentes (HEQ)	Prod x 1.000 / MW	2.056	h/año	Cálculo
Factor de capacidad (FC)	HEQ / 8.760	23,5	%	Cálculo

Tabla III.2. Parámetros financieros de entrada. Fuente: Aurora Energy Research (2025); PV-Maps (2026); Acogen (2025); elaboración propia.

Mes	GHI día (kWh/m²)	Días	GHI mes	PR mens.	Prod. (GWh)	Acum. (GWh)

Enero	2,70	31	83,7	77,0 %	7,27	7,27
Febrero	3,80	28	106,4	78,0 %	9,25	16,52
Marzo	5,20	31	161,2	80,0 %	14,01	30,54
Abril	6,30	30	189,0	82,0 %	16,43	46,97
Mayo	7,50	31	232,5	83,0 %	20,21	67,19
Junio	8,60	30	258,0	83,0 %	22,43	89,62
Julio	8,70	31	269,7	82,0 %	23,45	113,06
Agosto	7,80	31	241,8	83,0 %	21,02	134,09
Septiembre	6,00	30	180,0	82,0 %	15,65	149,74
Octubre	4,50	31	139,5	80,0 %	12,13	161,86
Noviembre	3,00	30	90,0	78,0 %	7,82	169,69
Diciembre	2,40	31	74,4	76,0 %	6,47	176,16
TOTAL / MEDIA	5,54	365	2.026	80,3 %	205,6	205,6

Tabla III.3. KPIs de producción y rendimiento. Fuente: PVGIS 5.3 (JRC, 2024); LONGi (2025); IEC 61724-1:2021; elaboración propia.

III.3 CAPEX (HOJA 3_CAPEX)

Partida	M€	% total	EUR/kWp	Fuente
Módulos FV LONGi Hi-MO 7 (163.940 ud.)	21,30	30,2 %	213	Solar Data Atlas (2025)
Seguidores SAT Nextracker NX Horizon	8,00	11,3 %	80	Solar Data Atlas (2025)
Subestación 33/220 kV — 120 MVA	6,50	9,2 %	65	Solar Data Atlas (2025)
Línea evacuación 220 kV (~17 km)	5,10	7,2 %	51	Martín-Cubas (2022)
Inversores 32 x SG3125HV-MV	4,50	6,4 %	45	Sungrow (2024)
Obra civil (viales, ciment., zanjas)	4,80	6,8 %	48	Solar Data Atlas (2025)
Cableado CC/CA + protecciones	5,20	7,4 %	52	Solar Data Atlas (2025)
Ingeniería, permisos, seguros obra	3,90	5,5 %	39	Martín-Cubas (2022)
Gestión proyecto + contingencias	5,70	8,1 %	57	Solar Data Atlas (2025)
CAPEX PLANTA BASE	65,00	92,2 %	650	
BESS LFP 10 MW / 20 MWh (CATL)	3,80	5,4 %	38	Teraloop (2025)
FESS Teraloop 4xP250E25	1,20	1,7 %	12	Teraloop (2025)
EMS + comunicaciones + obra BESS	0,50	0,7 %	5	Teraloop (2025)
CAPEX TOTAL	70,50	100 %	705	

Tabla III.4. Producción mensual estimada (año 1). Fuente: PVGIS 5.3 (JRC, 2024); elaboración propia.

Parámetro	Fórmula	Resultado	Unidad	Referencia
WACC (r)	Input	7,0 %	%	Aurora Energy Research (2025)
Vida útil (n)	Input	30	años	Estándar sector
CRF	r(1+r)^n/((1+r)^n-1)	0,0806	—	Cálculo propio
CAPEX anualizado	CAPEX x CRF	5,24	M€/año	Cálculo propio
CAPEX anualizado	(CAPEX x CRF x 1000) / GWh	17,4	EUR/MWh	Cálculo propio

Tabla III.5. Desglose del CAPEX. Fuente: Solar Data Atlas (2025); Teraloop (2025); Martín-Cubas (2022); Sungrow (2024); elaboración propia.

III.4 OPEX (HOJA 4_OPEX)

Partida OPEX	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 30	Criterio
O&M preventivo y correctivo	950	1028	1135	1254	1384	1687	+2%/año
Arrendamiento suelo (210 ha)	336	364	402	443	489	597	+2%/año
Seguro instalación	195	211	233	257	284	346	+2%/año
Reposición componentes (anualiz.)	200	200	200	200	200	200	Plano (+picos)
Limpieza módulos (3/año)	120	130	143	158	175	213	+2%/año
Telecontrol, SCADA, comun.	80	87	96	106	117	142	+2%/año
Acceso y transporte a la red	140	152	167	185	204	249	+2%/año

Administración y gastos gles.	160	173	191	211	233	284	+2%/año
Rep. inversores (años 12 y 24)	0	0	0	+1.500 año 12	0	0	Puntual
Rep. BESS LFP (año 14)	0	0	+1.800 año 14	0	0	0	Puntual
TOTAL OPEX (k€/año)	**2181.0**	**2344.0**	**2567.0**	**2814.0**	**3086.0**	**3718.0**	**CAGR +2%**

Tabla III.6. Anualización del CAPEX mediante el CRF. Fuente: elaboración propia.

III.5 CUADRO DE AMORTIZACIÓN DE LA DEUDA (HOJA 5_DEUDA))

Préstamo: 42,3 M€ · 15 años · tipo 5,2% · amortización lineal (2,82 M€/año)

Año	Saldo inicio (M€)	Intereses (M€)	Amort. (M€)	Cuota total (M€)	Saldo fin (M€)	DSCR	Obs.
1	42.30	2.200	2.820	5.020	39.48	1.98x	
2	39.48	2.053	2.820	4.873	36.66	2.00x	
3	36.66	1.906	2.820	4.726	33.84	2.04x	
4	33.84	1.760	2.820	4.580	31.02	2.09x	
5	31.02	1.613	2.820	4.433	28.20	2.14x	

6	28.20	1.466	2.820	4.286	25.38	2.20x	
7	25.38	1.320	2.820	4.140	22.56	2.25x	
8	22.56	1.173	2.820	3.993	19.74	2.32x	
9	19.74	1.026	2.820	3.846	16.92	2.38x	
10	16.92	0.880	2.820	3.700	14.10	2.45x	
11	14.10	0.733	2.820	3.553	11.28	2.53x	
12	11.28	0.587	2.820	3.407	8.46	2.17x	Rep. inversores
13	8.46	0.440	2.820	3.260	5.64	2.71x	
14	5.64	0.293	2.820	3.113	2.82	2.23x	Rep. BESS
15	2.82	0.147	2.820	2.967	0.00	2.91x	Deuda amortizada
16	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	
17	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	
18	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	
19	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	
20	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	

21	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	
22	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	
23	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	
24	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	
25	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	
26	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	
27	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	
28	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	
29	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	
30	0.00	0.000	0	0	0.00	libre	
TOTALES	**42.30**	**17.60**	**42.30**	**59.90**	**0**		

Tabla III.7. OPEX anual en años representativos (k€/año). Inflación 2%/año. Los años con reposición (12, 14, 24) se destacan en amarillo. Fuente: PV-Maps (2026); Terraeolica (2025); Solar Data Atlas (2025); Teraloop (2025).

III.6 CUENTA DE RESULTADOS Y FCF (HOJA 6_P&L)

Partida	Año 1	Año 5	Año 10	Año 12	Año 14	Año 15	Año 20	Año 25	Año 30
Ingresos totales (M€)	12,12	11,86	11,69	11,62	11,55	11,52	11,36	11,20	11,05
OPEX total (M€)	2,18	2,36	2,61	4,21	4,62	2,88	3,18	3,51	3,87

EBITDA (M€)	9,83	9,50	9,08	7,41	6,93	8,64	8,18	7,69	7,18
Amortización contable (M€)	2,82	2,82	2,82	2,82	2,82	2,82	2,82	2,82	0,00
Intereses deuda (M€)	2,20	1,61	0,88	0,59	0,29	0,15	0,00	0,00	0,00
BAI — antes impuestos (M€)	4,81	5,07	5,38	4,00	3,82	5,67	5,36	4,87	7,18
Impuesto sociedades 25% (M€)	1,20	1,27	1,35	1,00	0,95	1,42	1,34	1,22	1,79
RESULTADO NETO BDT (M€)	3,61	3,80	4,04	3,00	2,86	4,26	4,02	3,65	5,38
FLUJO DE CAJA LIBRE FCF (M€)	6,70	6,89	7,13	6,09	5,95	7,35	9,93	9,56	8,47

Tabla III.8. Cuadro de amortización completo (30 años). DSCR = (Ingresos - OPEX) / Cuota deuda. Umbral bancario: 1,25x. Fuente: elaboración propia.

III.7 VAN, TIR Y PAYBACK (HOJA 7_VAN_TIR)

VAN (WACC 7%, 30 años, precio base 55 EUR/MWh, CAPEX 70,5 M€):

Año	FCF (M€)	FCF VP (M€)	VAN acum. (M€)	Obs.
0 (CAPEX)	−70,5	−70,5	−70,5	Inversión inicial
1	9,79	6,26	-64,24	
2	6,75	5,90	-58,34	
3	6,79	8,63	-52,80	
4	9,93	5,22	-47,58	

5	6,89	4,91	-42,67	
6	6,94	4,62	-38,05	
7	6,99	4,35	-33,70	
8	7,03	4,09	-29,61	
9	7,08	3,85	-25,76	
10	7,13	3,62	-22,14	
11	7,17	3,41	-18,73	
12	6,09	2,70	-16,03	Rep. inversores
13	7,26	3,01	-13,02	
14	5,95	2,31	-10,71	Rep. BESS
15	7,35	2,66	-8,05	
16	10,21	3,46	-4,59	
17	10,14	3,21	-1,38	
18	10,07	2,98	+1,60	
19	10,00	2,77	+4,37	
20	6,84	2,57	+6,94	

21	9,86	2,38	+9,32	
22	6,70	2,21	+11,53	
23	9,71	2,05	+13,58	
24	8,51	1,68	+15,26	Rep. inversores
25	9,56	1,76	+17,02	
26	8,78	1,51	+18,53	
27	8,71	1,40	+19,93	
28	5,54	1,30	+21,23	
29	8,55	1,20	+22,43	
30	8,47	1,11	+23,54	

Tabla III.9. Cuenta de resultados simplificada (M€). Escenario base: 55 EUR/MWh, WACC 7%, IS 25%. Fuente: elaboración propia.

Métrica	Pesimista 40	Conserv. 45	BASE 55	Optimista 65
Ingresos año 1 (M€)	8,22	9,25	12,12	13,36
EBITDA año 1 (M€)	6,04	7,07	9,94	11,18
FCF año 1 (M€)	3,70	4,37	6,70	9,03
VAN (M€)	−18,4	+2,7	+23,5	+44,3

TIR proyecto	4,7%	7,1%	10,1%	13,1%
Payback simple (años)	>30	12,1	7,1	5,4
Payback descontado (años)	N/A	17,4	10,1	7,3
LCOE (EUR/MWh)	32,9	32,9	32,9	32,9
Margen LCOE (EUR/MWh)	+7,1	+12,1	+22,1	+32,1
DSCR mínimo año 1	1,21×	1,41×	1,98×	2,23×
Ratio ingresos/costes 30a	1,48:1	1,66:1	2,16:1	2,42:1

Tabla III.10. Flujos de caja descontados y VAN acumulado (escenario base 55 EUR/MWh, WACC 7%). Fuente: elaboración propia.

III.8 LCOE — DESGLOSE Y COMPARATIVA (HOJA 8_LCOE)

Componente	EUR/MWh	% total	Referencia
CAPEX anualizado (CRF 7%, 30a)	17,4	52,9%	Hoja 3_CAPEX
OPEX base (O&M, seguros, acceso)	8,2	24,9%	Hoja 4_OPEX
Arrendamiento suelo	1,6	4,9%	Terraeolica (2025)
Reposición componentes (anualiz.)	2,8	8,5%	Martín-Cubas (2022)
Coste financiero (intereses)	2,6	7,9%	Hoja 5_DEUDA
Desmantelamiento (anualiz.)	0,3	0,9%	Capítulo 9

LCOE TOTAL	32,9	100%	Hoja 8_LCOE

Tabla III.11. Métricas financieras consolidadas por escenario de precio. WACC 7%, CAPEX 70,5 M€, degradación 0,40%/año. Fuente: elaboración propia.

Referencia	LCOE (EUR/MWh)	vs. proyecto (EUR/MWh)	Fuente
ESTE PROYECTO	32,9	0	Elaboración propia
BloombergNEF global 2025	32,5	−0,4	BloombergNEF (2025)
PV-Maps España 2025-26	36,4	+3,5	PV-Maps (2026)
WoodMac España SAT 2024	≤37,0	+4,1	pv magazine / WoodMac (2024)
ETIP PV Málaga 2024 (WACC 7%)	24,0	−8,9	ETIP PV (2023)
Lazard global utility-scale 2024	26,0	−6,9	Lazard (2024)
PPA mercado España 2025-26	55,0	+22,1	Acogen (2025)
Precio OMIE medio 2025	65,3	+32,4	OMIE (2025)

APPA Renovables. (2025). Informe del sector de las energías renovables en España 2024–2025: mercado eléctrico y precios de captura fotovoltaica. Asociación de Empresas de Energías Renovables.

Madrid. Recuperado de https://www.appa.es/informes/			

Tabla III.12. Descomposición del LCOE por partidas (EUR/MWh). Comparativa del LCOE frente a referencias del sector. En amarillo, precios de mercado de referencia (no LCOEs de proyectos). Fuente: elaboración propia.