



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO **DESARROLLO, CONSTRUCCIÓN Y CICLO DE VIDA DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA**

Autor: Alberto Nieto Vidal

Director: Enrique Conde Rodríguez

Madrid

JULIO 2026

DESARROLLO, CONSTRUCCIÓN Y CICLO DE VIDA DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

Autor: Nieto Vidal, Alberto.

Director: Conde Rodríguez, Enrique.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo tiene como objetivo el diseño técnico y la posterior evaluación económica de una planta solar fotovoltaica a gran escala de 42 MWp, ubicada en el municipio de Manzanares (Ciudad Real). El estudio abarca desde la validación legal del emplazamiento y la selección de tecnología (módulos bifaciales de Tipo N sobre seguidores a un eje), hasta la simulación energética y la modelización financiera del activo. Con este proyecto, se busca no solo demostrar la rentabilidad de la inversión bajo la metodología de *Project Finance* en el actual mercado energético español, sino también estudiar los riesgos crecientes como el *curtailment* y la canibalización de precios y sus efectos sobre la viabilidad de la planta.

Palabras clave: *Project Finance*, Fotovoltaica, *Curtailment*.

1. Introducción

La transición hacia un sistema de generación eléctrica descarbonizado se ha consolidado como uno de los principales objetivos de cara a mitigar los efectos del cambio climático. Sin embargo, el mercado eléctrico español atraviesa actualmente un punto de inflexión marcado por la saturación de los nudos de acceso, el fenómeno de canibalización de precios durante las horas centrales del día y el incremento de los recortes para evitar inestabilidades en la red (*curtailment* técnico).

Hoy en día, la viabilidad de una planta fotovoltaica a gran escala requiere un mayor nivel de rigor técnico y financiero. Para que una instalación de este tipo sea rentable, es fundamental diseñar plantas eficientes y usar de manera óptima los recursos disponibles. En este contexto de alta exigencia técnica y competitividad, nace la motivación del presente Trabajo de Fin de Grado.

2. Descripción del modelo/sistema/herramienta

Para garantizar la viabilidad técnica, legal y económica del proyecto se ha llevado a cabo un procedimiento iterativo de descarte y validación de posibles emplazamientos. Tras esta validación, se seleccionó el uso de módulos fotovoltaicos bifaciales de silicio monocristalino de Tipo N, los cuales se dispondrán sobre seguidores solares de un eje. Para modelar el comportamiento de la instalación se empleó el software de simulación PVsyst. Posteriormente, para evaluar la viabilidad económica de la planta, se ha llevado a cabo el diseño de un modelo financiero haciendo uso del programa Microsoft Excel, el cual permite proyectar los flujos de caja a lo largo de toda la vida útil de la instalación en base a unos parámetros ajustables y generar varias métricas de rentabilidad como la TIR y el VAN del proyecto.

3. Resultados

El análisis del caso base revela que la planta fotovoltaica constituye un activo rentable. Cuenta con unos ingresos totales de 187,13 millones de euros y un EBITDA acumulado de 125,55 millones. Evaluado el proyecto sin hacer uso de deuda, ya presenta una rentabilidad positiva, con una TIR del Proyecto (sin apalancar) del 9,22 %. Al introducir un apalancamiento del 74,23 % sobre el valor total de la inversión a un plazo de 15 años, la TIR del Accionista aumenta hasta el 15,33 %. La inversión presenta un VAN del accionista de 3,58 millones de euros, lo que confirma su viabilidad económica bajo las hipótesis adoptadas.

4. Conclusiones

Tras el diseño, modelización y análisis financiero de la planta fotovoltaica, se pueden obtener varias conclusiones respecto a la viabilidad, resiliencia y creación de valor del activo. En primer lugar, el proyecto resulta económicamente viable en su escenario base. Desde el punto de vista del riesgo, el modelo ha demostrado ser resiliente frente a sobrecostos en la fase de obra y variaciones en las variables macroeconómicas. Sin embargo, el efecto del *curtailment* durante los meses de verano es la amenaza más relevante. El análisis de sensibilidad muestra que el proyecto soporta hasta un 25,71 % de restricción de vertidos durante el periodo abril-septiembre antes de que el VAN se reduzca a cero. Adicionalmente, la estabilidad financiera del proyecto queda condicionada a mantener un precio mínimo del PPA de 23,00 €/MWh o una cotización en el mercado libre por encima de los 36,30 €/MWh.

DEVELOPMENT, CONSTRUCTION, AND LIFE CYCLE OF A PHOTOVOLTAIC PLANT

Author: Nieto Vidal, Alberto.

Supervisor: Conde Rodríguez, Enrique.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This work focuses on the technical design and subsequent economic evaluation of a large-scale 42 MWp solar photovoltaic plant, located in the municipality of Manzanares (Ciudad Real). The study ranges from the legal validation of the site and the technology selection (N-Type bifacial modules on single-axis trackers) to the energy simulation and financial modeling of the asset. With this project, the aim is not only to demonstrate the profitability of the investment under the Project Finance structure in the current Spanish energy market, but also to study growing risks such as curtailment and price cannibalization, and their effects on the plant's viability.

Keywords: Project Finance, Photovoltaics, Curtailment.

1. Introduction

The transition towards a decarbonized power generation system has become a primary objective to mitigate the effects of climate change. However, the Spanish electricity market is currently going through a turning point marked by grid node saturation, the price cannibalization phenomenon during the central hours of the day, and the increase in cutbacks to avoid grid instability (curtailment).

Today, the viability of a large-scale photovoltaic plant requires a higher level of technical and financial rigor. For a facility of this type to be profitable, it is essential to design efficient plants and optimally use the available resources. This challenging and competitive environment serves as motivation for this final degree project.

2. Model Description

To guarantee the technical, legal, and economic viability of the project, an iterative procedure of discarding and validating potential sites was conducted. Following this validation, the use of N-Type monocrystalline silicon bifacial photovoltaic modules was selected, which will be mounted on single-axis solar trackers. The energy yield and behavior of the facility were modeled using PVsyst software. Subsequently, to assess the economic feasibility of the plant, a financial model was designed using Microsoft Excel. This allows projecting the cash flows throughout the entire useful life of the facility based on adjustable parameters and generating several profitability metrics, such as the project's IRR and NPV.

3. Results

The base case analysis confirms that the photovoltaic plant constitutes a profitable asset. It has total revenues of 187.13 million euros and an accumulated EBITDA of 125.55 million. When evaluating the project without the use of debt, it already presents a positive profitability, with an unlevered Project IRR of 9.22%. By introducing a leverage of 74.23% on the total investment value over a 15-year term, the levered Equity IRR increases to 15.33%. The viability of the investment is supported given that the Equity NPV amounts to 3.58 million euros.

4. Conclusions

After the design, modeling, and financial analysis of the photovoltaic plant, several conclusions can be drawn regarding the asset's viability, resilience, and value creation. First, the project proves to be economically viable in its base case scenario. From a risk perspective, the model has proven to be resilient against cost overruns during the construction phase and variations in macroeconomic variables. However, the effect of curtailment during the summer months is the most relevant threat, with the model determining that the asset can withstand up to a 25.71% generation restriction in the April-September period before bringing the NPV down to 0. Furthermore, the project's financial viability relies on a minimum PPA price of €23.00/MWh or a merchant price above €36.30/MWh.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	7
1.1 Contexto y Justificación	7
1.2 Objetivos del Proyecto	7
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	9
2.1 Tecnología Fotovoltaica	9
2.1.1 El Recurso Solar: Tipos de Irradiancia	9
2.1.2 Fundamentos de la Física de Semiconductores y el Efecto Fotovoltaico	9
2.1.3 La Unión P-N y la Extracción de Corriente	10
2.1.4 Inconvenientes de la Tecnología Fotovoltaica	11
2.2 Componentes de la Planta	12
2.2.1 Módulos Fotovoltaicos	12
2.2.2 Arquitectura del Módulo	14
2.2.3 Precios de los Módulos Fotovoltaicos	14
2.2.4 Estructuras de Soporte y Seguimiento Solar	15
2.2.5 Inversores	16
2.2.6 Transformadores	16
2.3 Situación Actual y Retos del Mercado Fotovoltaico	17
2.3.1 Expansión y Consolidación en el Mix Energético Nacional	18
2.3.2 Saturación del Mercado y Efecto Canibalización	19
2.3.3 Nuevas Estrategias de Desarrollo y Viabilidad	20
2.3.4 La Importancia de la Inercia en la Red Eléctrica	21
Capítulo 3. Marco normativo y Procedimiento administrativo	22
3.1 Fases Preliminares y Aseguramiento del Emplazamiento	22
3.1.1 Identificación de la Conexión y el Terreno	22
3.1.2 Negociación con el Propietario: LOI y Contrato de Arrendamiento	22
3.1.3 Creación de la Sociedad Vehículo (SPV)	23
3.1.4 Constitución de Garantías Económicas (Avaes)	23
3.2 Permisos de Acceso y Conexión a la Red	23

3.3	Tramitación Ambiental y Administrativa (Órgano Autónomo)	24
3.3.1	Evaluación de Impacto Ambiental y obtención de la DIA	24
3.3.2	Autorización Administrativa Previa (AAP)	25
3.3.3	Autorización Administrativa de Construcción (AAC)	25
3.4	Licencias Locales y Puesta en Marcha.....	25
3.4.1	Licencia de Obras y Actividad (Ayuntamiento).....	25
3.4.2	Autorización de Explotación (Puesta en Servicio)	25
Capítulo 4.	Diseño de la planta fotovoltaica.....	27
4.1	METODOLOGÍA DE SELECCIÓN Y VALIDACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	27
4.1.1	Capacidad de Conexión	27
4.1.2	Identificación y Localización Catastral	29
4.1.3	Compatibilidad Urbanística y Normativa	32
4.1.4	Estudio topográfico	36
4.1.5	Estudio del recurso solar	37
4.2	DISEÑO TÉCNICO DE LA PLANTA.....	38
4.2.1	Selección de la Tecnología de los Componentes.....	38
4.2.2	Selección del Módulo Fovovoltaico.....	38
4.2.3	Criterios de Diseño Topológico y Distribución.....	40
4.2.4	Verificación Trigonométrica del Sombreado y Límite de <i>Backtracking</i>	41
4.2.5	Altura del Eje, Espacio Libre y Ganancia Bifacial.....	42
4.2.6	Selección Modelo del Seguidor Solar	44
4.2.7	Distribución de Inversores.....	45
4.2.8	Selección del Equipo Inversor.....	45
4.2.9	Dimensionamiento Eléctrico: Longitud Máxima de Cadena.....	46
4.2.10	Dimensionamiento Global y Resumen del Sistema.....	47
4.2.11	Configuración y Distribución Final del Layout.....	48
4.2.12	Diseño de la Evacuación en Baja y Media Tensión	49
4.2.13	Centros de Transformación de Media Tensión.....	50
4.2.14	Transformador de Potencia Principal	51
Capítulo 5.	Simulación	52

Capítulo 6. Modelo Financiero	55
6.1 Parámetros de Entrada.....	55
6.2 Parámetros Temporales	62
6.3 Cálculos	62
6.4 Impuestos	64
6.5 Dimensionamiento de la Deuda.....	64
6.6 Servicio de la Deuda.....	65
6.7 Resultados y Métricas de Rentabilidad	66
Capítulo 7. Resultados.....	69
7.1 Análisis del caso base.....	70
7.2 Análisis de sensibilidades.....	70
7.2.1 Escenarios negativos	71
7.2.2 Escenarios positivos	74
Capítulo 8. Conclusiones.....	76
8.1 limitaciones	77
Capítulo 9. Trabajos Propuestos.....	79
Capítulo 10. Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	80
Capítulo 11. Bibliografía.....	81
ANEXO 1. Modelo financiero	84
ANEXO I. Uso de IA	95

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Esquema de una Unión P-N, mostrando la Zona de Carga Espacial y la disociación de electrones y huecos (3)	11
Ilustración 2. Tecnologías de módulo (5)	13
Ilustración 3. Índice de precios mayoristas de módulos fotovoltaicos en el mercado europeo. (7)	14
Ilustración 4. Capacidad fotovoltaica instalada en España (9)	18
Ilustración 5. Generación eléctrica en España 2025 (10)	18
Ilustración 6. Porcentaje de curtailment en la península (11)	19
Ilustración 7. Remuneración según el tipo de generación como porcentaje del precio medio de la electricidad (12)	20
Ilustración 8. Consulta de capacidad de acceso en la red de distribución (UFD)	28
Ilustración 9. Confirmación de capacidad de acceso y conexión en la red de transporte. ...	29
Ilustración 10. Ficha de información y datos catastrales de la parcela 1	30
Ilustración 11. Ficha de información y datos catastrales de la parcela 2	31
Ilustración 12. Localización gráfica de la parcela seleccionada	32
Ilustración 13. Localización de la parcela sobre el Plano de Zonificación del POM de Manzanares	34
Ilustración 14. Leyenda del plano de categorías de suelo rústico del POM, confirmando la calificación de Reserva	35
Ilustración 15. Mapa topográfico de la zona (18)	36
Ilustración 16. Mapa de Irradiación Global Horizontal (GHI) en España (19)	37
Ilustración 17. Diseño del panel seleccionado (17)	40
Ilustración 18. Geometría de los Paneles	41
Ilustración 19. Geometría Paneles Sobre Seguidores (6)	43
Ilustración 20. Detalles constructivos del seguidor NEXTracker NX Horizon. (22)	44

Ilustración 21. Datos Materiales PVsyst (19).....	47
Ilustración 22. Layout.....	49
Ilustración 23.Ficha técnica STS-6000K-H1 (26).....	51
Ilustración 24. Diagrama de Sankey	53
Ilustración 25.Resultados Simulación	54
Ilustración 26. Hojas Modelo	55

Índice de tablas

Tabla 1. Datos generales Panel.....	39
Tabla 2. Datos eléctricos Panel.....	39
Tabla 3. Inputs Cronograma	56
Tabla 4. Inputs Producción.....	57
Tabla 5. Inputs Comercialización.....	58
Tabla 6. Inputs Capex.....	59
Tabla 7. Inputs Opex	60
Tabla 8. Inputs Deuda.....	61
Tabla 9. Output datos entrada.....	67
Tabla 10. Output macroeconómico	67
Tabla 11. Output métricas rentabilidad	68
Tabla 12. Tasas de actualización	69
Tabla 13. Escenarios de sensibilidad negativos.....	71
Tabla 14. Escenarios sensibilidad curtailment	73
Tabla 15. Escenarios de sensibilidad positivos	74
Tabla 16. Inputs	87
Tabla 17. Time inputs.....	88
Tabla 18. Cálculos-Cascada de pagos	89
Tabla 19. Cálculos-Bloques auxiliares	90
Tabla 20. Debt sizing.....	91
Tabla 21. Taxes.....	92
Tabla 22. Debt	93
Tabla 23. Outputs	94

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO Y JUSTIFICACIÓN

La transición hacia un sistema de generación eléctrica descarbonizado se ha consolidado como uno de los principales objetivos de cara a mitigar los efectos del cambio climático y reducir la dependencia de los combustibles fósiles, especialmente en el contexto europeo. En este escenario, España no solo destaca por su privilegiado recurso solar, sino que, impulsada por las ambiciosas directrices del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), se ha posicionado como uno de los mercados líderes del continente para el desarrollo y despliegue de la energía solar fotovoltaica.

Al mismo tiempo, el despliegue masivo de instalaciones fotovoltaicas en los últimos años ha transformado la situación del sector. El mercado eléctrico español atraviesa actualmente un punto de inflexión marcado principalmente por la saturación de los nudos de acceso, el fenómeno de canibalización de precios durante las horas centrales del día y el incremento de los recortes en la producción para evitar inestabilidades en la red (*curtailment* técnico).

Hoy en día, la viabilidad de una planta fotovoltaica a gran escala requiere un mayor nivel de rigor técnico y financiero. Para que una instalación de este tipo sea rentable, es fundamental diseñar plantas eficientes y usar de manera óptima los recursos disponibles. En este contexto de alta exigencia técnica y competitividad, nace la motivación del presente Trabajo de Fin de Grado.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo principal de este proyecto es el desarrollo de un modelo económico-financiero que determine la viabilidad y rentabilidad de una planta solar fotovoltaica a gran escala (42 MWp) ubicada en el municipio de Manzanares (Ciudad Real), integrando para ello un diseño de ingeniería básica que responda a las exigencias técnicas, normativas y de mercado actuales.

Para alcanzar este propósito principal, se llevarán a cabo los siguientes objetivos:

- Validación del emplazamiento y viabilidad legal: Seleccionar una ubicación óptima justificando la disponibilidad de capacidad de evacuación y el cumplimiento de la normativa urbanística y medioambiental.
- Ingeniería básica y estimación de costes: Determinar la selección de los equipos principales que componen la instalación para establecer una estimación del presupuesto y los costes operativos de la planta.

- Simulación energética y previsión de ingresos: Modelar el comportamiento de la instalación mediante el software PVsyst, obteniendo de esta manera la distribución estadística de producción en los escenarios P50 y P90, datos imprescindibles para calcular los ingresos por venta de energía a largo plazo.
- Modelado financiero y análisis de rentabilidad: Construir los flujos de caja del proyecto para obtener diferentes métricas de rentabilidad, como el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno, incluyendo diferentes escenarios de sensibilidad para estudiar la solidez financiera de la planta.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1 TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

La generación de energía eléctrica en una planta solar se basa en la absorción de la radiación electromagnética proveniente del sol y su posterior conversión en corriente continua. Para comprender el diseño y la eficiencia de los equipos seleccionados en este proyecto, es imprescindible definir la naturaleza del recurso solar y los principios físicos en los que se basa esta conversión.

2.1.1 EL RECURSO SOLAR: TIPOS DE IRRADIANCIA

La radiación solar que alcanza la superficie terrestre sufre procesos de absorción y dispersión al atravesar la atmósfera. Desde el punto de vista del aprovechamiento fotovoltaico, esta irradiancia tiene tres componentes fundamentales que impactan directamente sobre el plano del panel (1):

- Radiación directa: Es la parte de la luz solar que llega a la superficie sin sufrir desviaciones en su trayectoria. Es la componente más energética y la que justifica el uso de sistemas de seguimiento solar (como los seguidores a un eje detallados en apartados posteriores) para mantener la perpendicularidad de los rayos sobre el panel.
- Radiación difusa: Comprende la luz que ha sido dispersada por las partículas atmosféricas, nubes o aerosoles. Carece de una direccionalidad definida, incidiendo sobre el panel desde múltiples ángulos y siendo menos energética que la directa.
- Radiación reflejada (Albedo): Es la fracción de la luz que rebota en la superficie del terreno. Esta componente, como se indicará en apartados posteriores, tiene una gran importancia en este proyecto, ya que los módulos bifaciales pueden captarla a través de su cara posterior para incrementar la producción global del sistema.

2.1.2 FUNDAMENTOS DE LA FÍSICA DE SEMICONDUCTORES Y EL EFECTO FOTOVOLTAICO

La base del funcionamiento de una célula solar es el efecto fotovoltaico, un fenómeno cuántico mediante el cual la energía lumínica libera portadores de carga dentro de un material semiconductor, habitualmente silicio. Este fenómeno se fundamenta en que los fotones de la luz transfieren su energía a los electrones del material. (2)

En un átomo de silicio en estado de reposo, los electrones se encuentran ligados a la red cristalina en la denominada banda de valencia. Para que estos electrones puedan participar en la conducción eléctrica, deben absorber suficiente energía para saltar a la banda de conducción. La diferencia de energía entre ambas bandas es el Gap de Energía o *Bandgap* (E_g) (2).

Cuando un fotón incidente posee una energía (E) superior al *Bandgap* del silicio, transfiere su energía a un electrón. La energía del fotón viene dada por la ecuación de Planck-Einstein:

$$E = h \cdot \nu$$

Donde h es la constante de Planck y ν es la frecuencia de la radiación. Al absorber esta energía, el electrón se excita y se libera, dejando tras de sí un espacio vacío con carga neta positiva, denominado "hueco". Este proceso genera un par electrón-hueco (que son portadores de carga libres).

2.1.3 LA UNIÓN P-N Y LA EXTRACCIÓN DE CORRIENTE

La simple generación de pares electrón-hueco tiene el inconveniente que esos pares tienden a recombinarse rápidamente liberando calor. Para generar una corriente eléctrica, es necesario separar estos portadores antes de que se recombinen y esto se logra mediante la creación de una Unión P-N, introduciendo impurezas en el silicio puro mediante un proceso de dopaje (3):

- **Capa Tipo N (Negativa):** Se dopa el silicio con elementos del grupo V (como el fósforo), los cuales aportan un electrón adicional a la red cristalina, creando un exceso de electrones libres.
- **Capa Tipo P (Positiva):** Se dopa con elementos del grupo III (como el boro o el galio), que tienen un electrón menos, generando un exceso de huecos.

Al unir ambas capas, los electrones de la zona N tienden a ir hacia la zona P, y los huecos en sentido contrario. Este movimiento crea una región de agotamiento o Zona de Carga Espacial (ZCE) entre ambas fases, dando lugar a un campo eléctrico interno.

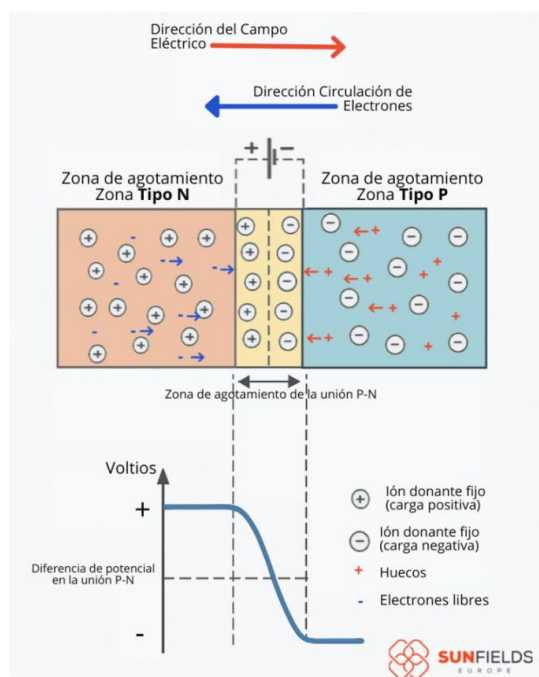


Ilustración 1. Esquema de una Unión P-N, mostrando la Zona de Carga Espacial y la disociación de electrones y huecos (3)

Tal y como se ilustra en la Ilustración 1. Esquema de una Unión P-N, mostrando la Zona de Carga Espacial y la disociación de electrones y huecos, cuando la luz incide sobre la célula y se generan los pares electrón-hueco cerca de esta unión, el campo eléctrico interno actúa como una barrera, enviando de esta manera los electrones hacia la capa N y los huecos hacia la capa P. Esto genera una diferencia de potencial entre los extremos de la célula. Al conectar un circuito a estos extremos, los electrones fluyen a través de dicho circuito para reencontrarse con los huecos, generando así la corriente eléctrica continua que posteriormente a través de los inversores es convertida en corriente alterna.

2.1.4 INCONVENIENTES DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

A pesar de sus grandes ventajas, la tecnología fotovoltaica tiene también inconvenientes. Estas suponen un innegable impacto visual y ambiental, al requerir de enormes extensiones de suelo para alcanzar potencias significativas, lo que a menudo deriva en conflictos por el uso agrícola del terreno o por el riesgo ecológico que puede suponer en ciertas zonas. Además, el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas es bajo en comparación con otras tecnologías convencionales. Otro factor a tener en cuenta es que la generación depende del recurso solar al 100%, por lo tanto, no se puede generar cuando es más conveniente, sino

cuando el recurso solar está disponible (por el día). A nivel administrativo, hay que tener en cuenta que la tramitación de permisos y todo el proceso burocrático asociado puede llevar meses e incluso años, complicando la viabilidad de los plazos del proyecto.

A esto se le suma que la viabilidad de estos proyectos está expuesta a la volatilidad de la cadena de suministro global. La fabricación de módulos fotovoltaicos depende de la extracción de materias primas limitadas y muy demandadas a día de hoy (como el silicio, la plata o el cobre). Esta dependencia tecnológica y logística exterior expone a los promotores a fluctuaciones de precios impredecibles y cuellos de botella en el suministro de equipos imprescindibles tanto durante la fase de construcción como recambios durante la fase de operación de la planta.

2.2 COMPONENTES DE LA PLANTA

2.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En los últimos años han mejorado notablemente las tecnologías de los paneles solares debido a una gran inversión en I+D impulsada por las administraciones y las economías de escala, permitiendo obtener mejores rentabilidades debidas a precios mucho más baratos.

Constructivamente, un módulo comercial es un ensamblaje multicapa diseñado para soportar décadas a la intemperie. Está protegido frontalmente por un cristal templado de alta transmisividad (capaz de resistir impactos de granizo) y sellado mediante encapsulantes plásticos como el EVA (etileno acetato de vinilo) para evitar la entrada de humedad. En la parte posterior cuenta con una caja de conexiones que alberga un elemento vital como son los diodos de paso (*bypass*). Estos diodos evitan que la corriente fluya en sentido contrario cuando una parte del panel se ensucia o recibe sombra, minimizando las pérdidas de toda la serie.

El análisis de las alternativas tecnológicas para los módulos fotovoltaicos parte de la evaluación del tipo de oblea. Históricamente, el silicio policristalino ha destacado por ser una tecnología de gran madurez industrial y ser el de menor coste de fabricación. Sin embargo, su menor eficiencia implica una reducción en potencia instalada si se compara con tecnologías más modernas, además de presentar un peor comportamiento a altas temperaturas. Estos son los motivos fundamentales por los que en la actualidad se considera una tecnología prácticamente obsoleta para el desarrollo de nuevas plantas de gran tamaño.

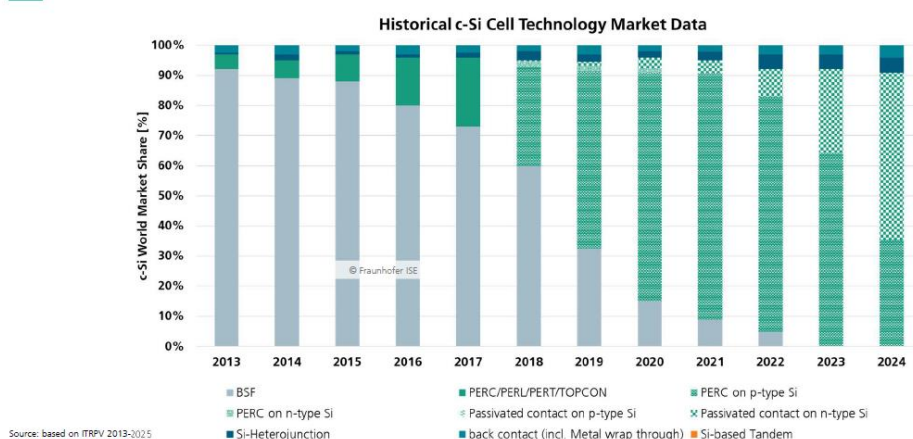
Como evolución tecnológica, el silicio monocristalino de Tipo P se ha consolidado como el estándar de la industria durante los últimos años, ofreciendo un excelente balance entre coste de adquisición y eficiencia energética. A pesar de su éxito comercial, presenta ciertas limitaciones, ya que sufren una gran reducción en su rendimiento a lo largo de los años. En función del modelo y el fabricante, los valores pueden diferir, pero esta tecnología sufre el fenómeno conocido como Degradación Inducida por la Luz. Básicamente, cuando el silicio recibe sus primeras horas de exposición al sol, se produce una reacción entre el boro y el

oxígeno que resta eficiencia al módulo. Como consecuencia, los principales fabricantes estiman una degradación del 2 % en su primer año, seguida de una caída anual de aproximadamente el 0,45 % durante el resto de su vida útil. (4)

Por último, el silicio monocristalino de Tipo N ofrece en la actualidad el mayor ratio de conversión de energía, por lo cual se está convirtiendo en el más utilizado. En la Ilustración 2. Tecnologías de módulo se puede apreciar la tendencia que está siguiendo el mercado, hacia un futuro que muestra el dominio del silicio monocristalino de Tipo N.

Technology Overview

Different crystalline-Silicon Cell Technology Market Shares



28

©Fraunhofer ISE
public

Fraunhofer
ISE

Ilustración 2. Tecnologías de módulo (5)

Sus principales ventajas técnicas radican en una degradación inicial prácticamente nula y tanto una degradación anual menor como un coeficiente de temperatura mejor si se compara con el silicio monocristalino de Tipo P, lo que se traduce en una menor pérdida de potencia generada durante los días más calurosos del año. Aunque su coste de adquisición es ligeramente superior al del estándar de Tipo P, sus prestaciones técnicas superiores justifican su implementación en proyectos que buscan maximizar el rendimiento a largo plazo.

2.2.2 ARQUITECTURA DEL MÓDULO

En cuanto a la configuración física, los módulos monofaciales se caracterizan por captar la radiación solar incidente de forma exclusiva a través de su cara frontal. Su principal ventaja competitiva reside en un menor coste de adquisición y un peso más reducido, lo que simplifica el montaje y aligera las cargas mecánicas que debe soportar el sistema de seguimiento.

Por otro lado, la tecnología de módulos bifaciales es capaz de captar la radiación reflejada por el suelo y generar energía también en su cara posterior. Esta radiación residual se conoce como albedo. Si bien la adopción de esta tecnología incrementa ligeramente el coste unitario del panel y el peso estructural general del conjunto, estos aumentos son compensados por un aumento de la conversión de energía. Según los resultados de diferentes estudios empíricos realizados en diferentes partes del mundo (6), el rango de mejora de eficiencia de los módulos bifaciales es de entre un 7% y un 9% de energía adicional respecto a un módulo monofacial bajo las mismas condiciones operativas.

2.2.3 PRECIOS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Dada la envergadura y naturaleza del proyecto, los costes de adquisición de los módulos fotovoltaicos no se rigen por las tarifas minoristas del sector residencial, sino por contratos de suministro mayorista. Para reflejar la realidad financiera del mercado en el momento de redacción de este proyecto, se ha tomado como referencia el Índice de Precios del Mercado Mayorista Europeo publicado por la plataforma de intermediación pvXchange.

Module class	€/Wp	Trend since February 2026	Trend since January 2026	Description
Crystalline modules				
High Efficiency	0.135	+ 3.8 % 	+ 17.4 % 	Photovoltaic modules with mono- or bifacial HJT, N-type/ TOPCon or xBC (Back Contact) cells and combinations thereof, which have efficiencies higher than 23 percent .
Full Black	0.150	+ 3.4 % 	+ 15.4 % 	Photovoltaic modules with mono- or bifacial HJT, n-type, p-type- or xBC (Back Contact) cells and combinations thereof, which have black frames and backsheets or prints.
Mainstream	0.120	+ 4.3 % 	+ 14.3 % 	Photovoltaic modules with mono- or bifacial HJT, N-type/ TOPCon or xBC (Back Contact) cells and combinations thereof, which have efficiencies of up to 23 percent .
Low Cost	0.065	+ 8.3 % 	+ 18.2 % 	Stock lasts, factory seconds, insolvency goods, already used or low-output modules and products with limited or no warranty, which may not have bankability in some cases.

Source: www.pvxchange.com

Ilustración 3. Índice de precios mayoristas de módulos fotovoltaicos en el mercado europeo. (7)

Como se observa en la Ilustración 3. Índice de precios mayoristas de módulos fotovoltaicos en el mercado europeo. , el mercado clasifica los precios en diferentes curvas o categorías tecnológicas principales (*High Efficiency*, *Mainstream* y *Low Cost*). Esta segmentación permite asociar la tecnología de célula elegida en la ingeniería básica con un valor en euros por vatio pico, facilitando así el cálculo de la inversión.

2.2.4 ESTRUCTURAS DE SOPORTE Y SEGUIMIENTO SOLAR

El sistema de soporte de los módulos fotovoltaicos es un elemento clave en el diseño de la planta, ya que determina tanto la ocupación del terreno como el perfil de la curva de producción diaria de energía.

Para el desarrollo del proyecto se evalúan tres configuraciones estructurales principales. La primera opción es una estructura fija, donde los paneles se instalan con una orientación permanente hacia el Sur y una inclinación optimizada para la latitud de la península ibérica (aproximadamente 30°). Esta alternativa destaca por su bajo coste de inversión inicial y la ausencia de componentes móviles, lo que minimiza el mantenimiento y la tasa de fallos. Además, permite una mayor densidad de potencia por hectárea al reducir la distancia necesaria entre filas. Sin embargo, su producción energética global es menor y genera un pico de potencia muy pronunciado concentrado al mediodía, siendo muy poco eficiente en las primeras y últimas horas del día.

La segunda alternativa es el seguidor solar de un eje, un sistema móvil que gira de Este a Oeste siguiendo el recorrido del sol sobre un eje horizontal orientado de Norte a Sur. Esta tecnología incrementa la producción energética en más de un 30% (8) cuando se compara con la estructura fija, y consigue aplanar la curva de generación, inyectando más energía por las mañanas y por las tardes. Asimismo, es un complemento que maximiza el rendimiento de los módulos bifaciales gracias al aprovechamiento del reflejo del suelo. Si se compara con las estructuras fijas, exige un mayor desembolso en instalación y mantenimiento debido a la presencia de motores y sensores, y requiere pasillos más anchos entre filas para evitar sombreados mutuos, reduciendo la densidad de paneles en la parcela. Para mitigar este problema de sombreado mutuo durante las primeras y últimas horas del día (cuando la elevación solar es muy baja y las sombras proyectadas son más alargadas), los seguidores modernos incorporan un algoritmo de control denominado *backtracking*. Mediante este algoritmo, el sistema no busca mantener la perpendicularidad exacta con los rayos del sol, sino reducir el ángulo de inclinación de los módulos, acercándolos a una posición más horizontal. Aunque esto supone sacrificar una pequeña fracción de irradiancia directa, evita por completo que la sombra de una fila cubra a la contigua.

Como tercera opción se encuentran los seguidores de dos ejes. Con esta opción se ajusta la posición del panel de manera que el rayo de sol directo sea en todo momento perpendicular a la superficie. Son los más costosos y los más complejos, en cuanto a funcionamiento y

cálculo de sombras. Aunque consiguen la máxima producción absoluta por panel al mantenerlos siempre perpendiculares a los rayos solares, es complicado obtener rentabilidad en plantas de gran tamaño con la tecnología actual.

2.2.5 INVERSORES

El inversor es el equipo encargado de transformar la corriente continua generada por los módulos solares en corriente alterna, con los parámetros de frecuencia y tensión exigidos para su inyección en la red eléctrica. Además, son los responsables de rastrear el punto de máxima potencia (MPPT) del campo generador para extraer la mayor cantidad de energía posible en cada instante.

En el ámbito de las plantas a gran escala (*Utility-Scale*), el estado del arte divide la topología de conversión en dos arquitecturas principales: los inversores centralizados y los inversores de cadena (*string*).

Históricamente, los inversores centralizados han sido la opción predominante para grandes parques. Consisten en equipos de gran tamaño y potencia a los que se conecta una gran cantidad de cadenas de paneles. Su principal ventaja es el menor coste de capital por vatio instalado y la simplicidad en las comunicaciones.

Por otro lado, los inversores *string* consisten en equipos más pequeños y modulares. Aunque tradicionalmente se reservaban para el sector comercial e industrial, los avances en la electrónica de potencia han permitido desarrollar equipos *string* de gran capacidad (superando los 300 kW nominales), desplazando a los inversores centralizados en los proyectos modernos. Su principal ventaja técnica es la incorporación de múltiples seguidores MPPT independientes. Esta característica es vital cuando se utilizan módulos bifaciales y seguidores solares, ya que permite gestionar de forma individualizada pequeños grupos de paneles, minimizando las pérdidas por desajuste (*mismatch*) causadas por sombras irregulares en la cara posterior o por nubosidad parcial.

Adicionalmente, la arquitectura *string* ofrece una disponibilidad de planta muy superior. Si un equipo falla, la pérdida de potencia es mínima y la sustitución del inversor puede realizarse en pocas horas mediante personal de mantenimiento estándar, sin requerir grúas de gran tonelaje.

2.2.6 TRANSFORMADORES

El transporte de la energía eléctrica desde los inversores hasta el punto de interconexión con la red de transporte o distribución requiere una elevación de la tensión. Este proceso es indispensable para minimizar las corrientes eléctricas circulantes y las pérdidas térmicas por

efecto Joule en el cableado. En una planta fotovoltaica de gran envergadura, la transformación se realiza habitualmente en dos etapas diferenciadas.

La primera etapa tiene lugar en los Centros de Transformación. Estos equipos reciben la energía en baja tensión (habitualmente entre 600 V y 800 V en corriente alterna) procedente de los inversores *string* y la elevan a niveles de Media Tensión, siendo 30 kV el estándar más habitual en los parques fotovoltaicos europeos. Este es el nivel de tensión adoptado en el presente proyecto, donde la energía de cada bloque de inversores es recogida por estaciones compactas distribuidas por la parcela antes de ser conducida hacia la subestación elevadora propia. En la actualidad, el estado del arte dicta el uso de soluciones compactas tipo *Skid* (contenedores metálicos construidos previamente), que integran el transformador de MT, las celdas de protección de media tensión y los cuadros de servicios auxiliares en un único módulo.

La segunda etapa se desarrolla en la Subestación Transformadora Elevadora (SET) propia de la planta. Aquí, un Transformador Principal de Potencia eleva la tensión hasta niveles de Alta Tensión (AT), como pueden ser 66 kV, 132 kV o 400 kV, dependiendo del nudo de acceso concedido por el operador del sistema. En este proyecto, el punto de conexión asignado en la Subestación La Paloma opera a 132 kV, nivel que determina directamente la relación de transformación del equipo principal y que se detalla en el capítulo de diseño.

Para asegurar la durabilidad y fiabilidad de estos transformadores, que están sometidos a ciclos de carga variables diarios debido a la naturaleza intermitente del recurso solar, se seleccionan transformadores diseñados específicamente para aplicaciones renovables, capaces de soportar los armónicos inyectados por la electrónica de potencia y las variaciones térmicas extremas del emplazamiento.

2.3 SITUACIÓN ACTUAL Y RETOS DEL MERCADO FOTOVOLTAICO

La situación hace 5 años era de crecimiento exponencial y rentabilidades fácilmente alcanzables. Hace una década, esta tecnología entraba en el mix en menor proporción, y de esta manera se beneficiaba de altos precios marginales. Actualmente, el sector muestra síntomas de saturación y las rentabilidades y la manera de conseguirlas se han complicado en gran medida, lo que obliga a los promotores de nuevas instalaciones a buscar nuevos diseños y tecnologías.

2.3.1 EXPANSIÓN Y CONSOLIDACIÓN EN EL MIX ENERGÉTICO NACIONAL

Durante la última década, la tecnología solar fotovoltaica ha experimentado un despliegue sin precedentes en el territorio español. Como se observa en la Ilustración 4. Capacidad fotovoltaica instalada en España, este crecimiento tuvo su momento más destacado en el año 2022, periodo en el que se logró el récord anual de incremento de nueva potencia solar fotovoltaica, con más de 10 GW de nueva potencia, triplicando los registros del anterior pico histórico de 2008.

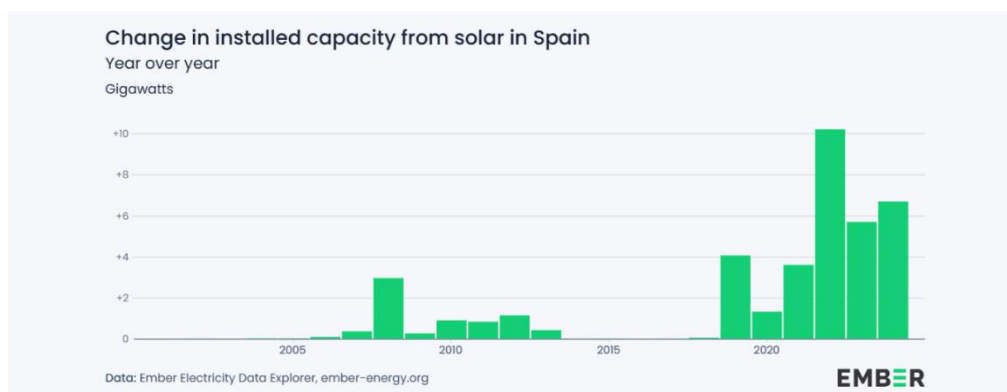


Ilustración 4. Capacidad fotovoltaica instalada en España (9)

Este ritmo acelerado de instalación ha transformado radicalmente la estructura de generación del país. En el año 2025, la energía fotovoltaica ha logrado consolidarse como la tecnología líder en aportación neta al sistema eléctrico nacional, con una producción anual estimada en el entorno de los 63 TWh. Este dato confirma que la generación solar ha dejado de ser una energía minoritaria para convertirse en uno de los elementos claves del mix y una tecnología fundamental en la transición energética en España hacia un futuro renovable.



Ilustración 5. Generación eléctrica en España 2025 (10)

2.3.2 SATURACIÓN DEL MERCADO Y EFECTO CANIBALIZACIÓN

A pesar del éxito de esta tecnología, el despliegue masivo ha alterado las dinámicas de precios del mercado eléctrico diario. A diferencia de épocas anteriores donde la escasez de oferta garantizaba altas rentabilidades, el mercado actual muestra claros síntomas de saturación durante las horas de radiación solar.

Al inyectar simultáneamente grandes cantidades de energía en las horas centrales del día, los parques fotovoltaicos provocan un desplome en el precio del mercado diario, un fenómeno conocido en el sector como el "efecto canibalización". Esta sobreoferta da lugar a que haya horas en las que el precio es cero y, además, a recortes técnicos por parte del operador del sistema (*curtailment*) ante la incapacidad de la red para absorber y dar salida a toda la generación. Estos recortes presentan una fuerte estacionalidad, alcanzando un máximo histórico en julio de 2025, mes en el que se perdió más del 10 % de la generación renovable total.

PORCENTAJE DE ENERGÍA RENOVABLE NO INTEGRABLE EN EL SISTEMA PENINSULAR POR RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA RED

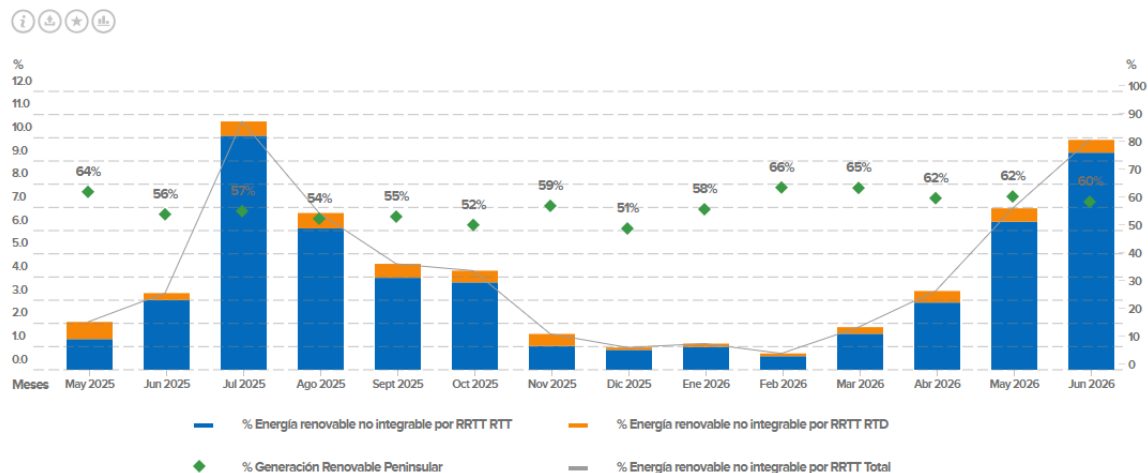


Ilustración 6. Porcentaje de curtailment en la península (11)

La consecuencia directa es una reducción de la tasa de captura de la tecnología solar. Mientras que en el año 2019 la fotovoltaica lograba capturar prácticamente el 100% del precio medio del mercado eléctrico, en el año 2024 esa remuneración ha caído hasta el 60%. Esto implica que, aunque el precio medio diario de la electricidad se mantenga estable, las plantas solares perciben una retribución considerablemente inferior ya que su generación coincide con los momentos de menor precio de mercado.

Gráfico 5

Remuneración según el tipo de generación (a)

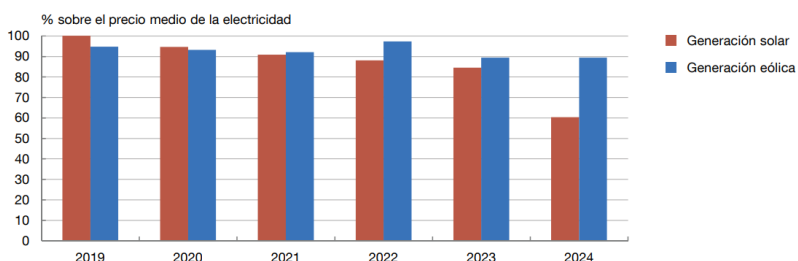


Ilustración 7. Remuneración según el tipo de generación como porcentaje del precio medio de la electricidad (12)

2.3.3 NUEVAS ESTRATEGIAS DE DESARROLLO Y VIABILIDAD

Esta situación ha forzado un cambio de paradigma en la promoción de parques a gran escala. El modelo de negocio tradicional, basado en la venta directa a mercado (*merchant*), se considera en la actualidad una estrategia de alto riesgo financiero debido a la extrema volatilidad de los precios diarios.

Para garantizar la viabilidad de las nuevas instalaciones, el actual desarrollo fotovoltaico exige adoptar estrategias de mitigación de riesgos. Por un lado, se prioriza la firma de contratos bilaterales de compraventa de energía a largo plazo (PPA), que aseguran un precio fijo de retribución. Por otro lado, la ingeniería de planta evoluciona hacia la hibridación con Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS), permitiendo almacenar los excedentes del mediodía para inyectarlos en la red durante los picos de demanda en otros periodos.

En definitiva, el contexto actual obliga a que el diseño de nuevas plantas fotovoltaicas, como la desarrollada en el presente proyecto, integre componentes de máxima eficiencia (como módulos bifaciales y seguidores a un eje) y estrategias de optimización de costes para garantizar su rentabilidad en un mercado altamente competitivo y maduro.

2.3.4 LA IMPORTANCIA DE LA INERCIA EN LA RED ELÉCTRICA

A los desafíos de mercado hay que sumar los desafíos operativos a nivel de sistema eléctrico, siendo uno de los más relevantes el relacionado con la inercia en la red eléctrica. Dado que en este proyecto se está modelando una planta fotovoltaica, hay que comprender que la energía solar no tiene inercia, por lo tanto, una alta penetración renovable puede generar problemas de inestabilidad en la red, como por ejemplo el apagón ocurrido en España en abril de 2025.

La inercia en el sistema eléctrico tradicional es aportada por las centrales de carbón, gas o nucleares, ya que la electricidad se genera moviendo grandes turbinas que tienen mucha inercia física (por tener masas rodantes pesadas). Por lo tanto, ante una perturbación de tensión o de frecuencia, a la red le cuesta mucho frenar estas máquinas. En cambio, una central fotovoltaica genera en corriente continua y la inyecta mediante electrónica de potencia (inversores). Al no haber partes móviles mecánicas, no hay inercia natural, convirtiendo a la red en un sistema más frágil y fácil de desconectar. (13)

Para solucionar este reto técnico y dar salida a la energía sin saturar la red, la industria está apostando fuertemente por la hibridación. Los grandes parques fotovoltaicos modernos están incorporando Sistemas de Almacenamiento en Baterías (BESS) e integrando plantas de producción de Hidrógeno Verde (como el caso de la planta de Iberdrola en Puertollano). Estas soluciones híbridas permiten absorber la sobreproducción del mediodía, sin restar

firmeza al sistema y compensan la falta de inercia inherente a la tecnología fotovoltaica pura. Adicionalmente a estas infraestructuras, se están desarrollando nuevas tecnologías que podrían suponer la respuesta a la falta de masas rotantes, como la denominada inercia artificial o sintética. Mediante el uso de inversores avanzados con algoritmos de *Grid-Forming*, la planta es capaz de emular digitalmente el comportamiento electromecánico de un generador síncrono tradicional. (13)

Capítulo 3. MARCO NORMATIVO Y PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO

El desarrollo de una planta solar fotovoltaica a gran escala es un proceso complejo que va más allá del diseño técnico y financiero. Requiere una extensa tramitación burocrática y legal para garantizar que la infraestructura cumple con los requisitos del sistema eléctrico, respeta el medio ambiente y se adecúa al plan urbanístico del ayuntamiento y la comunidad pertinentes. Uno de los mayores retos de todo este procedimiento radica en la estricta gestión de los plazos temporales. La incertidumbre en los tiempos de tramitación de los diferentes permisos exigidos por parte de la administración obliga a llevar a cabo una planificación del calendario meticulosa. En este capítulo se detalla la hoja de ruta administrativa seguida para la consecución de los permisos y licencias necesarios para la construcción y operación del proyecto.

3.1 FASES PRELIMINARES Y ASEGURAMIENTO DEL EMPLAZAMIENTO

3.1.1 IDENTIFICACIÓN DE LA CONEXIÓN Y EL TERRENO

El primer paso operativo consiste en encontrar una subestación con capacidad eléctrica disponible. Para ello, se busca la capacidad disponible en cada subestación, información que es publicada y actualizada mensualmente por parte de las empresas distribuidoras y Red Eléctrica de España (REE). Una vez descartadas las subestaciones saturadas, se procede a un segundo proceso de descarte en el que se analizan los terrenos cercanos a la subestación seleccionada. El objetivo es evaluar la viabilidad física y urbanística para la implementación de la planta. Finalmente, se seleccionan parcelas rústicas cercanas a las subestaciones óptimas para posteriormente iniciar el acercamiento a los propietarios.

3.1.2 NEGOCIACIÓN CON EL PROPIETARIO: LOI Y CONTRATO DE ARRENDAMIENTO

Para poder solicitar la conexión a la red con garantías, es necesario conseguir previamente una Letter of Intent (LOI) sobre la parcela deseada. Una LOI es un documento no vinculante que refleja la voluntad inicial de ambas partes de llegar a un acuerdo futuro. Sus funciones principales son mostrar el interés formal y serio del promotor por el terreno, establecer las bases de negociación (precio estimado del alquiler, duración y condiciones básicas) y por

último otorgar exclusividad temporal al promotor, impidiendo que el propietario negocie con terceros mientras duren los estudios previos.

Posteriormente, esta LOI se convierte en un Contrato de Arrendamiento a largo plazo. Este documento, es indispensable, ya que garantiza la disponibilidad del suelo durante toda la vida útil de la planta. En la práctica, el contrato se articula en dos fases temporales. Durante la fase de desarrollo, que coincide con la tramitación de permisos, el propietario mantiene la exclusividad, pero, aunque todavía no haga uso del terreno, debe pagar una renta reducida. Una vez obtenida la Autorización Administrativa de Construcción, se inicia el periodo de arrendamiento principal, con una duración de entre 25 y 35 años y una renta anual durante toda la vida operativa de la planta.

3.1.3 CREACIÓN DE LA SOCIEDAD VEHÍCULO (SPV)

En paralelo a la negociación del terreno, para centralizar los trámites y aislar el riesgo, se constituye una Special Purpose Vehicle (SPV). Esta entidad jurídica se crea exclusivamente para poseer, desarrollar y operar este único activo. El uso de este modelo ofrece grandes ventajas, ya que aísla el riesgo financiero (en caso de insolvencia, no afecta al propietario), facilita la financiación bancaria, asegura la transparencia contable y permite transferir el activo simplemente mediante la venta de las participaciones de la sociedad.

3.1.4 CONSTITUCIÓN DE GARANTÍAS ECONÓMICAS (AVALES)

De acuerdo con el Real Decreto 1183/2020, para evitar la especulación y asegurar la seriedad del promotor, es necesario depositar un aval económico ante el órgano competente en energía de la comunidad autónoma antes de solicitar el acceso a la red. El importe exigido es de 40 € por kW instalado. Este aval no se desembolsa en efectivo, sino que se instrumenta mediante una entidad bancaria. Para su emisión, el banco exige poseer la LOI, una solidez financiera de la SPV y el *layout* preliminar de la planta. El aval se recupera íntegramente una vez que la planta obtiene el Acta de Puesta en Servicio, o no se recupera si se abandona el proyecto injustificadamente.

3.2 PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN A LA RED

Una vez constituida la SPV y depositado el aval, se inicia el proceso técnico ante el operador de la red. Este permiso es crucial para el proyecto, ya que sin él la energía no puede ser evacuada.

La primera gestión es la solicitud formal de acceso y conexión ante REE. A partir de ahí, el operador elabora el Informe de Viabilidad de Acceso, en el que evalúa la capacidad real del nudo y verifica que la inyección de nueva potencia no compromete la seguridad del sistema, ni en condiciones normales ni ante la pérdida de un elemento de red (criterio N-1). Si el informe es favorable, se lleva a cabo el Estudio de Conexión, que define los detalles técnicos de la infraestructura de interconexión, como son la longitud y tensión de la línea de evacuación, las obras en la subestación receptora y los equipos de medida y protección. Todo ello se formaliza en el Contrato Técnico-Económico, por el que el promotor asume el coste de los refuerzos necesarios en la red. Este contrato es, en la práctica, el documento que reserva el punto de conexión para el proyecto.

3.3 TRAMITACIÓN AMBIENTAL Y ADMINISTRATIVA (ÓRGANO AUTONÓMICO)

Al tratarse de un proyecto de 42 MWp (potencia inferior al umbral estatal de 50 MW), la tramitación recae sobre la Delegación Provincial de Desarrollo Sostenible de la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha. Esta fase es la más extensa del desarrollo, pudiendo demorarse entre 18 y 24 meses.

3.3.1 EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL Y OBTENCIÓN DE LA DIA

El proyecto se somete al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental Ordinaria. El objetivo de este proceso es la obtención de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), un estudio que determina si el proyecto es ambientalmente viable. Para obtener finalmente la DIA, se ha de seguir el siguiente procedimiento:

- Se encarga un Estudio de Impacto Ambiental, el cual es un documento técnico redactado por consultores ambientales que evalúa los impactos sobre diferentes componentes del medio ambiente, como pueden ser la fauna, la hidrología, la flora o el paisaje.
- El proyecto se publica en el Diario Oficial para que ciudadanos, ayuntamientos y organizaciones ecologistas presenten alegaciones.
- Se proponen medidas obligatorias para integrar la planta en el ecosistema.
- Si no hay ningún inconveniente en los pasos anteriormente mencionados, la administración ambiental emite la DIA, y si procede, impone el condicionado ambiental que se considere pertinente.

3.3.2 AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA (AAP)

Se tramita en paralelo a la DIA. La AAP valida el diseño y otorga al promotor el derecho a realizar la instalación en las condiciones propuestas. Para su obtención se requiere una memoria técnica que defina la tecnología y el *layout*, un estudio de viabilidad económica que demuestre la solvencia del proyecto, un informe de compatibilidad urbanística favorable y por último, la aprobación de la DIA.

3.3.3 AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA DE CONSTRUCCIÓN (AAC)

La AAC es el permiso que cierra la fase de desarrollo y da paso a la de construcción. A diferencia de la AAP, que valida el concepto teórico del proyecto, la AAC valida la ingeniería de detalle. Para obtenerla se presenta el Proyecto de Ejecución, firmado y visado por el Colegio Oficial de Ingenieros. Este contiene los planos constructivos, los cálculos estructurales, los esquemas unifilares y las mediciones definitivas. Se han de entregar también el Plan de Seguridad y Salud y las garantías de restauración, un depósito económico que cubre el coste de desmantelamiento de la planta al término de su vida útil. La firma de la AAC activa el periodo de arrendamiento principal del contrato con el propietario del terreno.

3.4 LICENCIAS LOCALES Y PUESTA EN MARCHA

Superada la tramitación autonómica, el proyecto desciende a la administración local para materializar la construcción y proceder finalmente a la conexión a la red.

3.4.1 LICENCIA DE OBRAS Y ACTIVIDAD (AYUNTAMIENTO)

El Ayuntamiento de Manzanares es el encargado de emitir las licencias urbanísticas. Se debe presentar el Proyecto de Ejecución visado, el Plan de Gestión de Residuos de la Construcción y Demolición y abonar las tasas municipales. La obtención de esta licencia supone el visto bueno definitivo para el inicio de la construcción.

3.4.2 AUTORIZACIÓN DE EXPLOTACIÓN (PUESTA EN SERVICIO)

Una vez finalizada la fase constructiva, la planta no puede verter energía a la red hasta conseguir los últimos certificados:

- Certificado de Final de Obra: Emitido por el ingeniero director de obra, garantizando que lo construido se ajusta al Proyecto de Ejecución aprobado.
- Inspección de OCA: Certificación por parte del Organismo de Control Autorizado sobre la seguridad de la instalación de Alta y Baja Tensión.
- Acta de Puesta en Servicio: Resolución final emitida por la Delegación de Industria autonómica. Con este documento, la planta inicia su fase de operación comercial (COD), se liberan los avales depositados y comienza la generación de flujos de caja.

Capítulo 4. DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

4.1 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN Y VALIDACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Para garantizar la viabilidad técnica, legal y económica del proyecto de la planta solar fotovoltaica, se ha llevado a cabo un procedimiento iterativo de descarte y validación de posibles emplazamientos. Este proceso se ha estructurado en tres fases fundamentales: verificación de la capacidad de conexión eléctrica, identificación catastral y comprobación de la compatibilidad urbanística. Posteriormente se ha llevado a cabo un estudio topográfico y del recurso solar para comprobar que el terreno es óptimo para el funcionamiento de una planta fotovoltaica.

4.1.1 CAPACIDAD DE CONEXIÓN

El primer paso para la selección del emplazamiento ha sido la disponibilidad de capacidad de acceso y conexión en la red eléctrica. De nada sirve disponer de un terreno urbanísticamente apto si no existe capacidad para inyectar la energía generada en el sistema.

Por ello, el proceso de selección comenzó explorando el mapa de la red de distribución en busca de nudos con capacidad. Tras evaluar diversas opciones, se tomó como nudo de referencia la Subestación La Paloma de 132 kV, situada en el municipio de Manzanares (Ciudad Real). Consultando el portal de la compañía distribuidora local (UFD), se comprobó el estado de dicho nudo (Ilustración 8).

Cabe destacar que, en el contexto energético español actual, la mayor parte de los nudos de transporte y distribución se encuentran saturados en cuanto a capacidad se refiere. Por este motivo, para permitir el desarrollo de este proyecto, se ha considerado que en la Subestación de La Paloma existe una capacidad disponible de 50 MW, y el criterio de dimensionamiento de la planta pasará a ser 42MWp en vez de la capacidad total disponible.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
Gestor de red	Provincia	Municipio	Provincia	Municipio	Coordenada UTM X ⁽¹⁾	Coordenada UTM Y ⁽¹⁾	Subestación	Nivel de tensión (kV)	Capacidad disponible (MW) ⁽²⁾	Capacidad comprometida por cuestiones regulatorias	Capacidad Ocupada (MW) ⁽³⁾	Capacidad admitida y no resuelta (MW) ⁽⁴⁾	Posiciones ocupadas	Posiciones libres	Sección Red
155 R1-002	13	13004	Ciudad Real	Jarcos del Caudillo	472432.61	4329288.24	3020100084	45	25.00	1	5.00	143.98			LA PALOMA 220
156 R1-002	13	13052	Ciudad Real	Malagón	425320.94	4335965.76	3020100061	15	0.00	1	6.11	0			ALARCOS 220
157 R1-002	13	13052	Ciudad Real	Malagón	425320.94	4335965.76	3020100061	45	0.00	1	0.00	0			ALARCOS 220
158 R1-002	13	13053	Ciudad Real	Mancanares	467574.86	4319119.02	PAO	15	0.00	1	17.08	0			LA PALOMA 220
159 R1-002	13	13053	Ciudad Real	Mancanares	467574.86	4319119.02	PAO	45	0.00	1	0.00	0			LA PALOMA 220
160 R1-002	13	13053	Ciudad Real	Mancanares	467574.86	4319119.02	PAO	132	0.00	1	0.00	0			LA PALOMA 220
161 R1-002	13	13058	Ciudad Real	Norale de Calatrava	452016.88	4296876.02	3020410843	15	10.00	1	7.00	14.99			LA PALOMA 220
162 R1-002	13	13058	Ciudad Real	Norale de Calatrava	452016.88	4296876.02	3020410843	132	60.00	1	40.00	49.99			LA PALOMA 220
163 R1-002	13	13061	Ciudad Real	Pedro Muñoz	503914.79	4361327.44	3020100090	15	0.00	1	0.00	0			MADRIDEJOS 220
164 R1-002	13	13061	Ciudad Real	Pedro Muñoz	503914.79	4361327.44	3020100090	45	0.00	1	7.00	0			MADRIDEJOS 220
165 R1-002	13	13061	Ciudad Real	Pedro Muñoz	503914.79	4361327.44	3020100090	15	0.00	1	9.35	0			ALARCOS 220
166 R1-002	13	13063	Ciudad Real	Piedrabuena	397622.57	4321081.49	3020100093	45	0.00	1	4.73	0			ALARCOS 220
167 R1-002	13	13069	Ciudad Real	Puebla del Príncipe	506847.38	4268578.24	3020100094	15	0.00	1	0.99	0			LA PALOMA 220
168 R1-002	13	13069	Ciudad Real	Puebla del Príncipe	506847.38	4268578.24	3020100094	45	0.00	1	0.00	0			LA PALOMA 220
169 R1-002	13	13071	Ciudad Real	Puertollano	402643.27	4281772.34	3020100069	15	0.00	0	5.05	0			LA SOLANA 220
170 R1-002	13	13071	Ciudad Real	Puertollano	400479.79	4281772.34	NAV	15	0.00	0	2.06	0			LA SOLANA 220
171 R1-002	13	13071	Ciudad Real	Puertollano	400479.79	4281772.34	NAV	45	0.00	0	69.00	0			LA SOLANA 220
172 R1-002	13	13072	Ciudad Real	Retuerta del Bullaque	393491.36	4364419.92	3020310127	15	0.00	1	0.60	0			ALARCOS 220
173 R1-002	13	13072	Ciudad Real	Retuerta del Bullaque	393491.36	4364419.92	3020310127	45	0.00	1	5.00	0			ALARCOS 220
174 R1-002	13	13077	Ciudad Real	Santa Cruz de Mudela	456808.11	4277663.14	3020100109	15	3.90	1	8.20	22.70			LA PALOMA 220
175 R1-002	13	13077	Ciudad Real	Santa Cruz de Mudela	456808.11	4277663.14	3020100109	45	0.00	1	0.00	0			LA PALOMA 220
176 R1-002	13	13078	Ciudad Real	Socuellamos	517108.28	4348866.52	3020100108	15	0.00	1	7.28	0			MADRIDEJOS 220
177 R1-002	13	13078	Ciudad Real	Socuellamos	517108.28	4348866.52	3020100108	45	0.00	1	0.00	0			MADRIDEJOS 220
178 R1-002	13	13082	Ciudad Real	Tomelloso	500394.05	4341222.04	3020100105	15	0.00	1	2.23	4.90			LA PALOMA 220
179 R1-002	13	13082	Ciudad Real	Tomelloso	500394.05	4341222.04	3020100105	45	0.00	1	0.00	0			LA PALOMA 220
180 R1-002	13	13082	Ciudad Real	Tomelloso	497744.67	4336354.42	3020410350	15	0.00	1	2.50	0			LA PALOMA 220

Ilustración 8. Consulta de capacidad de acceso en la red de distribución (UFD)

No obstante, obtener la validación de la distribuidora no es suficiente; es imprescindible asegurar que la Red de Transporte (RdT) gestionada por Red Eléctrica de España (REE) tiene la robustez necesaria para integrar esa nueva potencia sin comprometer la seguridad del sistema. En particular, REE debe evaluar si la red puede soportar la inyección de energía de fuentes renovables basadas en inversores, las cuales no aportan inercia al sistema (a diferencia de las centrales tradicionales).

Para autorizar la conexión, mediante la Resolución de 20 de mayo de 2021 (BOE-A-2021-9231) se determina la capacidad de acceso de cada nudo o zona de la red como el caso más restrictivo entre varios criterios (14):

- **Criterio de Potencia de Cortocircuito (WSCR):** Evalúa la fortaleza de la red para la conexión de generación basada en electrónica de potencia a través del Índice Ponderado de Potencia de Cortocircuito (*Weighted Short Circuit Ratio*), que relaciona la potencia de cortocircuito trifásica de los nudos pertenecientes a una misma Zona de Influencia Eléctrica (ZIE) con la capacidad máxima de acceso de generación basada en electrónica de potencia en esos nudos. REE exige que el nudo disponga de suficiente potencia de cortocircuito para que los inversores puedan operar de forma estable y mantener la tensión ante perturbaciones, mitigando el riesgo de oscilaciones en zonas con alto porcentaje de generación renovable (sin inercia).
- **Criterio de Comportamiento Estático:** Verifica que la potencia máxima inyectable en el nudo sea compatible con los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema, garantizando que líneas, transformadores y aparataje no superen sus límites térmicos ni en situación normal (N) ni ante el fallo de un elemento de la red (criterio N-1).

- Se contrastó esta información con la plataforma de REE, obteniéndose un resultado positivo en la consulta y confirmando la disponibilidad de capacidad en la subestación de La Paloma, lo que valida la viabilidad eléctrica de la zona de estudio.

Ilustración 9. Confirmación de capacidad de acceso y conexión en la red de transporte.

La segunda fase del desarrollo del proyecto se centra en la correcta identificación y delimitación del emplazamiento físico de la planta de generación. El siguiente paso fue determinar la extensión necesaria de la parcela. Considerando un ratio de 1,5-2 hectáreas (15) por megavatio, se estimó necesaria una superficie útil de entre 70 y 80 hectáreas. Encontrar la ubicación exacta no es un proceso aleatorio, sino una decisión que impacta directamente en los costes de capital y de operación del proyecto. Para satisfacer los requisitos de superficie de captación solar que demanda la potencia instalada objetivo, se ha tomado la decisión de unir dos parcelas rústicas colindantes para aumentar la superficie operativa. En el marco del desarrollo de infraestructuras energéticas, la normativa urbanística permite llevar a cabo la agrupación de fincas colindantes. Esta operación jurídica

permite la fusión formal de dos o más parcelas rústicas limítrofes para conformar una nueva y única finca.

Una vez confirmada la viabilidad eléctrica en el entorno de la S/E La Paloma, se procedió a la búsqueda de terrenos rústicos cercanos que cumplieran con los requisitos de topografía llana y extensión mínima según el POM vigente de la localidad.

Mediante el uso del visor de la Sede Electrónica del Catastro, se identificaron dos parcelas colindantes óptimas por su extensión y proximidad a la subestación, y se extrajo la información descriptiva y gráfica de las parcelas elegidas para obtener su Referencia Catastral unívoca y superficie exacta.

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE	
Referencia catastral	13053A173000350000YW 
Localización	Polígono 173 Parcela 35 BORREGUERO, MANZANARES (CIUDAD REAL)
Clase	Rústico
Uso principal	Agrario
Superficie construida 	90 m ²
Año construcción	1940

PARCELA CATASTRAL	
	Parcela construida sin división horizontal
Localización	ER EXTRARRADIO Polígono 173 Parcela 35 BORREGUERO, MANZANARES (CIUDAD REAL)
Superficie gráfica	398.015 m ²

CONSTRUCCIÓN						
Uso principal	Escalera	Planta	Puerta	Superficie m ²	Tipo Reforma	Fecha Reforma
AGRARIO	1	00	01	90		

Ilustración 10. Ficha de información y datos catastrales de la parcela 1.

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Referencia catastral	13053A175000010000YF 
Localización	Polígono 175 Parcela 1 BORREGUERO. MANZANARES (CIUDAD REAL)
Clase	Rústico
Uso principal	Agrario
Superficie construida 	139 m ²
Año construcción	1987

PARCELA CATASTRAL



Parcela construida sin división horizontal

Localización

ER EXTRARRADIO Polígono 175 Parcela 1
BORREGUERO. MANZANARES (CIUDAD REAL)

Superficie gráfica

377.488 m²

CONSTRUCCIÓN

Uso principal	Escalera	Planta	Puerta	Superficie m ²	Tipo Reforma	Fecha Reforma
AGRARIO	1	00	01	139		

Ilustración 11. Ficha de información y datos catastrales de la parcela 2.

De acuerdo con los datos oficiales de la Sede Electrónica del Catastro, los terrenos seleccionados corresponden a las referencias catastrales 13053A056000030000MB (parcela 1), que cuenta con una superficie de 398.015 m², y 13053A056000040000MY (parcela 2), que tiene 377.488 m² adicionales. La selección conjunta e integración de ambas fincas conforma una parcela unificada que alcanza una superficie total disponible de 775.503 m² (aproximadamente 77,55 hectáreas).



Ilustración 12. Localización gráfica de la parcela seleccionada

Como requisito previo para la búsqueda del terreno, se estableció que las hectáreas necesarias debían ubicarse a una distancia prudente de la subestación (fijando un límite máximo de 10 kilómetros) para evitar un sobrecoste inasumible en la infraestructura de conexión. Según se puede apreciar en la Ilustración 12, la parcela seleccionada se encuentra a una distancia de tan solo 2,5 kilómetros de la subestación de conexión asignada. Desde una perspectiva puramente técnica y financiera, esta proximidad es muy positiva, ya que a menor longitud de la línea de evacuación se traduce de manera directa en una reducción significativa del CAPEX del proyecto, al requerir menor inversión en materiales conductores, licencias y obra civil.

4.1.3 COMPATIBILIDAD URBANÍSTICA Y NORMATIVA

Para que el desarrollo de la planta sea legalmente viable, el proyecto debe someterse a un estudio que garantice su compatibilidad con las ordenanzas del territorio en cuestión. Este estudio está dividido y depende de dos delegaciones diferentes, como son el marco autonómico y el marco municipal.

A nivel autonómico, la norma fundamental que regula el uso del suelo es el Texto Refundido de la Ley de Ordenación del Territorio y de la Actividad Urbanística (TRLOTAU), aprobado actualmente por el Decreto Legislativo 1/2023. Esta legislación establece las directrices sobre qué actividades e infraestructuras pueden desarrollarse fuera de los núcleos urbanos consolidados.

Dado que las instalaciones de generación renovable a gran escala requieren grandes extensiones de terreno, resulta imposible ubicarlas en suelo urbano o industrial tradicional. Por ello, la TRLOTAU contempla la implantación de estas infraestructuras en Suelo Rústico, preferentemente en el categorizado como "Suelo Rústico de Reserva".

Sin embargo, el uso del suelo rústico para fines industriales no es siempre viable. La normativa autonómica exige someter el proyecto al procedimiento de Calificación Urbanística. Mediante este trámite, la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha evalúa el expediente y autoriza el uso excepcional del suelo tras justificar una utilidad pública o interés social de la instalación fotovoltaica para la región.

Una vez amparado por la legislación autonómica, el diseño de la planta debe descender al nivel municipal y adaptarse al Plan de Ordenación Municipal (POM) (16) del Ayuntamiento de Manzanares, cuya última actualización normativa data de mayo de 2024. Para implantar el proyecto en el suelo rústico de reserva, el diseño técnico y la tramitación de la planta se han ajustado a las siguientes directrices del POM:

- **Tramitación de Licencias y Evaluación Ambiental:** Según dicta el artículo 1.6.2 de POM, “Cuando sean necesarias autorizaciones previas de entidades diferentes al Ayuntamiento, en función de los usos proyectados, o de su ubicación, y éstas condicionen la posibilidad de conceder la licencia municipal, y en concreto, en los expedientes que deban someterse a evaluación ambiental según la legislación vigente, al solicitar la licencia municipal se acompañará justificante de la solicitud de la autorización o autorizaciones previas que sean necesarias”. Dado que el proyecto debe someterse a evaluación ambiental, la tramitación de los pertinentes permisos municipales no se podrá obtener hasta tener la DIA aprobada.
- **Ocupación y Altura Máxima:** Las edificaciones auxiliares de carácter cerrado (centros de transformación, casetas de control o inversores) tendrán una ocupación máxima restringida y no podrán superar la altura máxima de 7 metros.
- **Condiciones del Cerramiento:** El diseño del vallado está estrictamente regulado en el artículo 3.2.1 del POM para el suelo rústico. Impone el cumplimiento del Decreto 141/1996 (Reglamento General de aplicación de la Ley de Caza de Castilla-La Mancha). Este decreto exige que el diseño del vallado permita la libre circulación de la pequeña fauna local y carezca de elementos cortantes, favoreciendo de esta manera su integración ambiental.
- **Condicionantes Provisionales y Unión de las Parcelas:** El POM delega en el TRLOTAU las condiciones a las que está sujeto el suelo rústico. Esta normativa superior permite la decisión técnica de agrupar las fincas colindantes descrita anteriormente. Al unir las parcelas, se consolida un inmueble único que supera holgadamente los umbrales restrictivos de la región (16).

El último paso de la fase de localización consistió en validar la viabilidad legal del emplazamiento, asegurando que el terreno seleccionado no estuviera sujeto a restricciones de protección ambiental, paisajística o patrimonial que no permitieran el desarrollo de una infraestructura de generación eléctrica. Para llevar a cabo este análisis, se recurrió al planeamiento urbanístico municipal vigente, examinando específicamente los Planos de Ordenación y Zonificación del Plan de Ordenación Municipal (POM) del Ayuntamiento de Manzanares.

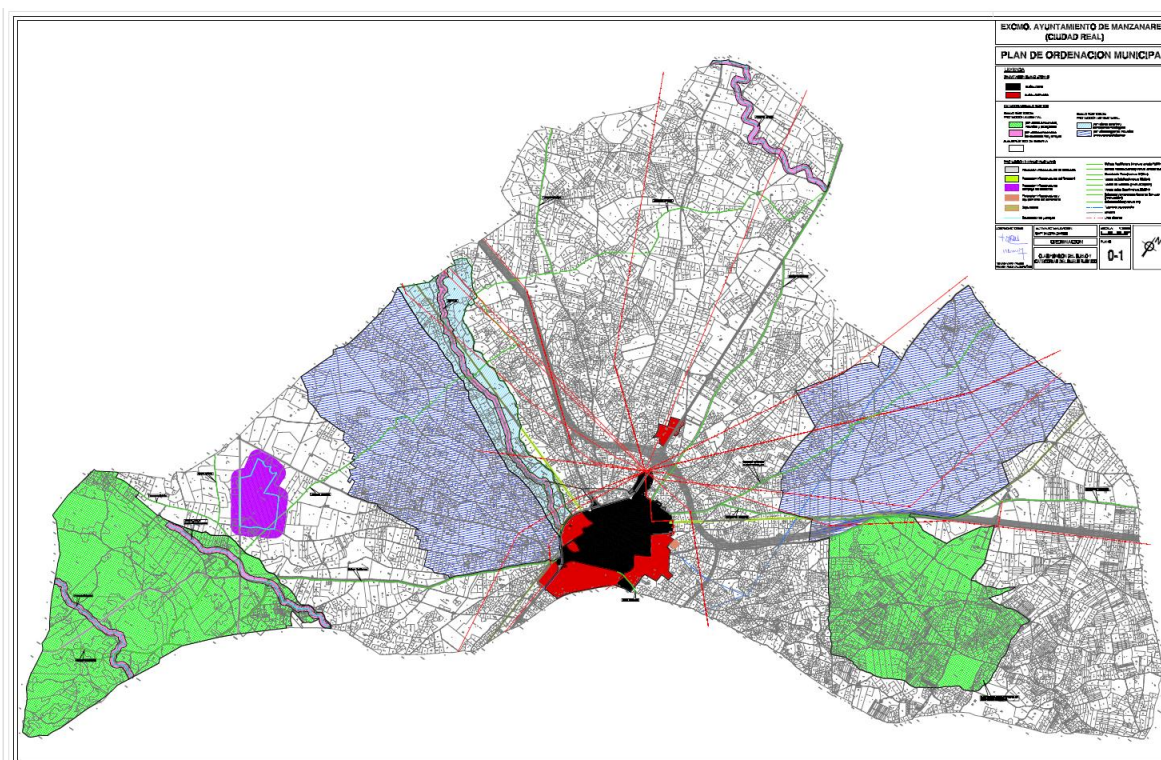
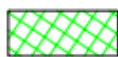


Ilustración 13. Localización de la parcela sobre el Plano de Zonificación del POM de Manzanares.

Mediante una comparación cartográfica de la parcela seleccionada para el proyecto con el plano de ordenación del término municipal, se llegó a la conclusión de que la totalidad del terreno ocupado por la planta queda emplazada en un área libre de protección, representada gráficamente en color blanco.

CATEGORIAS SUELO RÚSTICO

**SUELO RÚSTICO DE
PROTECCIÓN AMBIENTAL**



por valores ambientales,
naturales y paisajísticos



por valores ambientales
los cauces de ríos y arroyos

SUELO RÚSTICO DE RESERVA



**SUELO RÚSTICO DE
PROTECCIÓN ESTRUCTURAL**



por valores agrarios y
condiciones hidrológicas



por valores agrarios /naturales
o recursos edafológicos

Ilustración 14. Leyenda del plano de categorías de suelo rústico del POM, confirmando la calificación de Reserva.

Tal y como se puede observar en la leyenda del plano, este color corresponde a la categoría de Suelo Rústico de Reserva (SRR). Desde una perspectiva jurídica y administrativa, la calificación del emplazamiento como Suelo Rústico de Reserva resulta interesante para el objetivo del proyecto. En concreto, esta categoría permite descartar el solapamiento con dominios públicos hidráulicos, vías pecuarias o suelos de alto valor agrícola, asegurando además que la parcela se sitúe fuera de cualquier área protegida por la Red Natura 2000.

Para entender esta restricción y su importancia conviene aclarar qué es exactamente la Red Natura 2000. Se trata de una inmensa red ecológica a nivel europeo diseñada para garantizar la supervivencia de las especies y hábitats amenazados del continente. Está conformada por dos grandes grupos de protección, como son las ZEPA (Zonas de Especial Protección para las Aves) y las ZEC (Zonas Especiales de Conservación). La administración entiende que cubrir cientos de hectáreas con estructuras metálicas, cableado y paneles pondría en peligro estos ecosistemas o podría incluso alterar las rutas de las aves migratorias, por lo que una planta fotovoltaica tendría dificultades para conseguir la DIA si su emplazamiento se encuentra en una zona cercana a esta red. (17)

Como ya se ha comentado, en el marco de la legislación urbanística autonómica, el Suelo Rústico de Reserva constituye la categoría de suelo no urbanizable genérico en la que, tras justificar su utilidad pública o interés social, resulta viable conseguir una autorización para la implantación de infraestructuras energéticas.

4.1.4 ESTUDIO TOPOGRÁFICO

Para continuar, se procedió a realizar un estudio topográfico que permitiera conocer la orografía de las parcelas seleccionadas. Este análisis tuvo como objetivo evaluar las cotas de elevación, un factor que condiciona de manera directa tanto el gasto en obra civil como la capacidad de generación de la planta.

Desde el punto de vista constructivo, una topografía regular minimiza en gran medida la necesidad de realizar movimientos de tierra, desbroces y nivelaciones, lo que reduce significativamente el CAPEX asociado a la obra civil. Operativamente, la ausencia de desniveles asegura el correcto funcionamiento mecánico de los seguidores solares a un eje y previene la aparición de sombras proyectadas entre las filas de módulos, optimizando así la eficiencia en la captación solar.

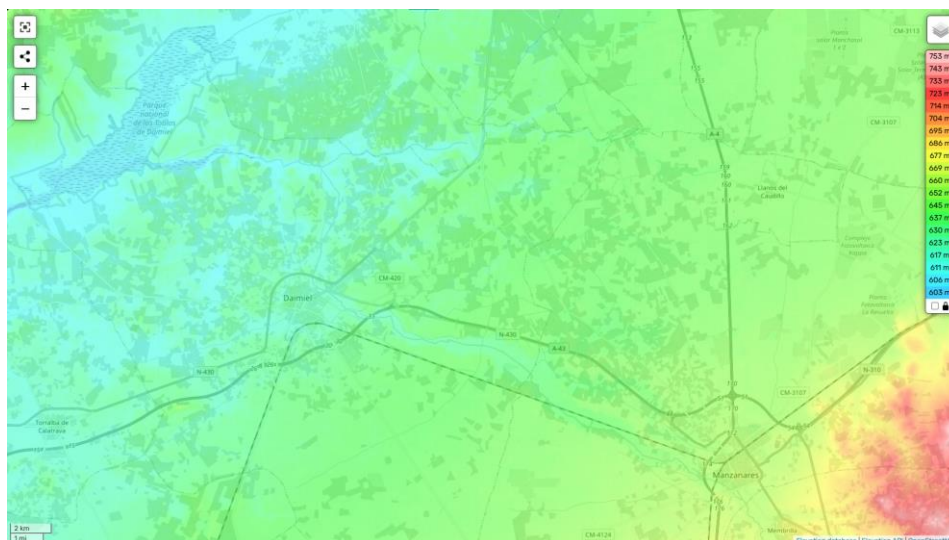


Ilustración 15. Mapa topográfico de la zona (18)

En la Ilustración 15 se representa el mapa topográfico y de elevaciones de la zona evaluada para el emplazamiento de la instalación. Se puede observar como la orografía del área central es especialmente llana y regular, representada en tonalidades verdosas, y mantiene una cota media muy estable en torno a los 640-660 metros de altitud. Por lo tanto, los datos extraídos de este análisis topográfico ratifican el acierto en cuanto a la selección del emplazamiento, ya que un desnivel de 20 metros al largo de 77 hectáreas se puede considerar a efectos prácticos un terreno llano.

4.1.5 ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR

Posteriormente se llevó a cabo un análisis del recurso solar y de las condiciones climatológicas del emplazamiento. Para la obtención de estos parámetros, se empleó el software de simulación fotovoltaica PVsyst.

Tal y como se refleja en la tabla de irradiación, el emplazamiento presenta una Irradiación Horizontal Global (GHI) acumulada muy favorable, alcanzando los 1.778,4 kWh/m² anuales (19).

	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Turbidez Linke	Humedad relativa
	kWh/m ² /mes	kWh/m ² /mes	°C	m/s	[-]	%
Enero	68.1	30.4	6.3	1.81	2.734	78.7
Febrero	88.2	36.1	7.7	2.03	2.848	69.8
Marzo	136.8	51.9	10.9	2.20	2.815	62.1
Abril	169.6	65.3	14.2	2.16	3.366	59.6
Mayo	209.2	74.5	18.8	1.95	3.307	48.2
Junio	228.2	65.1	24.5	2.12	3.732	37.9
Julio	246.7	58.0	28.1	2.14	3.361	30.5
Agosto	217.4	48.9	27.3	1.96	3.022	33.0
Septiembre	162.6	50.2	22.3	1.66	3.257	45.1
Octubre	116.9	42.3	16.7	1.67	2.787	59.9
Noviembre	73.5	31.1	10.1	1.70	2.740	74.3
Diciembre	61.1	25.0	6.7	1.60	3.315	80.3
Año	1778.4	578.7	16.1	1.9	3.107	56.6

Ilustración 16. Mapa de Irradiación Global Horizontal (GHI) en España (19)

Resulta de especial interés analizar la temperatura media anual, situada en 16,1 °C. En la industria fotovoltaica, los módulos se ensayan y clasifican bajo Condiciones Estándar de Medida (STC), las cuales asumen una temperatura de célula de 25 °C. Durante la operación real, la temperatura de la célula siempre es significativamente superior a la temperatura ambiente debido a la radiación solar absorbida. Al contar con una temperatura ambiente media relativamente moderada de 16,1 °C, se consigue mitigar el calentamiento excesivo de los módulos. Esto es crucial porque contrarresta las pérdidas de eficiencia definidas por el coeficiente de temperatura de potencia del panel, permitiendo que la instalación trabaje en rangos térmicos más cercanos a sus condiciones óptimas de laboratorio durante gran parte del año.

4.2 DISEÑO TÉCNICO DE LA PLANTA

Para la selección de los materiales de la planta, se realizó un estudio previo de las diferentes alternativas tecnológicas existentes en el mercado. El objetivo es seleccionar la configuración que maximice la rentabilidad a largo plazo de la planta, buscando el mejor equilibrio entre la inversión inicial, los costes de operación y mantenimiento y la producción energética a lo largo de los 35 años de vida útil del proyecto.

4.2.1 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE LOS COMPONENTES

Siguiendo esta lógica, se seleccionó el uso de módulos fotovoltaicos bifaciales de silicio monocristalino de Tipo N. Como ya se comentó en apartados previos, esta tecnología destaca por su casi nula degradación inicial y por su capacidad para generar energía adicional captando la radiación reflejada por el suelo a través de su cara posterior. Para maximizar este rendimiento bifacial y aplanar la curva de generación diaria, los paneles se dispondrán sobre seguidores solares de un eje horizontal en configuración monofila y con un módulo en *portrait* (1P), principalmente porque este diseño es ideal para paneles bifaciales, ya que despeja el área posterior del módulo y minimiza las sombras que proyecta, permitiendo que la cara trasera capte la máxima cantidad de luz reflejada desde el suelo.

4.2.2 SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

La elección del módulo idóneo se basa en buscar el mejor equilibrio entre rendimiento, adaptación al clima del emplazamiento y disponibilidad comercial para una planta de gran tamaño.

Teniendo todos los datos comentados en los apartados previos en cuenta, se tomó la decisión de utilizar el modelo JA Solar JAM72D40-590/MB (20), el cual es un módulo de silicio monocristalino de Tipo N y bifacial.

El rendimiento inicial que ofrece el fabricante es 22,8%. Al ser inferior al 23%, este panel es clasificado como un panel *Mainstream* según el baremo de *pvXchange* (7), por lo que el precio de los paneles de asumirá en 0,12 €/Wp.

Cuando un fabricante produce paneles de una misma familia, las potencias resultantes varían ligeramente dentro de un rango (en este caso, entre 575 y 610 Wp). El valor de 590 Wp representa, aproximadamente, el punto medio de ese rango, es decir, es el panel que más se produce y del que sale más volumen de fábrica. Elegir esta potencia pico implica una mayor facilidad a la hora de conseguir los paneles ya que hay mayor un *stock*.

Los datos generales de este panel se encuentran recogidos en la Tabla 1. Datos generales Panel (20):

Tabla 1. Datos generales Panel

Datos Generales	Valor
Modelo	JAM72D40-590/MB
Tipo de tecnología	Silicio Monocristalino (Tipo N)
Dimensiones	2278 × 1134 × 30 mm
Rendimiento	22,8%
Precio	0,12 €/Wp

De cara a futuros cálculos, serán necesarios varios valores adicionales ofrecidos por el fabricante, por lo que la Tabla 2 recoge los datos eléctricos del módulo:

Tabla 2. Datos eléctricos Panel

Datos Eléctricos	Valor
Potencia nominal pico (P_{max})	590 W
Tolerancia de la potencia	0 ~ +3%
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	52,37 V
Corriente de cortocircuito (I_{CC})	13,94 A
Temperatura de operación	-40°C ~ +85°C
Temperatura nominal de operación (NOCT)	45 ± 2°C
Tensión máxima de operación	1500V DC

Datos Eléctricos	Valor
Capacidad máxima del fusible	30 A
Coefficiente de temperatura de V_{oc} ($\beta_{V_{oc}}$)	-0,250 %/°C

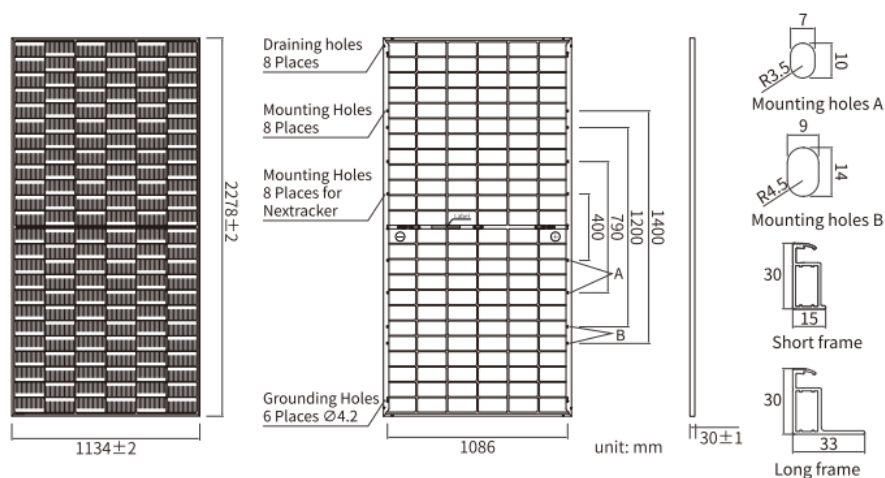


Ilustración 17. Diseño del panel seleccionado (20)

4.2.3 CRITERIOS DE DISEÑO TOPOLÓGICO Y DISTRIBUCIÓN

El dimensionamiento geométrico de la distribución de los paneles se desarrolló siguiendo varias recomendaciones del manual de buenas prácticas para plantas *Utility-Scale* de la Corporación Financiera Internacional (21).

Al haber seleccionado un sistema de seguimiento solar de un solo eje horizontal, la disposición de las estructuras exige un alineamiento determinado. Los seguidores se dispusieron paralelos al eje Norte-Sur geográfico, permitiendo que la superficie de captación realice un barrido Este-Oeste siguiendo la trayectoria solar.

El parámetro limitante en el diseño de la distribución es el espaciado entre filas, el cual determina el GCR (*Ground Coverage Ratio*). Se tuvo en cuenta que un espaciado insuficiente generaba pérdidas innecesarias por sombreado mutuo entre filas adyacentes en las horas de baja elevación solar, mientras que un espaciado excesivo penalizaba el rendimiento económico al infrautilizar la parcela.

Basado en estudios de optimización del NREL para sistemas bifaciales sobre seguidores de un eje (6), se optó un GCR del 35%. Este valor garantiza un buen equilibrio entre el aprovechamiento de la superficie útil de la parcela seleccionada y la minimización del ángulo de *Backtracking*.

Además del espaciado horizontal, es necesario definir la elevación de los paneles. La altura del eje debe garantizar un espacio libre de seguridad mínimo entre el borde inferior del módulo y el suelo cuando la estructura alcance su ángulo de máxima inclinación (60°). Este margen inferior es imprescindible para evitar colisiones del panel con el terreno y prevenir el sombreado provocado por el crecimiento de vegetación.

Desde el punto de vista del rendimiento, la elevación de la estructura es otro factor clave a tener en cuenta para garantizar la rentabilidad de los módulos bifaciales. Según los modelos empíricos del NREL (6), el albedo que alcanza la cara posterior de las células depende directamente de la "Altura de Eje Normalizada" (H). Este es un factor adimensional que relaciona la altura del eje central del seguidor con la anchura total del panel.

4.2.4 VERIFICACIÓN TRIGONOMÉTRICA DEL SOMBREADO Y LÍMITE DE *BACKTRACKING*

Para facilitar el estudio del sombreado, se utiliza una imagen del manual de buenas prácticas para plantas *Utility-Scale* de la Corporación Financiera Internacional (21).

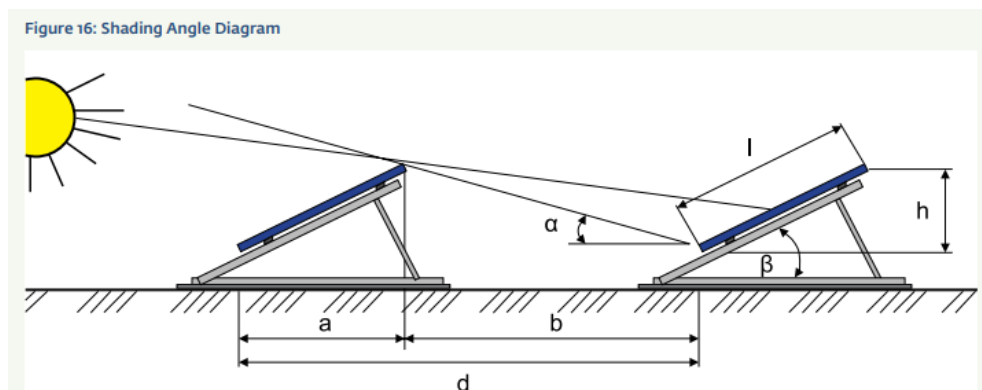


Ilustración 18. Geometría de los Paneles

Para validar la distancia de paso entre filas (d) definida por el GCR del 35%, se procedió a analizar la geometría de sombreado de la instalación en su condición límite. Considerando

el montaje en configuración 1P, la anchura corresponde a la longitud del panel estandarizado seleccionado ($l = 2,278$ m). La distancia d resulta de dividir el panel entre el GCR:

$$d = \frac{l}{GRC} = \frac{2,278}{0,35} = 6,50 \text{ m}$$

A partir de las relaciones trigonométricas fundamentales de diseño fotovoltaico (ver Ilustración 18. Geometría de los Paneles), se evalúa la proyección de la sombra de la estructura cuando el seguidor alcanza su ángulo máximo ($\beta = 60^\circ$), es decir, en el punto más restrictivo de todo el movimiento:

- Proyección horizontal: $a = l * \cos(60^\circ) = 1,14$ m
- Proyección vertical: $h = l * \sin(60^\circ) = 1,97$ m
- Distancia horizontal libre: $b = d - a = 5,36$ m

La condición limitante de sombreado ocurre cuando la longitud de la sombra resultante supera la distancia libre b . El ángulo de elevación solar crítico (α) que provoca el sombreado mutuo se deduce mediante una simple relación trigonométrica:

$$\alpha = \arctan\left(\frac{h}{b}\right) = 20,2^\circ$$

Los cálculos demostraron que un paso entre filas de 6,5 m garantiza la ausencia total de sombreado mutuo siempre que la elevación solar sea superior a $20,2^\circ$. Para elevaciones solares inferiores (amaneceres y ocasos), se activaría el algoritmo de *Backtracking*. Este sistema reduce automáticamente el ángulo de inclinación β del seguidor, aplanando progresivamente las filas para garantizar que la sombra nunca supere la distancia b , optimizando así la producción en las primeras y últimas horas del día.

4.2.5 ALTURA DEL EJE, ESPACIO LIBRE Y GANANCIA BIFACIAL

El modelado de un sistema de seguimiento de un eje exige determinar la altura del tubo de torsión respecto al plano del suelo. Para la planta, se seleccionó una altura nominal del eje de 1,5 metros.

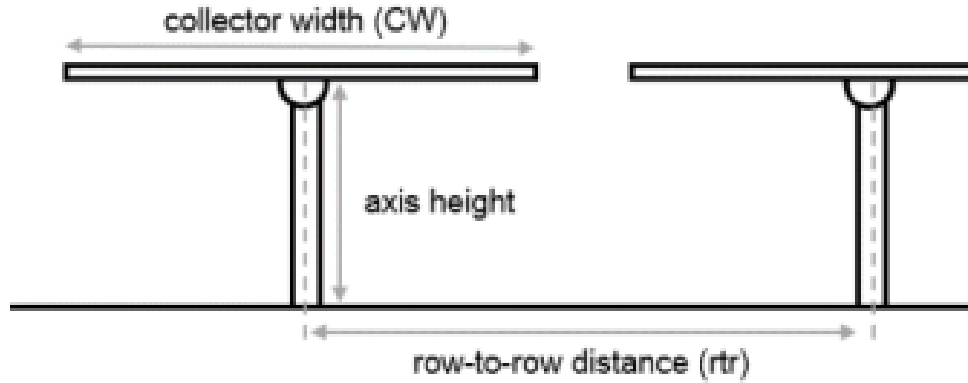


Ilustración 19. Geometría Paneles Sobre Seguidores (6)

Desde el punto de vista mecánico, es importante verificar el espacio libre de seguridad en la posición más desfavorable de la estructura. Considerando el ancho del colector ($c_w = 2,278$ m) pivotando sobre su centro y asumiendo el máximo ángulo de operación ($\beta_{max} = 60^\circ$), se calcula el descenso vertical del extremo inferior del módulo (Δh) mediante la siguiente expresión trigonométrica:

$$\Delta h = \frac{c_w}{2} \cdot \sin(\beta_{max}) = \frac{2,278}{2} \cdot \sin(60^\circ) = 0,986 \text{ m}$$

Al restar este descenso a la altura del eje de rotación, se obtiene el margen de seguridad respecto al terreno (h_{libre}):

$$h_{libre} = h - \Delta h = 1,50 - 0,986 = 0,514 \text{ m}$$

Este margen garantiza un espacio de seguridad suficiente para evitar cualquier interferencia mecánica entre el extremo inferior de los paneles y el crecimiento de vegetación o las posibles irregularidades del suelo.

Por otro lado, la altura de la estructura es un parámetro importante para optimizar el rendimiento de la tecnología bifacial. De acuerdo con los modelos empíricos desarrollados por el NREL para sistemas de seguimiento (6), la captación de radiación en la cara posterior está condicionada por el factor adimensional H previamente mencionado:

$$H = \frac{h}{c_w} = \frac{1,5}{2,278} = 0,66$$

Este parámetro ($H \approx 0,66$) está dentro del rango utilizado por el NREL (alrededor de 0,75). La optimización de este parámetro garantiza una buena homogeneidad en la distribución de la irradiancia reflejada sobre el reverso del módulo.

4.2.6 SELECCIÓN MODELO DEL SEGUIDOR SOLAR

Tras el dimensionamiento técnico de la estructura unitaria y la definición de la arquitectura de la planta, se procedió a la selección del modelo del sistema de seguimiento. Para este proyecto, se seleccionó el modelo NX Horizon del fabricante NEXTracker (22), cuyas especificaciones técnicas se alinean con los requisitos de la planta.

General and Mechanical	
Architecture	Horizontal single-axis, independent row, independently balanced
Configuration	1x module in portrait
Tracking Range of Motion	Options for $\pm 60^\circ$ or $\pm 50^\circ$ 60° to 75° stow angles available with Hail Pro
Row Size	Configurable per module type, string length, and site layout
Array Height	Rotation axis elevation, 1.3 to 1.8 m / 4'3" to 5'10"
Drive Type	High accuracy slew gear
Modules Supported	All utility-scale crystalline and thin-film modules
Bifacial Optimization	High-rise mounting rails, bearing and driveline gaps, round torque tube

Ilustración 20. Detalles constructivos del seguidor NEXTracker NX Horizon. (22)

Al analizar la ficha técnica del NX Horizon, se puede observar que las especificaciones técnicas de este equipo satisfacen los requisitos de diseño establecidos, garantizando estructuralmente la cota de altura del eje de rotación a 1,5 metros (*1,3 m to 1,8 m*) y proporcionando el rango de seguimiento requerido de $\pm 60^\circ$, además de tener una configuración de 1x módulo en *portrait*.

4.2.7 DISTRIBUCIÓN DE INVERSORES

Tras evaluar los condicionantes técnicos del proyecto, se llegó a la conclusión de que la arquitectura centralizada clásica presenta limitaciones al hacer uso de módulos bifaciales. La utilización de módulos bifaciales genera inevitablemente un desajuste de corriente, provocado por las irregularidades del albedo. La arquitectura basada en un inversor central tiene problemas al gestionar grandes bloques de potencia bajo un único seguidor de punto de máxima potencia (MPPT). Al operar con un solo MPPT, el equipo se ve obligado a promediar el rendimiento de toda la planta, lo que provoca que las series de paneles que reciben menor radiación arrastren a la baja a las más irradiadas, penalizando de esta forma el rendimiento global de la instalación.

En consecuencia, se optó por una arquitectura descentralizada basada en *String Inverters*. Esta configuración distribuye múltiples equipos de menor potencia a lo largo de la planta, acercando la conversión a corriente alterna a los paneles. La principal ventaja radica en que cada inversor tiene varios canales MPPT, lo que permite sectorizar, y por lo tanto optimizar la curva de potencia. Al mismo tiempo, esta distribución ofrece una ventaja adicional, ya que la avería de un equipo solo afectaría a una pequeña parte de la planta, en lugar de a la instalación al completo en caso de utilizar una arquitectura centralizada.

La selección de la arquitectura descentralizada frente a la centralizada supone asumir un ligero sobrecoste en la inversión inicial. Este incremento en el CAPEX se justifica técnica y financieramente por la recuperación de energía a lo largo de la vida útil de la planta. Estudios de *Huawei* indican que la pérdida de rentabilidad provocada por el uso de un inversor central en lugar de un sistema descentralizado va desde un 1,6% hasta un 2,1% (23).

4.2.8 SELECCIÓN DEL EQUIPO INVERSOR

Para satisfacer los requisitos establecidos para el campo generador, se ha seleccionado un equipo que representa el estándar actual para plantas de gran escala con seguidores bifaciales (24):

- Fabricante y Modelo: Huawei SUN2000-330KTL-H1.
- Potencia Aparente Nominal (AC): 330 kVA.

- Tensión máxima de entrada (DC): 1.500 V.
- Tensión nominal de salida (AC): 800 V.
- Número de rastreadores MPPT: 6 canales independientes.
- Eficiencia Máxima: 99%.
- Grado de Protección: IP66 (Apto para intemperie sin necesidad de elementos adicionales).

4.2.9 DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO: LONGITUD MÁXIMA DE CADENA

Definida la distribución de los inversores y el límite de tensión del sistema a 1,500 Vdc, es necesario calcular el número máximo de módulos que pueden conectarse en serie por cada cadena.

De acuerdo con la física de los semiconductores, la tensión de circuito abierto (V_{oc}) de un módulo fotovoltaico es inversamente proporcional a la temperatura de la célula. Por tanto, el escenario limitante en cuanto a sobretensión se producirá al amanecer durante el día más frío del año, cuando los primeros rayos de sol comienzan a incidir sobre los módulos y éstos se encuentran a la temperatura ambiente mínima, ya que todavía no habrán comenzado a disipar calor por efecto Joule.

Para el emplazamiento de Manzanares, consultando los registros climatológicos del AEMET, se ha establecido una temperatura ambiente mínima de diseño (T_{min}) de $-13,8^{\circ}\text{C}$, que es la temperatura mínima en la provincia de Ciudad Real de la cual se tienen registros (desde 1920 hasta hoy) (25).

Para determinar la tensión máxima que alcanzará cada módulo bajo estas condiciones extremas, se aplica la siguiente fórmula, extrayendo los parámetros eléctricos de la ficha técnica del módulo de referencia:

- Tensión de circuito abierto en STC (V_{oc}): 52,37 V
- Coeficiente de temperatura de V_{oc} ($\beta_{V_{oc}}$): $-0,250\%/^{\circ}\text{C}$
- Temperatura estándar de medida (T_{STC}): 25°C

La tensión máxima proyectada por módulo (V_{oc_max}) se calcula mediante:

$$V_{oc_max} = V_{oc_STC} \cdot [1 + \beta_{V_{oc}} \cdot (T_{min} - T_{STC})]$$

Sustituyendo los valores del proyecto:

$$V_{oc_max} = 52,37 \cdot [1 + (-0,0025) \cdot (-13,8 - 25)]$$

$$V_{oc_max} = 52,37 \cdot [1 + 0,097] = 52,37 \cdot 1,097 = 57,45 \text{ V}$$

El cálculo demuestra que, en las madrugadas más frías de invierno, cada panel aportará 57,45 V a la cadena, lo que supone un incremento de tensión del 9,7% respecto a sus condiciones nominales.

Finalmente, el número máximo de módulos en serie se obtiene dividiendo la tensión máxima soportada por el inversor entre la tensión máxima del módulo, redondeando al entero inferior para garantizar un margen de seguridad:

$$N_{max} = \frac{V_{max_sistema}}{V_{oc_max}} = \frac{1500}{57,45} = 26,11 \text{ módulos}$$

Por lo tanto, la longitud de las cadenas se limita a 26 módulos en serie.

4.2.10 DIMENSIONAMIENTO GLOBAL Y RESUMEN DEL SISTEMA

Para la consolidación del diseño eléctrico y la obtención de los parámetros operativos definitivos de la planta, se empleó el software de simulación PVsyst. La introducción de las variables de diseño calculadas en la ingeniería básica (longitud de cadena, GCR y modelos de equipos) permitió generar el informe de características del campo generador.

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	JA Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JAM72-D40-590-MB	Model	SUN2000-330KTL-H1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	590 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	71188 units	Number of inverters	108 units
Nominal (STC)	42.00 MWp	Total power	32400 kWac
Modules	2738 string x 26 In series	Operating voltage	550-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	38.84 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.30
U mpp	1059 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	36682 A		

Ilustración 21. Datos Materiales PVsyst (19)

A partir del modelado del sistema y de las especificaciones técnicas de los equipos seleccionados, la configuración eléctrica global de la planta quedó definida por un campo de generación en corriente continua compuesto por un total de 71188 módulos fotovoltaicos JA Solar de 590 Wp. El conexionado eléctrico de este campo se estructuró en 2738 cadenas, conformadas por 26 paneles en serie cada una, lo que supuso alcanzar una capacidad total instalada de aproximadamente 42 MWp. Para la transformación y sectorización de esta energía, el sistema de conversión en corriente alterna se resolvió mediante la instalación de 108 inversores descentralizados del modelo Huawei SUN2000-330KTL-H1. Estos equipos operan a una potencia nominal de 300 kWac, lo que da lugar a una capacidad nominal total en corriente alterna para la planta de 32,4 MWac.

4.2.11 CONFIGURACIÓN Y DISTRIBUCIÓN FINAL DEL LAYOUT

Para ilustrar la disposición espacial de la planta fotovoltaica, se ha modelado un *layout* del recinto utilizando la herramienta de diseño HelioScope. La imagen adjunta muestra la distribución de las estructuras de seguimiento a un eje sobre la parcela seleccionada en Manzanares, buscando maximizar el aprovechamiento de la superficie útil mientras se respetan las distancias entre filas para evitar el sombreado mutuo.

Es importante tener en cuenta que esta representación gráfica constituye un *layout* de ingeniería básica. Su propósito principal es demostrar la viabilidad geométrica de acomodar la potencia pico total seleccionada (42 MWp) dentro de los límites catastrales del terreno. La implantación constructiva definitiva requeriría estudios topográficos, hidrológicos y

geotécnicos de detalle (proyecto EPC) para definir con exactitud los requerimientos reales en cuanto a obra civil y distribución de componentes a lo largo de la parcela.

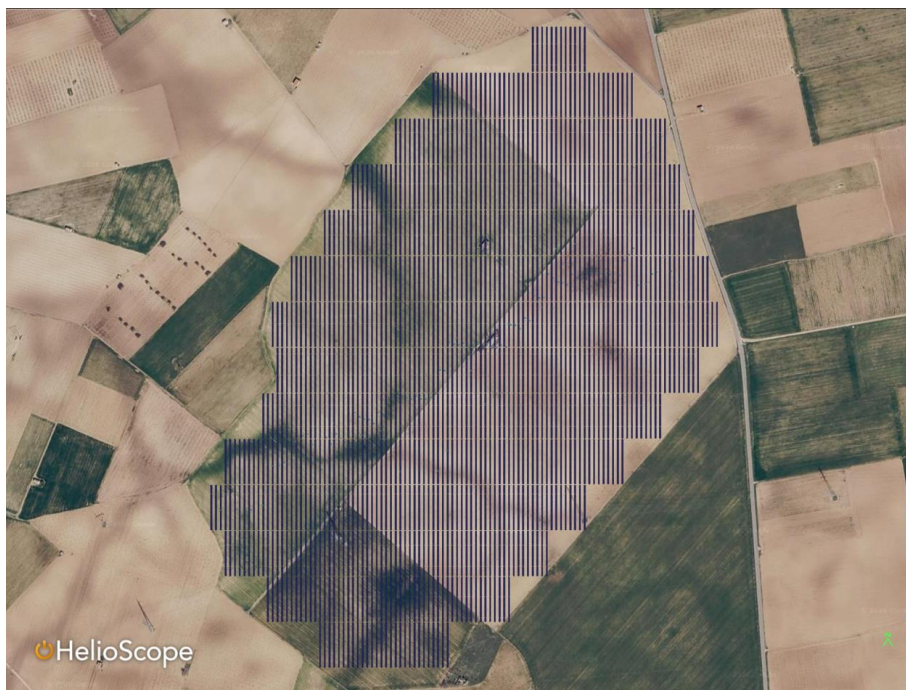


Ilustración 22. Layout

4.2.12 DISEÑO DE LA EVACUACIÓN EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN

Para la evacuación de la energía generada por el campo fotovoltaico se decidió utilizar una estructura de diferentes bloques distribuidos a lo largo de la planta. El objetivo de este diseño es optimizar las secciones del cableado, garantizar la seguridad de la instalación y minimizar las pérdidas.

Los inversores seleccionados convierten la corriente continua en alterna entregando una tensión de salida de 800 V (Baja Tensión). Debido a la dimensión de la planta y a la elevada intensidad de corriente que se alcanzaría agrupando toda la potencia en un único punto, resulta muy inconveniente técnica y económicamente transportar la energía a este nivel de tensión hasta la subestación de evacuación.

Para solucionar este problema, la instalación se ha sectorizado en varios bloques de potencia. Se dispondrán 6 Centros de Transformación prefabricados (*skid*) distribuidos por la parcela. Cada centro contará con un transformador de aproximadamente 6,8 MVA de potencia

aparente, agrupando a los inversores más cercanos a su ubicación, y obteniendo una capacidad de conversión de 40,8 MVA, mayor que los 32,4 MWac totales de la planta.

La función de estos *skids* es elevar la tensión desde los 800 V hasta el nivel de Media Tensión (30 kV). A partir de la salida de estos centros, la energía se canaliza mediante cables de mucha menor sección, los cuales convergen finalmente en el transformador principal de la planta para su inyección definitiva a la red.

Una vez agrupada la energía de los distintos bloques, esta es canalizada hacia la subestación elevadora propia de la planta. Dado que la instalación cuenta con una potencia nominal superior a los 10 MW, la normativa vigente exige que la entrega de energía se realice en la red de Alta Tensión.

Para llevar a cabo este salto de tensión, la subestación estará compuesta por un transformador de potencia principal. La función de este equipo es elevar la tensión desde los 30 kV de la red colectora interna hasta los 132 kV exigidos por el punto de conexión exterior. El transformador se ha dimensionado con una potencia aparente de 40 MVA, garantizando un margen de seguridad óptimo frente a los 32,4 MWac nominales aportados por el campo de inversores. Es importante que el trafo no opere cerca de su límite de carga constantemente, ya que esto provoca un desgaste mayor del mismo, lo que puede llevar a sobrecostes de mantenimiento a largo plazo.

Finalmente, la energía transformada a 132 kV es enviada a la S/E a través de una línea de evacuación de alta tensión.

4.2.13 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DE MEDIA TENSIÓN

La primera etapa de elevación de tensión, de Baja a Media Tensión (800 V a 30 kV), se resolverá mediante centros de transformación distribuidos por el campo solar. Se ha optado por una solución integrada tipo *Plug & Play* para minimizar las obras civiles y agilizar la puesta en marcha. Este concepto implica que todos los equipos clave (celdas de baja tensión, transformador y celdas de media tensión) se suministran preensamblados, precableados y probados desde fábrica sobre una plataforma única (*skid*).

Específicamente, se instalarán 6 unidades del modelo Smart Transformer Station (STS-6000K-H1) (26) del fabricante Huawei. La homogeneidad de marca con los inversores (*string* Huawei SUN2000) garantiza la compatibilidad en los protocolos de comunicación y unifica las garantías del sistema de conversión y transformación.

Input		
Available Inverters / PCS	SUN2000-200KTL / SUN2000-215KTL / SUN2000-185KTL / LUNA2000-200KTL	
Maximum LV AC Inputs	34	
AC Power	6,800 kVA @40°C ¹	
Rated Input Voltage	800 V	
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 2 x 17 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Cooling Type	ONAN	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11-y11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1	
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated	
RMU Transformer Protection Units	MV Vacuum Circuit Breaker Units	
RMU Cable Incoming / Outgoing Units	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac or 220 / 127 Vac	

Ilustración 23. Ficha técnica STS-6000K-H1 (26)

En la Ilustración 23, procedente de la ficha técnica del fabricante, se especifican las características técnicas de la estación seleccionada. En el lado de entrada, la estación está dimensionada para recibir hasta 34 líneas de corriente alterna en baja tensión a 800 V, lo que encaja con la idea de agrupar múltiples inversores. Su capacidad nominal de 6800 kVA proporciona un margen extra para gestionar la potencia máxima de los bloques de generación asignados a cada centro, ya que podría llegar a transformar hasta 40,8 MVA.

4.2.14 TRANSFORMADOR DE POTENCIA PRINCIPAL

Se ha dimensionado un Transformador de Potencia de 40 MVA con una relación de transformación de 30 / 132 kV. El equipo estará diseñado con tecnología de refrigeración en baño de aceite mineral ONAN/ONAF.

Para la especificación técnica de este equipo de potencia, se ha tomado como referencia la tecnología del fabricante nacional IMEFY. Los transformadores de potencia de 132 kV no son productos de catálogo cerrado, sino que se diseñan bajo pedido, por lo tanto, no se puede seleccionar un modelo concreto, sino que se le comunican las especificaciones pertinentes directamente al fabricante.

Capítulo 5. SIMULACIÓN

La viabilidad técnica de la planta se ha validado mediante el software PVsyst. Se ha modelado el emplazamiento en Manzanares configurando la planta con seguidores a un eje, paneles bifaciales y un ratio DC/AC de 1,30. Dado que el recurso solar varía continuamente, los resultados de inyección a la red en este tipo de proyectos se evalúan en varios escenarios estadísticos, como son el P50, P90 y P99.

- El escenario P50 representa un año con un clima estándar en el lugar del emplazamiento (50% de probabilidad de superar la producción esperada por este escenario). Arroja una producción esperada de 90.170.646 kWh/año, logrando una producción específica de 2.147 kWh/kWp/año.
- El escenario P90 representa un año de baja radiación (90% de probabilidad de superarse). Asegura una inyección a la red de 2.061 kWh/kWp/año. Habitualmente, este es el valor que se utiliza para dimensionar la financiación. En este proyecto se ha utilizado el P50 para este cometido, y para compensarlo se han añadido ratios de cobertura (DSCR) aplicados a cada línea de ingresos (este procedimiento será explicado con más detalle en el apartado de *Debt Sizing*). Esta decisión resulta en un apalancamiento mayor al que se obtendría si se hiciera uso de la práctica habitual.

Para evaluar la eficiencia de la instalación, se analiza el *Performance Ratio* (Perf. Ratio PR). Esta métrica define la relación entre la energía real inyectada a la red y la energía teórica máxima que se generaría si la planta operase continuamente bajo condiciones ideales de laboratorio. De acuerdo con los resultados de la simulación, la planta presenta un PR del 88,87%. Analizando este parámetro mensualmente, se puede observar la sensibilidad térmica de los semiconductores, viendo como durante los meses de invierno las bajas temperaturas permiten que el rendimiento escale hasta picos superiores al 94% mientras que en los meses más calurosos como julio y agosto el sobrecalentamiento de las células penaliza la eficiencia, haciendo que el PR descienda hasta valores cercanos al 84% a pesar de coincidir con el periodo de mayor producción absoluta de energía del año.

Se obtiene finalmente un *Bifacial Performance Ratio* del 84,25%, un índice alto que confirma que la planta ha sido diseñada eficientemente. La configuración con seguidores a un eje incrementa la irradiación incidente sobre el plano de los módulos en un 35,8% respecto a la irradiación horizontal, a lo que se suman 157 kWh/m² adicionales captados por la cara posterior de los paneles gracias al albedo.

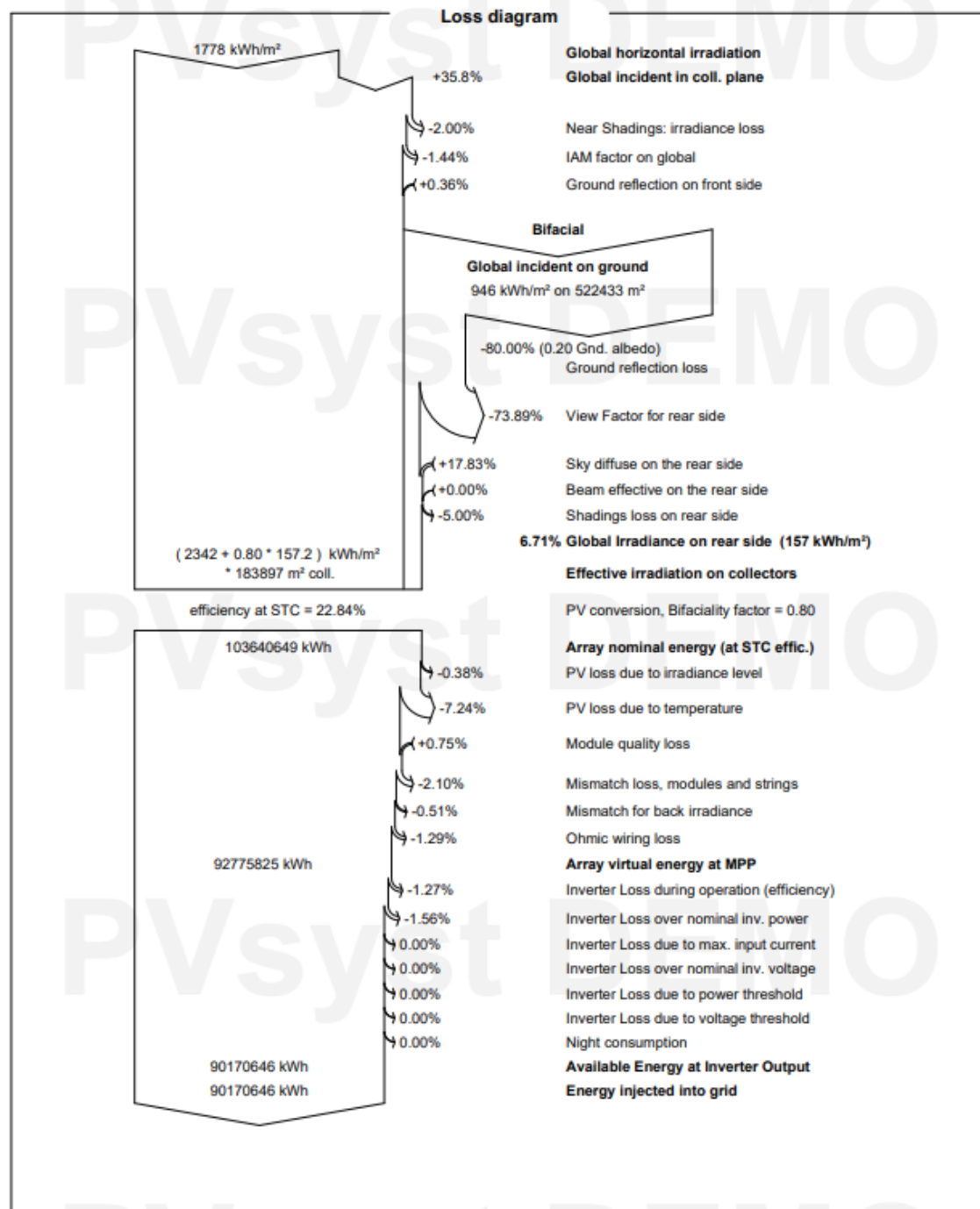


Ilustración 24. Diagrama de Sankey

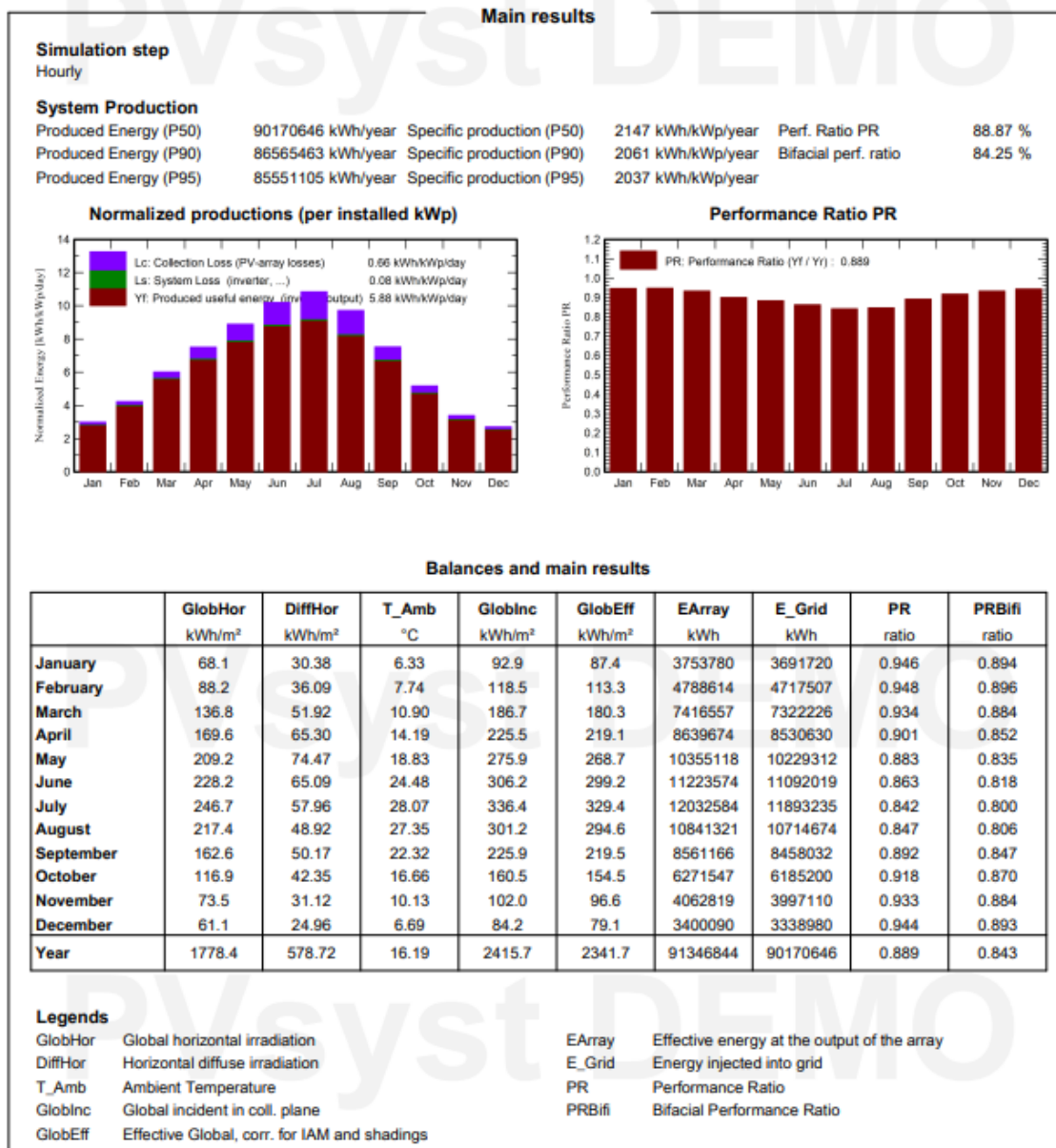


Ilustración 25.Resultados Simulación

Capítulo 6. MODELO FINANCIERO

Para evaluar la viabilidad económica de la planta, se ha llevado a cabo el diseño de un modelo financiero haciendo uso del programa Microsoft Excel. Este modelo permite proyectar los flujos de caja a lo largo de toda la vida útil de la instalación en base a unos parámetros ajustables. En este apartado se resumirá y explicará tanto el funcionamiento del programa como las decisiones y asunciones establecidas. Al final de la memoria se ha insertado un anexo en el cual están adjuntas diferentes capturas del programa para facilitar la lectura de la misma.

El archivo está compuesto por diversas hojas interconectadas, que serán descritas a lo largo de este apartado: *Inputs*, *Time Inputs*, *Cálculos*, *Debt Sizing* (Dimensionamiento de la Deuda), *Debt* (Servicio de la Deuda), *Taxes* (Impuestos) y, por último, *Outputs*.

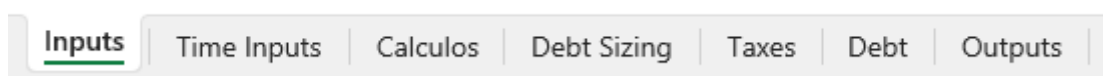


Ilustración 26. Hojas Modelo

6.1 PARÁMETROS DE ENTRADA

En esta hoja se recogen todos los parámetros y variables necesarias para el funcionamiento del modelo. Para facilitar la comprensión y el manejo de los datos, la información se ha estructurado en diferentes bloques. En cada uno de estos bloques se ha adjuntado una pequeña tabla a modo de resumen.

El primer bloque define el cronograma general y los puntos clave del proyecto. Establece fechas como el inicio de la construcción, la Fecha de Operación Comercial (COD), el periodo de vida útil de la planta (fijado en 35 años) y fin de la vida útil. En este apartado también aparece la duración de la PPA.

Hito / Concepto	Fecha / Valor	Unidad
Comienzo del desarrollo	30/06/2026	Fecha
Fin del desarrollo (RtB)	30/09/2028	Fecha
Comienzo de la construcción	01/10/2028	Fecha
Duración de la construcción	6	Trimestres
Fin de la construcción	31/03/2030	Fecha
Comienzo de Operaciones (COD)	01/04/2030	Fecha
Vida útil de la planta	35	Años
Duración del contrato PPA	10	Años

Tabla 3. Inputs Cronograma

El siguiente bloque es el operativo. En él se establecen las variables relacionadas con la producción. Detalla la potencia instalada tanto en corriente continua como en corriente alterna e introduce las tasas de degradación de los módulos fotovoltaicos para poder estimar una curva de producción de energía realista a lo largo de los 35 años. Además, aparece el porcentaje de la producción anual que sucede en cada trimestre del año, ya que no se produce lo mismo en cada uno debido a las variaciones climáticas a lo largo del año. Los datos relacionados con la producción han sido calculados con PVsyst.

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia de Inyección (AC)	32,4	MW

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia Instalada (DC)	42,0	MWp
Ratio de Sobredimensionamiento (DC/AC)	1,296	-
Producción Específica Inicial (P50)	2.147	kWh/kWp
Disponibilidad de la instalación	98,5 %	-
Factor de degradación de los módulos	0,4 %	/ año
Porcentaje de la producción anual en Q1	17,2 %	-
Porcentaje de la producción anual en Q2	33,2 %	-
Porcentaje de la producción anual en Q3	34,7 %	-
Porcentaje de la producción anual en Q4	14,8 %	-

Tabla 4. Inputs Producción

El apartado de ingresos define la estrategia de comercialización de la energía generada. Para la comercialización de la energía generada, el modelo adopta una estrategia híbrida con el objetivo de reducir el riesgo provocado por la volatilidad del mercado eléctrico. En cuanto a los precios de venta, han sido obtenidos de un informe del mercado fotovoltaico en España (27). Se ha optado por destinar un porcentaje de la producción a la venta libre en el mercado mayorista (*Merchant*) asumiendo un precio proyectado de 45 €/MWh, y asegurar el volumen restante mediante un contrato bilateral a largo plazo (PPA) a un precio fijo que incorpora un descuento aproximado del 20 % respecto al precio de mercado. Esta diferencia de precio se debe a que el proyecto cede parte de su beneficio teórico a cambio de obtener seguridad en sus flujos de caja.

Parámetro	Valor	Unidad
PPA vs <i>Merchant market</i>	75%	-
Precio <i>Merchant</i>	45	€/MWh
Precio PPA	35	€/MWh

Tabla 5. Inputs Comercialización

El apartado dedicado al CAPEX desglosa el presupuesto inicial necesario para la construcción y puesta en marcha de la instalación. Este bloque está dividido en dos apartados, *development expenses* y *construction expenses*. El primero de los dos hace referencia a los gastos relacionados con el desarrollo teórico de la planta, previo a la construcción. El segundo agrupa los gastos derivados de la construcción de la planta, incluyendo una contingencia y un RECAPEX, que incluye la renovación de los inversores.

Partida de Inversión	Importe (k€)
Gastos de Desarrollo (Licencias, Ingeniería, etc.)	850,0
Módulos Fotovoltaicos	5.040,0
Estructuras y Seguidores (<i>Racking</i>)	4.200,0
Inversores	1.458,0
Contratista (EPC)	6.500,0
Infraestructura Eléctrica (Transformador, Subestación, Línea)	3.910,0

Partida de Inversión	Importe (k€)
Otros costes (Supervisión, Seguros, Alquileres de obra)	943,75
Contingencias (5%)	1.102,59
Inversión Inicial (CAPEX)	24.004,34

Tabla 6. Inputs Capex

Se ha asumido un gasto en diseño de ingeniería de 200.000 €, un gasto en External report Expenses de 50.000 € y un gasto en la reserva de la parcela durante el proceso de desarrollo de 600.000 €, obteniendo de esta manera unos *construction expenses* de 850.000 €.

Como ya se ha comentado previamente, los paneles JA Solar JAM72D40-590/MB son considerados por pvXchange paneles de categoría *Mainstream*, por lo que se asume un precio de 0,12 €/Wp. Multiplicando la potencia pico por dicho precio se obtiene el coste total de los paneles. (7)

$$\text{Module price} = 42\text{MWp} * 0,12\text{€/Wp} * 10^6 = 5.040.000 \text{ €}$$

El coste de la línea de evacuación se ha establecido en 160.000 €/km. Este parámetro se ha fundamentado en los valores de referencia vigentes para infraestructuras eléctricas en España. En concreto, el dato corresponde al coste de una línea aérea de alta tensión de simple circuito y conductor simplex tal y como establece en el Boletín Oficial del Estado (28). En cuanto a los transformadores, según el NREL este gasto ronda entre 0,07 y 0,14 €/Wp, al ser una planta relativamente grande, se ha tomado un valor aproximado de 0,08 €/Wp. (29)

A esto se suma el coste de las estructuras de soporte mediante seguidores a un eje, valorado en 4.200.000 € aplicando un ratio de 0,10 €/Wp. Finalmente, el gasto derivado del sistema de conversión, compuesto por 108 inversores se fija en 0,045 €/Wac sobre los 32,4 MW de potencia nominal, obteniendo un valor de 1.458.000 €. (29)

Para la partida correspondiente al EPC, excluyendo los equipos mayores previamente presupuestados, se ha estimado un coste total de 6.500.000 €. Este importe viene de asumir un coste total de EPC de 0,2 €/Wac. (29)

Adicionalmente, se ha incluido una partida de 943.750 € para cubrir los costes indirectos asociados a la ejecución del proyecto (Supervisión, Seguros, Alquileres de obra). Se ha

decidido destinar en torno a un 4 % del CAPEX total. Esta proporción se respalda en los informes de referencia del NREL (29) en concepto de *Developer Overhead*.

Con estos valores y teniendo en cuenta una contingencia del 5%, se obtiene un CAPEX de 24.004,34 k€.

Para el recambio de inversores al final de su vida útil, se ha asumido un RECAPEX que representa el 75% del coste de los inversores originales, ya que parte de la instalación está construida en el momento de llevar a cabo el reemplazo. Este dato no está incluido en el CAPEX ya que no se paga al inicio del proyecto, sino que se realiza a los 15 años de servicio. Este recambio se hace a lo largo de 4 años para afectar a la producción en la menor manera posible.

El siguiente bloque detalla los gastos anuales necesarios para la correcta explotación y mantenimiento de la planta durante su vida útil.

Concepto	Valor	Unidad
Tasa de Inflación proyectada	2,0 %	-
Impuesto de Sociedades (España)	25,0 %	-
Operación y Mantenimiento (O&M)	8,0	k€/MW/año
Seguros e Impuestos Locales (<i>Property Tax</i>)	5,0	k€/MW/año
Arrendamiento del terreno (<i>Land Costs</i>)	193,75	k€/año
Gestión del Activo (<i>Asset Management Fee</i>)	2,0 %	Sobre ingresos

Tabla 7. Inputs Opex

Por un lado, se establecen parámetros necesarios para la proyección a largo plazo, asumiendo una inflación constante del 2,0 % y una carga fiscal del 25,0 % en concepto de Impuesto de Sociedades aplicable a la SPV.

Por otro lado, los costes puramente operativos se han separado según su condición:

- Costes indexados a la capacidad: El contrato de Operación y Mantenimiento (O&M), así como las pólizas de seguros y los impuestos locales, se han dimensionado en función del tamaño de la planta, estableciendo ratios de 8,0 k€ y 5,0 k€ por cada MW instalado al año, respectivamente. (30)
- Costes fijos: El arrendamiento de los terrenos (*Land Costs*) representa un gasto de 193,75 k€ anuales, independiente del rendimiento técnico de la instalación. Este valor corresponde a un coste de 2.500 € por hectárea de terreno.
- Costes variables indexados a resultados: La comisión por la gestión integral de la sociedad y representación en el mercado (*Asset Management Fee*) se ha fijado en un 2,0 % sobre los ingresos brutos.

Finalmente, el bloque de parámetros define las condiciones impuestas por las entidades bancarias para estructurar la financiación.

Parámetro Bancario	Valor
Nivel de Apalancamiento Máximo	74,23 %
Plazo de Amortización de la Deuda	15 años
Tipo de Interés Anual	4,50 %
Comisión de Apertura (<i>Upfront Fee</i>)	1,00 %
Ratio de Cobertura Exigido (DSCR sobre PPA)	1,20x
Ratio de Cobertura Exigido (DSCR sobre Mercado)	1,80x

Tabla 8. Inputs Deuda

La entidad bancaria limita el apalancamiento máximo al 74,23 % sobre el presupuesto total (CAPEX). Este dato no fue elegido arbitrariamente, su cálculo será explicado posteriormente en el apartado de *debt sizing*. Esto obliga a los promotores a aportar el capital restante

mediante recursos propios. El préstamo se amortizará en un plazo de 15 años, con un coste financiero fijado por un tipo de interés nominal del 4,50 % anual y una comisión de apertura (*Upfront Fee*) del 1,00 % sobre el capital prestado.

El aspecto más destacable de la estructura de la deuda es la aplicación de un Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (DSCR) fragmentado. Para los flujos de caja provenientes del contrato bilateral, el banco exige un DSCR objetivo de 1,20x, dado que el precio fijo minimiza el riesgo de impago. Por otro lado, para el porcentaje de energía que se comercializa libremente en el mercado diario, la entidad exige un DSCR más estricto, elevando este hasta 1,80x para mitigar la volatilidad de los precios del mercado mayorista y el riesgo que esto supone.

6.2 PARÁMETROS TEMPORALES

Su función principal es establecer el marco cronológico del proyecto haciendo uso de *Flags* para definir los hitos más relevantes, como la fecha de inicio del modelo, la finalización de la fase de construcción y la fecha de inicio de operaciones comerciales (COD). En este apartado también se ha indexado el precio de venta de la energía en el mercado libre aplicando el CPI. Además, se ha distribuido periódicamente el CAPEX durante la fase de ejecución. En lugar de asumir el coste total de la inversión como un desembolso único en el momento cero, la herramienta distribuye estos pagos a lo largo de los trimestres estipulados para la construcción de la planta.

6.3 CÁLCULOS

La función de la hoja de cálculos es transformar los parámetros previamente definidos en la hoja de *Inputs* en valores proyectados a lo largo de toda la vida útil de la instalación. La arquitectura se compone de tres módulos auxiliares, que posteriormente utiliza el bloque principal para obtener los datos deseados. El primero de ellos se encarga del cálculo y proyección de ingresos (*Revenues Calcs*), donde se multiplica la producción neta, afectada por la degradación anual, por el precio capturado ponderado del mercado y del PPA. El segundo módulo aborda el cálculo y proyección de costes operativos (*Opex Calcs*), aplicando un factor de inflación acumulado (CPI) para proyectar el coste futuro de las partidas de operación, mantenimiento y arrendamiento. El último de ellos se centra en el cálculo y proyección de inversiones (*Capex Calcs*), el cual distribuye temporalmente las salidas de caja por desarrollo y construcción en los periodos previos a la fecha de inicio de operaciones.

Una vez calculadas todas las proyecciones, el modelo utiliza la información generando la cascada de pagos típica del *Project Finance*. Esta cascada se divide en dos fases fundamentales, la evaluación del activo puro y la evaluación del capital apalancado.

La sección *Unlevered Cash Flows* evalúa la capacidad de la planta solar para generar caja, asumiendo que se ha financiado al 100 % con capital propio (sin deuda). La cascada sigue estos pasos:

1. EBITDA: Se obtiene al restar los gastos operativos de los ingresos brutos. Representa el rendimiento operativo puro del proyecto.
2. Flujo de Caja Operativo (*Operating Cash Flow*): Al EBITDA se le restan los impuestos reales pagados en cada periodo (*Taxes Paid*), tras aplicar las reducciones de los mismos por la amortización de los diferentes activos del proyecto.
3. Flujo de Caja Total del Proyecto (*Total Project Cash Flow*): Finalmente, al flujo operativo se le restan las necesidades de capital. Esto incluye las salidas de caja durante la construcción (*Investment Cash Flow / CAPEX*) y la futura sustitución de equipos durante la fase de operación (*Augmentation Reserve & RecapEx*).

La sección de *Levered Cash Flows* tiene en cuenta el efecto del uso de deuda bancaria, calculando el dinero real y distribuible que llega a los promotores (accionistas). Partiendo del Flujo de Caja Total del Proyecto calculado en la fase anterior, se aplican los siguientes ajustes:

1. Inyecciones de Capital: Se suman las disposiciones del préstamo bancario (*Debt Disbursements*), que actúan como entradas de caja para hacer frente a los costes de construcción.
2. Costes de Estructuración y Garantías: Se restan las salidas asociadas a la gestión de la deuda, como las comisiones de apertura y disponibilidad (*Upfront y Commitment Fees*), los honorarios de asesores externos (*Advisors Cost*) y los costes de las líneas de avales (*LC fees*).
3. Servicio de la Deuda: Durante la fase operativa, se descuenta el pago de intereses (*Debt Interest Payments*) y la amortización del principal (*Debt Repayments*) de acuerdo con la estructuración del dimensionamiento de la deuda bancaria.
4. Escudo Fiscal (*Tax Shield*): Dado que los intereses son fiscalmente deducibles, se suma el ahorro de impuestos que se produce en comparación con la simulación del proyecto sin deuda.

6.4 IMPUESTOS

La hoja de impuestos tiene como objetivo modelar las obligaciones fiscales de la Sociedad Vehículo (SPV) frente a la Hacienda Pública, aplicando la normativa del Impuesto de Sociedades (fijado en los parámetros de entrada al 25 %). Su correcta modelización es vital, ya que los impuestos representan una salida de caja significativa que afecta directamente a la rentabilidad del proyecto. La hoja está estructurada en dos grandes bloques, la estimación de la cuota tributaria a pagar y la cuantificación del efecto fiscal de la deuda.

Primero se calcula la Base Imponible (*Taxes Accrued*). Hacienda no calcula la cuota a pagar en base a los ingresos brutos, sino en cuanto al beneficio real. Para proyectar la Base Imponible (*EBT / Taxable Income*), el modelo aplica una serie de deducciones sobre el EBITDA generado por la planta:

- Amortización Contable (*Depreciation*): Refleja la depreciación lineal de los equipos a lo largo de 25 años. No supone una salida real de dinero, pero reduce el beneficio sujeto a impuestos.
- Gastos Financieros Operativos (*Operating Interest*): Los intereses pagados a la entidad bancaria son deducibles en su totalidad.
- Comisiones Bancarias y Avaes (*Financing & LC Fees*): Representan los costes de la deuda y las comisiones de las Letras de Crédito.

Una vez iniciada la operación comercial, el modelo resta todas estas partidas deducibles al EBITDA para obtener el Beneficio Antes de Impuestos (*EBT*). Sobre este importe resultante se aplica la tasa impositiva para calcular los impuestos a pagar (*Taxes Accrued*).

El segundo bloque de la hoja tiene como objetivo calcular el ahorro de impuestos generado por el uso de deuda (*Tax Shield*). Este valor es el que alimenta la cascada de la hoja de Cálculos vista en el apartado anterior.

Para conseguir este dato, se calcula cuál sería el beneficio y los impuestos a pagar si la empresa no utilizara deuda (*Unlevered EBT* y *Unlevered Taxes*). Posteriormente, se comparan estos "impuestos sin deuda" con los impuestos a pagar reales (*Taxes Accrued*). La diferencia entre ambos valores es el Escudo Fiscal (*Tax Shield*). Este importe representa el ahorro real de impuestos que la SPV logra gracias a poder deducirse los intereses del préstamo bancario.

6.5 DIMENSIONAMIENTO DE LA DEUDA

El objetivo de esta hoja no es solo determinar la cantidad máxima de dinero que el banco está dispuesto a prestar, sino definir la forma en la que ese dinero será devuelto. En este tipo

de proyectos, la deuda no se devuelve mediante cuotas constantes (como en una hipoteca), sino que se diseña a mediante un perfil de amortización esculpido. Este esculpido hace que la carga financiera se adapte periodo a periodo a la capacidad real de la planta para generar caja.

Para lograr este dimensionamiento, el Excel sigue el siguiente proceso:

- Fragmentación de la Caja Disponible (CADS): El modelo aísla el Flujo de Caja Disponible para el Servicio de la Deuda (*CADS after tax payment*). Dado que la energía se comercializa bajo dos perfiles de riesgo distintos, el flujo total se divide y un 75 % se asigna a la línea de flujos asegurados (*Contracted CADS*) y un 25 % se asigna a la línea de mercado (*Merchant CADS*).
- Aplicación de Ratios de Cobertura (DSCR Target): A cada línea de flujo se le exige un ratio de seguridad diferente. Los flujos del PPA se dividen por un DSCR objetivo de 1,20x (riesgo bajo), mientras que los flujos *Merchant* se dividen por un DSCR de 1,80x (riesgo alto). Esto determina la caja teórica que el banco autoriza a destinar al pago de la deuda en cada semestre.
- Descuento al Valor Actual: Finalmente, el modelo aplica un factor de descuento (*Discount Factor*) sobre esos flujos semestrales futuros, utilizando como tasa de descuento el coste de la propia deuda (el tipo de interés). La suma del valor actual de todos estos flujos descontados a lo largo de los 15 años de plazo determina la Deuda Máxima.

El resultado de este cálculo no solo fija el préstamo máximo que el banco está dispuesto a ofrecer, sino que genera el calendario de amortización del mismo. En los semestres de verano o en los primeros años de vida (cuando la planta genera más CADS), el modelo exigirá devolver más capital, mientras que en invierno o en los últimos años de la deuda la cuota de amortización se reducirá proporcionalmente.

6.6 SERVICIO DE LA DEUDA

Una vez el préstamo ha sido dimensionado y esculpido, la hoja de *Debt* actúa como el libro mayor contable (*Senior Debt Ledger*). Esta sección proyecta la evolución del préstamo (*Opening y Closing Balance*) a lo largo de toda la vida del proyecto.

Durante los periodos previos a la Fecha de Operación Comercial (COD), el proyecto demanda altas cantidades de capital, pero no genera ingresos. Para reflejar esta realidad, el modelo proyecta las siguientes dinámicas financieras que incrementan el saldo de la deuda:

- Disposiciones de Capital (*CAPEX Drawdowns*): Entradas progresivas de caja procedentes de la entidad bancaria para hacer frente a los gastos de la construcción y del desarrollo.
- Capitalización de Intereses Intercalares (IDC): El modelo calcula dinámicamente los intereses generados por el capital ya dispuesto (*Interest during Construction*). Dado que no hay liquidez para pagarlos en efectivo, se suman directamente al capital principal de la deuda (*Financed Fees & IDC*).
- Costes de Formalización y Garantías: Se contabilizan la comisión de apertura (*Upfront Fee*), la comisión de disponibilidad sobre el saldo no dispuesto (*Commitment Fee*) y el coste de mantener activas las letras de crédito (*LC Fees*) exigidas para el punto de conexión, la PPA y la cuenta de reserva (DSRA).

En el momento en que la planta obtiene el COD y comienza a inyectar energía a la red, la *Flag* temporal desactiva las disposiciones y el modelo invierte la dirección de los flujos, activando el servicio de la deuda. Este incluye, los intereses operativos (*operating interest payments*), que se calculan en cada periodo aplicando el tipo de interés sobre el saldo a pagar restante (*opening balance*) y la amortización préstamo principal (*repayments*), la cual sigue el perfil de amortización esculpido.

6.7 RESULTADOS Y MÉTRICAS DE RENTABILIDAD

La hoja de *Outputs* funciona como el resumen del modelo financiero. Su finalidad es extraer los resultados clave generados por las proyecciones anuales de ingresos, gastos, deuda e impuestos modelizadas en las pestañas anteriores. Esta sección presenta de forma estructurada los indicadores necesarios para la evaluación técnica y financiera del proyecto, dividiéndose en tres bloques.

El primer bloque se resume las magnitudes de entrada más relevantes. En él se define el tamaño de la instalación fotovoltaica, su ciclo de vida, el volumen total de inversión requerido para su construcción y las características estructurales del apalancamiento bancario.

Parámetro	Unidad	Valor
Potencia Instalada (DC)	MWp	42
Producción Teórica Anual (P50)	kWh/kWp	2.147

Parámetro	Unidad	Valor
Vida Útil del Proyecto	años	35
Enterprise Value	k€	29.677,82
Apalancamiento	%	74,23%
Plazo de la Deuda	años	15

Tabla 9. Output datos entrada

El segundo bloque agrupa los resultados macroeconómicos acumulados a lo largo de toda la vida útil proyectada. Su función es resumir el comportamiento de los flujos de caja del activo, los ingresos operativos totales, el EBITDA total y el *Tax Shield*.

Parámetro	Unidad	Valor
Ingresos Totales	k€	187.130,55
EBITDA Total	k€	125.555,50
Impuestos Totales Pagados	k€	24.843,03
Ahorro Fiscal por Deuda (<i>Tax Shield</i>)	k€	553,23

Tabla 10. Output macroeconómico

El tercer y último bloque contiene las métricas definitivas de evaluación financiera. Su objetivo es presentar el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN) en los hitos temporales críticos del desarrollo.

Métrica	Tipo	Valor
TIR Proyecto (no apalancado)	%	9,22%
TIR Accionista (apalancado)	%	15,33%
VAN Proyecto a RTB (no apalancado)	k€	2.907,38
VAN Accionista a RTB (apalancado)	k€	3.590,92
VAN Proyecto a COD (no apalancado)	k€	29.677,82
VAN Accionista a COD (apalancado)	k€	11.524,44

Tabla 11. Output métricas rentabilidad

Observando los resultados de la Tabla 11, destaca la gran diferencia que existe entre el VAN calculado a fecha de RtB (*Ready to Build*) frente al calculado a fecha de COD (*Commercial Operation Date*). Esta diferencia se debe a que el momento en el que se descuentan los flujos de caja no es el mismo en ambos casos. Mientras que el VAN a RtB incluye la inversión inicial, el cálculo a fecha de COD se sitúa en el día en que la instalación empieza a operar. Al considerar el CAPEX como un desembolso ya efectuado, el VAN a COD representa el valor actual de los flujos futuros generados durante la fase operativa.

Capítulo 7. RESULTADOS

Este capítulo expone los resultados obtenidos del modelo financiero. En una primera parte, se analizarán las métricas de rentabilidad y viabilidad correspondientes al caso base, el cual establece las hipótesis previamente expuestas. A continuación, se desarrollará un análisis de sensibilidades mediante la aplicación de diversos escenarios, con el objetivo de evaluar la robustez del activo frente a posibles tensiones operativas y explorar sus palancas de creación de valor para maximizar la rentabilidad.

Para obtener los resultados, es necesario indicar las tasas de actualización, ya que de ellas dependen tanto la TIR como el VAN. A continuación, se detallan el coste medio ponderado del capital (WACC) y el coste de oportunidad del capital propio (*Cost of Equity*), adaptado a las fechas RTB y COD.

Se ha optado por un WACC del 8 %. Aunque estudios como IRENA (31) emplean valores inferiores para proyectos fotovoltaicos en España, estos informes corresponden a años anteriores en los cuales el contexto era más favorable. En la actualidad, el mercado eléctrico presenta un elevado nivel de incertidumbre debido al aumento del *curtailment*, la canibalización de precios y la creciente frecuencia de horas con precios nulos. Como muestra la Ilustración 6, el porcentaje de energía renovable no integrable ha aumentado de forma muy significativa durante 2026 y la tendencia para julio apunta a niveles de *curtailment* todavía superiores. Ante este escenario de elevada incertidumbre, se ha optado por utilizar un WACC del 8 % como una hipótesis conservadora.

Parámetro Financiero	Valor
WACC	8,0 %
<i>Cost of Equity</i> (RTB)	10,5 %
<i>Cost of Equity</i> (COD)	9,0 %

Tabla 12. Tasas de actualización

7.1 ANÁLISIS DEL CASO BASE

El análisis del caso base revela que la planta fotovoltaica constituye un activo rentable. Cuenta con unos ingresos totales de 187,13 millones de euros y un EBITDA acumulado de 125,55 millones, lo que refleja un buen margen operativo.

Uno de los aspectos más destacables de los resultados es el éxito en la estructuración de la deuda. Evaluado el proyecto sin hacer uso de deuda, ya presenta una rentabilidad positiva, con una TIR del Proyecto (sin apalancar) del 9,22 %, lo que indica que la instalación es viable por sí misma. Sin embargo, al introducir un apalancamiento del 74,23 % sobre el valor total de la inversión a un plazo de 15 años, la TIR del Accionista aumenta hasta el 15,33 %. Este aumento de más de un 6 % confirma que la financiación bancaria es positiva para el proyecto y optimiza el capital aportado por el promotor.

La viabilidad de la inversión queda avalada por los resultados del Valor Actual Neto. En la fase inicial de *Ready to Build* (RTB), el VAN del accionista ya es positivo y asciende a 3,58 millones de euros, lo que significa que el proyecto genera riqueza por encima del coste de oportunidad exigido. Adicionalmente, el modelo refleja cómo el perfil de riesgo disminuye una vez superada la obra, ya que, al alcanzar la fecha de operación comercial, se dispara el valor presente para el inversor hasta los 11,51 millones de euros.

7.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

Con el objetivo de medir la resiliencia financiera de la planta y garantizar que el proyecto mantiene su rentabilidad bajo condiciones adversas, se ha diseñado un módulo de análisis de sensibilidad. A través de un selector de escenarios integrado en el modelo, se han alterado las variables más críticas en relación con la rentabilidad de la instalación. Las métricas utilizadas para evaluar el impacto de cada escenario han sido la rentabilidad final de la TIR del accionista y el VAN del accionista.

Para llevarlo a cabo, se dividirán los escenarios en dos grupos, los positivos y los negativos. Los positivos tienen como objetivo ver cuáles son las variables que más rendimiento le aportan a la planta a largo plazo mientras que los escenarios negativos se evalúan para observar si la planta es resiliente ante posibles imprevistos.

7.2.1 ESCENARIOS NEGATIVOS

A continuación, se detalla el impacto que cinco escenarios adversos aislados ejercen sobre la rentabilidad final del promotor y el VAN en comparación con las métricas del caso base:

Escenario	Descripción del Impacto	TIR Accionista	VAN Accionista (k€)
Caso Base	Parámetros originales del modelo	15,33 %	3.590,92
Riesgo de Construcción	Incremento de la contingencia de obra al 10 % (Sobrecoste de CAPEX)	12,87 %	2.070,23
Riesgo de precio de PPA	PPA a 30 €/MWh	11,65 %	1.101,12
Riesgo de Mercado	Caída generalizada de precios (Merchant a 40 €/MWh)	11,71 %	997,26
Riesgo Financiero	Encarecimiento de la deuda (Tipo de interés al 6,00 %)	12,89 %	2.094,13
Riesgo Operativo	Incremento de los costes recurrentes (OPEX) en un +10 %	13,13 %	2.145,32

Tabla 13. Escenarios de sensibilidad negativos

Los resultados obtenidos demuestran la robustez de la planta fotovoltaica frente a variaciones negativas en los parámetros fundamentales de operación, mercado y financiación. Si bien estos escenarios impactan negativamente en la rentabilidad, la inversión demuestra una capacidad de aguante.

A partir de los resultados, se observa que la viabilidad del proyecto es altamente sensible a la línea de ingresos. El escenario más perjudicial corresponde a una caída generalizada de los precios en el mercado libre (*Merchant* a 40 €/MWh), lo cual reduce el VAN a 997,26 k€ y la TIR a 11,71 %, demostrando que la exposición al mercado mayorista es la principal fuente de incertidumbre. En esta misma línea, anclar los ingresos mediante un contrato PPA inferior también penaliza la creación de valor, aunque no tanto como el caso anterior, dejando la TIR en un 11,65 % y el VAN en 1.101,12 k€.

Por otro lado, los riesgos vinculados a la inversión inicial y a las condiciones de financiación presentan un impacto notable, aunque más moderado que los previamente mencionados. Un incremento al 10 % en la contingencia de obra reduce la TIR al 12,87 %, ya que obliga a desembolsar más capital inicial o a asumir mayor nivel de deuda. De manera similar, un escenario con un encarecimiento del tipo de interés de la deuda reduce la eficiencia del apalancamiento, incrementando la carga financiera y situando la TIR en el 12,89 %.

Finalmente, el riesgo operativo es el que mejor absorbe el modelo. Un repunte del 10 % en los costes recurrentes (OPEX) penaliza de forma leve las métricas, permitiendo mantener una TIR saludable del 13,13 % y un VAN superior a los 2,14 millones de euros. Esto se debe en parte a que los costes operativos no suponen un gran porcentaje del presupuesto total de la instalación.

Una vez evaluada la resiliencia de la planta frente a los parámetros internos del modelo, es interesante analizar los riesgos técnicos de la red. Como ya se ha comentado, el crecimiento exponencial de la capacidad fotovoltaica instalada en la península ibérica ha aumentado el riesgo de congestión en los nudos durante los meses de mayor radiación solar. En momentos de sobreoferta, el Operador del Sistema (REE) puede ordenar restricciones técnicas (*curtailment*), obligando a las plantas a desconectarse.

Dado que este riesgo técnico impacta directamente sobre la línea de ingresos en la época de mayor productividad de la planta (abril-septiembre), se ha desarrollado un análisis de sensibilidad escalonado. El objetivo es cuantificar la degradación progresiva de la rentabilidad y determinar el punto crítico de viabilidad del proyecto ante diferentes niveles de *curtailment*.

En la siguiente tabla se proyecta la evolución de la TIR y la creación de valor (VAN) asumiendo mermas en los ingresos de verano en tramos del 10 %:

Pérdida verano (%)	TIR apalancado	VAN apalancado
0 % (Caso Base)	15,33 %	3.590,92

Pérdida verano (%)	TIR apalancado	VAN apalancado
10 %	12,61 %	1.726,93
20 %	11,24 %	627,63
30 %	9,94 %	- 471,67
40 %	8,66 %	- 1.570,97

Tabla 14. Escenarios sensibilidad curtailment

La tabla superior refleja el impacto que los vertidos técnicos durante el verano ejercen sobre la viabilidad económica de la planta. El primer salto del 10 % en el nivel de *curtailment* es el que genera un mayor impacto, restando casi tres puntos porcentuales a la TIR (cayendo del 15,33 % al 12,61 %) y reduciendo el VAN a la mitad. A partir de ese punto, cada incremento adicional de un 10 % en las restricciones penaliza la TIR en aproximadamente 1,3 %. Esta degradación de los ingresos demuestra la sensibilidad del activo a la saturación de los nudos de evacuación durante los meses de máxima radiación.

El aspecto más relevante de este análisis es la identificación del punto en el que el proyecto deja de ser rentable para el inversor. El modelo revela que el proyecto es capaz de soportar hasta un 20 % de pérdida de ventas en verano manteniendo un Valor Actual Neto positivo (627,63 k€) y una rentabilidad para el inversor del 11,24 %.

Sin embargo, si las restricciones de la red eléctrica pasan del 30 %, el proyecto pasaría a no ser rentable. En este umbral, la rentabilidad generada por el proyecto, aunque positiva, deja de ser suficiente para satisfacer las exigencias de retorno del promotor, lo que desaconsejaría la inversión.

Haciendo uso de la herramienta buscar objetivo de Excel, se ha determinado que la planta deja de compensar el valor de la inversión (VAN igual a 0) a partir de un *curtailment* del 25,71% durante el periodo que abarca de abril hasta septiembre.

De la misma forma que con el nivel de *curtailment*, se han analizado de forma independiente las bajadas de los precios tanto de la venta *merchant* como mediante el PPA. Por un lado, al bajar el precio del contrato bilateral manteniendo la curva de mercado del caso base, el modelo financiero demuestra que el proyecto resiste caídas hasta alcanzar un precio de 23,00 €/MWh. Por otro lado, al fijar el PPA en sus 35,00 €/MWh originales y reducir únicamente el precio de venta del mercado mayorista, la planta mantiene su viabilidad siempre que este precio no baje de los 36,30 €/MWh.

7.2.2 ESCENARIOS POSITIVOS

Una vez demostrada la resiliencia del proyecto ante escenarios adversos, resulta interesante analizar las opciones de optimización que podrían maximizar la rentabilidad para el accionista.

Con este objetivo, se han modelizado una serie de escenarios optimistas enfocados en las eficiencias en la fase de compras (reducción de CAPEX), la mejora de las condiciones de apalancamiento y escenarios favorables de mercado. En la siguiente tabla se presenta el incremento potencial de la TIR y del VAN del accionista frente al caso base, permitiendo identificar qué variables ofrecen mayor sensibilidad positiva:

Escenario	Descripción del Impacto	TIR Accionista	VAN Accionista (k€)
Caso Base	Parámetros originales del modelo	15,33 %	3.590,92
Optimización de CAPEX	Eliminación de la contingencia de obra (0 %)	15,72 %	3.587,40
Mejora Financiera	Mejora de condiciones de deuda (Tipo de interés al 3,00 %)	15,90 %	3.635,30
Mejora Precio PPA	Mejora del precio PPA a 40 €/MWh	18,2 %	4.529,90
Mercado Favorable	Estabilización del precio Merchant a largo plazo en 50 €/MWh	16,96 %	4.626,72

Tabla 15. Escenarios de sensibilidad positivos

La mejora en el precio de venta de la energía es la mejor herramienta de creación de valor del proyecto. Sin embargo, se observa que su impacto varía dependiendo del momento en el que ocurra. Por un lado, una mejora del precio PPA hasta los 40 €/MWh representa el escenario que más incrementa la Tasa Interna de Retorno, alcanzando un 18,20 %. Al aumentar los ingresos asegurados durante los primeros diez años de vida de la planta, el valor del dinero en el tiempo premia esta liquidez temprana, acelerando el retorno del capital para el accionista. Por otro lado, un escenario de mercado favorable estabilizado a 50 €/MWh a largo plazo es el que mayor riqueza absoluta genera, arrojando un VAN máximo de 4.626,72 k€. Aunque en este supuesto la TIR es ligeramente inferior a la del escenario PPA, estabilizar el mercado libre a ese precio afecta a un periodo temporal mucho más prolongado, inyectando un volumen total de caja muy superior, aunque se encuentra más alejado en el tiempo.

En cuanto a las eficiencias en CAPEX y financiación, las mejoras obtenidas por el lado de la optimización de recursos también resultan notables, aunque son de menor magnitud que las previamente analizadas. Lograr una refinanciación o un apalancamiento más barato, reduciendo el tipo de interés al 3,00 %, disminuye el gasto financiero. Esto libera caja operativa para el promotor, elevando la TIR al 15,90 % y situando el VAN por encima de los 3,6 millones de euros. Asimismo, una optimización del CAPEX mediante una mejora en la ejecución de la obra (reduciendo la contingencia al 0 %) permite aumentar la rentabilidad hasta una TIR del 15,72 %, dado que exige inyectar un menor volumen de capital inicial. Resulta interesante comentar que, en este último escenario, el VAN se mantiene prácticamente estable frente al caso base. Este comportamiento es debido a que el ahorro de capital en el año cero se ve neutralizado a largo plazo en el VAN, ya que un menor CAPEX reduce los escudos fiscales derivados de las amortizaciones y los gastos financieros, incrementando el pago de impuestos a lo largo de los 35 años de vida útil.

Capítulo 8. CONCLUSIONES

Tras el diseño, modelización y análisis financiero de la planta fotovoltaica, se pueden obtener varias conclusiones respecto a la viabilidad y creación de valor del activo. En primer lugar, el proyecto demuestra ser económicamente viable en su escenario base. Además, se confirma que el uso de la deuda actúa como un multiplicador de valor. Partiendo de una rentabilidad del proyecto sin apalancar del 9,22 %, la estructura de financiación adoptada mejora esta TIR hasta un 15,33 %.

En relación con la comercialización de la energía, el análisis de sensibilidad muestra que las fluctuaciones del mercado mayorista representan la mayor fuente de pérdida de valor a largo plazo. Al asegurar los ingresos iniciales mediante un contrato bilateral, el proyecto minimiza el riesgo de esto a costa de la pérdida de un porcentaje de los ingresos estimados en el mercado mayorista. Los límites de viabilidad muestran que la instalación consigue mantenerse rentable ante descensos continuados, tanto en el PPA a corto plazo como en el mercado libre a largo plazo, sin que el VAN llegue a ser negativo.

Desde el punto de vista del riesgo, el modelo ha demostrado ser resiliente frente a sobrecostes en la fase de obra y variaciones en las variables macroeconómicas. Incrementos en la contingencia del CAPEX, subidas en el tipo de interés bancario o aumentos del 10 % en los gastos operativos reducen los márgenes, pero en ningún escenario comprometen la viabilidad de la inversión, manteniendo la TIR siempre por encima del 12 % en estos casos. Sin embargo, el efecto del *curtailment* durante los meses de verano es la amenaza más relevante. Los datos recientes del sistema peninsular muestran un máximo histórico de vertidos superior al 10 % en julio de 2025, por lo que este riesgo ya se puede considerar una realidad. El modelo determina que el activo soporta hasta un 25,71 % de vertidos técnicos en el periodo abril-septiembre antes de llevar el VAN a 0, umbral que no ha sido superado a día de hoy, pero que no es descartable en el futuro.

Como se puede observar en los resultados, el primer 10 % de *curtailment* es el que genera el mayor impacto negativo tanto en el VAN como en la TIR del proyecto, mientras que a partir de ese umbral las caídas de rentabilidad son menos agresivas. Ante esta fuerte penalización inicial, resultaría interesante plantear como línea de trabajo futuro alguna estrategia que permita mitigar estos vertidos, como por ejemplo la integración de un pequeño sistema de almacenamiento con baterías. Esta medida no solo ayudaría a aprovechar esa energía perdida, sino que sería el paso lógico para aprovechar al máximo la capacidad de evacuación que queda disponible hasta alcanzar los 50 MW del nudo, optimizando así la infraestructura y los ingresos globales de la planta.

Los resultados del análisis de sensibilidades muestran que una variación en el precio del PPA afecta a la rentabilidad casi lo mismo que una variación en el precio del mercado libre. Esto resulta llamativo, ya que el PPA solo cubre el 75 % de la energía durante 10 años, mientras que el mercado libre cubre todo el volumen restante hasta el final de la vida útil de la planta. Este efecto se explica principalmente por dos motivos. En primer lugar, por el valor temporal del dinero. Los ingresos del PPA se reciben en los primeros años del proyecto, por lo que tienen un mayor impacto en el cálculo de la rentabilidad (TIR) que los flujos de caja más alejados en el tiempo. En segundo lugar, al calcular la capacidad de apalancamiento, los bancos exigen un DSCR más bajo para los ingresos del PPA, lo que permite levantar más deuda por cada euro ingresado. Al mismo tiempo, los ingresos del mercado libre son más volátiles y en consecuencia se les exige un DSCR mayor. Por lo tanto, si el precio del PPA baja, se reduce la parte de los ingresos que permitía sostener un mayor nivel de endeudamiento. Al perder esa capacidad de levantar deuda, el promotor se ve obligado a aportar más capital, lo que aumenta el impacto negativo sobre la rentabilidad del modelo frente a una caída en el precio del mercado libre.

Por otro lado, el estudio de escenarios optimistas también ofrece ciertas conclusiones sobre cómo maximizar el valor del proyecto. Lograr un mejor precio en el contrato PPA es la herramienta más efectiva para mejorar la TIR, ya que inyecta una gran liquidez en el corto plazo. Por el contrario, la creación de riqueza absoluta máxima no depende del corto plazo, sino de la estabilización al alza de los precios del mercado libre durante la vida operativa de la instalación.

8.1 LIMITACIONES

El diseño de este modelo a largo plazo ha exigido asumir ciertas hipótesis que no representan la realidad actual del mercado, por lo que es necesario dejar claras varias limitaciones del mismo para poder interpretar correctamente los resultados obtenidos. En primer lugar, la planta ha sido diseñada en una zona de España en la que el recurso solar es sobresaliente, pero actualmente los nudos de esa zona rara vez son capaces de asumir nueva potencia conectada debido a las restricciones técnicas de REE. Si la planta estuviera en otra zona menos demandada, como ciertas partes del norte de España, la producción solar disminuiría y en consecuencia la rentabilidad del proyecto también.

Otra limitación que presenta el modelo es el mercado de *offtakers* para los contratos PPA. Debido a la opacidad y volatilidad actual del sector, la estructura de ingresos seleccionada para el proyecto (75% contratado durante 10 años) se ha hecho con fines ilustrativos, ya que no se puede asegurar que exista una oferta de tales características. De la misma manera, se ha asumido un nivel de financiación que no ha sido avalado por ninguna entidad financiera, por lo que las condiciones del mismo también podrían ser menos convenientes para la rentabilidad del activo.

Asimismo, se ha modelado haciendo uso de un precio *merchant* fijo que ha sido ajustado con el CPI, en lugar de hacer uso de curvas de proyección de ingresos a largo plazo en las que se tengan en cuenta variables como el *curtailment* o el efecto de la canibalización. Para obtener estas curvas sería necesario hacer una simulación a largo plazo del precio teniendo en cuenta el futuro del mix español, lo que excede el alcance de un modelo financiero como el desarrollado en este trabajo. En su lugar se han simulado diferentes niveles de *curtailment* para evaluar la viabilidad del activo ante esta disminución en los ingresos. La evaluación de estos escenarios proporciona una aproximación más fiel a las condiciones reales de operación, teniendo en cuenta que la saturación de los nudos y el consecuente aumento de los vertidos muestran una tendencia al alza en España.

Por último, el modelo aplica únicamente el Impuesto de Sociedades, omitiendo otros impuestos como el ICIO y el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE). La exclusión del IVPEE se debe a su constante inestabilidad regulatoria y a sus recientes suspensiones, lo que hace muy difícil predecir su impacto a 35 años vista. Al no incluir estas cargas fiscales, los flujos de caja del proyecto están sobreestimados. Por tanto, las rentabilidades obtenidas deben interpretarse como un escenario optimista.

Capítulo 9. TRABAJOS PROPUESTOS

A la vista de los resultados del análisis de sensibilidades, el proyecto presenta un gran potencial de optimización. Como se ha demostrado a lo largo del modelado, la rentabilidad final de la instalación es altamente sensible a la restricción de vertidos por el operador de la red y a la caída de los precios al mediodía. Por ello, como continuación de este estudio se proponen dos opciones orientadas a maximizar la rentabilidad del activo y protegerlo de la volatilidad del mercado eléctrico.

La primera propuesta consiste en desarrollar la integración de un Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS). El objetivo de la inclusión de este sistema de almacenamiento sería almacenar la energía barata de las horas centrales del día (cuando el mercado cotiza a precios cercanos a 0 €/MWh) para inyectarla a la red durante los picos de demanda, aprovechando así los precios más altos del mercado. Con la madurez a la que ha llegado esta tecnología, esta alternativa constituye la evolución más lógica para el activo.

La segunda propuesta consiste en analizar la posibilidad de utilizar esa electricidad económica, y especialmente los excedentes desaprovechados por el *curtailment*, para la producción de hidrógeno verde. El trabajo consistiría en desarrollar una planta de electrólisis pegada al parque fotovoltaico. Esta generación permitiría dos salidas comerciales, el suministro directo a la industria para reemplazar el gas natural y la inyección en la red de gas natural. Si bien la electrólisis a gran escala aún necesita madurar, posicionarse en el sector del hidrogeno verde puede ser una apuesta a futuro interesante.

Otra línea de investigación interesante podría ser analizar la posibilidad de agregar compensadores síncronos o inercia artificial generada mediante electrónica de potencia. Añadir este tipo de tecnologías convertiría la planta en un activo más seguro ya que el hecho de aportar inercia a la red reduciría la potencia que REE se vería obligado a rechazar por limitaciones técnicas.

Capítulo 10. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Este proyecto se alinea directamente con la Agenda 2030 de las Naciones Unidas, contribuyendo a:

- ODS 7: Energía asequible y no contaminante: Mediante la generación de energía limpia se contribuye a aumentar el porcentaje de energías renovables en el mix energético nacional. Esto tiene como consecuencia una reducción tanto de la contaminación emitida como de los precios a los que está sometido el consumidor.
- ODS 9: Industria, innovación e infraestructura: El proyecto promueve el desarrollo de infraestructuras energéticas de largo recorrido y modernas. Esto se demuestra mediante la selección de módulos bifaciales de silicio monocristalino de Tipo N, el uso de inversores descentralizados de alta capacidad y seguidores solares avanzados.
- ODS 13: Acción por el clima: La contribución más directa es la lucha contra el cambio climático mediante la reducción de las emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica. Al generar anualmente más de 90 GWh de electricidad limpia, el proyecto desplaza parcialmente la entrada de centrales térmicas y ciclos combinados en el mercado mayorista, evitando de esta manera la emisión de gases de efecto invernadero y otros contaminantes.

Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

- (1) SunFields Europe. (s.f.). *Energía fotovoltaica: Radiación, geometría, recorrido óptico, irradiancia y HSP*. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>
- (2) Khan Academy. (s.f.). *El efecto fotoeléctrico*. <https://es.khanacademy.org/science/physics/quantum-physics/photons/a/photoelectric-effect>
- (3) SunFields Europe. (s.f.). *Efecto fotovoltaico: Qué es, cómo funciona y aplicaciones*. <https://www.sfe-solar.com/electricidad/efecto-fotovoltaico/>
- (4) Trina Solar. (2024). *Vertex TSM-DEG21C.20 (650-670W)* [Ficha técnica]. https://www-cdn.trinasolar.com/wwwstorage/sites/17/Vertex_TSM-DEG21C.20_650-670_2024_B.pdf
- (5) Fraunhofer ISE. (2026, 22 de junio). *Photovoltaics report*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.
- (6) MacAlpine, S., Deline, C., & Marion, B. (2019). *Model and validation of single-axis tracking with bifacial photovoltaics* (Report No. NREL/CP-5K00-72039). National Renewable Energy Laboratory (NREL). <https://docs.nrel.gov/docs/fy19osti/72039.pdf>
- (7) pvXchange. (2026). *Price index: European wholesale prices for solar modules*. pvXchange Network GmbH. <https://www.pvxchange.com/Price-Index>
- (8) Lewandoski et al. (2022). *Study of the efficiency of the solar tracker system compared to the fixed solar generation system*. <https://doi.org/10.33448/rsd-v11i6.28671>
- (9) Ember. (2025). *Change in installed capacity from solar in Spain*. Ember Electricity Data Explorer. <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/?entity=Spain&chart=seasonal&tab=change&data=capacity&fuel=solar>
- (10) Ember. (2025). *Electricity generation in Spain in 2025*. Ember Electricity Data Explorer. https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/?entity=Spain&chart=single_year&tab=main&data=generation&fuel=total&metric=absolute&multi=false
- (11) Red Eléctrica de España. (2026). *Porcentaje de energía renovable no integrable en el sistema peninsular por restricciones técnicas en la red* [Gráfico interactivo]. e·sios - Sistema de Información del Operador del Sistema. <https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios?date=09-07-2026>

- (12) Quintana, J. (2024, 4 de septiembre). El impacto de las energías renovables sobre el precio mayorista de la electricidad. *Boletín Económico - Banco de España*, 2024/T3(Art. 09).
<https://www.bde.es/f/webbe/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletínEconomico/24/T3/Fich/be2403-art09.pdf>
- (13) Universidad Politécnica de Madrid (UPM). (2022, 4 de mayo). La inercia sintética, la aliada de las redes con alta penetración de energías renovables. *Blog Faraday UPM*.
<https://blogs.upm.es/faraday/2022/05/04/la-inercia-sintetica-la-aliada-de-las-redes-con-alta-penetracion-de-energias-renovables/>
- (14) Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2021, 20 de mayo). *Resolución de la CNMC* (BOE-A-2021-9231). Boletín Oficial del Estado.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-9231
- (15) Politecnico di Torino. (2025). *Design and feasibility study of a grid-connected photovoltaic power plant in northern Italy* [Tesis de Máster, Politecnico di Torino]. Repositorio Institucional WebThesis. <https://webthesis.biblio.polito.it/37322/1/tesi.pdf>
- (16) Ayuntamiento de Manzanares. (2024). *Plan de ordenación municipal de Manzanares: Normativa*.
- (17) Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (s.f.). *Red Natura 2000*. Gobierno de España. Recuperado el 29 de junio de 2026, de <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000.html>
- (18) Topographic-map.com. (s.f.). *Mapa topográfico de Manzanares y alrededores*. Recuperado el 29 de junio de 2026, de <https://es-es.topographic-map.com/map-c2dtj/Espa%C3%B1a/>
- (19) PVSyst. (s.f.). *PVSyst* [Software de simulación]. <https://www.pvsyst.com/>
- (20) JA Solar. (2024). *JAM72D40 575-600/MB series N-type bifacial double glass module* [Ficha técnica]. ENF Solar.
<https://cdn.enfsolar.com/z/pp/2024/12/bd6s1dsk40030ba/e55e142c0ae9638.pdf>
- (21) International Finance Corporation (IFC). (2015). *Utility-scale solar photovoltaic power plants: A project developer's guide*. World Bank Group.
<https://documents1.worldbank.org/curated/en/690161467992462412/pdf/99396-WP-Box393199B-PUBLIC-IFC-Solar-Report-Web-08-05.pdf>
- (22) Nextracker. (2024). *NX Horizon smart solar tracker* [Ficha técnica].
<https://info.nextpower.com/hubfs/nxp/nxp-datasheet-nx-horizon-final.pdf>

- (23) DNV AS. (2024). *Techno-economic evaluation of string inverter* (Technical Report No. 10565137-AEDXB-R-01, Rev. C). Documento elaborado para Huawei Tech FZ-LLC. <https://solar.huawei.com/admin/asset/v1/pro/view/d5cc5ed217fb4bae939df7c9fac22b5e.pdf>
- (24) Huawei. (2024). *SUN2000-330KTL-H1 smart string inverter* [Ficha técnica]. Huawei Smart PV. <https://solar.huawei.com/admin/asset/v1/pro/view/41b49585206f445db6e62c800a9f76ee.pdf>
- (25) Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). (2024). *Valores climatológicos extremos: Ciudad Real*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/efemerides_extremos
- (26) Huawei. (2024). *Smart transformer station STS-6000K-H1*. FusionSolar. <https://solar.huawei.com/download?p=-/media/Solar/datasheet/SmartTransformerStation6000K.pdf>
- (27) PV Maps. (2026). *Informe del mercado fotovoltaico España Q4 2025*. <https://pv-maps.com/informe-mercado-fotovoltaico-q4-2025>
- (28) Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre. *Boletín Oficial del Estado*, 299 (2015). <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2015-13488>
- (29) Feldman, D., Ramasamy, V., Fu, R., Ramdas, A., Desai, J., & Margolis, R. (2021). *U.S. solar photovoltaic system and energy storage cost benchmark: Q1 2021*. National Renewable Energy Laboratory (NREL). <https://www.osti.gov/biblio/1834309>
- (30) Berkeley Lab (LBNL). (s.f.). *Benchmarking utility-scale PV operational expenses and project lifetimes: Results from a survey of U.S. solar industry professionals*. Energy Markets and Policy Department, Lawrence Berkeley National Laboratory. <https://emp.lbl.gov/publications/benchmarking-utility-scale-pv>
- (31) International Renewable Energy Agency. (2023). *The cost of financing for renewable power*. IRENA. <https://www.irena.org/Publications/2023/May/The-cost-of-financing-for-renewable-power>

ANEXO 1. MODELO FINANCIERO

En este anexo se han adjuntado partes del modelo para facilitar la comprensión de la explicación. Dada la extensión de la línea temporal (35 años), los flujos de caja y el servicio de la deuda se presentan limitados a los primeros trimestres del desarrollo.

Concepto	Unidades	Escenario Activo
<i>Selector de escenario</i>		1
FECHAS		
Comienzo del desarrollo	<i>fecha</i>	30/06/2026
Fin del desarrollo (RtB - Ready to Build)	<i>fecha</i>	30/09/2028
Comienzo de la construcción	<i>fecha</i>	01/10/2028
Duración construcción	<i>quarters</i>	6
Fin de la construcción	<i>fecha</i>	31/03/2030
Comienzo de operaciones (COD - Commercial operations date)	<i>fecha</i>	01/04/2030
Vida útil	<i>años</i>	35
Fin vida útil	<i>fecha</i>	31/03/2065
Duración PPA	<i>años</i>	10
IMPUESTOS		
Impuestos en España(Sociedades)	<i>%</i>	25%
Plazo de Amortización Contable	<i>años</i>	25
OPERATIVO		
Capacity AC	<i>MWp</i>	32.4
AC to DC Ratio	<i>Ratio</i>	1.296296296
Capacity DC	<i>MWp</i>	42
Theoretical Production P50 (before degradation and availability)	<i>kWh/kWp</i>	2.147
Theoretical Production P90 (before degradation and availability)	<i>kWh/kWp</i>	2.061
Theoretical Production P99 (before degradation and availability)	<i>kWh/kWp</i>	2.037
Availability	<i>%</i>	98,5%
Ramp-up		
1st month	<i>%</i>	96%
2nd month	<i>%</i>	97%
3rd month	<i>%</i>	98%

4th month	%	1%
Degradation Factor	% anual	0,4%
Degradation Step-Down Year	año	25
Degradation Step-Down	%	0,2%
Seasonality		
1	%	4,03%
2	%	5,16%
3	%	8,04%
4	%	09,47%
5	%	11,37%
6	%	12,41%
7	%	13,37%
8	%	12,02%
9	%	9,33%
10	%	6,78%
11	%	4,37%
12	%	3,65%
Total	%	100%
Q1	%	17,23%
Q2	%	33,25%
Q3	%	34,72%
Q4	%	14,8%
Ingresos		
PPA vs Merchant market	%	75%
Precio Merchant	k€	0,045
Precio PPA	k€	0,035
CAPEX		
<u>Development Expenses</u>		
Engineering Expenses	k€	200
External report Expenses	k€	50
Licensing Costs	k€	600
Other	k€	0
Total Development Expenses	k€	850
<u>Construction Expenses</u>		
Length of IX line	km	3
Cost of IX line	k€/km	160
Transformer	k€	2.430
Substation Costs	k€	1.000

Module price	k€	5.040
Inverters Price	k€	1.458
Racking Price	k€	4.200
EPC Contractor	k€	6.500
Construction Supervision	k€	250
Insurance during construction	k€	500
Lease during construction	k€	193,75
Subtotal Construction Expenses	k€	22.051,75
Contingency	%	5%
Contingency	k€	1102,5875
Total Construction Expenses	k€	23.154,3375
Inverters replacement	k€	1.093,5
Duration	years	4
Start	year	15
Initial Capex	k€	24.004,3375
Recapex	k€	1.093,5
FINANCIAL DEPOSITS/LCs		
Aval	k€	1.296
Amount to deposit for the PPA	k€	729
LC cost for the PPA deposit	%	2%
OPEX		
O&M	k€/MW/yr	8
O&M steps	año	10
O&M steps	k€/MW/yr	15
O&M Predictive	k€/MW/yr	0,5
Asset Management Fee	% of revenue	2%
Land Costs	k€/yr	193,75
Insurance Costs	k€/MW/yr	2
Property Tax	k€/MW/yr	3
Inflation	%	2%
DEBT & DEBT SIZING		
Apalancamiento	%	74,2325%
Plazo de Deuda	años	15

Tipo de Interés (anual)	%	4,5%
Comisión de Apertura	%	1%
Comisión de Disponibilidad	%	0,35%
Contracted DSCR	ratio	1,2
Merchant DSCR	ratio	1,8
VAN		
WACC	%	8%
Cost of Equity RTB	%	10,5%
Cost of Equity COD	%	9%
Ajuste Precios		
Ajuste Precio Verano	%	0%

Tabla 16.Inputs

FECHA		30/06/2026	01/10/2026	01/01/2027	01/04/2027	01/07/2027	01/10/2027	01/01/2028	01/04/2028
		30/09/2026	31/12/2026	31/03/2027	30/06/2027	30/09/2027	31/12/2027	31/03/2028	30/06/2028
CONCEPTO									
RtB date	30/09/2028								
Construction end	31/03/2030								
Development Flag		1	1	1	1	1	1	1	1
Construction Flag		-	-	-	-	-	-	-	-
PPA Activa		-	-	-	-	-	-	-	-
Flag Verano		1	-	-	1	1	-	-	1
Development Schedule	100%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
Construction Schedule	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Merchant market price (Nominales)	€/MWh	0,0450	0,0452	0,0454	0,0457	0,0459	0,0461	0,0464	0,0466
Merchant market price Ajustado	€/MWh	0,0450	0,0452	0,0454	0,0457	0,0459	0,0461	0,0464	0,0466
ppa	€/MWh	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Blended price	€/MWh	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Tabla 17. Time inputs

FECHA		30/06/2026	01/10/2026	01/01/2027	01/04/2027	01/07/2027
		30/09/2026	31/12/2026	31/03/2027	30/06/2027	30/09/2027
CF Statement						
Unlevered Cash Flows						
Revenues	187.131	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OPEX	(61.575)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EBITDA	125.555	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxes Paid	(25.396)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Operating Cash Flow	100.159	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Augmentation Reserve & RecapEx	(1.094)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Investment Cash Flow Project IRR	(23.973)	-94,44	-94,44	-94,44	-94,44	-94,44
Total Project Cash Flow 9,22%	75.093	-94,44	-94,44	-94,44	-94,44	-94,44
Levered Cash Flows						
Debt Disbursements	18.659	70,11	70,11	70,11	70,11	70,11
Upfront Fees	(172)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Advisors Cost	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Commitment Fees	(51)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Financial Costs such as LCs	(55)	-3,65	-3,65	-3,65	-3,65	-3,65
LC fees (Construction)	(97)	-6,48	-6,48	-6,48	-6,48	-6,48
Debt Repayments	(18.659)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Debt Interest Payments	(3.614)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tax Shield Equity IRR	553	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cash Flow For Equity 15,33%	71.658	-34,46	-34,46	-34,46	-34,46	-34,46

Tabla 18. Cálculos-Cascada de pagos

FECHA	30/06/2026	01/10/2026	01/01/2027	01/04/2027	01/07/2027
	30/09/2026	31/12/2026	31/03/2027	30/06/2027	30/09/2027
Revenues Calcs					
Operations Flag	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Operating Year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Installed Capacity	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Degradation Factor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gross Production	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Captured Price	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Revenues	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Opex Calcs					
Inflation Factor (CPI)	1,00	1,00	1,01	1,01	1,02
Fixed OPEX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Land Lease	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Variable OPEX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total OPEX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Capex Calcs					
Desarrollo - Cash Outflow	94,44	94,44	94,44	94,44	94,44
Construcción (EPC) - Cash Outflow	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total CAPEX	94,44	94,44	94,44	94,44	94,44
RECAPEX	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 19. Cálculos-Bloques auxiliares

FECHA	30/06/2026	01/10/2026	01/01/2027	01/04/2027	01/07/2027	01/10/2027	01/01/2028	01/04/2028	01/07/2028	01/10/2028
	30/09/2026	31/12/2026	31/03/2027	30/06/2027	30/09/2027	31/12/2027	31/03/2028	30/06/2028	30/09/2028	31/12/2028
Flags										
Semester Flag	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1
Debt Flag	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PPA Active flag	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Data										
EBITDA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cash available for debt sizing	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxes semestral	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CADS										
CADS after tax payment	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
% Contracted	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
% Merchant	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Contracted CADs	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Merchant CADs	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contracted Capacity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Merchant Capacity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DSRA										
DSRA LC Fee	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Debt Service	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Debt Service Semestral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tamaño del aval	805,9762894									
Debt Sizing										
Cash Available for Debt Service	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest Days	0	91	0	90	0	91	0	90	0	91
Interest Days - Cumulative	0	91	91	181	181	272	272	362	362	453
Discount Factor	0	0,989085923	0	0,978408946	0	0,967730515	0	0,957284065	0	0,946836193

Tabla 20. Debt sizing

FECHA	30/06/2026	01/10/2026	01/01/2027	01/04/2027	01/07/2027	01/10/2027	01/01/2028	01/04/2028
	30/09/2026	31/12/2026	31/03/2027	30/06/2027	30/09/2027	31/12/2027	31/03/2028	30/06/2028
Taxes								
EBITDA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Depreciation	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Operating Interest	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Financing & LC Fees	10,125	10,125	10,125	10,125	10,125	10,125	10,125	10,125
EBT / Taxable Income	-10,125	-10,125	-10,125	-10,125	-10,125	-10,125	-10,125	-10,125
Taxes Accrued	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Tax Shield								
Unlevered EBT	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Unlevered Taxes	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Tax Shield	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabla 21. Taxes

FECHA	30/06/2026	01/10/2026	01/01/2027	01/04/2027	01/07/2027	01/10/2027	01/01/2028	01/04/2028
	30/09/2026	31/12/2026	31/03/2027	30/06/2027	30/09/2027	31/12/2027	31/03/2028	30/06/2028
Senior Debt Ledger								
Opening Balance	0,000	70,109	140,217	210,326	280,434	350,543	420,651	490,760
CAPEX Drawdowns	70,109	70,109	70,109	70,109	70,109	70,109	70,109	70,109
Financed Fees & IDC	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total Drawdowns	70,109	70,109	70,109	70,109	70,109	70,109	70,109	70,109
Repayments	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Closing Balance	70,109	140,217	210,326	280,434	350,543	420,651	490,760	560,868
Costes de Financiación de la Obra								
Interest during Construction (IDC)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Upfront Fee	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Commitment Fee	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Línea de Aavales (LC / Guarantees)								
Grid Connection LC Fee	6,480	6,480	6,480	6,480	6,480	6,480	6,480	6,480
PPA LC Fee	3,645	3,645	3,645	3,645	3,645	3,645	3,645	3,645
Operating Interest								
Operating Interest Payments	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabla 22. Debt

Datos Técnicos y Operativos Básicos		
Potencia Instalada (DC)	MWp	42
Producción Teórica Anual (P50)	kWh/kWp	2.147
Vida Útil del Proyecto	años	35
Enterprise Value	k€	29.677,82
Apalancamiento	%	74,23%
Plazo de la Deuda	años	15
Datos de Producción		
Ingresos contratados durante la vida	k€	29.281,01116
Ingresos contratados durante la vida	%	23,32%
Ingresos medios durante la vida	k€/MWh	0,065649871
Grandes Magnitudes Acumuladas		
Ingresos Totales	k€	187.130,55
EBITDA Total		125.555,50
Impuestos Totales Pagados		24.843,03
Ahorro Fiscal por Deuda (Tax Shield)		553,23
Métricas de Rentabilidad		
TIR Proyecto (no apalancado)	%	9,22%
TIR Accionista (apalancado)		15,33%
VAN Proyecto a RTB (no apalancado)	k€	2.907,38
VAN Accionista a RTB (apalancado)		3.590,92
VAN Proyecto a COD (no apalancado)	k€	29.677,82
VAN Accionista a COD (apalancado)		11.524,44

Tabla 23. Outputs

ANEXO I. USO DE IA

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título Desarrollo, construcción y ciclo de vida de una planta fotovoltaica de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 4ºGITI es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

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

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

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

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...)

La inteligencia artificial ha sido utilizada durante el desarrollo de este TFG para buscar información, estructurar contenidos, comprobar la coherencia y la robustez de las asunciones realizadas, ordenar la información de las ideas desarrolladas y generar argumentos con el objetivo de encontrar puntos débiles en el proyecto.



Firmado (alumno): Alberto Nieto Vidal

Fecha: 10/07/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
	
Fdo: Enrique Conde Rodríguez	Fdo:
Fecha: 10/07/2026	Fecha: