



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Estudio de Viabilidad de una Planta Solar Fotovoltaica de Gran Tamaño

Autor: Miguel Luque Camello

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Estudio de Viabilidad de una Planta Solar Fotovoltaica de Gran Tamaño** de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025/2026 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

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

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

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

Se ha empleado la inteligencia artificial para la creación de imágenes de apoyo, la corrección de códigos de Matlab y la ayuda en la búsqueda de documentación, normativa, páginas web y artículos técnicos relacionados con el tema del trabajo.



Firmado (alumno): Miguel Luque Camello

Fecha: 09/07/2026

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...)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
Fdo: Consolación Alonso Alonso	Fdo:
Fecha: 09/07/2026	Fecha:



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO Estudio de Viabilidad de una Planta Solar de Gran Tamaño

Autor: Miguel Luque Camello
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

La realización de este Trabajo Fin de Grado pone fin a una etapa muy importante de mi formación académica y personal. Durante estos años han sido muchas las personas que, de una forma u otra, han contribuido a que este camino haya sido posible.

En primer lugar, quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mi tutora, Consolación Alonso Alonso, por su disponibilidad, orientación y apoyo durante el desarrollo de este trabajo. Sus conocimientos, dedicación y recomendaciones han sido fundamentales para llevar a cabo este proyecto.

Asimismo, quiero agradecer a todos los profesores de la Escuela, tanto por los conocimientos transmitidos como por los valores inculcados a lo largo de estos años, que han constituido la base de mi formación como ingeniero y como persona. En especial, me gustaría mencionar a Félix Alonso Sanz, quien fue mi tutor durante el primer curso de la carrera. Su cercanía, confianza y apoyo supusieron un punto de inflexión en mi etapa universitaria y despertaron en mí el interés y la pasión por esta profesión.

Quiero dar las gracias a mis padres y a mi hermana por su apoyo incondicional, su paciencia y la confianza que siempre han depositado en mí. Gracias a ellos nunca me he sentido solo y siempre he encontrado el impulso necesario para afrontar cada nuevo reto. Este trabajo también es fruto del enorme esfuerzo, tanto personal como económico, que han realizado durante todos estos años para brindarme la oportunidad de alcanzar mis objetivos. Sin su sacrificio y su apoyo constante, este momento no habría sido posible.

Por último, quiero agradecer a todos mis amigos y compañeros de carrera por haber compartido conmigo esta etapa. Las horas de estudio, los trabajos, las prácticas y los momentos vividos juntos han hecho que el camino haya sido mucho más llevadero y, sin duda, han contribuido a que estos años sean inolvidables.

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN TAMAÑO

Autor: Luque Camello, Miguel.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo de Fin de Grado estudia la viabilidad técnica, energética y económica de una planta solar fotovoltaica de gran tamaño (*utility-scale*) orientada al suministro de energía eléctrica a un polígono industrial mediante contratos *Power Purchase Agreements* (PPAs) multiconsumo.

El estudio aborda la selección del emplazamiento más adecuado para una instalación de este tipo, el dimensionamiento de la planta, su optimización energética mediante simulaciones realizadas con el software PVsyst, así como el diseño eléctrico preliminar y análisis financiero del proyecto.

Finalmente, los resultados obtenidos indican que la solución propuesta es técnicamente viable para abastecer parcialmente la demanda de un entorno industrial. Sin embargo, el análisis económico evidencia que la rentabilidad del proyecto depende de forma significativa del precio acordado en el contrato PPA multiconsumo.

1. Introducción

En el contexto actual de transición energética, impulsado por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático, el sector industrial se enfrenta a importantes exigencias para avanzar en su descarbonización. En este escenario, la generación renovable mediante plantas solares fotovoltaicas se ha consolidado como una de las soluciones más competitivas en países con elevada irradiancia solar, como es el caso de España. No obstante, la naturaleza variable del recurso solar dificulta su integración en entornos industriales, caracterizados generalmente por perfiles de demanda elevados y relativamente constantes.

Paralelamente, los contratos *Power Purchase Agreement* (PPA) se han convertido en un mecanismo de referencia para el desarrollo de nuevos proyectos renovables, al proporcionar estabilidad económica tanto a productores como a consumidores frente a la volatilidad de precios del mercado eléctrico. En particular, los modelos PPA multiconsumo permiten agregar múltiples perfiles de demanda mediante un mismo contrato de compraventa de energía, lo cual favorece el aprovechamiento de la energía generada y facilita el acceso de consumidores industriales de menor tamaño a este tipo de acuerdos.

En este marco, el presente trabajo analiza la viabilidad del desarrollo una planta solar fotovoltaica *utility-scale* destinada a abastecer parcialmente el consumo de un polígono

industrial mediante un esquema de PPAs multiconsumo. Para ello, se sigue una metodología que integra la caracterización de la demanda mediante perfiles sintéticos, el dimensionamiento y optimización energética de la planta mediante PVsyst, el diseño eléctrico preliminar y la evaluación económico-financiera del proyecto. Todo ello con el objetivo de evaluar la viabilidad técnica, energética y económica de este modelo de generación aplicado a un entorno industrial real.

2. Definición del Proyecto

El principal reto abordado en este trabajo es la integración de la generación solar fotovoltaica, caracterizada por su naturaleza intermitente, en un entorno industrial formado por múltiples consumidores con perfiles de demanda heterogéneos. En un polígono industrial, el tejido empresarial que lo compone consta de actividades con comportamiento energéticos muy diferentes, Por ejemplo, se tienen las industrias electrointensivas con consumos prácticamente constantes, mientras que también están las industrias logísticas cuyo pico de demanda se da en las primeras horas de la jornada laboral.

En consecuencia, la demanda agregada de un polígono industrial presenta desajustes temporales respecto al perfil de generación fotovoltaica, dificultando el aprovechamiento de la energía producida, sin recurrir al sobredimensionamiento de la instalación.

En este contexto, los modelos de PPAs multiconsumo permiten agregar la demanda de distintos consumidores bajo un mismo contrato de suministro, favoreciendo un mejor acoplamiento entre generación y consumo. Sin embargo, este planteamiento introduce nuevos desafíos relacionados con el dimensionamiento óptimo de la planta, la asignación de la energía generada entre los diferentes consumidores y la evaluación de la viabilidad económica del proyecto.

Con el fin de dar respuesta a estas cuestiones, el presente trabajo plantea el diseño de una planta solar fotovoltaica utility-scale destinada a cubrir aproximadamente el 50 % de la demanda anual de un polígono industrial. Para ello, se desarrolla una metodología que comprende la caracterización de la demanda mediante perfiles sintéticos representativos, el dimensionamiento y optimización energética de la instalación utilizando PVsyst, el diseño eléctrico preliminar y la evaluación económico-financiera del proyecto.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

La metodología desarrollada para evaluar la viabilidad del proyecto se resume en la figura 1:

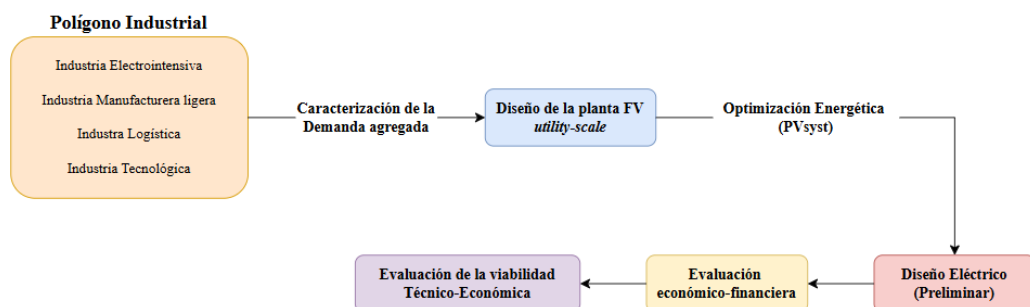


Figura 1. Metodología desarrollada para el diseño y evaluación de la planta fotovoltaica

El proceso comienza con la definición de un caso de estudio formado por un polígono industrial representativo de cómo se prevé que sea el tejido empresarial de estos complejos en el futuro. Para ello, se representarán las demandas de los distintos tipos de industrias mediante perfiles sintéticos creados a partir de Matlab.

A partir de la demanda agregada, se realiza el dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica utility-scale con el objetivo de cubrir aproximadamente el 50 % del consumo anual del polígono industrial. Posteriormente, el diseño se optimiza mediante simulaciones en PVsyst, evaluando la influencia de los principales parámetros de diseño sobre la producción energética y el rendimiento global de la instalación, con el fin de seleccionar la configuración más adecuada desde el punto de vista técnico.

Una vez definida la configuración óptima, se desarrolla un diseño eléctrico preliminar de la planta, incluyendo el dimensionamiento de los principales equipos y de la infraestructura de evacuación. Finalmente, se realiza la evaluación económico-financiera del proyecto considerando los costes de inversión, operación y mantenimiento, así como los ingresos derivados de la venta de energía mediante contratos PPA. Este análisis permite determinar las condiciones bajo las cuales la solución propuesta resulta técnica y económicamente viable.

4. Resultados

Los resultados obtenidos a partir de la simulación energética muestran que la planta solar fotovoltaica diseñada es capaz de generar una producción media de 78,21 GWh/año a lo largo de su vida útil. Este valor equivale a 1.955,37 horas equivalentes de funcionamiento anual, reflejando un elevado aprovechamiento del recurso solar disponible en el emplazamiento. Asimismo, la instalación presenta un Performance Ratio del 86,18 %, lo que confirma su elevada eficiencia energética. En conjunto, estos resultados ponen de manifiesto tanto la idoneidad del emplazamiento seleccionado como la adecuada elección de los componentes principales de la instalación, entre los que destacan los módulos bifaciales y las estructuras de seguimiento solar en un eje.

Desde el punto de vista técnico, la solución propuesta consiste en una planta solar fotovoltaica de 40 MWp, equipada con 55.172 módulos fotovoltaicos bifaciales de 725 Wp, conectados a 10 inversores de 3,3 MW. La instalación emplea como estructuras soporte seguidores solares de un eje en configuración 1P, con una separación entre filas de 5m, seleccionada para encontrar un equilibrio entre ocupación del terreno y maximización de la producción energética.

La optimización de los parámetros de diseño ha conducido a una configuración con un ratio DC/AC de 1,21, valores de pérdidas eléctricas y térmicas reducidos y un comportamiento muy eficiente del sistema de inversores, con pérdidas por saturación de los inversores prácticamente nulas. El análisis detallado de pérdidas pone de manifiesto que los principales factores de reducción de energía se encuentran en las pérdidas térmicas ($\approx 4,4\%$), las pérdidas por suciedad y desajuste entre módulos ($\approx 2-2,5\%$) y las pérdidas eléctricas en el sistema de evacuación, manteniéndose en todos los casos dentro de rangos habituales para instalaciones de estas características.

Desde la perspectiva económica, el análisis financiero realizado, considerando un coste de inversión del orden de 26 M€ y un precio de venta de la energía de 35 €/MWh, muestra que el proyecto se sitúa próximo al umbral de rentabilidad. En estas condiciones, se obtiene un Valor Actual Neto (VAN) ligeramente negativo, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del entorno del 6,6% y un periodo de recuperación de la inversión cercano a los 13 años. No obstante, el estudio de sensibilidad evidencia una elevada dependencia del precio del PPA, de manera que incrementos moderados hasta valores en torno a 36 €/MWh permiten alcanzar la viabilidad económica del proyecto. A continuación, se muestran de manera gráfica los resultados obtenidos en este estudio de sensibilidad:

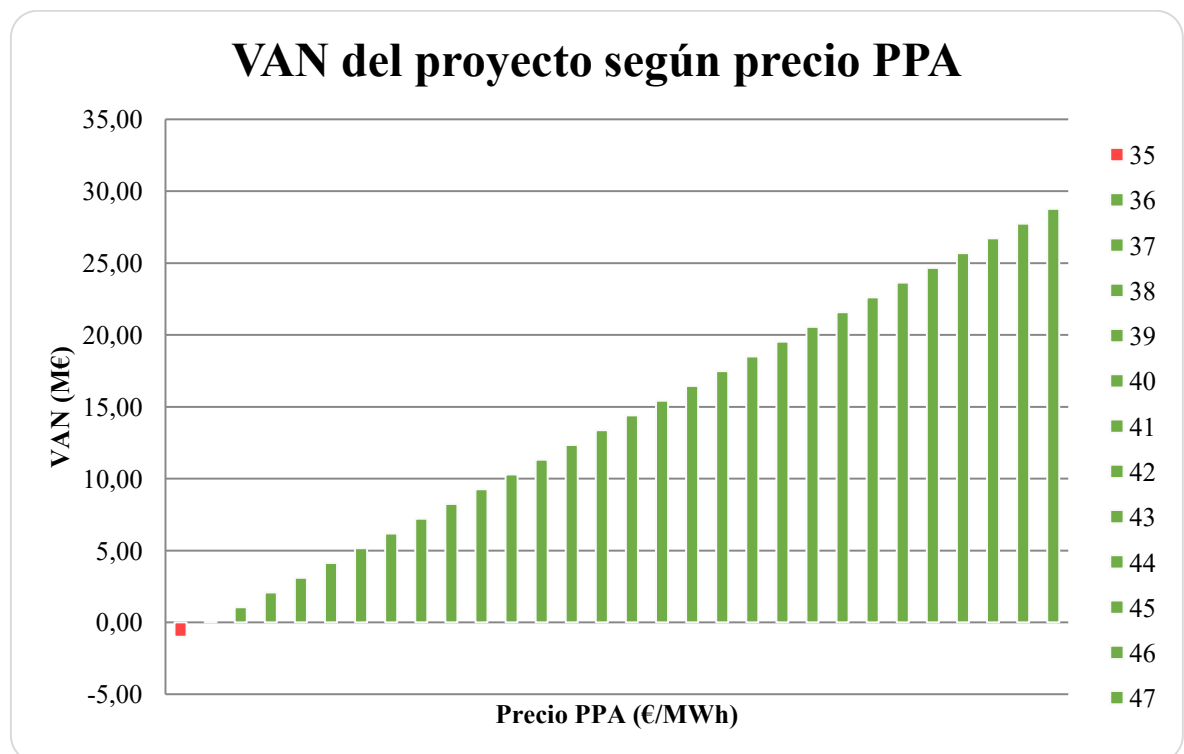


Figura 2. Sensibilidad del Valor Actual Neto en función del precio de venta de energía del modelo PPA

En conjunto, los resultados demuestran que, si bien el diseño de la planta garantiza su viabilidad técnica, la rentabilidad del proyecto depende de forma crítica de las condiciones económicas, especialmente del precio de venta de la energía y de la optimización de los costes asociados, lo que pone de manifiesto la importancia del diseño contractual en este tipo de desarrollos.

5. Conclusiones

El análisis de los resultados obtenidos demuestra que la implantación de una instalación solar fotovoltaica de gran tamaño asociada a esquemas PPA multiconsumo es una solución técnicamente sólida y con elevado potencial para la descarbonización del sector industrial. El diseño planteado presenta un elevado rendimiento energético, lo que valida la viabilidad técnica.

No obstante, el estudio económico pone de manifiesto que la rentabilidad del proyecto depende de forma crítica de las condiciones del mercado, especialmente del precio de venta de la energía en los contratos PPA. En este sentido, el reducido margen existente entre escenarios no viables y viables evidencia la necesidad de optimizar tanto el diseño de la instalación como la estructura contractual del proyecto.

En resumen, el presente Trabajo de Fin de Grado demuestra que un modelo de venta de energía mediante PPAs multiconsumo puede desempeñar un papel clave en la integración de la energía renovable en entornos industriales. Sin embargo, el nivel actual de precios de venta de este tipo de contratos resulta demasiado ajustado, lo que limita la atracción de inversión de nuevas instalaciones fotovoltaicas orientadas a este modelo de negocio.

FEASIBILITY STUDY OF AN UTILITY-SCALE PHOTOVOLTAIC SOLAR PLANT

Author: Luque Camello, Miguel.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This Final Degree Project studies the technical, energy and economic feasibility of a utility-scale photovoltaic solar plant aimed at supplying electricity to an industrial park through multi-consumer Power Purchase Agreements (PPAs).

The study addresses the selection of the most suitable location for this type of installation, the dimensioning of the plant, its energy optimization through simulations carried out using PVsyst software, as well as the preliminary electrical design and the financial analysis of the project.

Finally, the results obtained indicate that the proposed solution is technically viable to partially supply the demand of an industrial environment. However, the economic analysis shows that the profitability of the project depends significantly on the agreed price in the multi-consumer PPA contract.

1. Introduction

In the current context of energy transition, driven by the need to reduce greenhouse gas emissions and mitigate climate change, the industrial sector faces significant challenges in advancing towards decarbonization. In this scenario, renewable generation through photovoltaic solar plants has established itself as one of the most competitive solutions in countries with high solar irradiance, such as Spain. However, the variable nature of the solar resource makes its integration into industrial environments difficult, as they are generally characterized by high and relatively constant demand profiles.

At the same time, Power Purchase Agreements (PPAs) have become a key mechanism for the development of new renewable projects, as they provide economic stability for both producers and consumers against the volatility of conventional electricity markets. In particular, multi-consumer PPA models allow the aggregation of multiple demand profiles under a single energy supply contract, which enhances the utilization of the generated energy and facilitates access to such agreements for smaller industrial consumers.

In this context, this work analyzes the feasibility of developing a utility-scale photovoltaic solar plant aimed at partially supplying the consumption of an industrial park through a multi-consumer PPA scheme. To this end, the methodology that is being

followed integrates demand characterization through synthetic profiles, plant dimensioning and energy optimization using PVsyst, preliminary electrical design, and the economic-financial evaluation of the project. All of this is carried out with the objective of assessing the technical, energy, and economic feasibility of this generation model applied to a real industrial environment.

2. Project Definition

The main challenge addressed in this work is the integration of photovoltaic solar generation, characterized by its intermittent nature, into an industrial environment composed of multiple consumers with heterogeneous demand profiles. In an industrial park, the business fabric consists of activities with very different energy consumption behaviors. For example, electro-intensive industries typically exhibit nearly constant consumption, whereas logistics industries often experience demand peaks in the early hours of the working day.

As a result, the aggregated demand of an industrial park shows temporal mismatches with respect to the photovoltaic generation profile, making it more difficult to fully utilize the produced energy without resorting to oversizing the installation.

In this context, multi-consumer PPA models allow the aggregation of demand from different consumers under a single supply contract, improving the matching between generation and consumption. However, this approach introduces new challenges related to the optimal sizing of the plant, the allocation of generated energy among different consumers, and the evaluation of the economic feasibility of the project.

In order to address these issues, this work proposes the design of a utility-scale photovoltaic solar plant aimed at covering approximately 50% of the annual demand of an industrial park. For this purpose, a methodology is developed that includes demand characterization through representative synthetic profiles, plant dimensioning and energy optimization using PVsyst, preliminary electrical design, and the economic-financial evaluation of the project.

3. Model Description

The methodology developed to evaluate the feasibility of the project is summarized in Figure 3:

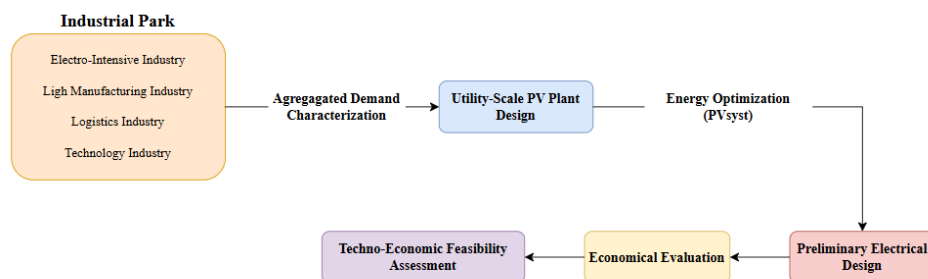


Figura 3. Methodology developed for the design and evaluation of the photovoltaic plant

The process begins with the definition of a case study consisting of an industrial park representative of the expected future industrial landscape. To this end, the demand of the different types of industries is represented using synthetic profiles generated with Matlab.

Based on the aggregated demand, a utility-scale photovoltaic solar plant is dimensioned with the objective of covering approximately 50% of the annual consumption of the industrial park. Subsequently, the design is optimized through PVsyst simulations, evaluating the influence of the main design parameters on energy production and overall system performance, in order to select the most suitable configuration from a technical perspective.

Once the optimal configuration is defined, a preliminary electrical design of the plant is developed, including the sizing of the main equipment and the evacuation infrastructure.

Finally, the economic-financial evaluation of the project is carried out, considering investment, operation and maintenance costs, as well as revenues derived from energy sales through PPA contracts. This analysis makes it possible to determine the conditions under which the proposed solution is technically and economically viable.

4. Results

The results obtained from the energy simulation show that the designed photovoltaic power plant can generate an average annual energy production of 78.21 GWh throughout its operational lifetime. This corresponds to 1,955.37 equivalent full-load hours per year, reflecting the excellent utilization of the available solar resource at the selected site. Furthermore, the installation achieves a Performance Ratio (PR) of 86,18%, confirming its high energy efficiency. Overall, these results demonstrate both the suitability of the selected location and the appropriate choice of the main system components, particularly the bifacial photovoltaic modules and the single-axis solar tracking structures.

From a technical perspective, the proposed solution consists of a 40 MWp utility-scale photovoltaic power plant equipped with 55,172 bifacial photovoltaic modules, each rated at 725 Wp, and connected to 10 inverters with a nominal power of 3.3 MW each. The plant employs single-axis solar trackers in a 1P configuration as the mounting structure, with a 5 m row spacing, selected to achieve an optimal balance between land utilization and maximizing annual energy production.

The optimization of the design parameters has led to a configuration with a DC/AC ratio of 1.21, reduced electrical and thermal losses, and a highly efficient inverter performance, with negligible losses due to inverter saturation. The detailed loss analysis shows that the main contributors to energy reduction are thermal losses ($\approx 4.4\%$), soiling and module mismatch losses ($\approx 2\text{--}2.5\%$), and electrical losses in the evacuation system, all of which remain within typical ranges for installations of this scale.

From an economic perspective, the financial analysis carried out, considering an investment cost on the order of €26 million and a reference electricity sale price of 35

€/MWh, shows that the project is close to the profitability threshold. Under these conditions, a slightly negative Net Present Value (NPV), an Internal Rate of Return (IRR) of around 6.6%, and a payback period of approximately 13 years are obtained. However, the sensitivity analysis reveals a strong dependence on the PPA price, with moderate increases to around 36 €/MWh enabling the project to reach economic viability. The results of this sensitivity analysis are shown in Figure 4.

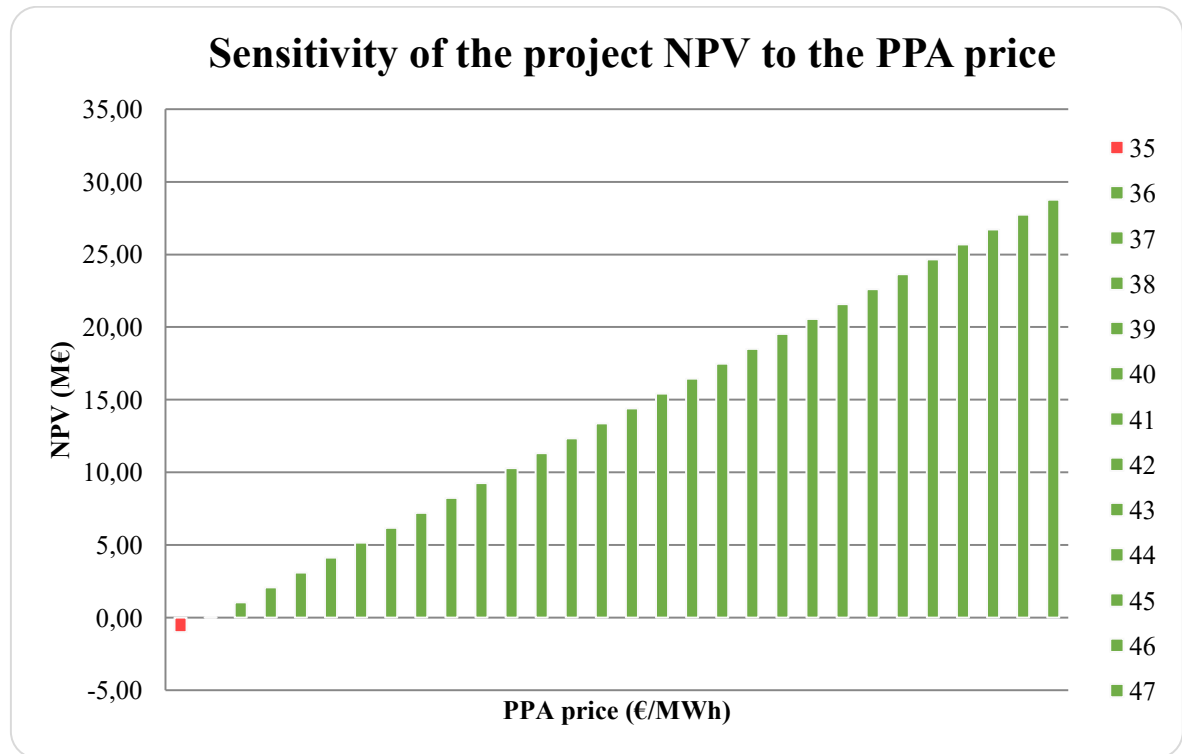


Figura 4. Sensitivity of Net Present Value as a function of the PPA electricity sale price

Overall, the results demonstrate that, although the plant design ensures technical viability, project profitability critically depends on economic conditions, particularly the electricity selling price and cost optimization, highlighting the importance of contract design in this type of development.

5. Conclusions

The analysis of the results demonstrates that the implementation of a large-scale photovoltaic solar installation associated with multi-consumer PPA schemes is a technically robust solution with high potential for the decarbonization of the industrial sector. The proposed design shows high energy performance, validating its technical feasibility.

However, the economic study highlights that project profitability is strongly dependent on market conditions, especially the electricity price agreed in PPA contracts. In this sense, the narrow margin between non-viable and viable scenarios underscores the need to optimize both the plant design and the contractual structure of the project.

In conclusion, this Final Degree Project demonstrates that multi-consumer PPAs can play a key role in the integration of renewable energy in industrial environments. However, the current price levels of these contracts remain relatively tight, limiting investment attractiveness in new photovoltaic installations oriented towards this business model.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	11
1.1 Contexto energético.....	11
1.2 Motivación del proyecto.....	14
1.3 Planteamiento del problema	16
1.4 Propuesta y enfoque del proyecto.....	17
Capítulo 2. Modelos de comercialización de la energía.....	19
2.1 Modelos de comercialización de energía	19
2.2 Power Purchase Agreements (PPAs).....	20
2.3 Tipos de PPAs	21
Capítulo 3. Caracterización de la demanda energética industrial.....	24
3.1 Introducción a la demanda industrial	24
3.2 Perfiles de demanda del sector industrial	25
3.2.1 Perfil de demanda de la industria electrointensiva.....	26
3.2.2 Perfil de demanda de la industria manufacturera ligera	27
3.2.3 Perfil de demanda de la industria logística y de distribución.....	29
3.2.4 Perfil de demanda de la industria Tecnológica.....	30
Capítulo 4. Tecnología de generación fotovoltaica.....	33
4.1 Instalaciones Fotovoltaicas.....	33
4.1.1 Tipos de instalaciones (autoconsumo y utility scale)	33
4.1.2 Componentes de una instalación fotovoltaica utility-scale	34
4.2 módulos fotovoltaicos	38
4.2.1 Funcionamiento de un panel solar fotovoltaico	38
4.2.2 Tipos de celdas fotovoltaicas.....	39
4.2.3 Tipos de módulos fotovoltaicos	41
4.3 Configuración de una instalación fotovoltaica	43
4.3.1 Estructuras fijas.....	43
4.3.2 Seguidores solares.....	45
4.4 Parámetros de diseño de una planta.....	47
4.4.1 Separación entre filas.....	47

4.4.2 Factor de ocupación del terreno (GCR).....	48
Capítulo 5. Dimensionamiento y diseño del parque solar Fotovoltaico.....	50
5.1 Elección del emplazamiento.....	50
5.1.1 Filtrado de comunidades Autónomas	50
5.1.2 Filtrado por capacidad de conexión	52
5.2 Caracterización de la demanda del polígono industrial de Manzanares.....	55
5.2.1 Datos de referencia del sistema eléctrico español	55
5.2.2 Estimación del consumo del polígono industrial de Manzanares	56
5.2.3 Capacidad teórica de la planta solar fotovoltaica	56
5.2.4 Capacidad de la planta según los PPAs.....	57
5.3 Estimación del tamaño de la planta	58
5.3.1 Tecnología de la planta	58
5.3.2 Determinación del factor de ocupación del terreno.....	60
5.3.3 Cálculo del tamaño de terreno necesario.....	61
5.3.4 Elección del terreno final	62
5.4 Diseño y optimización de la planta fotovoltaica	67
5.4.1 Metodología de simulación	67
5.4.2 Selección de la base de datos meteorológica	68
5.4.3 Selección de componentes	72
5.4.4 Definición del caso base.....	75
5.4.5 Resultados de simulación del caso base.....	77
5.4.6 Optimización del ratio de potencia DC/AC.....	79
5.4.7 Optimización de la distancia entre seguidores.....	81
5.4.8 Influencia de la altura del eje del seguidor.....	85
5.4.9 Comparativa de configuración de seguidores (1P vs 2P)	87
5.4.10 Comparativa de modelos de paneles (monofacial vs bifacial)	88
5.4.11 Comparativa de modelos de inversores.....	90
5.4.12 Conclusión de las elecciones de diseño.....	92
Capítulo 6. Diseño del sistema eléctrico	94
6.1 Sistema en corriente continua.....	94
6.1.1 Configuración del campo fotovoltaico	94
6.1.2 Dimensionamiento de los strings.....	95

6.1.3 Agrupación en combiner boxes	96
6.1.4 Criterios de diseño del cableado de corriente continua.....	97
6.1.5 Dimensionamiento de conductores de corriente continua	99
6.2 Sistema en CA de Media Tensión	101
6.2.1 Red colectora en media tensión.....	102
6.2.2 Criterios de dimensionamiento de cables en MT	103
6.2.3 Dimensionamiento de conductores en Media Tensión	105
6.2.4 Subestación de Media Tensión	108
Capítulo 7. Obra Civil.....	114
7.1.1 Estudio geotécnico e hincado de estructuras	114
7.1.2 Estudio hidrológico y drenaje	115
7.1.3 Zanjas y canalizaciones eléctricas	116
7.1.4 Red de caminos interiores	117
7.1.5 Cerramiento perimetral.....	117
7.1.6 Edificio de control.....	118
7.1.7 Subestación elevadora.....	119
7.1.8 Diagrama de Gantt.....	120
Capítulo 8. Análisis económico del proyecto.....	122
8.1.1 Hipótesis de partida	122
8.1.2 Estimación de costes de inversión (CAPEX).....	125
8.1.3 Estimación de costes de operación (OPEX).....	126
8.1.4 Ingresos del proyecto	126
8.1.5 Flujo de caja del proyecto	127
8.1.6 Indicadores de viabilidad económica.....	128
8.1.7 Análisis de sensibilidad al precio del PPA multiconsumo	131
Capítulo 9. Impacto Medioambiental	134
9.1.1 Impactos Globales	134
9.1.2 Ciclo de vida.....	134
9.1.3 Gestión de residuos	135
9.1.4 Contribución con los ODS.....	136
9.1.5 Ahorro de CO ₂	137
Capítulo 10. Líneas Futuras	139

Capítulo 11. Conclusiones.....	141
Capítulo 12. Bibliografía.....	143
Anexos	146
Anexo A. Generación de Perfiles Sintéticos de Demanda.....	146
Anexo B. Informe PVsyst con la configuración elegida.....	149
Anexo C. Cálculo de secciones de cables	150
Anexo D. Diagramas Unifilares de la instalación.....	154

Índice de figuras

Figura 1. Metodología desarrollada para el diseño y evaluación de la planta fotovoltaica...	9
Figura 2. Sensibilidad del Valor Actual Neto en función del precio de venta de energía del modelo PPA.....	11
Figura 3. Methodology developed for the design and evaluation of the photovoltaic plant	14
Figura 4. Sensitivity of Net Present Value as a function of the PPA electricity sale price .	16
Figura 5. Potencia instalada FV por países en 2025.....	11
Figura 6. Evolución de la potencia instalada de energía solar fotovoltaica en España [3] .	13
Figura 7. Esquema conceptual del funcionamiento de un contrato PPA entre un productor renovable y un consumidor industrial	21
Figura 8. Distribución del consumo eléctrico en España por sectores (2024)	24
Figura 9. Perfil sintético en Matlab de la demanda de una industria electrointensiva	27
Figura 10. Perfil sintético en Matlab de la demanda de una industria manufacturera ligera	28
Figura 11. Perfil sintético en Matlab de la demanda de una industria logística	30
Figura 12. Perfil sintético en Matlab de la demanda de una industria tecnológica	31
Figura 13. Esquema básico de una instalación solar fotovoltaica de grandes dimensiones	35
Figura 14. Caja combinadora fotovoltaica [11].....	36
Figura 15. Partes de un panel solar fotovoltaico [12].....	38
Figura 16. Gráfico comparativo de eficiencia de los paneles según la tecnología de celdas	40
Figura 17. Tipos de radiación solar que inciden en un módulo fotovoltaico	41
Figura 18. Módulos solares montados sobre estructura fija metálica de suelo [13].....	43
Figura 19. Módulos fotovoltaicos montados sobre seguidores solares [14]	45
Figura 20. Esquema para el cálculo de la distancia entre paneles con estructuras fijas [16]	48
Figura 21. Comparativa de parámetros clave (irradiación, horas de sol, temperatura y coste del suelo) para la selección del emplazamiento.....	51

Figura 22. Comparativa de distancias entre las subestaciones y el área industrial más cercana	53
Figura 23. Rendimiento de los paneles bifaciales en función del GCR y el albedo.....	60
Figura 24. Delimitación inicial del terreno basada en la ocupación de parcelas catastrales completas	64
Figura 25. Redefinición del perímetro para mejorar la regularidad geométrica de la parcela	65
Figura 26. Definición de la zona de implantación efectiva de la planta fotovoltaica.....	66
Figura 27. Comparativa de la irradiación global horizontal incidente según la base de datos meteorológica	69
Figura 28. Comparativa de la irradiación horizontal difusa según la base de datos meteorológica	70
Figura 29. Comparativa de la temperatura media mensual según la base de datos meteorológica	70
Figura 30. Gráfica de la evolución de la producción energética anual de la planta para el caso base	78
Figura 31. Comparativa de Ratios DC/AC para el caso base	80
Figura 32. Comparativa del rendimiento según la distancia entre filas para el caso base ..	83
Figura 33. Gráfica comparativa de la producción vs superficie empleada con seguidores 1P y 2P	87
Figura 34. Gráfico de barras con la producción energética para los dos modelos de paneles simulados.....	88
Figura 35. Gráfico explicativo de la influencia de la potencia del inversor en la producción energética.....	90
Figura 36. Esquema Unifilar del bus DC de la instalación	97
Figura 37. Inversor con transformador de media tensión acoplado [18].....	101
Figura 38. Esquema unifilar de la red colectora en media tensión con dos feeders.....	103
Figura 39. Unifilar de la subestación elevadora de Media Tensión del parque fotovoltaico	110
Figura 40. Hincado de estructuras soporte en una instalación solar fotovoltaica [19].....	115

Figura 41. Ejemplo de cerramiento perimetral de protección para la instalación [20]	118
Figura 42. Principales elementos de la obra civil de la subestación elevadora	120
Figura 43. Gráfica de la evolución del precio de venta de energía en forma de PPA en los últimos años.....	124
Figura 44. Gráfico de la variación del VAN en función del precio del PPA	131
Figura 45. Gráfico de la variación de la TIR en función del precio del PPA.....	132
Figura 46. Gráfico de la variación del payback en función del precio del PPA.....	132
Figura 47. Objetivos de Desarrollo Sostenible [25]	136

Índice de tablas

Tabla 1. Principales Industrias catalogadas como Electrointensivas [9].....	26
Tabla 2. Principales Industrias manufactureras ligeras [10].....	28
Tabla 3. Principales Industrias Logísticas y de Distribución	29
Tabla 4. Principales Industrias Tecnológicas	31
Tabla 5. Valores típicos de GCR para las distintas estructuras sustentadoras	49
Tabla 6. Subestaciones con capacidad de acceso de generación y susceptibles de demanda en Castilla-La Mancha (REE).....	52
Tabla 7. Coordenadas geográficas de la parcela propuesta	66
Tabla 8. Valores anuales de GHI; DHI y Temperatura media para según la base de datos meteorológicos	70
Tabla 9. Opciones de Módulos Solares Fotovoltaicos	72
Tabla 10. Opciones de Inversores Fotovoltaicos.....	73
Tabla 11. Opciones de Seguidores Solares.....	74
Tabla 12. Componentes del Caso Base	75
Tabla 13. Variantes de simulación para la optimización del ratio DC/AC	80
Tabla 14. Variantes de simulación para la optimización de la distancia entre filas	82
Tabla 15. Resumen de las simulaciones para distintas alturas del eje del seguidor con respecto al suelo.....	85
Tabla 16. Resumen de los resultados de las simulaciones	92
Tabla 17. Resultados de la simulación de PVsyst durante 30 años.....	93
Tabla 18. Valores de trabajo de los parámetros principales de cada string del campo fotovoltaico.....	95
Tabla 19. Conductores empleados en el bus DC de la instalación	100
Tabla 20. Secciones de los tramos de los feeders MT según el criterio térmico.....	106
Tabla 21. Caídas de tensión de los conductores de los tramos.....	107
Tabla 22. Resumen de conductores teóricos del parque de media tensión de la instalación	108
Tabla 23. Resumen de conductores reales del parque de media tensión de la instalación	108

Tabla 24. Características principales del transformador de media tensión	112
Tabla 25. Reparto del CAPEX entre las diferentes partidas.....	125
Tabla 26. Reparto del OPEX entre las diferentes partidas	126
Tabla 27. Resultados financieros para el caso de precio de venta de la energía de 35 €/MWh	130
Tabla 28. Resumen de la configuración elegida para la instalación.....	149

Lista de acrónimos

Acrónimo	Significado
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BOS	<i>Balance of System</i>
BT	Baja Tensión
CA	Corriente Alterna
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CC	Corriente Continua
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
DHI	<i>Diffuse Horizontal Irradiance</i>
FIE	Foro Industria y Energía
FV	Fotovoltaico
GCR	<i>Ground Coverage Ratio</i>
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i>
IA	Inteligencia Artificial
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INE	<i>Instituto Nacional de Estadística</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad
MT	Media Tensión
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PR	<i>Performance Ratio</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
REE	Red Eléctrica
TIR	Tasa Interno de Retorno
VAN	<i>Valor Actual Neto</i>

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO ENERGÉTICO

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como la tecnología de generación renovable con mayor crecimiento a escala mundial, desempeñando un papel fundamental en la transición hacia un sistema energético descarbonizado. La continua reducción del coste de los módulos fotovoltaicos, el incremento de su eficiencia y el desarrollo de nuevas soluciones tecnológicas han favorecido un crecimiento sin precedentes de la capacidad instalada durante la última década.

A finales de 2025, la capacidad fotovoltaica acumulada a nivel mundial superó los 2,3 TW, tras la incorporación de más de 500 GW de nueva potencia durante ese año. Este crecimiento se encuentra fuertemente concentrado en Asia, donde China lidera de forma indiscutible el mercado mundial con aproximadamente 1.200 GW de capacidad instalada, lo que representa alrededor de la mitad de toda la potencia fotovoltaica existente [1]. A continuación, se adjunta una gráfica comparativa de la capacidad instalada de energía fotovoltaica en los principales países:

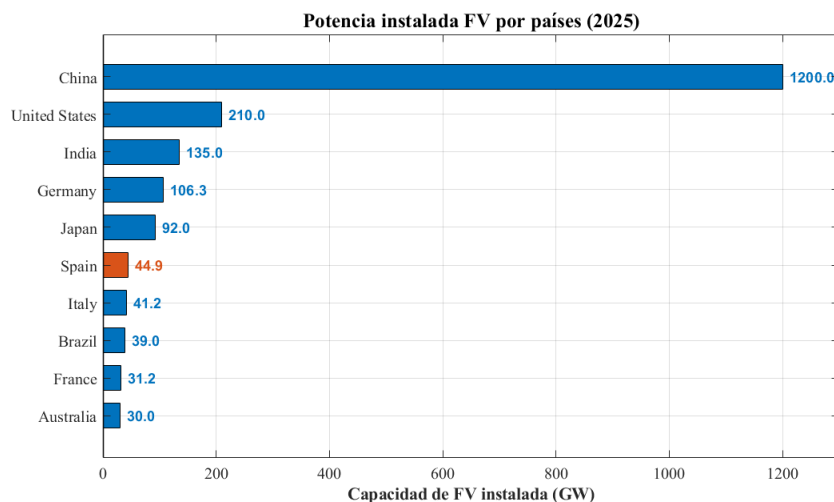


Figura 5. Potencia instalada FV por países en 2025

En las últimas décadas, el sector eléctrico español ha experimentado una importante transformación, impulsada por el crecimiento de la generación renovable y el aumento progresivo de la demanda energética. Las condiciones climáticas de España, caracterizadas por el elevado recurso solar, favorecen el desarrollo de tecnologías como la energía solar fotovoltaica, que ha experimentado un notable crecimiento en los últimos años, alcanzando la cifra de una producción anual de 50.188 GWh, lo que implica una cobertura del 18,4% del mix.

Según datos de Red Eléctrica, en 2025 la demanda eléctrica alcanzó los 256.086 GWh, lo que supone un incremento del 2,8% respecto al año anterior, mientras que la producción creció en un 3,7%, situándose en 272.201 GWh [2].

Sin embargo, el crecimiento del sistema implica importantes retos derivados del aumento de la complejidad de este. El objetivo y fin de todos los agentes (generadores, transportista, distribuidores y comercializadores) es garantizar un suministro continuo, seguro, de calidad y al mínimo coste, tal y como se fija en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico.

No obstante, eventos recientes relacionados con fallos y perturbaciones en el sistema eléctrico evidencian la necesidad de no sólo ampliar la capacidad instalada, sino de acompañar la nueva revolución tecnológica ante la que nos encontramos con soluciones innovadoras que permitan gestionar de manera adecuada el equilibrio entre generación y consumo, especialmente en aquellos escenarios con elevada generación renovable en los que la reducción de la inercia síncrona del sistema introduce nuevos desafíos en términos de estabilidad y operación de la red.

Paralelamente, uno de los pilares de la transición energética del sistema eléctrico español es la energía solar. España es un país con una irradiación solar media de entre 4,2-5,5 kWh/m²/día durante aproximadamente 2500-3000 h/año, situando a España entre los países europeos más adecuados para la generación solar fotovoltaica. Por otro lado, el comportamiento de la energía solar es más predecible a lo largo del día que el de otras fuentes renovables como es la eólica, haciendo las labores de operación del sistema más sencillas.

El crecimiento de esta tecnología en nuestro país ha sido muy rápido, pasando de una potencia instalada inferior a los 5.000 MW en 2018, alcanzando algo más de 32.000 MW en 2024, según datos de red eléctrica. De esta manera, se ha convertido una de las tecnologías con mayor capacidad instalada del sistema eléctrico español. Este crecimiento puede observarse en la evolución mostrada en la Figura 6.

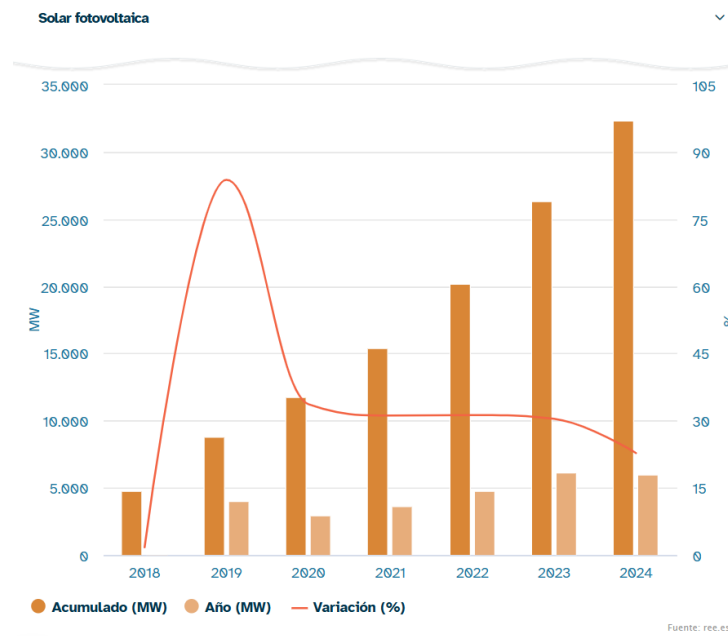


Figura 6. Evolución de la potencia instalada de energía solar fotovoltaica en España [3]

En este contexto de transformación energética, tienen especial relevancia los objetivos de descarbonización establecidos a nivel europeo y nacional. La Unión Europea, a través del Pacto Verde Europeo, ha fijado como objetivo alcanzar la neutralidad climática en 2050, fijando como metas intermedias la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55% para 2030 con respecto a los niveles de 1990 [4].

Alineados con los objetivos anteriormente mencionados, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España establece la necesidad de un importante incremento de la generación renovable, con un protagonismo marcado por la energía solar fotovoltaica. Por ello, el contexto energético actual sitúa a la generación solar como la estrategia a seguir con el fin de neutralizar las emisiones en sectores de elevado consumo como es el industrial.

Sin embargo, a pesar de que el recurso solar español es muy elevado, esta fuente de energía implica el problema de la intermitencia en la generación, puesto que no puede generar durante las 24 horas del día. Por tanto, una dependencia extrema de este recurso conlleva desajustes entre la generación y los perfiles de consumo.

En este contexto, están emergiendo nuevos enfoques basados en la vinculación directa entre generación y consumo a través de contratos bilaterales de compraventa de energía a largo plazo, conocidos como Power Purchase Agreements (PPAs). Estos modelos permiten asociar la energía producida por una planta renovable con uno o varios consumidores finales, facilitando así el acceso a energía limpia a precios estables y evitando la variabilidad del mercado eléctrico en términos económicos.

Particularmente, los PPAs multiconsumo suponen una iniciativa especialmente atractiva para entornos industriales en los que el consumo energético es muy elevado, pero relativamente estable. De esta manera, una planta renovable puede cerrar acuerdos de precio fijo de energía renovable, aislando parcialmente a estas demandas intensivas de la volatilidad de precios del mercado eléctrico, y garantizando una compensación parcial o total de sus emisiones netas de carbono.

Por tanto, surge la necesidad de analizar la viabilidad técnico-económica y energética de una planta solar fotovoltaica diseñada específicamente para abastecer un conjunto de consumidores industriales mediante contratos PPA multiconsumo, con el fin de neutralizar las emisiones de gases de efecto invernadero de los complejos industriales.

1.2 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En la actualidad, uno de los principales desafíos a nivel global es lograr una reducción de los gases de efecto invernadero, sin comprometer el desarrollo tecnológico. En este contexto, la generación renovable surge como la alternativa clave para sustituir a las centrales de producción de energía tradicionales basadas en combustibles fósiles (carbón, petróleo o gas

natural), y responsables de una parte significativa de las emisiones del sector eléctrico, que representa el 18% de las emisiones totales de CO₂ en España.

No obstante, la incorporación masiva de generación renovable plantea importantes retos para el sector eléctrico. Por un lado, la sustitución de los generadores síncronos tradicionales por sistemas basados en electrónica de potencia supone una reducción de la inercia del sistema. Esto implica sistemas con comportamientos más impredecibles y sensibles frente a perturbaciones, tal y como se ha podido observar en eventos recientes. Además, tecnologías como la generación solar fotovoltaica o la eólica se caracterizan por tener un carácter intermitente y una amplia dependencia de las condiciones climáticas, lo que supone desajustes generación-demanda. Por ello, la transición debe realizarse de manera controlada y segura.

Por otro lado, el rápido crecimiento de la generación renovable ha puesto en manifiesto la limitación de la infraestructura de la red eléctrica española. De acuerdo con los mapas de capacidad de acceso publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) se puede comprobar que en torno al 86,3% de las subestaciones españolas se encuentran en estado de saturación o sin capacidad de conexión [5]. Por ello, es necesario justificar el objetivo de las nuevas plantas renovables con consumos concretos para facilitar las labores de aprobación de estas.

Además, el Instituto Nacional de Estadística (INE) indica que entre el 25% y el 30% del consumo energético español anual corresponde al entorno industrial. Si, además, se tienen en cuenta las cada vez más estrictas normativas de emisiones europeas y nacionales a las que se enfrenta este sector, se puede comprobar que requieren de soluciones que les permita mantener su nivel productivo y reducir su impacto medioambiental.

En este escenario, los contratos de suministro a largo plazo, conocidos como PPAs, están adquiriendo importante popularidad. Por un lado, estos acuerdos permiten a los productores tener la garantía de que su energía va a ser adquirida durante largos periodos de tiempo, lo cual proporciona seguridad de cobertura de la inversión necesaria para la construcción de las plantas de generación renovable. Mientras que, por el otro lado, los consumidores se

protegen de la volatilidad de precios del mercado y avanzando en sus objetivos de descarbonización mediante el consumo de energía de origen renovable.

Por tanto, el presente trabajo surge motivado por la necesidad de analizar la viabilidad técnico-económica de una planta solar fotovoltaica orientada a la venta de energía mediante PPAs multiconsumo para la cobertura de parte de la demanda de polígonos industriales.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El principal problema que aborda el presente trabajo es la integración de la generación fotovoltaica, caracterizada por su elevada intermitencia, en un entorno de consumo industrial agregado compuesto por múltiples empresas con distintos perfiles de demanda.

En un polígono industrial conviven industrias con comportamientos energéticos muy diversos. Por ejemplo, la industria siderúrgica presenta una demanda prácticamente constante durante las 24 horas del día, frente a una industria agroalimentaria que se caracteriza por tener un consumo estacional con picos acentuados en la temporada del producto que procesan y valles durante el resto del tiempo. En consecuencia, la demanda agregada resultante no coincide con la forma acampanada del perfil de generación fotovoltaico clásico, lo que provoca desajustes temporales entre generación y demanda.

Este factor plantea la dificultad de determinar en qué medida la generación fotovoltaica puede abastecer este tipo de consumos sin recurrir a un sobredimensionamiento de esta para garantizar el suministro o depender en exceso del sistema eléctrico.

Por otro lado, la elevada saturación de la red eléctrica en España provoca limitaciones de conexión de nuevas plantas de generación. Por ello, resulta necesario diseñar sistemas energéticos asociados a consumos concretos que justifiquen su desarrollo.

En este contexto, los modelos basados en PPAs multiconsumo introducen un nuevo reto: la correcta asignación de la energía producida a los distintos consumidores, teniendo en cuenta la variabilidad tanto de la generación como de la demanda. La unión de varios consumos

permite obtener una demanda global más estable y adaptada a la generación, siempre y cuando se realice un análisis detallado tanto del dimensionamiento de la planta como del grado de cobertura de la demanda buscado.

En resumen, el problema que se plantea consiste en evaluar la viabilidad de abastecer parcialmente la demanda de un polígono industrial mediante una planta solar fotovoltaica, analizando si la mitad de la energía anual puede ser suministrada por la misma.

1.4 PROPUESTA Y ENFOQUE DEL PROYECTO

Una vez definido el problema, el presente trabajo, se propone el diseño de una planta solar fotovoltaica orientada al suministro de energía a un conjunto de consumidores industriales mediante contratos bilaterales de compraventa de energía entre varias empresas. El objetivo es evaluar la viabilidad tanto técnico-económica como energética de este modelo aplicado a un entorno industrial real.

En primer lugar, se buscará una región con condiciones favorables para la generación fotovoltaica. En este sentido, se considera una zona con elevado recurso solar y disponibilidad de terreno, lo que permite plantear una instalación tipo *utility-scale* que cumpla con los objetivos del estudio. A partir de este contexto, se particulariza el análisis en un área industrial concreta con el fin de dotar al presente trabajo de un carácter de aplicación de la ingeniería y realismo.

Por otro lado, el consumo energético de las áreas industriales en España no es un dato público por lo que deberá ser aproximado mediante una metodología *top-down* basada en datos del sector industrial español. De esta manera, se partirá de un dato genérico del sector industrial español para construir un escenario de consumo realista sobre el que realizar el análisis.

Una vez creado el escenario de consumo, se planteará una cobertura por parte de energía solar fotovoltaica de en torno al 50% de la demanda anual del polígono, que deberá ser cubierta a través de un contrato PPA multiconsumo. Es decir, se plantea un caso realista en

el que la generación fotovoltaica no permite al entorno industrial aislarse de la red eléctrica, sino que actuará como suministro parcial dentro de dicho sistema.

A continuación, mediante el software PVSyst se buscará realizar la simulación energética de la planta con el fin evaluar su producción y ajustar el dimensionamiento de la planta en base a la región en la que se encontrará ubicado. Para ello, será necesario hacer uso de una tecnología adecuada para una instalación de gran tamaño como la propuesta. Además, será necesario encontrar un equilibrio entre rendimiento y optimización de recursos económicos para garantizar la viabilidad de la planta.

Finalmente, se elaborará un análisis económico del proyecto para evaluar la viabilidad desde el punto de vista de inversión por parte de una empresa eléctrica. De este modo, se puede determinar si la solución propuesta supone una alternativa técnica y económicamente atractiva para el suministro de energía renovable en entornos industriales.

Capítulo 2. MODELOS DE COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA

2.1 *MODELOS DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA*

En el sistema eléctrico la energía generada puede venderse a través de diferentes modelos de comercialización o contratación, cada uno de los cuales presenta características específicas en términos de formación de precios, asignación de riesgos y relación entre generadores y consumidores. De esta manera, en función del modelo seleccionado, se verá condicionada la viabilidad económica de los proyectos de generación, especialmente en el caso de las instalaciones basadas en energías renovables.

El modelo utilizado en el mercado eléctrico español, integrado en el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), es el mercado mayorista o *pool* eléctrico. Este se basa en un sistema de casación marginalista en el que los productores presentan ofertas de venta de energía y los comercializadores y grandes consumidores presentan ofertas de compra para cada tramo horario del día siguiente. De esta manera, el precio horario de la electricidad se determina por la intersección de las curvas agregadas de oferta y demanda. Las ofertas se ordenan en función de su precio y se aceptan hasta lograr cubrir la demanda total, por tanto, el precio de la electricidad para cada tramo horario lo fija la última unidad de generación que ha sido necesaria [6].

El modelo mayorista pretende optimizar la asignación de precios, pero presenta una elevada volatilidad en los mismos debido a la dependencia directa de las tecnologías seleccionadas para cubrir la demanda en cada tramo horario. Además, la energía renovable se caracteriza por presentar unos costes variables muy reducidos (cerca de 0), lo que provoca que sean las primeras en ser despachadas. Sin embargo, con el crecimiento de la potencia instalada renovable, los precios de la electricidad pueden llegar a ser excesivamente bajos, fenómeno

conocido como “canibalización de los precios”, lo que genera incertidumbre en los ingresos de los productores y dificulta la recuperación de las inversiones realizadas en las nuevas centrales de generación.

En este contexto de volatilidad e incertidumbre sobre los ingresos futuros, surgen los contratos bilaterales de compraventa de energía. Son una alternativa que permite estabilizar los precios y reducir la exposición de productores y consumidores al mercado eléctrico. Entre ellos destacan los conocidos como *Power Purchase Agreements* (PPA), que han adquirido una creciente relevancia en el entorno de los proyectos de generación renovable.

2.2 POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAs)

Un *Power Purchase Agreement*, o PPA, es un acuerdo de compraventa de energía establecido durante un periodo determinado entre el productor de la energía y el consumidor de esta (también se realizan con los comercializadores). En estos contratos, las partes fijan de manera anticipada las condiciones técnicas y operativas, de manera que el precio de la energía y la cantidad entregada de la misma queda establecido de manera independiente al mercado.

El objetivo principal de los PPAs, y el motivo de su éxito, es que proporcionan estabilidad a ambas partes frente a la volatilidad del mercado. Por un lado, el productor se garantiza unos ingresos estables que permitan cubrir parcialmente la inversión realizada en la construcción de la planta, y el mantenimiento de esta. Por el otro lado, el consumidor tiene un precio de la energía independiente del mercado mayorista, lo que le protege de los periodos de coste elevado de la misma.

Este tipo de contratos resulta especialmente atractivo para los proyectos de generación renovable, puesto que estos se caracterizan por requerir una elevada inversión inicial y tener un coste variable de producción muy reducido, por emplear fuentes de energía gratuitas. De esta forma, los PPAs permiten asegurar ingresos que faciliten la amortización de la inversión,

reduciendo el riesgo asociado a la variabilidad de precios del mercado y a fenómenos como la disminución de estos por la alta penetración de energías renovables.

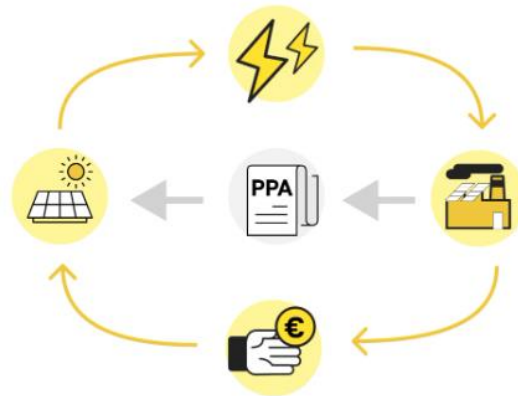


Figura 7. Esquema conceptual del funcionamiento de un contrato PPA entre un productor renovable y un consumidor industrial

Paralelamente, este modelo de contratación de energía ha experimentado un crecimiento significativo en el sector industrial en la última década. En concreto, resultan especialmente interesantes cuando se establecen entre consumidores industriales y productores de energía renovable. Por un lado, les permite reducir su huella de carbono acercándose más a los objetivos de descarbonización establecidos a nivel regulatorio. Además, tener un precio estable de la energía que consumen les permite una mejor planificación económica de los costes de producción, lo que puede hacer que sean más competitivas en el mercado.

2.3 TIPOS DE PPAS

Una vez comprendida la diferencia entre los PPAs y el mercado tradicional, es necesario conocer los distintos tipos de contratos existentes en función de diferentes criterios [7]:

- **En función del punto de inyección de la energía:**
 - **Contrato PPA Onsite:** la instalación generadora está directamente conectada con el consumo, de manera que la energía se entrega directamente sin necesidad de inyección previa en el sistema eléctrico.

- **Contrato PPA Offsite:** la instalación generadora se encuentra en lugar lejano de la demanda, de manera que la energía se vierte a la red y se entrega a través de la misma al comprador.
- **En función de si existe entrega física de la energía o no:**
 - **PPA físico:** la energía generada se entrega de manera directa o indirecta (a través de la red) al consumidor. Si se realiza a través de la red, contractualmente la energía que llega a la demanda es la renovable, aunque físicamente esto no pueda controlarse
 - **PPA virtual:** la instalación generadora vende la energía a la red y el consumo sigue comprando a su comercializadora habitual. Es un contrato puramente financiero, sin entrega física directa, en el que el productor y el consumidor acuerdan un precio.
- **En función del perfil de generación entregado:**
 - **PPA “as generated”:** la energía entregada es exactamente la generada por la planta en cada instante. Por tanto, el volumen entregado depende de la intermitencia de la generación, siendo esta asumida por la demanda.
 - **PPA “baseload”:** el productor se compromete a suministrar una cantidad fija de energía durante todas las horas del periodo acordado. Para cubrir los periodos de déficit generativo es necesario que el vendedor adquiriera energía del mercado eléctrico asumiendo esta la variabilidad clásica del MIBEL.
- **En función del número de consumos asociados:**
 - **PPA individual:** el productor establece un contrato con un único consumidor final. Es muy común con demandas intensivas puesto que su elevado consumo asociado es suficiente para justificar el desarrollo de una planta dedicada. No obstante, en determinadas condiciones de generación, puede dar lugar a excedentes energéticos cuando la producción supera el volumen contratado.
 - **PPA multiconsumo:** un único productor de energía establece acuerdos de suministro con varios consumidores de manera simultánea, repartiéndose la energía generada de acuerdo con las condiciones contractuales. Este modelo

permite la agregación de la demanda, dando acceso a consumidores de menor tamaño y mejorando el ajuste generación demanda.

En conclusión, los contratos PPA constituyen una herramienta que permite aportar a los productores y consumidores estabilidad desde el punto de vista económico, obteniendo así una mayor seguridad en las inversiones. Dentro de los múltiples tipos de acuerdos, destacan los PPAs multiconsumo por ser una de las opciones más adecuadas para mejorar el aprovechamiento de la energía generada.

En este sentido, resulta de fundamental analizar el perfil de la demanda agregada obtenida mediante la unión varios consumidores, con el fin de evaluar el grado de ajuste con la generación fotovoltaica.

Capítulo 3. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA INDUSTRIAL

3.1 INTRODUCCIÓN A LA DEMANDA INDUSTRIAL

Aunque la economía española está dominada por el sector servicios, la actividad industrial representa una parte significativa del consumo eléctrico anual. Según datos publicados por el Foro Industria y Energía (FIE) el reparto del consumo eléctrico total en 2024 [8] se puede ver en el siguiente gráfico:

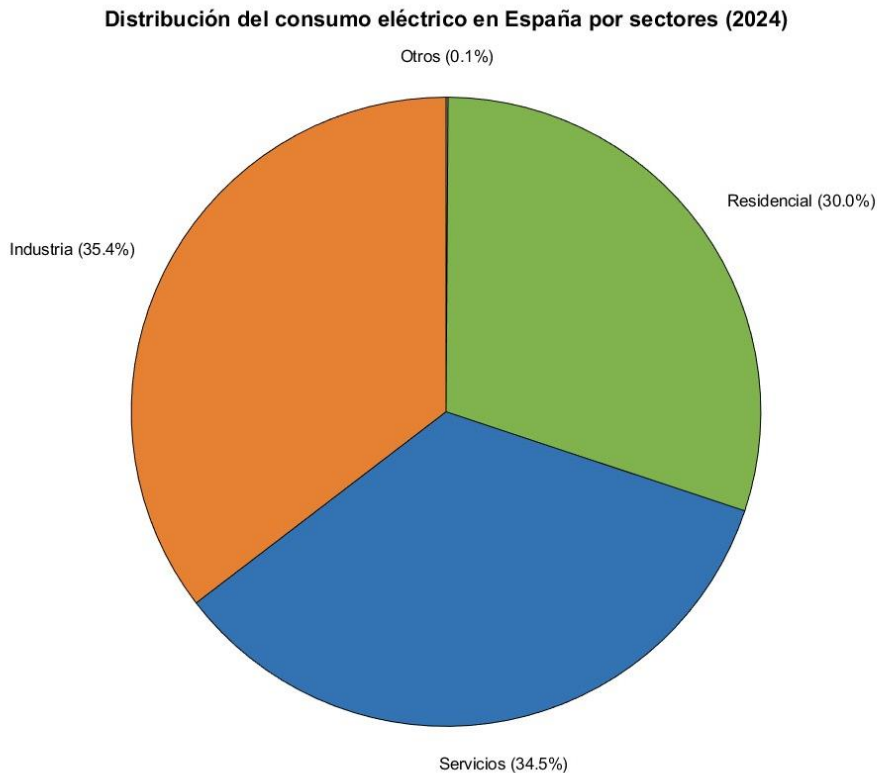


Figura 8. Distribución del consumo eléctrico en España por sectores (2024)

En la ilustración anterior se puede observar que el consumo eléctrico anual en España se encuentra distribuido de manera relativamente equilibrada entre los sectores industrial, servicios y residencial, siendo el sector secundario el que presenta mayor demanda. Este reparto contribuye a que el perfil de demanda agregada del sistema presente variaciones a lo largo del día, con dos periodos pico diarios asociados al consumo residencial y del sector servicios, mientras que la actividad industrial se comporta como un estabilizador de la demanda.

Este hecho pone de manifiesto la relevancia del sector industrial dentro del sector eléctrico, no sólo por su peso sino por la continuidad de su demanda. A diferencia de otros sectores, el industrial se caracteriza por estar asociado a procesos productivos que requieren de un suministro constante y de elevada potencia.

No obstante, la creciente contratación de PPAs de producción renovable introduce nuevos retos. La generación solar fotovoltaica se caracteriza por presentar un perfil de producción variable y concentrado en las horas de mayor irradiación solar. Por ello, si se pretende optimizar el suministro energético de este tipo de instalaciones para el abastecimiento de consumos industriales, que pueden presentar distintos niveles de variabilidad a lo largo del día, resulta necesaria la realización de un estudio detallado de los perfiles de consumo en este ámbito. El objetivo es encontrar la combinación de industrias que favorece la maximización del aprovechamiento de la energía generada.

3.2 PERFILES DE DEMANDA DEL SECTOR INDUSTRIAL

La demanda energética industrial no presenta un comportamiento homogéneo entre las actividades que componen el sector. Por ello, resulta fundamental realizar una identificación de los tipos de industrias presentes en un polígono, con la finalidad de determinar si la implantación de PPAs multiconsumo basados en generación solar fotovoltaica es de interés.

La viabilidad del proyecto vendrá determinada por el grado de ajuste entre generación y demanda, puesto que la rentabilidad de la instalación generadora depende de la coincidencia

temporal entre ambos perfiles. Por tanto, la determinación del grado de participación óptimo de cada tipología de industria en el contrato resulta fundamental.

En base a lo anterior, resulta necesario analizar los perfiles de consumo asociados a las principales tipologías industriales:

3.2.1 PERFIL DE DEMANDA DE LA INDUSTRIA ELECTROINTENSIVA

La industria electrointensiva está compuesta por el conjunto de actividades en las que el elevado consumo eléctrico implica entre el 30% y el 50% del coste total de producción. Por tanto, el precio de la energía pasa a ser un factor estratégico clave que determina si una empresa es competitiva frente al resto o no.

Las principales actividades industriales que componen este grupo son:

Principales Industrias Electrointensivas	
1	Siderurgia y producción de acero
2	Metalurgia y producción de aluminio
3	Industria Química y Petroquímica
4	Papel y Celulosa
5	Cemento y Materiales de Construcción
6	Vidrio y Cerámica

Tabla 1. Principales Industrias catalogadas como Electrointensivas [9]

Este tipo de industrias se caracterizan por operar de forma continua durante las 24h del día, manteniendo niveles de producción elevados y estables. Por ello, el perfil de consumo correspondiente a estas actividades presenta un comportamiento prácticamente constante, con un valor de potencia muy elevado.

Con la finalidad de conocer el comportamiento de la demanda de este tipo de industria, se ha construido mediante Matlab un perfil sintético que sea representativo. Dicho perfil se muestra a continuación:

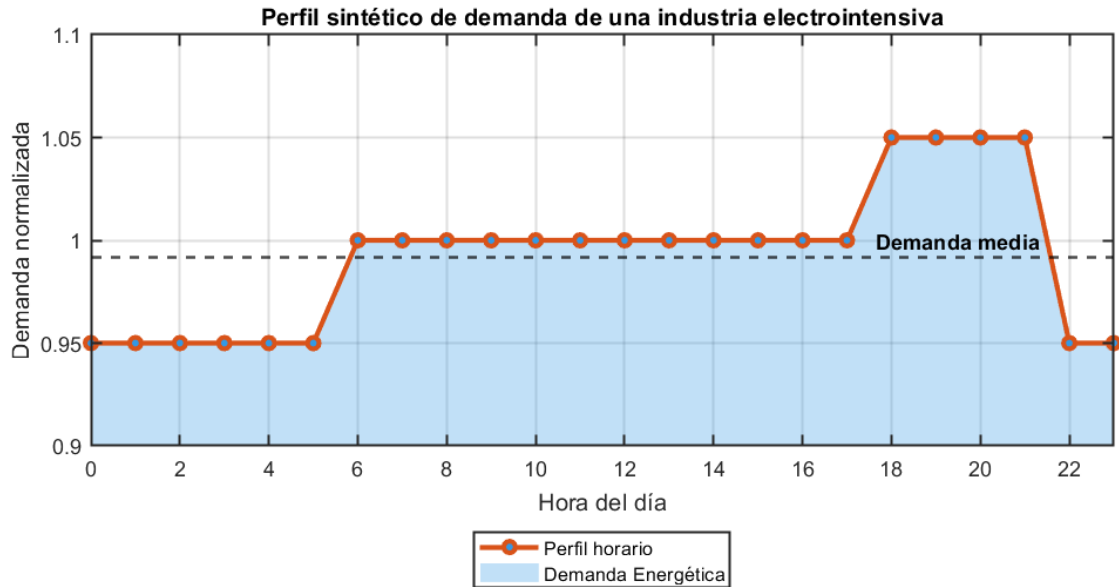


Figura 9. Perfil sintético en Matlab de la demanda de una industria electrointensiva

En la figura anterior se puede apreciar que el valor medio de la demanda se comporta como una constante, como era de esperar. Sin embargo, analizando el perfil horario, hay ligeras variaciones (del 5%) que corresponden a cambios de turno o ajustes de procesos productivos.

Sin embargo, este tipo de industrias presentan un perfil de demanda que dificulta su adaptación a la intermitencia de la generación solar fotovoltaica, puesto que requieren de un suministro estable y elevado de energía. Por este motivo, su papel dentro de los PPAs multiconsumo debe complementarse con otros tipos de demandas que permitan mejorar el ajuste entre generación y demanda.

3.2.2 PERFIL DE DEMANDA DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA LIGERA

La industria manufacturera engloba el conjunto de actividades que transforman materias primas en productos finales o semiacabados, mediante procesos menos demandantes en energía y temperatura que la industria electrointensiva. En consecuencia, la demanda de energía de este tipo de actividades es menor, pero sigue teniendo un papel importante dentro del sector.

Las principales actividades industriales que componen este grupo son:

Principales Industrias de tipo Manufacturera ligera	
1	Automoción
2	Industria Alimentaria
3	Industria Textil
4	Plásticos y Caucho
5	Fabricación de bienes de consumo
6	Mecánica Ligera

Tabla 2. Principales Industrias manufactureras ligeras [10]

En cuanto a la demanda eléctrica característica de este tipo de industrias, las manufactureras ligeras dependen de la jornada laboral, es decir, presentan un incremento significativo del consumo durante el día, que se ve reducido notablemente en los periodos nocturnos, fines de semana y días festivos debido al descenso de la producción. A continuación, se muestra el perfil sintético correspondiente a este tipo de industrias:

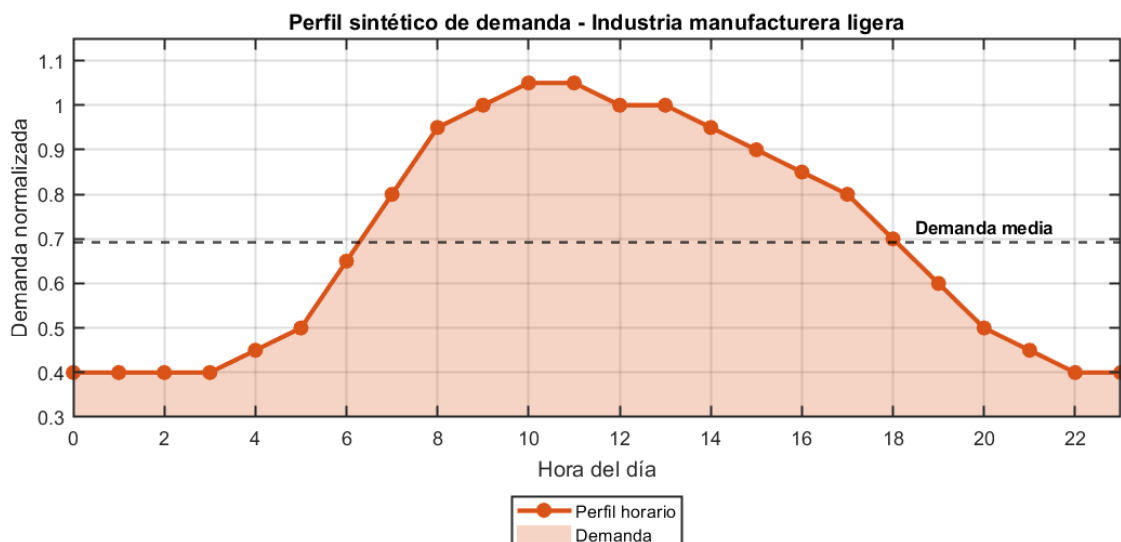


Figura 10. Perfil sintético en Matlab de la demanda de una industria manufacturera ligera

En la ilustración anterior se puede apreciar que la forma del perfil de demanda tiene forma acampanada característica. Es decir, presenta importantes similitudes con la gráfica de generación solar fotovoltaica, con la diferencia de que en el periodo nocturno el consumo no

es nulo, sino que simplemente se reduce y mantiene constante (debido a la existencia de consumos mínimos asociados al mantenimiento operativo de las instalaciones).

En consecuencia, este tipo de industrias se configura como un elemento clave dentro de los esquemas de PPAs multiconsumo, al permitir un aprovechamiento eficiente de la generación fotovoltaica.

3.2.3 PERFIL DE DEMANDA DE LA INDUSTRIA LOGÍSTICA Y DE DISTRIBUCIÓN

El sector logístico y de distribución agrupa el conjunto de actividades responsables del almacenamiento, gestión y movimiento de bienes y recursos dentro de la cadena de suministro. Con el crecimiento del comercio electrónico, este tipo de industrias han adquirido gran relevancia en la economía, y, en consecuencia, su consumo eléctrico se ha visto intensificado.

Las principales actividades industriales que componen este grupo son:

Principales Industrias Logísticas y de Distribución	
1	Centros Logísticos
2	Almacenamiento refrigerado
3	Plataformas de <i>e-commerce</i>

Tabla 3. Principales Industrias Logísticas y de Distribución

El consumo eléctrico de este tipo de actividades viene ligado principalmente a la elevada automatización de los centros logísticos, para agilizar el transporte de mercancías por el interior de estos, y la necesidad de mantener la temperatura para la conservación de determinados productos. De esta forma, a pesar de que el consumo eléctrico no sea tan elevado como el de la industria electrointensiva, este presenta variaciones importantes entre los periodos de trabajo y los de descanso.

El perfil de demanda característico de las industrias logísticas y de distribución se presenta a continuación:

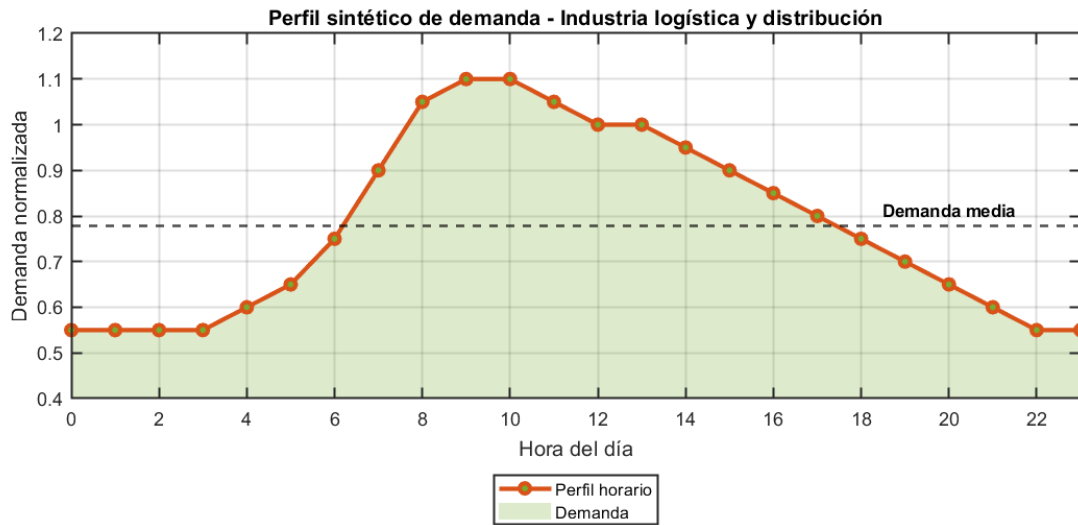


Figura 11. Perfil sintético en Matlab de la demanda de una industria logística

En este caso, se puede comprobar como el perfil de demanda vuelve a tener una forma acampanada característica, pero con el máximo durante las primeras horas de la jornada laboral. Esto se debe a que generalmente el traslado de carga a los camiones se realiza durante las primeras horas de la jornada, lo que provoca el uso de las cintas de transporte de los centros. Además, el consumo nocturno se justifica asociado a la necesidad de mantener los sistemas de refrigeración para la conservación de algunos productos.

En resumen, las industrias logísticas van a permitir aprovechar de manera adecuada la generación fotovoltaica. Sin embargo, como el máximo se da durante las primeras horas del día, momento de baja irradiancia, su contribución al acoplamiento generación-demanda es inferior al de la industria manufacturera ligera. No obstante, resultan especialmente valiosas dentro de los esquemas de PPAs multiconsumo al complementar otros perfiles de consumo para lograr un ajuste más preciso de la demanda global.

3.2.4 PERFIL DE DEMANDA DE LA INDUSTRIA TECNOLÓGICA

Con el desarrollo de los sistemas de almacenamiento en la nube y de la inteligencia artificial ha surgido la industria tecnológica o de los data centers. Este sector agrupa las infraestructuras dedicadas al almacenamiento, procesamiento y distribución de datos

digitales y su relevancia dentro de la industria va a crecer significativamente en los próximos años.

Las principales actividades que componen este grupo son:

Principales Industrias Tecnológicas	
1	Centros de datos
2	Industria de telecomunicaciones
3	Infraestructuras de Servidores Web
4	Procesamiento de IA y Big-Data

Tabla 4. Principales Industrias Tecnológicas

El perfil energético de este tipo de infraestructuras se caracteriza por tener un consumo constante y relativamente elevado. Por un lado, los equipos informáticos que los componen requieren de sistemas de refrigeración potentes para mantener su rendimiento. Además, son infraestructuras que no pueden desconectarse, lo que hace que su demanda se mantenga prácticamente invariable durante las 24h del día.

En consecuencia, el perfil de demanda característico de este tipo de industria es:

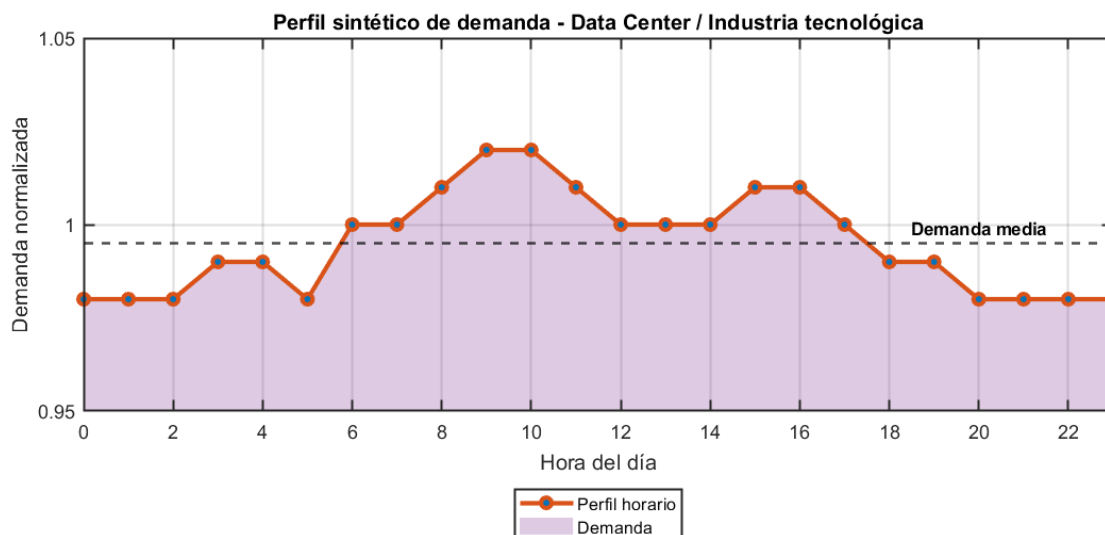


Figura 12. Perfil sintético en Matlab de la demanda de una industria tecnológica

En la figura anterior se puede comprobar cierta variabilidad en la curva de la demanda. Sin embargo, se ha modificado la escala del eje vertical para poder apreciarlo puesto que esta es inferior al 5%. Dichos cambios leves se deben a la sobrecarga que puede existir en ciertos instantes debido al uso masivo puntual del servidor. Sin embargo, la demanda media se aproxima por una constante tal y como sucede con la industria electrointensiva.

Finalmente, este tipo de industria presenta una baja compatibilidad con la energía solar fotovoltaica, debido a la escasa variabilidad de su demanda y reducida coincidencia con el perfil de generación. No obstante, desempeña un papel importante dentro de los esquemas de PPAs multiconsumo al aportar una base de demanda estable que permite suavizar la variabilidad del consumo agregado. Por tanto, su misión es complementar otros perfiles en lugar de maximizar el aprovechamiento directo de la generación fotovoltaica.

En el anexo A del presente documento, se adjunta el código de Matlab empleado con una breve explicación.

Capítulo 4. TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN

FOTOVOLTAICA

4.1 *INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS*

La generación solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años, lo que ha impulsado una rápida evolución de la tecnología asociada. La aparición de nuevas configuraciones o soluciones hace necesario evaluar de manera adecuada las distintas alternativas disponibles en función de los requisitos de cada aplicación.

En el caso de las instalaciones de gran potencia, como la estudiada en el presente trabajo, resulta especialmente importante la realización de una decisión tecnológica acorde al objetivo buscado. Una elección inadecuada supone sobrecostos relevantes y una reducción del rendimiento energético de la planta, es decir, una pérdida de ingresos.

En este capítulo se presentan los principales elementos que conforman un parque solar fotovoltaico, con sus tecnologías asociadas a los mismos. La finalidad es proporcionar la base técnica necesaria para las decisiones de diseño que se llevarán a cabo en los capítulos posteriores.

4.1.1 TIPOS DE INSTALACIONES (AUTOCONSUMO Y UTILITY SCALE)

Las instalaciones fotovoltaicas pueden clasificarse en función de su escala y finalidad en dos grandes grupos: instalaciones de autoconsumo e instalaciones de gran escala o *utility-scale*.

Las **instalaciones de autoconsumo** están destinadas a abastecer de manera total o parcial una demanda concreta. Es el caso más habitual en viviendas, edificios empresariales o instalaciones industriales. En este tipo de sistemas, la energía generada se emplea para cubrir el consumo propio. Dentro de este tipo de plantas, se distinguen dos modalidades:

- Autoconsumo sin excedentes: toda la energía generada es consumida por la demanda, por ello, no se vierte energía a la red.
- Autoconsumo con excedentes: la instalación puede generar más energía de la demandada, permitiendo la inyección de dicho excedente a la red.

De esta manera, las instalaciones de autoconsumo han obtenido una importante popularidad en los últimos años, siendo un método de reducción del consumo de la red de demandas de carácter privado.

Por otro lado, están los **proyectos fotovoltaicos *utility-scale***. Estas plantas se caracterizan por disponer de una elevada potencia instalada (decenas o cientos de MW) y, en consecuencia, por requerir de extensas superficies de terreno.

A diferencia de las instalaciones de autoconsumo, el principal objetivo de una planta tipo *utility-scale* es la generación de energía eléctrica para la integración en la red eléctrica, a través de su conexión a subestaciones de alta tensión, típicamente en niveles de 220 kV y 400 kV.

En los proyectos de esta índole, se busca maximizar la eficiencia para lograr una amortización rápida de la gran inversión inicial necesaria para llevarlos a cabo. Por ello, se incorporan soluciones tecnológicas que permiten optimizar el funcionamiento de la instalación.

El proyecto analizado en el presente trabajo se enmarca en un enfoque intermedio puesto que consiste en una instalación con las características propias de una planta *utility-scale*, pero destinada a cubrir una demanda concreta a través de su integración en la red eléctrica.

4.1.2 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA *UTILITY-SCALE*

En este apartado, se describirán los principales componentes de una planta *utility-scale* con el fin de comprender el flujo energético dentro del sistema global desde la captación de la radiación solar, hasta su entrega a la red eléctrica.

A continuación, se adjunta un diagrama con los componentes dispuestos de manera esquemática:

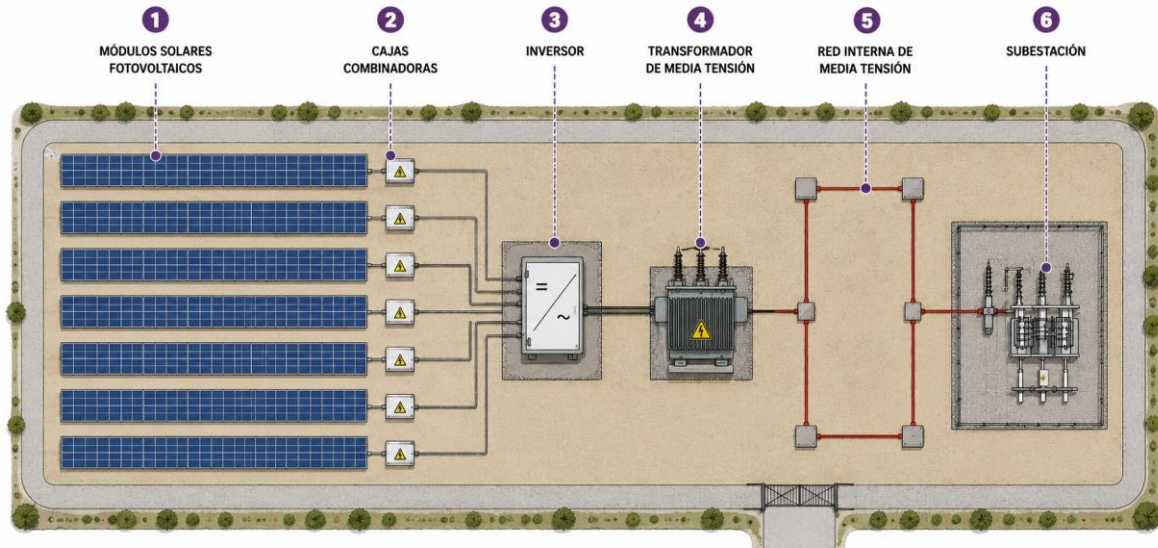


Figura 13. Esquema básico de una instalación solar fotovoltaica de grandes dimensiones

A partir de la figura 13, se van a ir explicando cada uno de los elementos representados en dicho esquema:

- 1- **Módulos solares fotovoltaicos:** son los elementos fundamentales de cualquier instalación fotovoltaica. Se encargan de transformar la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua mediante el efecto fotovoltaico. Están constituidos por materiales semiconductores, principalmente silicio, que posibilitan el efecto anteriormente mencionado.

En plantas de gran tamaño, se emplea una elevada cantidad de paneles para poder generar grandes cantidades de electricidad. Dichos paneles se dividen en subconjuntos denominados *strings*, esto es, forman cadenas de paneles en serie que permiten conseguir un nivel de tensión adecuado. Posteriormente, dichas cadenas se conectan en paralelo para incrementar la potencia total en el sistema.

- 2- **Cajas combinadoras fotovoltaicas:** su función es conectar varios *strings* de paneles en una única salida que será posteriormente conectada en un inversor.

En este elemento se realiza la conexión en paralelo de las distintas cadenas, mediante su conexión a una barra colectora común. Esto permite agrupar la potencia de las *strings* antes de su conversión a CA.

Además, incorporan sistemas de protección de CC como fusibles o interruptores de desconexión que garantizan la seguridad de los paneles frente a sobretensiones y/o cortocircuitos.



Figura 14. Caja combinadora fotovoltaica [11]

- 3- **Inversor fotovoltaico:** es el dispositivo encargado de transformar la energía generada por los módulos fotovoltaicos en corriente continua (CC) en corriente (CA), compatible con la red eléctrica.

Esta conversión se realiza mediante electrónica de potencia, empleando semiconductores de conmutación como son los IGBTs o MOSFETs, que actúan como interruptores de alta frecuencia (orden de kHz).

Además, los inversores incorporan sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia (conocidos como MPPT), que se encargan de ajustar la tensión e intensidad de operación de los módulos para obtener la máxima potencia disponible en CC.

La generación de la señal de CA se realiza mediante modulación de ancho de pulso (PWM), que permite generar una tensión con la frecuencia y amplitud necesarias para su conexión a red.

- 4- **Transformador de Media Tensión:** su función principal es elevar la tensión de salida de los inversores, típicamente en baja tensión, a niveles de media tensión adecuados para un transporte eficiente de energía dentro de la instalación. En un parque fotovoltaico las condiciones de operación son particulares y están caracterizadas por una generación variable y la presencia de armónicos derivados de la electrónica de potencia de los inversores. En consecuencia, los transformadores empleados en estas instalaciones presentan características constructivas diferentes a las de los empleados para la transmisión de potencia de la red convencional.

- 5- **Red interna de Media Tensión:** está constituida por el conjunto de líneas eléctricas que interconectan los centros de transformación del parque con la subestación de la red eléctrica. Su función es transportar la energía generada por el parque hasta el sistema eléctrico de manera eficiente.

En determinadas condiciones de operación, pueden conectarse a esta red elementos auxiliares como equipos de compensación de reactiva (STATCOMs o bancos de condensadores) para mejorar la estabilidad en la conexión a red. No obstante, esto depende de los requisitos de conexión establecidos por el operador del sistema.

- 6- **Subestación:** es la instalación eléctrica que actúa como nudo de interconexión de circuitos, pudiendo pertenecer a la red de transporte o distribución en función del nivel de tensión de esta. Además, en plantas tipo *utility-scale* es común que cuenten

con una subestación propia que permita la transformación de media tensión a alta tensión.

4.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

4.2.1 FUNCIONAMIENTO DE UN PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

Un panel solar fotovoltaico está compuesto por las siguientes partes:



Figura 15. Partes de un panel solar fotovoltaico [12]

El componente principal de un panel solar fotovoltaico son las celdas solares, puesto que estas son las encargadas de transformar la radiación solar en energía eléctrica. Para ello, están compuestas por materiales semiconductores, generalmente silicio, en forma cristalina

El funcionamiento de las celdas se basa en el denominado **efecto fotovoltaico**. Este fenómeno tiene lugar cuando la radiación solar incide sobre el material semiconductor, provocando el movimiento de los electrones presentes en la celda.

Esto es posible gracias a que las celdas están formadas por una unión P-N (positivo-negativo) conseguida gracias a la incorporación de impurezas controladas en el silicio mediante la adición de Boro (parte positiva de la celda) y fósforo (parte negativa de la celda), este proceso se denomina dopado.

Como consecuencia, la unión de ambas regiones produce un campo eléctrico interno que da lugar a una diferencia de potencial en los extremos de la celda que producirá una corriente cuando se conecte una carga externa a esta.

En resumen, un panel solar está compuesto por varias celdas fotovoltaica unidas entre sí mediante conexiones serie y/o paralelo a través de las cuales se consigue un panel con el nivel de tensión deseado por el fabricante.

4.2.2 TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS

El modo de construir la estructura cristalina del material que compone las celdas de los paneles provoca diferencias de rendimiento en los mismos. Por ello, es importante clasificar los módulos fotovoltaicos en función de la constitución de sus celdas, de esta forma se diferencian 3 tipos principalmente:

- 1- **Celdas monocristalinas:** están compuestas por un único cristal de silicio cuya red cristalina es idéntica en toda la celda. Esto se traduce en celdas con menores defectos cristalinos y en consecuencia con un elevado rendimiento.
- 2- **Celdas policristalinas:** están compuestas por la unión de varios cristales de silicio, lo que genera discontinuidades en la estructura cristalina. Por ello, el rendimiento de los paneles constituidos con este tipo de celdas es menor, pero tienen un precio más económico.
- 3- **Celdas de capa fina:** no existe una red cristalina, sino que el material se deposita sobre delgadas capas de materiales semiconductores que se unen entre sí. Esto permite fabricar módulos más ligeros y flexibles, si bien su eficiencia se ve reducida significativamente. Según el material con el que estén fabricados se diferencian 3 tipos:
 - 1- CIGS: son fabricados con cobre, indio, galio y selenio. Es la tecnología de este tipo con la que se obtiene una eficiencia mayor.
 - 2- Amorfos: se fabrican con silicio amorfo. Están en desuso por su baja eficiencia.

- 3- CdTe: las células están compuestas de telurio de cadmio dopado p y sulfuro de cadmio dopado n.

A continuación, se adjunta un gráfico comparativo de las eficiencias de los paneles en función de la tecnología de las celdas que los componen:

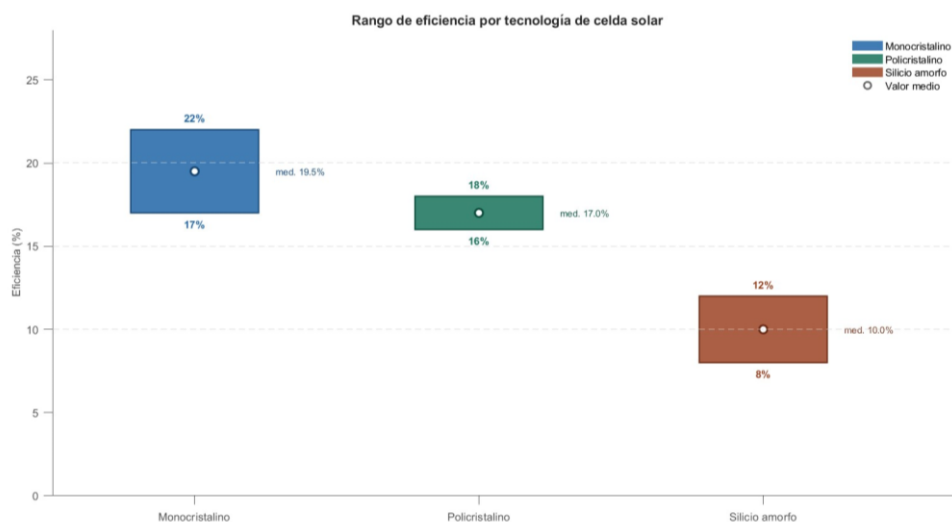


Figura 16. Gráfico comparativo de eficiencia de los paneles según la tecnología de celdas

Tal y como se puede observar en la figura 16, los paneles de silicio monocristalino cuentan con una eficiencia superior al resto de tecnologías. De este modo, frente a un mismo espacio, se consigue una mayor generación con ese tipo de celdas.

En el caso de una instalación como la planteada en el presente trabajo, es necesario utilizar un gran número de paneles y por ello, se debe buscar maximizar la eficiencia para reducir el espacio necesario en la planta. Este es el motivo principal por el cual en plantas tipo *utility-scale* se emplean módulos fotovoltaicos constituidos por celdas de silicio monocristalino.

4.2.3 TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La radiación solar que incide sobre un módulo fotovoltaico no procede únicamente de forma directa del Sol, sino que está compuesta por distintas contribuciones derivadas de los fenómenos de dispersión de la radiación en las partículas de la atmósfera y la reflexión en el entorno.

Como consecuencia, los módulos fotovoltaicos reciben radiación de tres formas distintas:

- 1- **Radiación directa:** es la fracción de la radiación solar que incide sobre el módulo sin haber sufrido desviaciones, alcanzando su superficie en una única dirección definida.
- 2- **Radiación difusa:** se produce debido a la dispersión de la radiación en la atmósfera debido a las partículas presentes en esta. Por tanto, esta incide sobre el módulo desde múltiples direcciones.
- 3- **Radiación Reflejada:** corresponde a la radiación solar que tras incidir sobre el terreno, es reflejada sobre la cara inferior del módulo. Este fenómeno se conoce como albedo y depende de las características de la superficie.

La figura 16 muestra de forma esquemática las distintas componentes de la radiación incidente sobre un módulo fotovoltaico:



Figura 17. Tipos de radiación solar que inciden en un módulo fotovoltaico

Una vez descritas las tres componentes de la radiación solar que incide sobre un módulo solar fotovoltaico, en función de cuáles de ellas sean aprovechadas para la generación de electricidad se distinguen dos tipos de módulos:

- **Módulos Monofaciales:** son aquellos que captan radiación solar únicamente por su cara frontal. En consecuencia, aprovechan la radiación directa y difusa pero no la reflejada por el albedo. Las células fotovoltaicas se ubican en la cara iluminada y la parte posterior del panel suele ser una lámina opaca, lo que impide el aprovechamiento de la radiación incidente sobre la cara trasera. Los módulos monofaciales fabricados con tecnología de silicio monocristalino presentan un rendimiento típico de entre el 18% y el 24%
- **Módulos Bifaciales:** incorporan células fotovoltaicas en ambas caras del módulo, permitiendo la captación de la radiación incidente tanto por la cara frontal como por la posterior. De esta forma, este tipo de paneles es capaz de captar los tres tipos de radiaciones, lo que se traduce en una mayor producción energética con respecto a los módulos monofaciales. Aunque la eficiencia frontal de los módulos es similar a la de los paneles monofaciales equivalente, la posibilidad de captación por la cara inferior permite incrementar el rendimiento de este tipo de módulos entre un 5% y un 15%, en función de las condiciones del emplazamiento.

En la actualidad, los módulos bifaciales han experimentado un importante desarrollo convirtiéndose en la opción predominante en las instalaciones solares de gran escala debido a su mayor aprovechamiento de la radiación disponible, es decir, a su mayor generación energética.

4.3 CONFIGURACIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Una vez conocidos la tecnología presente en los módulos fotovoltaicos, se debe pasar al estudio de las opciones existentes para la instalación de estos. Nuevamente, la manera de disponer los módulos será fundamental para optimizar la generación puesto que esta determinará la manera en la que la radiación solar incide sobre los paneles.

A continuación, se presentan las opciones disponibles:

4.3.1 ESTRUCTURAS FIJAS

Las estructuras fijas constituyen la forma más sencilla de disposición de módulos fotovoltaicos. En este tipo de configuración, los paneles se sitúan con una inclinación y orientación constantes, es decir, no presentan movimiento y la manera en la que incide la radiación solar sobre estos varía a lo largo del día.

Desde el punto de vista constructivo, estas estructuras suelen ser metálicas y estar ancladas al suelo por cimentaciones directas. Además, también existen soluciones basadas en bloques de hormigón que se sustentan por su propio peso.



Figura 18. Módulos solares montados sobre estructura fija metálica de suelo [13]

La orientación de los paneles es uno de los parámetros de diseño más relevantes en este tipo de plantas puesto que determinará la cantidad de radiación diaria que estos verán y, por tanto, la energía generada por la instalación. Generalmente, la decisión se toma en función de lugar

geográfico del planeta en el que se vaya a construir la planta. En el hemisferio norte, orientación que permite maximizar la generación de electricidad suele ser hacia el sur, mientras que en el hemisferio sur esta orientación debe ser la norte. Este parámetro de orientación se fija con el denominado como ángulo azimutal.

Por otro lado, la inclinación es otra de las decisiones de diseño que marcarán el rendimiento de la planta. Se entiende por inclinación al ángulo que forma el panel con su proyección horizontal y será la que determine el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre las celdas de los módulos fotovoltaicos. Normalmente, la inclinación óptima viene determinada por la latitud del emplazamiento.

Dado que los módulos no se reorientan a lo largo del día, la captación de radiación solar no es la óptima en todo momento. Por ello, la orientación e inclinación deben ser determinadas para maximizar la producción anual.

No obstante, las estructuras fijas presentan múltiples ventajas que hacen que sean muy empleadas para instalaciones de gran tamaño. En primer lugar, la simplicidad de las estructuras permite que el coste de estas y de su mantenimiento sea menor. Además, al no requerir movimiento, permiten una mayor densidad de módulos en la instalación, reduciendo la distancia entre filas de paneles y optimizando así el uso del terreno.

En conclusión, las estructuras fijas constituyen una solución muy extendida en las instalaciones fotovoltaicas, especialmente cuando se prioriza la simplicidad y la reducción de costes frente a la maximización de la producción energética.

4.3.2 SEGUIDORES SOLARES

Los seguidores solares son sofisticados sistemas mecánicos que buscan maximizar la eficiencia en la captación de la radiación solar. Para lograrlo, permiten el movimiento de los módulos fotovoltaicos variando su orientación, inclinación o ambas mejorando la captación de radiación solar a lo largo del día.

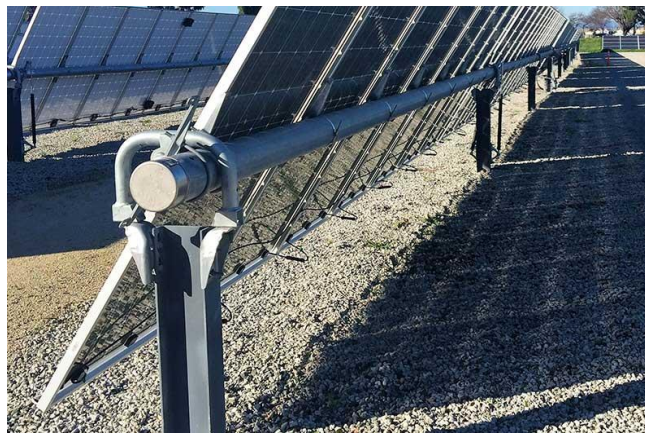


Figura 19. Módulos fotovoltaicos montados sobre seguidores solares [14]

La reorientación de los paneles se realiza constantemente, y para ello, los seguidores solares cuentan con un complejo control de posición basado en la medición de sensores para realizar un seguimiento de la trayectoria solar que permita que la cara iluminada de los paneles se encuentre en todo momento en la orientación óptima.

En función de los ejes de movimiento que permitan los seguidores [15], se distinguen dos tipos:

- 1- Seguidor solar de un eje:** permite el movimiento de los paneles alrededor de un eje paralelo al suelo y orientado en dirección norte-sur. En consecuencia, los módulos rotan a lo largo del día desde el este hasta el oeste, siguiendo así la trayectoria solar e incrementando la captación de la radiación solar directa. No obstante, la radiación no incide de manera perpendicular en todo momento, lo que hace que el aumento del rendimiento sea inferior que para el caso de seguidores de dos ejes.

- 2- Seguidor solar de dos ejes:** permite el movimiento de los paneles en dos planos, es decir, se puede variar tanto la orientación como la inclinación. El objetivo es tanto seguir la trayectoria del Sol como hacer que la incidencia de la radiación directa sea perpendicular. Por tanto, se logra el mayor aprovechamiento de la radiación directa.

El uso de seguidores solares permite aumentar la producción energética de la planta frente a la misma empleando estructuras fijas. No obstante, el coste de la infraestructura y del mantenimiento se incrementa notablemente. Además, es necesario aumentar la distancia entre filas de paneles para evitar el sombreado, por tanto, se requiere de un terreno de mayor tamaño.

Además, el uso de seguidores solares resulta especialmente interesante cuando se plantea en combinación con módulos bifaciales. El movimiento de los paneles permite una mejor exposición de ambas caras del panel mejorando así tanto la captación tanto de la radiación solar directa como de la reflejada.

En la actualidad, los seguidores de un eje se han consolidado como la solución más empleada en instalaciones fotovoltaicas de tipo *utility-scale*. Esto se debe a que con esta tecnología se alcanza un compromiso entre el aumento del rendimiento y su consecuente incremento del coste.

4.4 PARÁMETROS DE DISEÑO DE UNA PLANTA

Una vez conocidos los dos elementos fundamentales de la parte generadora de cualquier parque solar fotovoltaico, resulta necesario analizar cómo se deben definir los distintos parámetros de diseño que condicionan la disposición de los módulos fotovoltaicos sobre el terreno.

A lo largo de este apartado se describirán los cálculos necesarios que se deben realizar para lograr maximizar el rendimiento de la instalación según las características de diseño establecidas.

4.4.1 SEPARACIÓN ENTRE FILAS

La separación entre filas es uno de los parámetros de diseño más importantes en una planta, puesto que una distancia óptima entre filas permite incrementar la generación por la reducción de sombras sobre los módulos, si bien, obliga a aumentar el tamaño del terreno necesario. Por tanto, la definición de este parámetro debe ser un compromiso entre la maximización de la producción energética y una optimización del uso del terreno.

Para determinar la distancia de separación entre filas resulta fundamental conocer la trayectoria que realizará el Sol en el emplazamiento de la instalación. Esto dependerá de la latitud a la que se encuentre. A mayor latitud, se requerirá una mayor distancia entre filas para evitar sombras puesto que la altura del Sol sobre el horizonte será menor.

El sombreado sobre módulos fotovoltaicos reduce el rendimiento global del sistema. Además, dado que los paneles se encuentran conectados en serie dentro de una cadena, la presencia de sombras en uno de los módulos que la componen puede limitar la corriente de toda la cadena. Por otro lado, si el sombreado sobre el panel es parcial, puede generar fenómenos de sobrecalentamiento (los conocidos como puntos calientes) que pueden deteriorar los módulos si no se gestiona de manera adecuada.

Desde el punto de vista geométrico, el cálculo de la distancia mínima entre paneles necesaria para evitar el sombreado se basa en una aproximación a través de trigonometría básica para

el caso de estructuras fijas. Para el cálculo hay que tener en cuenta la longitud del panel, la inclinación de este, altura con respecto al suelo y la posición del sol en el caso más desfavorable, es decir, en las horas en las que se encuentra más bajo. A continuación, se muestra una imagen con los triángulos a resolver:

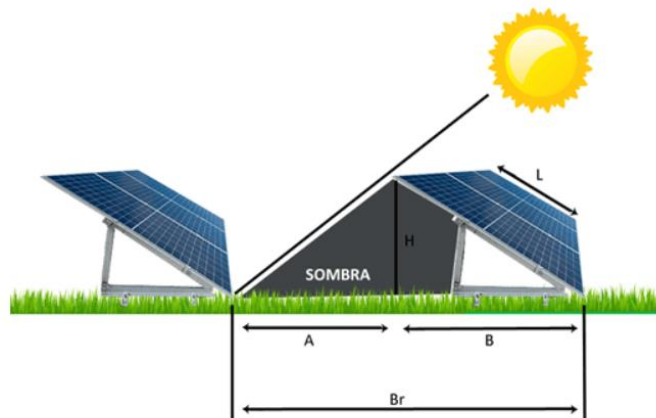


Figura 20. Esquema para el cálculo de la distancia entre paneles con estructuras fijas [16]

En instalación que emplean seguidores solares, este análisis se generaliza considerando las posiciones más desfavorables de los módulos a lo largo de su rango de movimiento. De esta manera se consigue que eviten la existencia de sombras en el resto de los escenarios posibles. No obstante, para seguidores de dos ejes este cálculo se debe realizar a través de simulaciones dinámicas basadas en modelado 3D.

4.4.2 FACTOR DE OCUPACIÓN DEL TERRENO (GCR)

El factor de ocupación, a partir de ahora GCR por sus siglas en inglés (*ground coverage ratio*) es un índice que indica el grado de aprovechamiento del terreno. Para ello, compara la superficie del panel con la utilizada realmente para su instalación. De este modo, es una medida que indica el grado de compromiso existente entre la superficie cubierta por módulos, y aquella libre para evitar la formación de sombras sobre estos.

El modo de calcularlo es:
$$GCR = \frac{\text{Área del panel}}{\text{Área ocupada de terreno}}$$

Está estrechamente relacionado con la distancia entre filas, un GCR elevado (cercano a la unidad) indica una distancia entre módulos pequeña, es decir, la instalación completa ocupa menos espacio. No obstante, cuanto menor sea, mayor es el efecto del sombreado entre filas por lo que resulta necesario analizar la relación entre el rendimiento y el grado de ocupación del terreno.

En función del tipo de estructura empleada para sustentar los paneles, existen unos GCR típicos que permiten saber que las pérdidas por sombras serán inferiores al 2%. A continuación, se adjunta una tabla que recoge los factores de ocupación típicos en función de la estructura sustentadora:

Valores típicos de GCR	
Estructura fija	0,55
Seguidor de un eje	0,35
Seguidor de dos ejes	0,22

Tabla 5. Valores típicos de GCR para las distintas estructuras sustentadoras

Como se puede observar en la Tabla 3, el movimiento de los seguidores solares provoca que la distancia entre filas sea superior a las estructuras fijas haciendo que los valores de GCR sean inferiores. De este modo, pese al aumento del rendimiento en términos de generación, esto provocará un mayor uso de superficie por unidad de potencia instalada.

Además, el GCR debe ser elegido en base a la tecnología de los paneles, siendo especialmente importante cuando se van a montar módulos bifaciales. Como se ha visto anteriormente, un panel bifacial aprovecha la radiación reflejada por el albedo, por ello, cuanto mayor sea la distancia entre filas mejor aprovechamiento de la radiación proveniente del albedo.

Capítulo 5. DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DEL PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO

5.1 ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

5.1.1 FILTRADO DE COMUNIDADES AUTÓNOMAS

A lo largo del presente documento se ha indicado que España es un escenario idóneo para la instalación de plantas solares fotovoltaicas debido a sus condiciones meteorológicas tan favorables. Además, el entorno rural está sufriendo el problema del despoblamiento debido al éxodo provocado por la atracción de los habitantes por el sector servicios, lo que incentiva a estos a desplazarse a los grandes núcleos urbanos provocando que numerosas regiones terminen por estar despobladas. Esto supone una ventaja desde el punto de vista técnico puesto que hay una elevada disponibilidad de terrenos para asentar este tipo de instalaciones.

En primer lugar, se debe elegir la comunidad autónoma con condiciones más favorables para esta aplicación. En este estudio se descartan las islas por las grandes dimensiones de la instalación planteada. Para este filtrado inicial los parámetros elegidos para la realización de la comparativa son:

- 1- Irradiación solar media ($\text{kWh/m}^2/\text{año}$)
- 2- Horas de sol al año (h/año)
- 3- Temperatura media anual ($^{\circ}\text{C}$)
- 4- Precio medio del terreno (€/ha)

Para la comparativa se han construido 4 gráficos de barras en los que se indican las tres comunidades más favorables según el parámetro estudiado [17]. Se muestran a continuación:

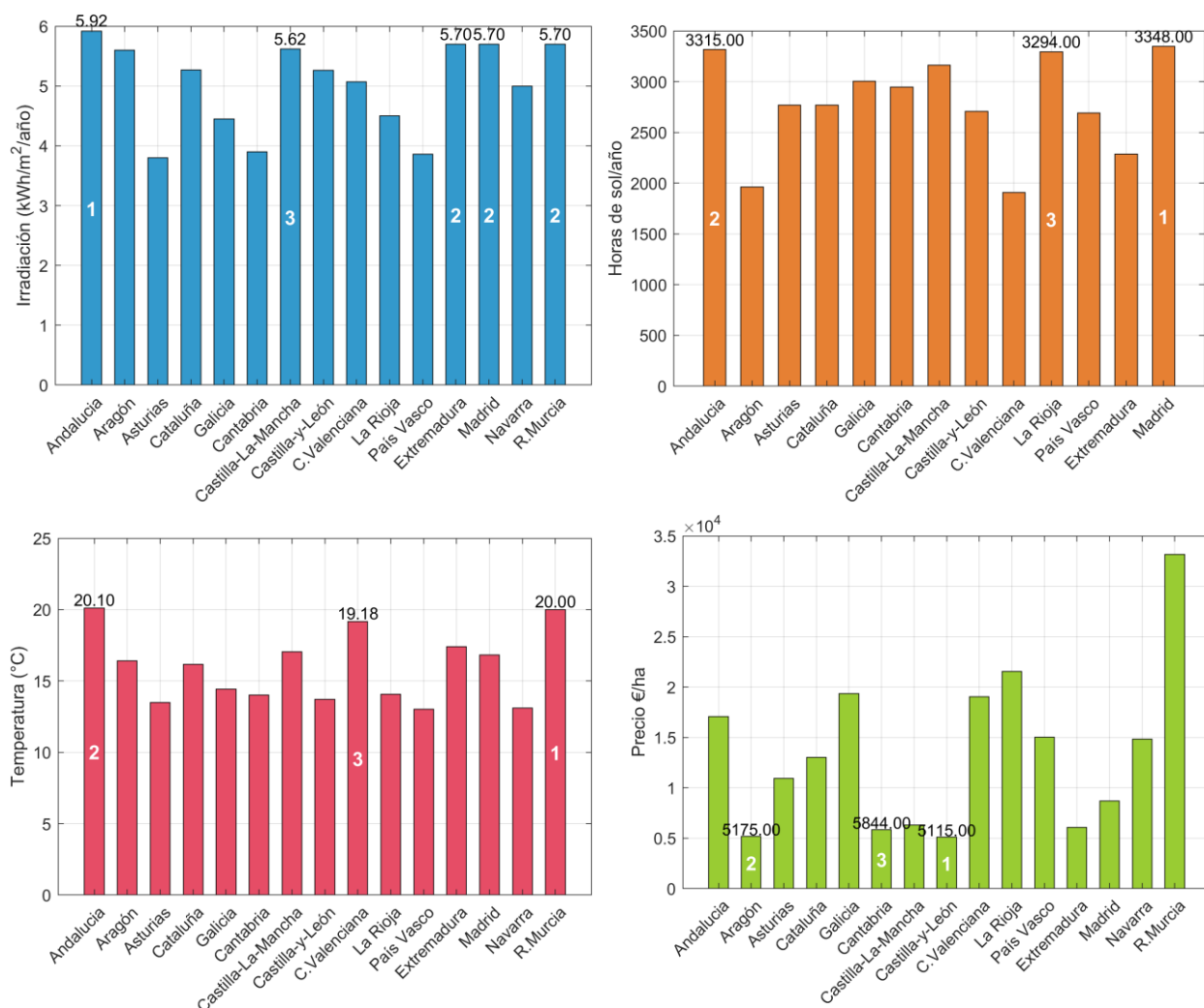


Figura 21. Comparativa de parámetros clave (irradiación, horas de sol, temperatura y coste del suelo) para la selección del emplazamiento

En la figura 21 se puede observar que ninguna de las comunidades autónomas presenta de manera simultánea las condiciones más favorables según los parámetros analizados. Por ello, la decisión debe estar basada en el compromiso entre estos para lograr encontrar una región equilibrada.

Por un lado, Andalucía es la región española con mayor irradiación solar media y una de las que más horas de sol presenta a lo largo del año. Sin embargo, el elevado coste del terreno y la temperatura media tan elevada puede penalizarla puesto que una de las infraestructuras a las que se dirige el presente trabajo son los data centers, cuyo principal gasto energético deriva del sistema de refrigeración, por ello, un área demasiado cálida no es aconsejable.

Por otro lado, regiones como Murcia son descartadas por el elevado coste del terreno puesto que para una instalación *utility-scale* se va a requerir de una gran cantidad de espacio y se encarecería notablemente el proyecto.

En este contexto, las regiones de Extremadura y Castilla-La Mancha, a pesar de no destacar en todos los parámetros que están siendo analizados, presentan un compromiso favorable entre recurso solar, coste del terreno y temperatura media anual.

No obstante, aunque haya una elevada similitud entre ambas comunidades en cuanto a los factores que están siendo comparados. Castilla-La Mancha presenta más horas de sol al año que Extremadura. Por ello, finalmente, se decide ubicar la instalación en la región manchega.

5.1.2 FILTRADO POR CAPACIDAD DE CONEXIÓN

A partir de datos oficiales de REE, se ha llevado a cabo un análisis combinado de los nudos de acceso a generación, con el fin de identificar aquellas subestaciones que tienen capacidad para albergar la instalación que se está estudiando. A continuación, se adjunta una tabla con las subestaciones posibles de la región de estudio:

Nudo	Región	Tensión (kV)	Capacidad generación disponible (MW)
Manchega	CLM	400	2415
Fuentes de la Alcarria	CLM	400	938
Manzanares	CLM	400/220	742
Belinchón	CLM	400	864
Brazatortas	CLM	400	606
Olmedilla	CLM	400/220	156
Picón	CLM	220	32

Tabla 6. Subestaciones con capacidad de acceso de generación y susceptibles de demanda en Castilla-La Mancha (REE)

En la tabla 6 se puede observar que la región cuenta con 3 subestaciones de 400kV, lo cual es relevante para el tipo de instalación considerada. En este caso, se trata de un parque fotovoltaico de tipo *utility-scale*, caracterizado por una elevada potencia instalada cuyo objeto es la oferta de PPAs a varias industrias al mismo tiempo.

En consecuencia, a pesar de que la capacidad de acceso a red no sea un factor limitante en Castilla-La Mancha, se debe elegir una subestación cercana a un área industrial en el que se pueda ofertar la potencia del parque.

Se ha realizado una estimación de las distancias al polígono industrial más cercano de cada subestación para poder tomar la decisión de qué subestación es la adecuada para el proyecto planteado. A continuación, se muestra un gráfico comparativo de las opciones:

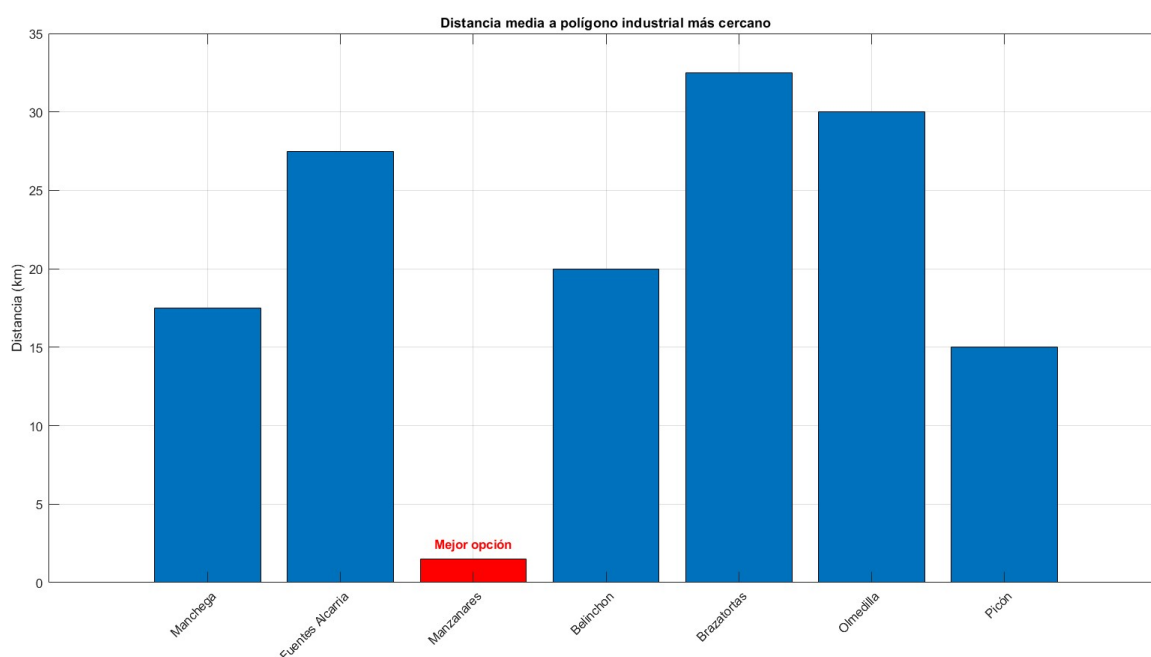


Figura 22. Comparativa de distancias entre las subestaciones y el área industrial más cercana

De este modo, tal y como se puede observar en la ilustración 22, la opción más recomendable es la subestación de Manzanares debido a que se ubica a escasos 3 km del polígono industrial de Manzanares. Esto es especialmente relevante puesto que el parque planteado en el presente proyecto tiene por objeto la venta directa de su generación a varios perfiles industriales.

Por otro lado, un informe del sistema eléctrico de REE indica que la subestación elegida tuvo una ampliación en el año 2024 orientada a la mejora de la integración de energía renovable. Esto es especialmente relevante puesto que revela que Manzanares 400/220 kV

cuanta con las adaptaciones necesarias para que la instalación en estudio no comprometa la seguridad de la red en la zona.

Paralelamente, la subestación de Manzanares tiene una configuración de interruptor y medio, un esquema caracterizado por la elevada fiabilidad, flexibilidad en la conexión de nuevas posiciones y seguridad de operación.

En resumen, la subestación de Manzanares reúne todos los requisitos necesarios para la instalación planteada. Por un lado, el nivel de tensión de 220 kV es idóneo para poder evacuar la elevada generación de un parque *utility-scale*, simplificando los trámites con respecto a una conexión a 400 kV. Además, la cercanía a un área industrial favorece la posibilidad de realizar PPAs con varias industrias. Finalmente, el esquema de la subestación y su tecnología asociada están alineados con una instalación solar fotovoltaica.

5.2 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA DEL POLÍGONO INDUSTRIAL DE MANZANARES

La elección de la subestación de Manzanares frente al resto de las disponibles en Castilla-La Mancha se ha debido a su cercanía al área industrial de Manzanares, puesto que las industrias son los clientes potenciales de la instalación fotovoltaica del presente trabajo. Este polígono presenta un tejido empresarial representado principalmente por actividades de logística, agroalimentación y manufactura ligera. Además, no presenta industrias de carácter electrointensivo que definan el perfil de consumo energético esperado.

El consumo anual del polígono no es un dato público, por ello, para poder estimarlo se realizará mediante un enfoque *top down* o a tres niveles partiendo de datos genéricos de la industria española, obtenidos de fuentes oficiales como el ministerio de industria o MITECO y adaptándolos al polígono en cuestión.

5.2.1 DATOS DE REFERENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

En primer lugar, se parte del consumo de energía eléctrica anual del sector industrial español que asciende aproximadamente a 78.771 GWh anuales, es decir, en torno a un 35,4% del consumo eléctrico nacional.

Por otro lado, según datos del congreso de industria, en España hay en torno a 3.069.600 trabajadores dedicados al sector industrial. De este modo, se puede calcular la intensidad energética consumida por trabajador anualmente:

$$I = \frac{78.771}{3.069.600} = 25.662 \frac{kWh}{trabajador} * año$$

El valor de intensidad energética obtenido se basa en datos procedentes de estadísticas oficiales del sistema eléctrico y el ámbito laboral, por ello, puede ser considerado como un valor representativo del comportamiento medio de la industria española. No obstante, sólo puede ser empleado para realizar una aproximación puesto que este depende del tipo de industrias presentes en el polígono de estudio.

5.2.2 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DEL POLÍGONO INDUSTRIAL DE MANZANARES

La demanda energética anual del polígono industrial se estima mediante el número de trabajadores del área industrial en cuestión, aproximadamente 4500 según información del tejido empresarial disponible.

De este modo, mediante la intensidad energética anteriormente calculada y el número total de trabajadores se obtiene un consumo anual medio de:

$$E = 4500 * I = 115 \text{ GWh/año}$$

Además, para tener en cuenta la posible incertidumbre del dato calculado, se plantean tres escenarios:

- Escenario Bajo: 98 GWh/año
- Escenario Medio: 115 GWh/año
- Escenario Alto: 133 GWh/año

De esta manera, el consumo anual estimado es coherente en comparación con la capacidad del sistema eléctrico de la zona. Hablando en términos de potencia, se establece que el polígono industrial consume en torno a 13MW, lo que representa menos del 1% de la capacidad del nudo de Manzanares, que según datos oficiales de REE alcanza los 2937MW. El polígono representa una pequeña parte de la capacidad de dicho nudo puesto que este se encuentra orientado a la evacuación de generación renovable, y por ello, su dimensionamiento excede las necesidades de demanda locales.

5.2.3 CAPACIDAD TEÓRICA DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

A partir del valor medio de la demanda energética anual aproximada del polígono, y teniendo en cuenta que según la irradiación media de Castilla-La Mancha, la producción anual de una planta solar es de 1,7 kWh/kWp*año, se puede obtener el tamaño de planta aproximada necesaria para cubrir la demanda global del polígono:

$$P_{FV} = \frac{115 * 10^3}{1,7} = 68 \text{ MWp}$$

No obstante, el objetivo del parque no es cubrir el 100% de la demanda del polígono porque no es realista asumir que todo el tejido empresarial se vaya a acoger al régimen de PPA.

5.2.4 CAPACIDAD DE LA PLANTA SEGÚN LOS PPAS

Con las políticas de descarbonización es aceptable asumir que en torno a un 50% de las industrias del polígono terminarán participando en los acuerdos de compra de energía renovable. Por ello, se dimensionará la planta para que tenga la capacidad de cubrir la mitad del consumo anual del polígono. De este modo, la planta propuesta en el presente trabajo será de:

$$P_{planta} = 0,5 * 68 = 34 \text{ MWp}$$

Adicionalmente, como los cálculos realizados se basan en estimaciones con cierto grado de incertidumbre, se considerará adecuado introducir un margen de diseño de entre un 15% y un 20% sobre el valor teórico calculado. De esta manera, se toma la decisión de instalar una potencia total de 40 MWp con el objetivo de cubrir posibles errores de cálculo a partir de un sobredimensionamiento aceptable.

En resumen, la estimación realizada permite realizar un dimensionamiento preliminar de una planta de tipo *utility-scale* con una producción realista en base a una estimación de consumo de un polígono sin industrias electrointensivas. Se ha tenido en cuenta así el recurso solar de la zona, la demanda a la que se destina la planta y la viabilidad comercial del proyecto.

5.3 ESTIMACIÓN DEL TAMAÑO DE LA PLANTA

5.3.1 TECNOLOGÍA DE LA PLANTA

La planta en estudio en el presente trabajo es de 40 MWp, es decir, tiene una capacidad elevada y por ello, será necesario un terreno de gran tamaño. No obstante, el objetivo es encontrar un compromiso entre el rendimiento de esta y el tamaño que ocupa a través de la elección de una solución tecnológica óptima.

En cuanto a la tecnología de los módulos fotovoltaicos, se prevé la utilización de paneles bifaciales frente a los tradicionales monofaciales. Esta elección se basa en la búsqueda del aumento del rendimiento de la planta a través del aprovechamiento de las componentes de la irradiancia solar mediante la captación por ambas caras del panel.

Paralelamente, el albedo en el entorno rural de Castilla-La Mancha, compuesto mayoritariamente por vegetación seca, presenta valores moderados comprendidos entre 0,18 y 0,25 (en una escala en la que el máximo teórico es la unidad). Bajo estas condiciones, la tecnología bifacial puede suponer un aumento de producción del orden de entre un 7% y un 9% respecto a la configuración equivalente con paneles monofaciales.

Adicionalmente, dada la elevada potencia instalada de la planta, resulta conveniente emplear módulos de elevada potencia unitaria, del orden de 700 Wp. La decisión se fundamenta en la búsqueda de una reducción del número total de paneles necesarios con el fin de simplificar las labores de montaje y reducir los costes asociados al *Balance of System* (BOS).

En lo relativo a la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos, se opta por la utilización de seguidores solares de un eje frente a las otras soluciones posibles. El criterio de decisión nuevamente se fundamenta en la búsqueda de un equilibrio entre la producción energética y la visión técnico-económica del proyecto.

En comparación con las estructuras fijas, los seguidores de un eje permiten incrementar significativamente la producción energética de la planta mediante la optimización de la orientación en el eje este-oeste de los módulos. Además, permiten un mejor

aprovechamiento de la radiación directa, lo que los convierte en la tecnología predominante en lugares de elevada irradiación solar como es Castilla-La Mancha ($5,62 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$).

Por otro lado, a pesar de que los seguidores de dos ejes permitan lograr un mayor rendimiento energético de la instalación, estos suponen un sobre coste que los convierte en una solución poco óptima. Además del mayor coste inicial de las estructuras, la complejidad del sistema provoca una reducción en la fiabilidad de la planta y, por tanto, un mayor mantenimiento de esta. Es decir, el aumento de la producción no justifica la inversión necesaria para su implementación y conservación, provocando que sea una tecnología poco empleada en plantas de gran tamaño como la del presente trabajo.

En resumen, la combinación de paneles bifaciales montados en seguidores de un eje es la solución más empleada en plantas *utility scale* porque permite una maximización del rendimiento energético, minimizando los costes de instalación y operación. En consecuencia, el coste nivelado de la energía (LCOE) se reduce, permitiendo que las plantas con esta tecnología sean las más competitivas en el mercado eléctrico.

5.3.2 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE OCUPACIÓN DEL TERRENO

Una vez conocida la tecnología que se empleará en la planta, es necesario determinar el tamaño de terreno necesario para su implantación. Para ello, el parámetro más decisivo es el **Ground Coverage Ratio (GCR)**, puesto que este permite encontrar un compromiso entre eficiencia energética del parque y el aprovechamiento óptimo del terreno.

Con el objetivo de determinar el GCR más adecuado se empleará una gráfica que relaciona la variación de la ganancia bifacial en función del GCR para distintos valores de albedo. En la ilustración 6 se muestra dicha relación, particularizada para los valores del albedo típico de la región manchega y obtenida a partir de interpolación de datos proporcionados por el fabricante LG.

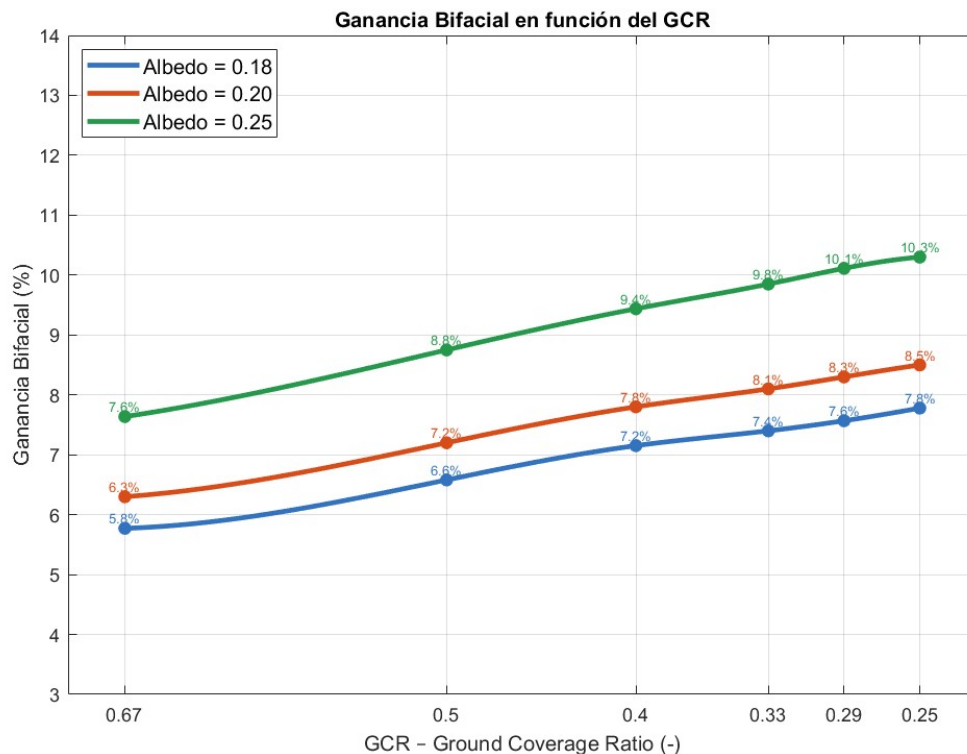


Figura 23. Rendimiento de los paneles bifaciales en función del GCR y el albedo

Tal y como se observa en la gráfica anterior, la ganancia bifacial aumenta a medida que el GCR disminuye. Sin embargo, la relación no es lineal, sino que se aprecia una reducción notable de la pendiente a partir de un valor de GCR próximo a 0,4.

Esto indica la aparición de un comportamiento de rendimientos decrecientes a partir dicho factor de ocupación. Es decir, a partir de 0,4 el beneficio energético obtenido pierde relevancia frente al incremento de la superficie necesaria para la instalación.

En resumen, se puede considerar que el valor de $GCR = 0,4$ es el codo de la gráfica representando así un compromiso entre el incremento de la ganancia bifacial y el uso eficiente del terreno, al situarse en la zona donde la mejora energética comienza a ser marginal.

5.3.3 CÁLCULO DEL TAMAÑO DE TERRENO NECESARIO

Una vez definida la potencia objetivo de la instalación en 40 MWp y seleccionada la tecnología de los módulos fotovoltaicos basada en paneles bifaciales de 700 Wp montados sobre seguidores de un eje, es posible realizar un cálculo preliminar de la superficie de terreno necesaria para la implantación del parque fotovoltaico.

Para ello, el parámetro a partir del cual se calcula el área de terreno necesaria es el GCR, que se ha fijado en 0,4. El factor de ocupación, se define como el cociente entre el área ocupada por los módulos fotovoltaicos y el área total de terreno necesaria:

$$GCR = \frac{A_{\text{módulos}}}{A_{\text{terreno}}}$$

Por tanto, resulta necesario comenzar calculando la superficie ocupada por los módulos fotovoltaicos. En primer lugar, se calcula el número de módulos que tendrá la planta como:

$$N = \frac{40 \text{ MWp}}{700 \text{ Wp}} = 57142,86 \sim 57.143 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

A pesar de que el tamaño exacto de los módulos dependerá del modelo elegido, el área de los paneles bifaciales de 700 Wp está bastante estandarizado. De este modo, se fijará que el área aproximada de cada panel será de 3,1 m², de forma que se obtiene un área total ocupada por estos de:

$$A_{total\ módulos} = N * A_{módulo} = 57.143 * 3,1 = 177.143,3\ m^2$$

Finalmente, aplicando el GCR definido en el apartado anterior, se obtiene el tamaño de terreno teórico necesario:

$$A_{Terreno\ teórica} = \frac{A_{total\ módulos}}{GCR} = \frac{177.143,3\ m^2}{0,4} = 442.858,25\ m^2 = 44,3\ Ha$$

No obstante, la superficie anterior corresponde únicamente al campo fotovoltaico. Sin embargo, en una instalación solar hay que tener en cuenta que además de los paneles, hay que incorporar caminos interiores, centros de transformación y otras infraestructuras auxiliares que hacen que se requiera más terreno. Por ello, se aplicará un factor de corrección que incremente en un 15% el tamaño calculado anteriormente para contemplar el resto de los elementos. De esta manera, la superficie de terreno necesaria será de:

$$A_{Terreno\ real} = 1,15 * 44,3\ Ha = 51Ha$$

En resumen, será necesario un terreno con al menos 51 Ha útiles para poder ubicar el parque.

5.3.4 ELECCIÓN DEL TERRENO FINAL

Una vez definida la superficie necesaria para la implantación de la instalación fotovoltaica, mediante la herramienta Google Earth Pro se procede a comprobar la disponibilidad de parcelas cercanas a la subestación de Manzanares 400 kV.

La selección inicial de la zona de estudio se basa en varios criterios clave de emplazamiento. En primer lugar, la proximidad a la subestación eléctrica existente, lo que permite minimizar las distancias de evacuación y facilita la conexión a red. En segundo lugar, la facilidad de

acceso a través de la carretera CM-3107, lo que simplifica las labores de construcción y operaciones de mantenimiento.

Seguidamente, la zona analizada presenta terrenos planos en los que la máxima diferencia de elevación entre un punto y otro es de 3m. Por tanto, es una zona favorable para la contracción de la planta puesto que los movimientos de tierras de la fase de construcción van a ser mínimos.

Por otro lado, se ha verificado que la zona no presente limitaciones de construcción por limitaciones de protección ambiental o paisajística, lo cual es un factor determinante en la viabilidad del proyecto. En este sentido, la localización del término municipal de Manzanares (Ciudad Real), forma parte de una zona de baja sensibilidad ambiental y alejada de espacios protegidos, tal y como indica Red Natura 2000 (MITECO).

Además, se observa la existencia de otras plantas solares en las inmediaciones de la zona de estudio, lo que confirma la viabilidad tanto técnica como normativa del proyecto.

En una primera aproximación, se ha considerado la selección del conjunto de parcelas completas en las inmediaciones de la subestación. El motivo principal es priorizar el arrendamiento de las parcelas favoreciendo la rapidez en la obtención de acuerdos con los propietarios. En la siguiente figura se muestra la forma de la parcela propuesta:

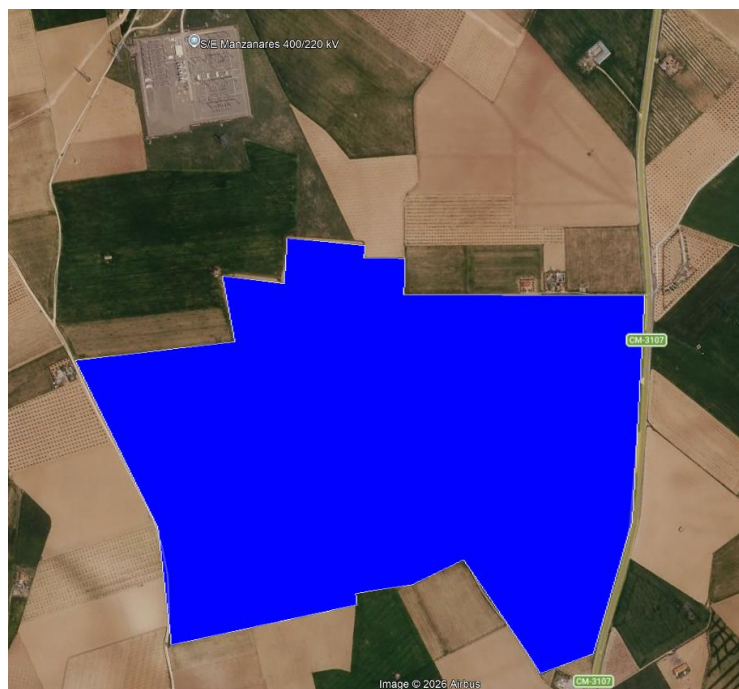


Figura 24. Delimitación inicial del terreno basada en la ocupación de parcelas catastrales completas

En la ilustración 24 se puede observar un conjunto de parcelas que suman un total de 72,4 Ha, es decir, se cuenta con un 42% más de terreno del estrictamente necesario. Además, la forma es irregular lo que impide una distribución homogénea de los paneles. Por tanto, a pesar de que esta opción agilice los trámites administrativos y contractuales, presenta limitaciones desde el punto de vista técnico.

De este modo, con el objetivo de mejorar la eficiencia geométrica del terreno se plantea una segunda opción, en la que se busca un equilibrio entre la ocupación de parcelas completas y la eliminación de partes de otras para lograr un terreno con una forma más acorde a una instalación de las características que se plantean en el presente proyecto. En la siguiente ilustración se muestra el resultado de esta optimización:

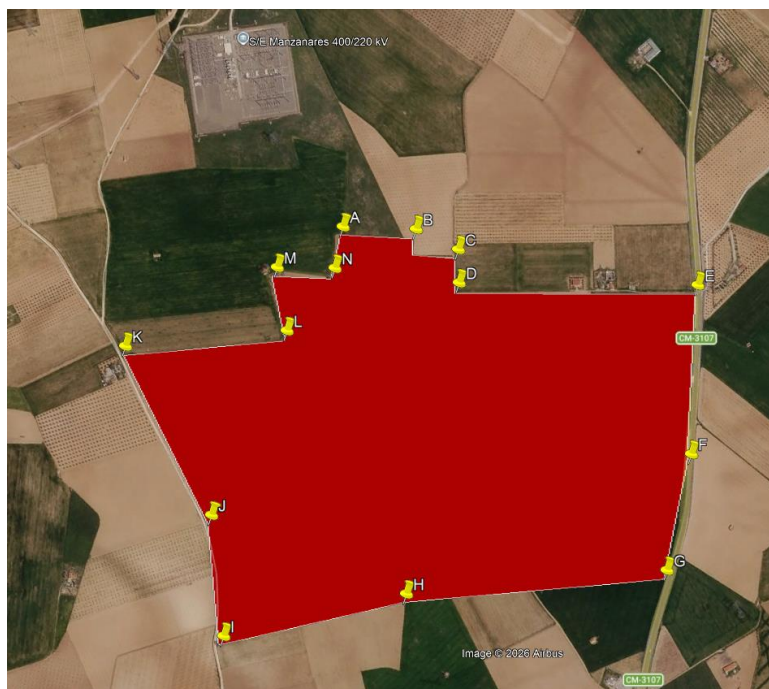


Figura 25. Redefinición del perímetro para mejorar la regularidad geométrica de la parcela

La nueva configuración presenta una geometría más compacta y regular, facilitando la disposición de los seguidores solares. Además, únicamente implica la variación de la geometría catastral original de un número reducido de parcelas, por tanto, se mantiene una complejidad de gestión asumible. El tamaño es un 37% mayor del estrictamente necesario, lo que permite cumplir con los retranqueos del plan de ordenación local y posibilita futuras ampliaciones.

Además, en la siguiente tabla se adjuntan las coordenadas geográficas de la parcela elegida para los límites indicados con letras en la figura 25:

Límite	Latitud	Longitud
A	39,041324°	-3.343510°
B	39.040769°	-3.341876°
C	39.040117°	-3.341102°
D	39.039526°	-3.341383°
E	39.037816°	-3.336007°
F	39.034895°	-3.337671°
G	39.033026°	-3.339264°
H	39.034424°	-3.345375°
I	39.034955°	-3.349897°
J	39.037170°	-3.349084°
K	39.040744°	-3.349514°
L	39.039886°	-3.345713°
M	39.041069°	-3.345365°
N	39.040651°	-3.344066°

Tabla 7. Coordenadas geográficas de la parcela propuesta

A partir de la parcela anterior, se ha definido una subzona correspondiente a la superficie realmente destinada a la instalación de módulos fotovoltaicos. Esta extensión se ha seleccionado atendiendo a criterios técnicos de regularidad geométrica y orientación del eje de los seguidores solares con el eje norte-sur. A continuación, se muestra la zona de implantación efectiva:

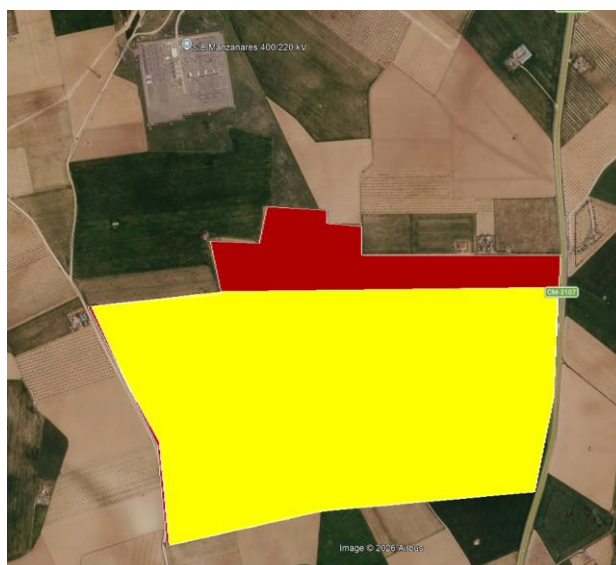


Figura 26. Definición de la zona de implantación efectiva de la planta fotovoltaica

En la ilustración 26 se puede ver la zona efectiva (amarillo) superpuesta a la parcela total, se ha obtenido una superficie de 59 Ha para la colocación de paneles, caminos de acceso y zonas de protección y retranqueos.

En conclusión, se ha partido de una configuración inicial basada en parcelas completas para llevar a cabo una optimización progresiva hasta alcanzar un compromiso entre la agilidad de la gestión administrativa y la viabilidad técnica del proyecto.

5.4 DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

El objetivo de este capítulo es la elección de la configuración técnica de la planta fotovoltaica. Para ello, se parte de la decisión de realizar un parque solar fotovoltaico de una potencia pico de en torno a 40 MW, valor obtenido mediante la estimación *top-down* del consumo eléctrico asociado al polígono industrial de Manzanares.

Con el fin de alcanzar una solución eficiente desde el punto de vista energético, se emplea el software de simulación PVsyst, mediante el cual se analizarán las distintas configuraciones posibles de la instalación. Posteriormente, se compararán las opciones a través del contraste de los resultados obtenidos por el propio programa, contrastando así el impacto de cada decisión sobre la producción energética y las pérdidas del sistema.

5.4.1 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

Para el diseño técnico de la planta solar fotovoltaica, se ha seguido una metodología basada en la simulación y comparación de resultados mediante el software PVsyst.

En primer lugar, se define un caso base que sirve como referencia inicial, a partir del cual se realizarán modificaciones para analizar el impacto de estas en la energía anual generada y las pérdidas asociadas. Este caso incluye una configuración concreta de módulo fotovoltaico, inversor y estructura de soporte.

A partir de este punto, se analizan de manera independiente distintos factores que influyen en el rendimiento de la planta. Partiendo del caso base, se comprobará el valor de ratio de

potencia DC/AC óptimo para lograr reducir el número de inversores. Además, se ajustará la distancia entre paneles, y altura de estos comprobando el efecto que esto tiene sobre las pérdidas por sombreado. Por otro lado, se comprobará el impacto de emplear seguidores 1P o 2P de un eje. Asimismo, se variarán los paneles e inversores para alcanzar la configuración más eficiente.

Cada una de las variaciones anteriormente mencionadas da lugar a un caso de simulación diferente. A partir de los datos obtenidos, se compararán los valores de producción energética anual y pérdidas asociadas con el objetivo de identificar la configuración que proporciona mejor rendimiento global de la planta.

5.4.2 SELECCIÓN DE LA BASE DE DATOS METEOROLÓGICA

Con el objetivo de seleccionar la base de datos meteorológica más adecuada para la simulación del sistema fotovoltaico, se realizó una comparación entre tres de las fuentes de información más empleadas en este tipo de estudios: NASA POWER, PVGIS TMY y Meteonorm 9.0. Para ello, se analizaron los valores mensuales de irradiación global horizontal (GHI), irradiación difusa horizontal (DHI) y temperatura ambiente correspondientes a la localidad de Manzanares (Ciudad Real).

Para proceder a la comparativa de las bases de datos meteorológica, se han realizado 3 gráficas que representan la evolución mensual de los tres parámetros:

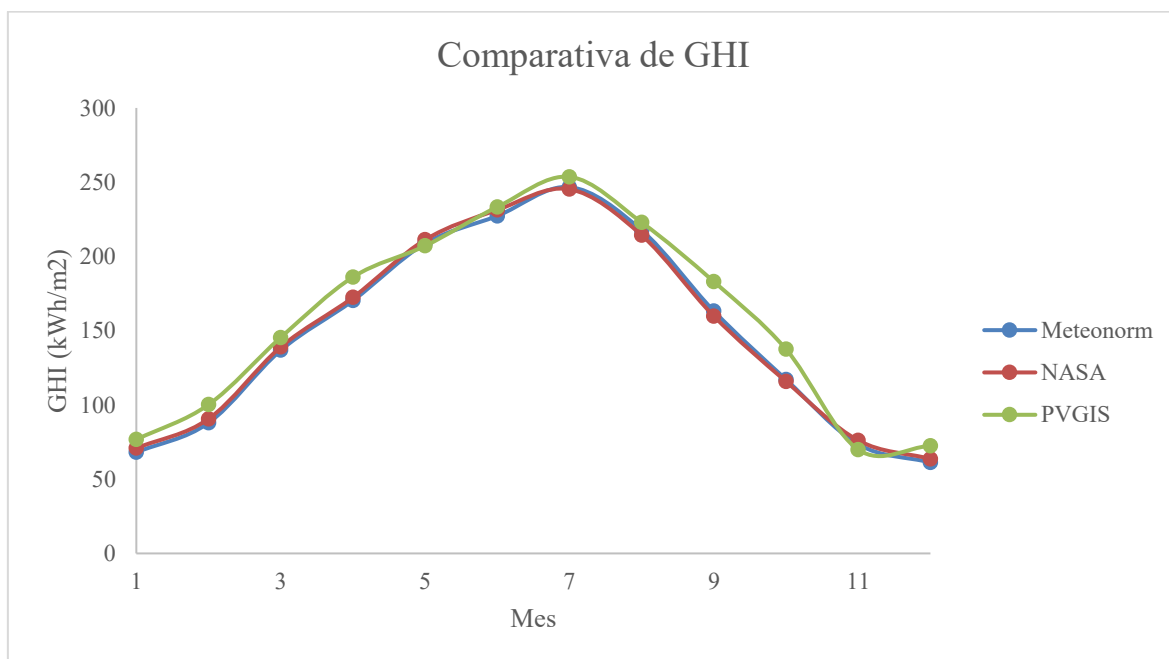


Figura 27. Comparativa de la irradiación global horizontal incidente según la base de datos meteorológica

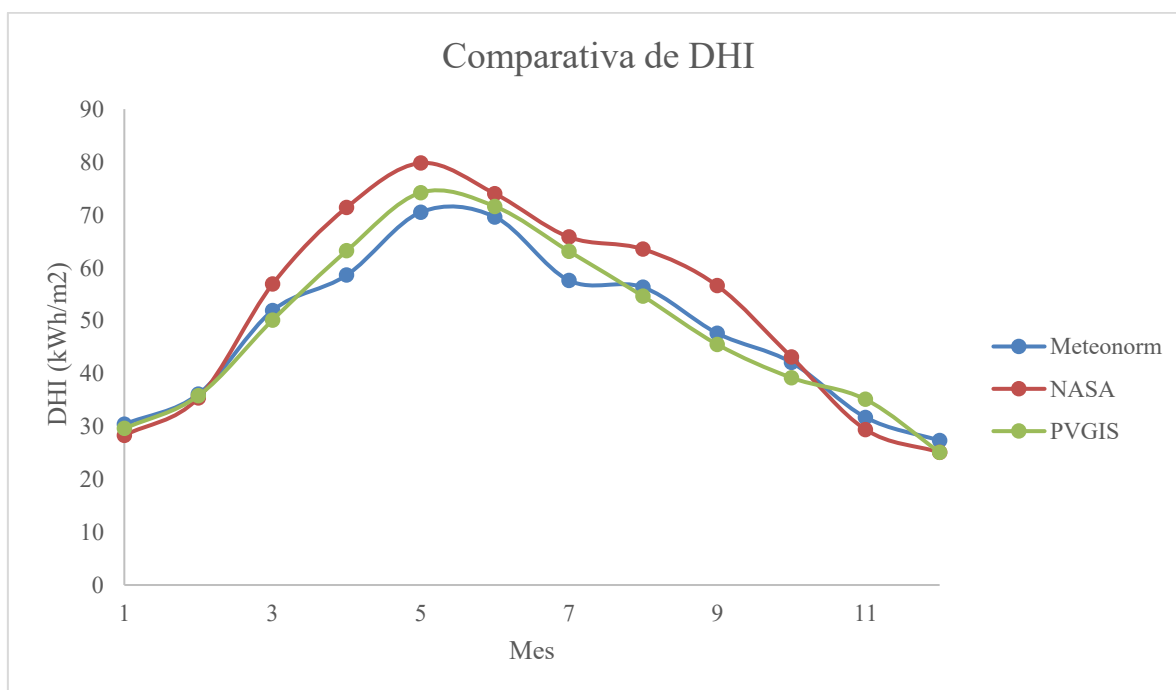


Figura 28. Comparativa de la irradiación horizontal difusa según la base de datos meteorológica

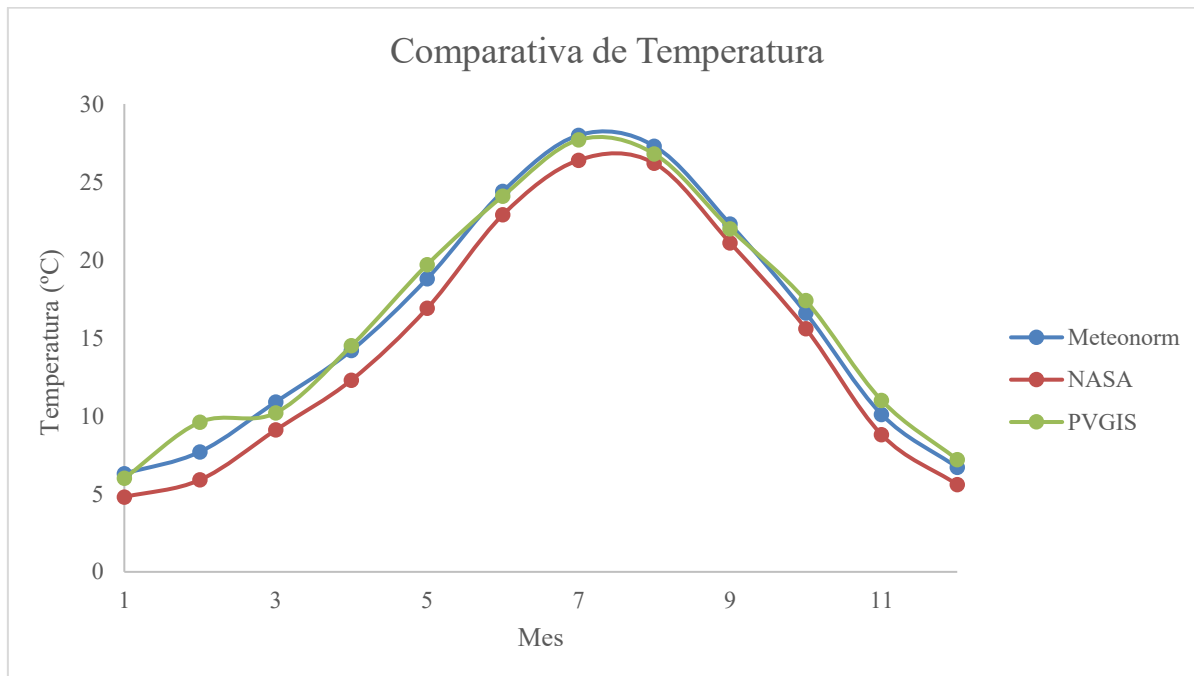


Figura 29. Comparativa de la temperatura media mensual según la base de datos meteorológica

En términos generales, las tres bases de datos presentan una evolución estacional similar, con máximos de irradiación en los meses de verano y mínimos durante el invierno. Esto indica que las tres bases describen una forma coherente de la zona climática de estudio.

No obstante, al analizar los valores anuales se observan diferencias que pueden influir en los resultados de la simulación energética. La siguiente tabla resume los valores anuales obtenidos para cada base de datos:

Base de datos	GHI (kWh/m ² *año)	DHI (kWh/m ² *año)	Temperatura Media (°C)
Meteonorm	1778,6	579,6	16,1
NASA	1790,4	629,2	14,6
PVGIS	1888,3	587,1	16,3

Tabla 8. Valores anuales de GHI; DHI y Temperatura media para según la base de datos meteorológicos

En cuanto a la irradiación global horizontal (GHI), PVGIS proporciona el valor anual más elevado, con 1888,3 kWh/m², aproximadamente un 5,5 % superior al estimado por Meteonorm y un 5,4 % superior al obtenido mediante NASA POWER. Esta diferencia

implica una mayor disponibilidad de recurso solar y, por tanto, una estimación potencialmente superior de la producción energética de la instalación fotovoltaica.

Respecto a la irradiación difusa horizontal (DHI), los valores de PVGIS (587,1 kWh/m²) y Meteonorm (579,6 kWh/m²) son muy similares, mientras que NASA POWER presenta una componente difusa considerablemente mayor, alcanzando los 629,2 kWh/m². Sin embargo, a pesar de que NASA reporte resultados que supondrían una mayor producción, el que haya dos bases de datos con valores similares entre sí hace que estos sean más consistentes.

En relación con la temperatura ambiente, tanto PVGIS (16,3 °C) como Meteonorm (16,1 °C) presentan valores prácticamente coincidentes, mientras que NASA POWER estima una temperatura media anual inferior (14,6 °C). Dado que la temperatura ambiente influye directamente sobre la temperatura de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos y, por consiguiente, sobre su rendimiento, disponer de una estimación representativa resulta especialmente importante para obtener simulaciones fiables.

Además de los resultados numéricos, también debe considerarse la naturaleza de cada una de las bases de datos. NASA POWER es una base de datos global obtenida a partir de observaciones satelitales y modelos atmosféricos, diseñada para aplicaciones climáticas y energéticas a escala mundial. Meteonorm, por su parte, combina información procedente de estaciones meteorológicas, datos satelitales e interpolaciones estadísticas para generar series meteorológicas representativas. Finalmente, PVGIS ha sido desarrollado específicamente por el Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea para la evaluación del recurso solar y la simulación de sistemas fotovoltaicos en Europa, siendo una de las herramientas de referencia tanto en el ámbito académico como en el profesional.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos y las características de cada fuente, se selecciona PVGIS como base de datos meteorológica para el desarrollo del presente trabajo por considerarse como la fuente más fiable y que mayor equilibrio de datos presenta.

5.4.3 SELECCIÓN DE COMPONENTES

En este apartado se presentan los principales componentes considerados para el diseño de la planta fotovoltaica. Las opciones han sido elegidas teniendo en cuenta los elementos que suelen emplearse en instalaciones tipo *utility-scale*, que además tengan una tecnología actualizada al año 2026.

A continuación, se adjunta un listado de los componentes que serán comparados con algunos datos técnicos relevantes:

- **Módulos solares Fotovoltaicos:**

Módulos Fotovoltaicos							
Fabricante	Modelo	Tecnología	Potencia (Wp)	Eficiencia (%)	Bifacial	Voc (V)	Isc (A)
Trina Solar	Vertex N TSM-NEG21C.20	TOPCon N-Type	725	23,3	Si	53,6	18,54
AE Solar	AE705CME-132	TOPCon N-Type	705	22,56	No	52,4	18,34

Tabla 9. Opciones de Módulos Solares Fotovoltaicos

Para el análisis de los módulos solares fotovoltaicos, se han elegido dos modelos comerciales de alta potencia con el fin de reducir el número total de paneles necesarios. Además, los fabricantes Trina Solar y AE Solar son muy reconocidos en el sector, lo que garantiza fiabilidad y disponibilidad de los equipos.

Ambos módulos utilizan celdas fotovoltaicas con tecnología TOPCon tipo N, una de las más avanzadas dentro del mercado, debido a su alta eficiencia y mejor comportamiento frente a degradación y condiciones térmicas adversas que las tecnologías convencionales como PERC.

No obstante, los dos modelos seleccionados presentan una diferencia relevante en su tecnología. El módulo de Trina Solar es bifacial, es decir, capta la radiación reflejada por el albedo, incrementando así la producción energética total de la planta. Por el otro lado, el panel de AE Solar es monofacial, por tanto, presenta una mayor simplicidad constructiva y tiene un menor coste asociado, lo que puede convertirlo en más ventajoso desde el punto de vista económico.

La elección de dos módulos con características similares en cuanto a potencia nominal y tecnología de célula responde a la necesidad de evaluar la influencia de la arquitectura del módulo (bifacial frente a monofacial), así como pequeñas variaciones en parámetros eléctricos, sobre la producción anual de la planta.

○ **Inversores:**

Inversores				
Fabricante	Modelo	Tipo	Potencia AC (kW)	Vdc Máx (V)
Sungrow	SG1100UD-20	String	1100	1500
Sungrow	SG3300UD-MV-20	String	3300	1500
Huawei	SUN2000-300KTL-H0	String	300	1500

Tabla 10. Opciones de Inversores Fotovoltaicos

En el sistema de conversión de potencia se han considerado tres modelos de inversores distintos. La elección del equipo más adecuado resulta fundamental porque influye directamente en la eficiencia de la conversión, la configuración eléctrica de la planta y las pérdidas asociadas del sistema.

Los tres modelos propuestos presentan una tensión máxima de entrada de 1500V, valor estándar en plantas *utility-scale*, lo que permite aumentar el número de paneles en serie de los strings, reduciendo así el número de cadenas. Además, tener un nivel de tensión elevado permite reducir las pérdidas de la planta, puesto que se requiere de una corriente menor para transportar la misma potencia, de este modo, las pérdidas por efecto Joule en el cableado de corriente continua.

Entre las opciones analizadas, se tienen dos inversores de elevada potencia nominal (1100 kW y 3300 kW) y otro de potencia más reducida (300 kW). El objetivo es estudiar el impacto que supone el tamaño del inversor en el rendimiento global de planta. En general, el uso de inversores de mayor potencia reduce el número de equipos necesarios, simplificando la instalación y el mantenimiento de esta.

Por otro lado, la simulación con el inversor Huawei tiene por objeto comprobar la viabilidad de una configuración más distribuida. Aunque el aumento del número de equipos afecta a la

fiabilidad de la instalación, esta solución permite una mayor segmentación lo que se traduce en un impacto más reducido sobre la producción total en caso de fallo simple.

Adicionalmente, el inversor de 3300 kW de Sungrow permite reducir notablemente el número de equipos necesarios. Además, hay que tener en cuenta que el número de inversores determina cuántos transformadores de media tensión son necesarios. Los transformadores son equipos de alto precio, por lo que es probable que desde la perspectiva económica reducir el número de equipos resulte en una planta con mayor viabilidad.

En consecuencia, esta comparación permite analizar cómo la selección del inversor influye tanto en la producción energética como en la viabilidad técnica del diseño, facilitando la identificación de la solución más adecuada para la planta.

- **Seguidores Solares:**

Seguidores			
Fabricante	Modelo	Tipo	Configuración
Nextracker	NX Horizon	1 eje	1P
Soltec	SF7 Tracker	1 eje	2P

Tabla 11. Opciones de Seguidores Solares

En cuanto a la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos, se ha optado por sistemas de seguimiento solar de un eje. Esta solución es la más empleada en plantas de estas características debido a que presentan un compromiso entre aumento de producción y coste de la instalación.

Por ello, se han descartado tanto las estructuras de seguimiento en dos ejes, debido al elevado coste tanto de inversión como de mantenimiento, como las estructuras fijas, dado que suponen una reducción significativa del rendimiento energético de la planta.

Ambos modelos considerados cuentan con un sistema de *backtracking* que ajusta la inclinación del panel para reducir las pérdidas por sombreado entre filas, sobre todo durante las primeras y últimas horas del día.

Dentro de la tecnología de seguimiento de un eje, se analizarán configuraciones distintas. Por un lado, la estructura de Nextracker es tipo 1P (*one portrait*), en la que los módulos se disponen en una única fila vertical sobre el eje de giro. Por otro lado, el modelo de Solar Steel es 2P (*two portrait*), es decir, se disponen dos módulos en vertical por eje, lo que permite aumentar la densidad de potencia por superficie, pero obliga a distanciar más las filas para evitar sombreados.

En resumen, se compararán las dos tecnologías más empleadas en plantas tipo *utility-scale* con la finalidad de determinar cuál de ellas permite un mejor rendimiento energético y uso del terreno.

5.4.4 DEFINICIÓN DEL CASO BASE

Una vez definidos los distintos componentes y tecnologías a analizar, se procede a establecer un caso base que servirá como referencia para el estudio de las distintas optimizaciones. Para ello, se define una configuración inicial basada en una selección representativa de los componentes analizados, con el fin de establecer una primera aproximación sobre la que realizar las distintas simulaciones.

Los componentes seleccionados para este caso base han sido:

Caso Base	
Módulo FV	Trina Solar Vertex N TSM-NEG21C.20
Inversor	Sungrow SG1100UD-20
Sistema de Seguimiento	Nextracker NX Horizon

Tabla 12. Componentes del Caso Base

Se ha seleccionado el módulo de Trina Solar por presentar la mayor potencia pico de las opciones analizadas, lo que permite reducir el número total de módulos necesarios en la instalación y simplificar el diseño del campo fotovoltaico.

Por otro lado, la elevada potencia nominal del inversor de Sungrow permite disminuir el número total de unidades instaladas, facilitando la operación y el mantenimiento de la planta.

En cuanto al sistema de seguimiento, se ha optado por una configuración tipo 1P, ya que presenta menores pérdidas por sombreado entre filas y un mejor aprovechamiento de la radiación incidente, lo que se traduce en un mayor rendimiento energético global en comparación con configuraciones más compactas.

En conjunto, esta configuración inicial se ha definido priorizando el rendimiento energético y la simplicidad del sistema, estableciendo una base adecuada sobre la que realizar las posteriores optimizaciones del diseño.

Una vez elegidos los componentes, se procede al dimensionamiento del campo fotovoltaico. Para ello, se partirá diseñando para un ratio de potencia DC/AC de 1, es decir, se buscará que la potencia nominal global de los inversores en corriente alterna sea equivalente a la potencia pico de los módulos en corriente continua.

A partir de esta consideración, el número teórico de inversores necesarios se obtiene como:

$$N_{inv-teórico} = \frac{P_{p-planta}}{P_{N-inv}} = \frac{40.000}{1100} \rightarrow N_{inv-teórico} = 36,36$$

Por tanto, se seleccionarán 36 inversores para evitar sobredimensionar la potencia en CA.

A continuación, se deben definir la configuración del campo fotovoltaico, estableciendo el número de paneles que formarán cada *string* y el número total de cadenas que tendrá la instalación para lograr una potencia instalada de 40MWp.

El número máximo de módulos en serie viene limitado por la tensión máxima de entrada del inversor (1500 V) y la tensión en circuito abierto (V_{oc}) de los módulos. De este modo, el número teórico de módulos en serie resulta:

$$N_{series-teórico} = \frac{V_{máx-inv}}{V_{oc}} = \frac{1500}{53,6} \rightarrow N_{series-teórico} = 27,98$$

No obstante, la tensión en circuito abierto aumenta cuando disminuye la temperatura, por ello, se introduce un margen de seguridad frente a las posibles sobretensiones. Por este

motivo, se establecerán cadenas formadas por 26 módulos en serie, garantizando así el funcionamiento del sistema dentro de los límites del inversor en todo momento.

Finalmente, se deben fijar el número total de *strings* necesarios, este valor se obtiene a partir de la potencia instalada total y la potencia por cadena:

$$N_{strings-teórico} = \frac{N_{paneles}}{N_{series}} = \frac{40000/0,725}{26} \rightarrow N_{strings-teórico} = 2122$$

En resumen, se ha definido de manera completa la configuración eléctrica del campo fotovoltaico para lograr una potencia instalada de 40 MWp con los componentes seleccionados. Además, se ha establecido una base coherente para la posterior optimización del sistema.

5.4.5 RESULTADOS DE SIMULACIÓN DEL CASO BASE

En este apartado se analizarán los resultados obtenidos mediante la simulación realizada con el software PVsyst. Estos resultados permiten evaluar el comportamiento energético de la planta en condiciones reales de operación y establecer una referencia para los posteriores estudios de optimización.

La producción energética anual obtenida para el primer año de funcionamiento es de 85,84 GWh, es decir, en torno a un 74% de la demanda global del polígono que se estimó en el capítulo 4 del presente trabajo. Esto revela que la planta en estudio posee una elevada capacidad para la venta de energía mediante PPAs para el tejido industrial de la zona.

A continuación, se adjunta una gráfica con la producción estimada anual durante los 30 años, obtenida a partir de los datos de simulación que proporciona PVsyst, que se prevé que la planta esté en funcionamiento:

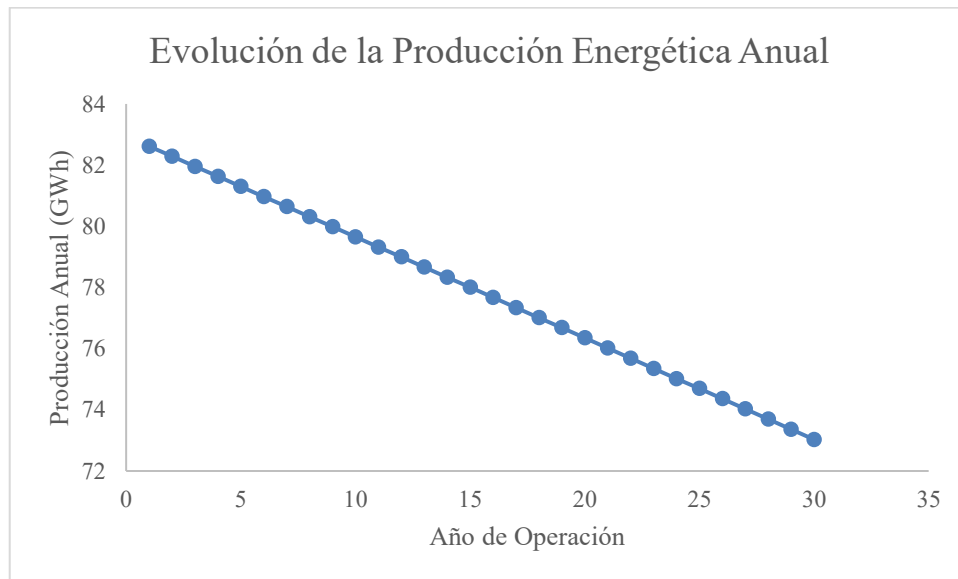


Figura 30. Gráfica de la evolución de la producción energética anual de la planta para el caso base

En la gráfica anterior se puede observar que la producción de la planta se reduce de manera lineal pasando de 82,61 GWh en el primer año a 73,03 GWh en el año 30. Dicha tendencia decreciente constante se corresponde con la degradación de los módulos fotovoltaicos, que tiene una tasa constante de degradación anual de un 0,42%.

Asimismo, la producción obtenida tiene en cuenta las distintas pérdidas del sistema consideradas en la simulación. Entre las más relevantes destacan las asociadas a la temperatura de los módulos, el desajuste entre los paneles dentro del *string* (pérdidas por *mismatch*) y las pérdidas por suciedad.

Por otro lado, la planta presenta unas horas de producción equivalentes de 1946 h, un valor característico de instalaciones fotovoltaicas de gran escala en emplazamientos con elevada irradiación solar.

Paralelamente, la instalación presenta *Performance Ratio* (PR) del 85,76%, un valor que refleja el rendimiento global del sistema y que se encuentra dentro del rango alto habitual en este tipo de instalaciones (valores típicos: 80-86%). Además, la producción específica alcanza valores de 2108 kWh/kWp*año, lo que indica un buen aprovechamiento del recurso solar.

En conjunto, los resultados obtenidos muestran que el caso base presenta un comportamiento energético adecuado y realista, constituyendo una referencia sólida sobre la cual llevar a cabo las posteriores optimizaciones del diseño de la planta.

5.4.6 OPTIMIZACIÓN DEL RATIO DE POTENCIA DC/AC

Uno de los parámetros más relevantes en el diseño de instalaciones fotovoltaicas es el ratio DC/AC. Se trata de una relación entre la potencia instalada en corriente continua, que se mide en MWp y depende del número de módulos fotovoltaicos, y la potencia nominal en corriente alterna, que se mide en MW y depende del número de inversores instalados. De este modo, el cálculo de este ratio se realiza como:

$$Ratio\ DC/AC = \frac{P_{DC}[MWp]}{P_{AC}[MW]}$$

Su importancia reside en que este valor determina el grado de sobredimensionamiento existente entre el campo fotovoltaico y la capacidad de conversión de los inversores. Generalmente, se tiende a que este valor sea superior a la unidad puesto que la potencia nominal de los módulos se alcanza en condiciones de irradiancia muy elevada y temperaturas favorables, es decir, en pocos instantes a lo largo del año. Por tanto, sobredimensionar el campo fotovoltaico permite aprovechar de manera más eficiente la capacidad de conversión de los inversores durante la mayor parte del tiempo de operación.

No obstante, se debe elegir un ratio DC/AC óptimo puesto que un valor muy elevado de este parámetro puede dar lugar a la saturación de los inversores durante periodos prolongados, incrementando las conocidas como pérdidas por *clipping* (tienen lugar cuando la potencia generada es superior a la capacidad máxima de conversión de los inversores), lo que afecta negativamente al rendimiento global de la planta.

Una vez conocido este parámetro, resulta lógico que en la aproximación del caso base se haya decidido comenzar con un ratio DC/AC de la unidad, puesto que, en este caso, la potencia instalada coincide con la de transformación de los inversores y se evita un sobredimensionamiento excesivo que eleve las pérdidas por *clipping*.

En simulaciones posteriores, se ha ido modificando este ratio con el fin de encontrar el punto óptimo de sobredimensionamiento. Las distintas variantes comprobadas han sido las siguientes:

Optimización del Ratio de Potencia DC/AC			
Variantes	Ratio	Producción año 1 (MWh)	Pérdidas por clipping (%)
0	1,01	84302,57	0
1	1,10	84394,84	0
2	1,17	84406,55	0
3	1,25	84402,4	0,01
4	1,30	84230,65	0,23
5	1,35	83699,21	0,87

Tabla 13. Variantes de simulación para la optimización del ratio DC/AC

Los resultados obtenidos para cada simulación se han recogido de manera conjunta en la siguiente gráfica, con la finalidad de detectar cuál es la opción más equilibrada:

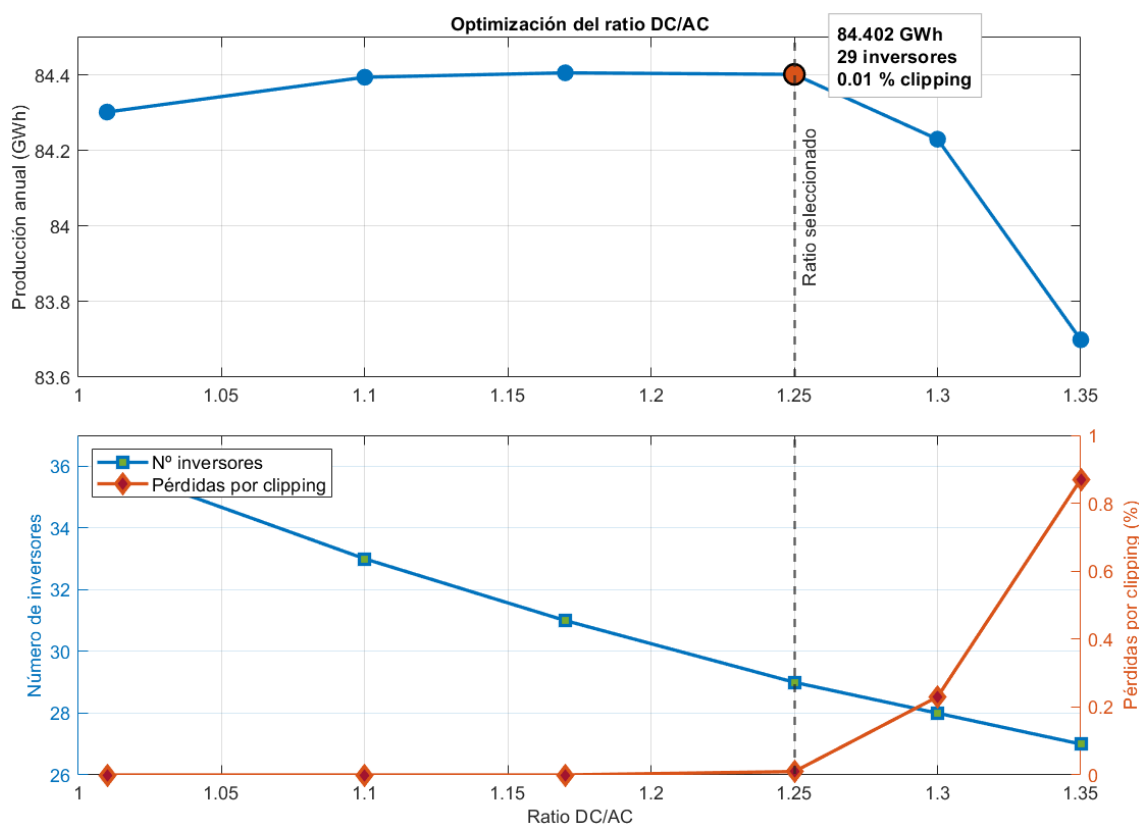


Figura 31. Comparativa de Ratios DC/AC para el caso base

En la ilustración anterior se pueden observar dos gráficos. En el gráfico superior, se puede comprobar que, al aumentar el ratio DC/AC, la energía total generada se incrementa hasta un valor máximo de 1,17, a partir del cual la producción se mantiene prácticamente constante hasta 1,25 y a partir de este punto disminuye de manera significativa. Esta reducción de la generación se debe a la aparición de las pérdidas por saturación de los inversores (*clipping*).

Sin embargo, en el segundo gráfico, se observa que el aumento del ratio DC/AC permite reducir progresivamente el número de inversores necesarios, lo que simplifica la instalación y reduce los costes de inversión y mantenimiento.

En este sentido, se observa que el paso de un ratio de 1,17 a 1,25 apenas implica una disminución de la producción energética, mientras se reducen los inversores de 31 a 29 unidades. Además, las pérdidas por *clipping* en ese punto son únicamente del 0,01%, es decir, prácticamente despreciables.

Por otro lado, para valores superiores a 1,25 las pérdidas por saturación aumentan a mayor ritmo que en el que se reduce el número de inversores, lo que se traduce en un coste de oportunidad inasumible para la instalación.

En conclusión, a la vista de los resultados obtenidos, se selecciona un ratio DC/AC de 1,25, ya que representa el punto a partir del cual cada reducción adicional del número de inversores conlleva un incremento notable de las pérdidas. De este modo, el ratio adoptado como parámetro de diseño no coincide con el valor de máxima producción, sino con el mejor compromiso entre producción energética, pérdidas y número de inversores, dando lugar a un diseño más eficiente desde el punto de vista técnico y económico.

5.4.7 OPTIMIZACIÓN DE LA DISTANCIA ENTRE SEGUIDORES

Otro de los parámetros que influye de manera significativa en el rendimiento de la planta fotovoltaica es la distancia entre filas de seguidores. Esta característica de diseño resulta fundamental definirla bien puesto que determina las pérdidas por sombreado cercano, es decir, las que se generan unas filas de módulos a otras y la superficie total necesaria para la

planta. Por tanto, es un parámetro que afecta tanto a la producción como a la inversión inicial necesaria.

En general, una mayor distancia entre seguidores reduce las pérdidas por sombreado, puesto que evita que los paneles proyecten sombras a las filas traseras, especialmente durante las primeras y últimas horas del día que es cuando el Sol es menor y se favorece la generación de sombras. Sin embargo, este aumento implica una mayor ocupación del terreno, lo que incrementa los costes asociados a la implantación de la instalación.

En consecuencia, resulta necesario encontrar un compromiso entre la minimización de las pérdidas por sombreado y la optimización del uso del terreno, con el fin de alcanzar un diseño eficiente desde el punto de vista técnico y económico.

Con el objetivo de encontrar el valor óptimo de este parámetro, se han realizado distintas simulaciones variando la distancia entre filas, las cuales se resumen en la siguiente tabla:

Optimización de Distancia entre Seguidores			
	Distancia entre Seguidores (m)	Superficie de la planta (ha)	Pérdidas por Sombreado (%)
6	5	35,93	2,02
7	6	43,17	2,06
8	7	50,26	2,01
9	8	57,51	1,95
10	4	28,76	1,91

Tabla 14. Variantes de simulación para la optimización de la distancia entre filas

Nuevamente, con la finalidad de analizar las 5 variantes en conjunto para encontrar la solución óptima, se han representado de manera conjunta en dos gráficas que representan, por un lado, el efecto sobre la producción anual y por el otro el impacto de las pérdidas por sombreado en relación con la producción específica. A continuación, se adjuntan las gráficas mencionadas:

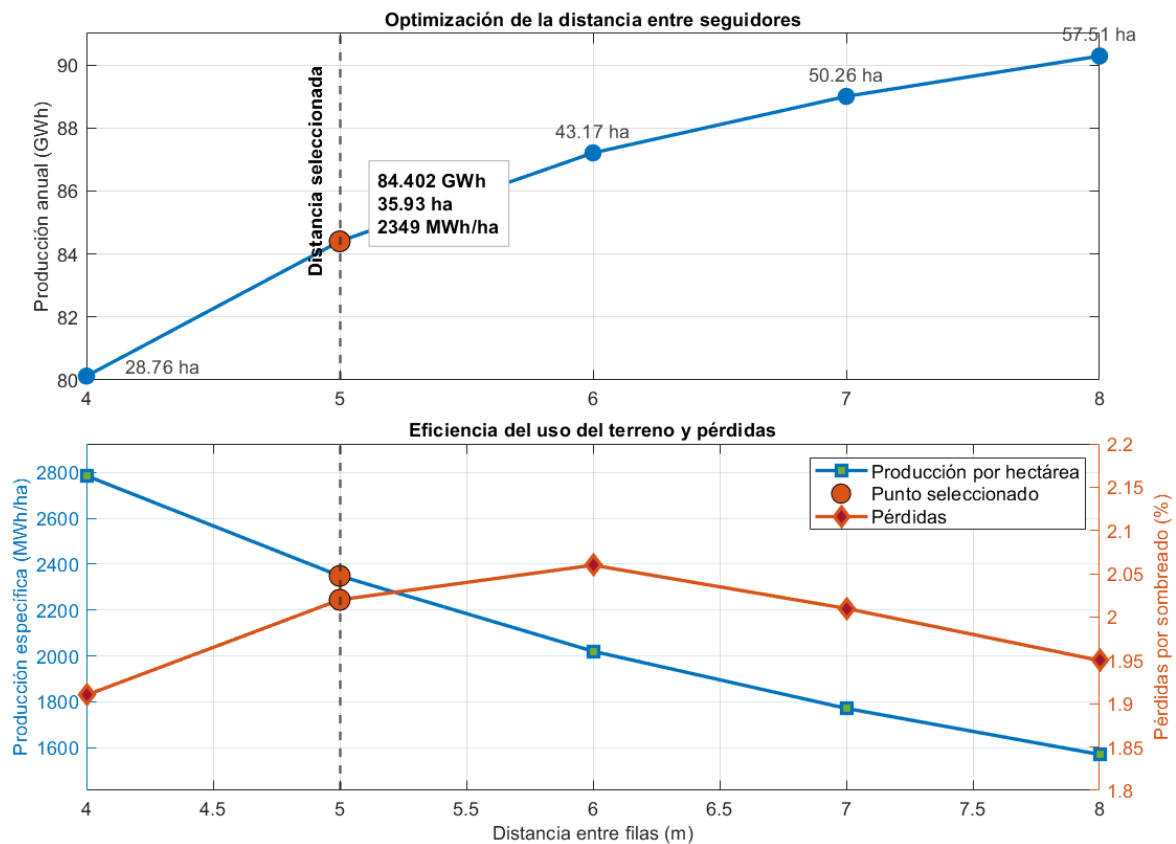


Figura 32. Comparativa del rendimiento según la distancia entre filas para el caso base

En la figura anterior se muestran dos gráficos correspondientes al análisis de la distancia entre filas de seguidores. En el gráfico superior se representa la producción energética anual de la planta en función de la separación entre filas, mientras que en el gráfico inferior se observa la producción específica por unidad de superficie y las pérdidas por sombreado cercano.

Tal y como se puede comprobar en el gráfico superior, al aumentar la distancia entre ejes de seguidores se produce un incremento prácticamente lineal de la producción energética. No obstante, el análisis del gráfico inferior pone de manifiesto que dicho aumento no está relacionado con las pérdidas por sombreado cercano, puesto que estas presentan una ligera variación en el rango analizado, manteniéndose en torno al 2% de pérdidas en todo momento.

En consecuencia, este crecimiento productivo se debe a la mejora en la captación de la radiación solar en el plano de seguimiento. Este fenómeno se produce como resultado de la menor interferencia geométrica entre filas, lo que permite un mayor aprovechamiento de la radiación incidente, especialmente en condiciones de baja altura solar.

Sin embargo, tal y como se puede comprobar en el gráfico inferior, este aumento de la producción energética viene acompañado de una disminución significativa de la producción específica de la planta, expresada en MWh/ha. En concreto, se observa que la producción por unidad de superficie disminuye con mayor pendiente que el crecimiento de la producción conforme se incrementa la distancia entre filas de módulos, por tanto, este comportamiento revela un aprovechamiento menos eficiente del terreno.

En este sentido, el paso de una distancia de 5 m a 6 m permite incrementar la producción anual en un 3,3%, pero conlleva una reducción de la producción específica de la planta superior al 10%, lo que provoca que el aumento de la distancia no esté justificado.

Por otro lado, cabe destacar que, para distancias inferiores, como 4 m, la producción específica de la planta alcanza valores elevados, lo que podría sugerir un mejor aprovechamiento del terreno. Sin embargo, esta mayor densidad se consigue a costa de una reducción significativa de la producción energética total, debido al incremento de las pérdidas asociadas a la compactación de la instalación y a la menor eficiencia en la captación de la radiación solar.

Por tanto, aunque la configuración de 4 m presenta una mayor producción por unidad de superficie, el descenso en la producción global de la planta la convierte en una solución no óptima desde el punto de vista del rendimiento energético, quedando descartada frente a configuraciones intermedias.

En resumen, el análisis conjunto de ambos gráficos pone de manifiesto que el incremento de la distancia entre seguidores no resulta eficiente desde el punto de vista global de la planta, puesto que las ganancias productivas no compensan el incremento de la superficie requerida.

Por tanto, se selecciona una distancia entre filas de 5m como parámetro de diseño, al maximizar la eficiencia en el uso del terreno sin penalizar de manera excesiva la producción energética. Es decir, fijando 5m de separación entre filas se logra un compromiso entre producción y ocupación de la planta.

5.4.8 INFLUENCIA DE LA ALTURA DEL EJE DEL SEGUIDOR

De forma adicional, se ha analizado la influencia de la altura del eje del seguidor sobre el rendimiento de la planta, con el fin de evaluar el impacto de este parámetro en la producción energética y las pérdidas por sombreado cercano.

En el sistema de seguimiento seleccionado (Nextracker NX Horizon), la altura del eje constituye un parámetro de diseño configurable dentro del rango definido por fabricante, comprendido entre 1,3m y 1,8m. Por este motivo, se han evaluado varias configuraciones representativas dentro de dicho rango, con el objetivo de analizar su influencia en el comportamiento global de la instalación

Los resultados de las simulaciones obtenidos se presentan en la siguiente tabla:

Optimización de Altura al Suelo			
Altura del eje del seguidor (m)	Producción Año 1 (MWh)	Pérdidas por Sombreado (%)	Disminución de la Energía Según Altura (%)
1,5	84402,40	2,02%	-
1,8	84613,13	2,02%	-0,25%
1,3	84216,6	2,02%	0,22%

Tabla 15. Resumen de las simulaciones para distintas alturas del eje del seguidor con respecto al suelo

A partir de los resultados mostrados en la tabla 15, se observa que el incremento de altura del eje del seguidor entre 1,3m y 1,8m produce variaciones muy reducidas en la producción energética, del orden del 0,2%, mientras que las pérdidas por sombreado cercano se mantienen constantes en un valor del 2,02%.

Este comportamiento indica que la influencia de este parámetro sobre el rendimiento global de la planta es limitada. No obstante, el aumento de la altura permite una ligera mejora en la captación de la radiación solar, incrementando de forma reducida la producción.

En este sentido, considerando la configuración previamente seleccionada (altura del seguidor de 1,5m y distancia entre filas de 5m), la adopción de una altura de 1,8m permite aumentar en un 0,25% la producción anual respecto a configuraciones más bajas.

Por tanto, se establecerá una altura de 1,8m como valor de diseño, al proporcionar una ligera mejora en la producción energética sin introducir modificaciones relevantes en las pérdidas por sombreado. No obstante, dado el reducido impacto de este parámetro, su elección puede considerarse secundaria frente a otros factores de diseño más determinantes, como la distancia entre filas o el ratio DC/AC.

5.4.9 COMPARATIVA DE CONFIGURACIÓN DE SEGUIDORES (1P vs 2P)

A diferencia de los apartados anteriores en los que se analizaban parámetros de diseño de la planta, ahora se pretende comparar dos soluciones tecnológicas distintas para comprobar su comportamiento en términos de producción energética y superficie ocupada.

En concreto, se analiza el efecto de disponer los módulos en seguidores de un eje con configuración 2P frente a la 1P, empleada en los casos anteriores. De este modo, el objetivo es evaluar la influencia de la configuración estructural de los seguidores sobre el rendimiento global de la planta.

A continuación, se muestra una gráfica comparativa de ambas tecnologías para poder extraer conclusiones:

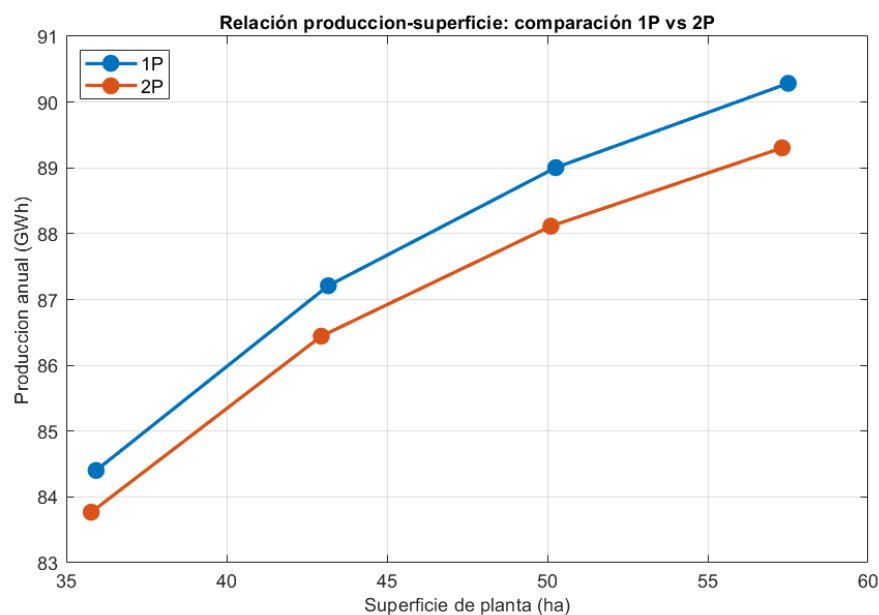


Figura 33. Gráfica comparativa de la producción vs superficie empleada con seguidores 1P y 2P

En la gráfica anterior se puede observar como en ambos casos el aumento de la distancia entre seguidores implica un crecimiento de la producción energética anual. Sin embargo, ambas tecnologías presentan una tendencia similar, con curvas prácticamente paralelas en el rango analizado.

Asimismo, se aprecia que, para valores equivalentes de superficie, la configuración 2P no proporciona incrementos significativos de producción con respecto a la 1P, quedando incluso ligeramente por debajo de la otra curva. Eso indica que ambas soluciones presentan compromisos similares entre producción energética y superficie ocupada.

En consecuencia, se opta por mantener la configuración 1P como solución de diseño, al presentar una mayor densidad energética y una menor complejidad estructural, lo que la convierte en una alternativa más eficiente y robusta para la implantación de la planta.

5.4.10 COMPARATIVA DE MODELOS DE PANELES (MONOFACIAL VS BIFACIAL)

En este apartado se pretende comprobar la influencia de la tecnología de los módulos fotovoltaicos en la producción energética de planta. Para ello, se han llevado a cabo simulaciones en condiciones de trabajo de equivalentes (mismo Ratio DC/AC, distancia entre filas y altura de seguidores) para los dos modelos de paneles, de manera que la única variable relevante sea la arquitectura del módulo.

En el siguiente gráfico de barras se puede observar la diferencia en la producción energética:

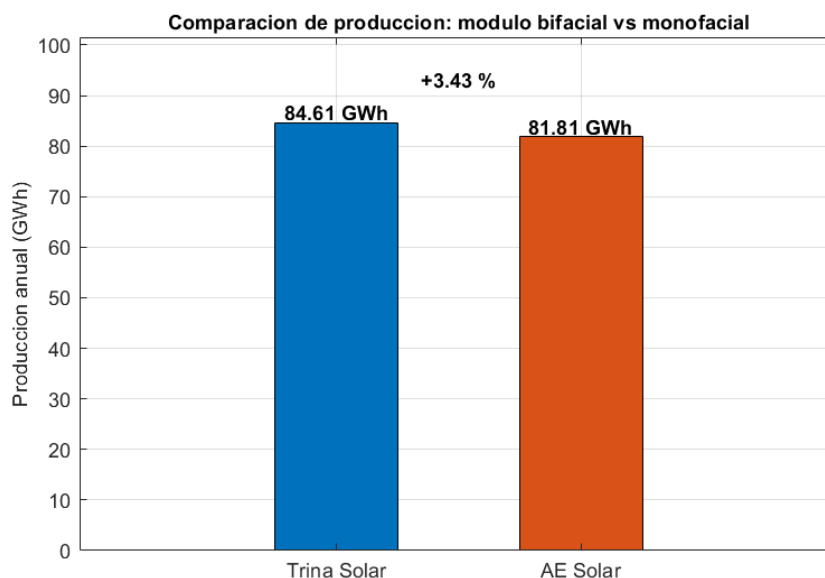


Figura 34. Gráfico de barras con la producción energética para los dos modelos de paneles simulados

Tal y como se puede observar, el módulo bifacial de Trina Solar alcanza una producción anual de 84,61 GWh frente a los 81,81 GWh del panel de AE Solar. Esto supone un incremento en la producción del 3,43% al emplear la tecnología de captación por ambas caras.

Este aumento se debe a la capacidad de los módulos de Trina Solar de captar la radiación reflejada por el entorno, lo que permite que la energía generada sea mayor, sin necesidad de aumentar la superficie ocupada o la potencia instalada. En este sentido, considerando un valor de albedo de 0,15 en el emplazamiento analizado, se dispone de condiciones favorables para el aprovechamiento de la radiación reflejada

En consecuencia, la utilización de módulos bifaciales presenta una ventaja clara desde el punto de vista energético, al mejorar el rendimiento global de la planta manteniendo constantes el resto de los parámetros de diseño. Paralelamente, dado que el coste de los módulos bifaciales se ha aproximado al de los monofaciales en los últimos años, la diferencia económica asociada a su implementación no debería resultar determinante en este caso. Por tanto, se eligen los paneles bifaciales de Trina Solar.

5.4.11 COMPARATIVA DE MODELOS DE INVERSORES

El objetivo de este apartado es analizar la influencia de la potencia nominal de los inversores sobre el rendimiento global de la planta, así como su impacto en el diseño y complejidad de la instalación. Para ello, se han evaluado tres modelos de inversores con distinta potencia nominal (300 kW, 1100 kW y 3300 kW) y la misma tensión máxima de trabajo (1500V) para poder mantener constantes el resto de los parámetros de diseño como: potencia instalada, ratio DC/AC (se ha mantenido lo más cercano a 1,25 posible) y la disposición espacial de los módulos fotovoltaicos.

Los resultados obtenidos en las simulaciones se engloban en el siguiente gráfico de barras:

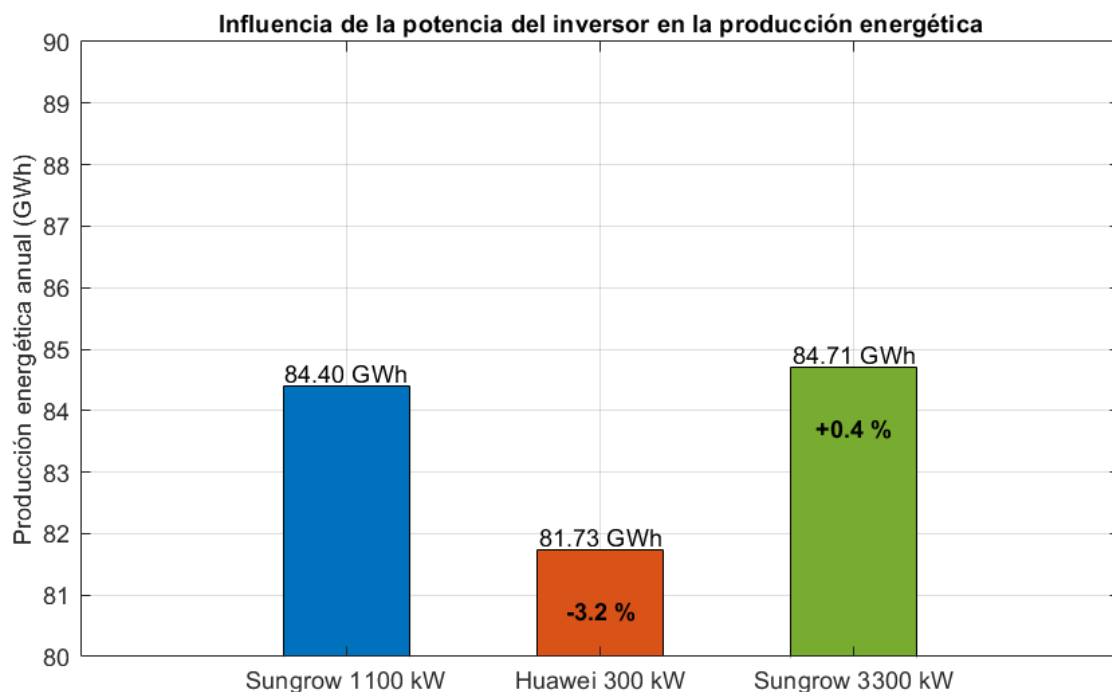


Figura 35. Gráfico explicativo de la influencia de la potencia del inversor en la producción energética.

En la figura 35 se muestra la producción energética anual obtenida para cada uno de los casos analizados. Tal y como se puede observar, el uso del inversor de menor tamaño (300 kW) provoca una reducción de la generación en un 3,2%. El motivo es la necesidad de emplear 107 inversores para poder transformar toda la potencia a corriente alterna. Este

comportamiento se debe a que el elevado número de equipos incrementa notablemente las pérdidas de conversión, afectando negativamente a la producción global.

Por el contrario, el uso del inversor de mayor potencia nominal (3300 kW) permite alcanzar una producción anual un 0,4% mayor que en el caso de partida. Aunque esta mejora energética sea moderada, la configuración con este modelo de inversor presenta ventajas relevantes en términos de diseño de la planta.

En particular, el uso del inversor de mayor potencia permite reducir el número de equipos necesarios de 29 unidades en el caso del inversor de 1100 kW a 10. Esta reducción supone una mayor simplicidad del sistema, y a pesar de que el precio unitario del equipo sea superior, el reducir el total de inversores necesarios permite que esta opción sea económicamente competitiva o incluso más ventajosa.

Asimismo, la disminución en el número de inversores conlleva una reducción en el número de transformadores de media tensión requeridos, simplificando la red de evacuación y reduciendo tanto los costes de instalación como los de operación y mantenimiento.

Por otro lado, la configuración con inversores de menor potencia (300 kW) presenta como principal ventaja la posibilidad de reducir, o incluso, eliminar el uso de cajas combinadoras, al permitir una conexión más directa de los *strings* a los inversores. No obstante, esta mejora no justifica la pérdida de producción, ni el incremento total de equipos, pero permite que sea una solución utilizada en plantas de estas características.

En resumen, se selecciona la configuración con el inversor Sungrow SG3300-UD-MV-20 para el diseño de la planta, al ofrecer el mejor compromiso entre rendimiento energético y simplicidad constructiva.

5.4.12 CONCLUSIÓN DE LAS ELECCIONES DE DISEÑO

En base a los resultados obtenidos en las simulaciones, se establece como configuración final de la planta los siguientes elementos:

Resumen de componentes	
Módulo FV	Trina Solar TSM-NEG-21C-20-725
Inversor	Sungrow SG3300UD-MV-20
Seguidor Solar	Next Tracker NX Horizon 1P
Nº de Módulos FV	55172
Nº de Inversores	10
Parámetros de Diseño	
Nº de Módulos/string	26
Nº de strings	2122
Potencia Pico (MWp)	40
Potencia Nominal (MW)	33
Ratio DC/AC	1,21
Distancia entre Filas (m)	5
Altura del Eje del Seguidor (m)	1,8
Resultados Globales de la Planta	
Superficie de la Planta (ha)	43,2
Producción promedio (GWh/año)	78,21
Horas equivalentes (h/año)	1955,37

Tabla 16. Resumen de los resultados de las simulaciones

De este modo, la configuración presentada en la tabla anterior integra las decisiones adoptadas tras el análisis realizado para los distintos casos de simulación. Además, se incluye a continuación una tabla detallada de la producción anual de la planta, teniendo en cuenta una pérdida de generación de un 2% anual por labores de mantenimiento, y las horas equivalentes a lo largo de los 30 años de vida útil que se estima para la planta:

	Producción	Horas eq
Año	GWh/año	h
1	83,02	2075,40
2	82,69	2067,31
3	82,36	2058,98
4	82,03	2050,65
5	81,69	2042,32
6	81,37	2034,24
7	81,04	2025,91
8	80,70	2017,58
9	80,38	2009,49
10	80,05	2001,16
11	79,71	1992,83
12	79,38	1984,50
13	79,05	1976,17
14	78,72	1968,09
15	78,39	1959,76
16	78,06	1951,43
17	77,72	1943,10
18	77,39	1934,77
19	77,06	1926,44
20	76,72	1918,11
21	76,39	1909,78
22	76,06	1901,45
23	75,72	1893,12
24	75,39	1884,79
25	75,06	1876,46
26	74,73	1868,13
27	74,39	1859,80
28	74,06	1851,47
29	73,73	1843,14
30	73,39	1834,81
Promedio	78,21	1955,37

Tabla 17. Resultados de la simulación de PVsyst durante 30 años

Si se desea consultar el informe de PVsyst de la simulación del caso seleccionado, se adjunta como anexo B al final del presente documento.

Capítulo 6. DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

6.1 SISTEMA EN CORRIENTE CONTINUA

El sistema en corriente continua constituye la primera etapa del sistema eléctrico de una instalación solar fotovoltaica. Esta parte es la encargada de captar la radiación solar y transformarla en energía eléctrica mediante los módulos fotovoltaicos y transportarla hasta los inversores, en donde mediante electrónica de potencia se convierte en alterna trifásica.

En este apartado se abordará el diseño técnico del sistema de CC, consistente en la agrupación de los módulos fotovoltaicos en *strings*, su agrupación en cajas combinadoras, así como el dimensionamiento del cableado de corriente continua, cumpliendo con los criterios eléctricos y normativos aplicables.

6.1.1 CONFIGURACIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

El campo fotovoltaico de la planta en estudio está compuesto por los módulos fotovoltaicos bifaciales Trina Solar Vertex N TSM-NEG21C.20 de 725 Wp, instalados sobre estructuras de seguimiento solar de un eje en configuración 1V.

A partir de las características eléctricas de los paneles fotovoltaicos y de las limitaciones del inversor, se ha definido una configuración de 26 módulos asociados en serie por *string*. El motivo de haber tomado esta decisión se basa en:

- 1- Mantener la tensión del sistema dentro del límite de tensión máximo del inversor en condiciones extremas. Dicho valor extremo es de 1500V.
- 2- Lograr que cada cadena mantenga al menos la tensión mínima de trabajo del inversor (938V), de manera que se optimice la generación.
- 3- Asegurar el correcto funcionamiento del sistema dentro del rango de seguimiento MPPT

De este modo, cada *string* presentará los siguientes parámetros en condiciones de trabajo:

Parámetros por String	
Potencia (kWp)	18,85
Tensión de trabajo (V)	1079
Corriente de trabajo (A)	17,47

Tabla 18. Valores de trabajo de los parámetros principales de cada string del campo fotovoltaico

Los valores recogidos en la tabla anterior garantizan la compatibilidad eléctrica entre los *strings* de módulos y el inversor, permitiendo optimizar la captación de energía y el rendimiento global del sistema.

6.1.2 DIMENSIONAMIENTO DE LOS STRINGS

La potencia objetivo de la planta es de 40 MWp, por tanto, si cada *string* presenta una potencia nominal de 18,85 kWp, entonces, será necesario incorporar 2122 cadenas de módulos fotovoltaicos para cubrir la potencia de diseño.

Además, los *strings* anteriores están repartidos entre 10 inversores de gran tamaño, que se comportan como inversores centrales. De esta manera, el reparto de los módulos entre los inversores se realiza de manera prácticamente uniforme, quedando organizados de la siguiente manera:

- 8 inversores con 212 *strings*
- 2 inversores con 213 *strings*

La ligera diferencia en el número de strings por inversor se debe a la imposibilidad de realizar una división exacta, siendo totalmente admisible desde el punto de vista operativo.

Cada inversor dispone de 15 entradas de corriente continua, organizadas en 3 MPPT independientes. Dado que el número de *strings* por inversor es significativamente superior al de entradas disponibles, resulta necesario el uso de cajas combinadoras (normalmente denominadas *Combiner boxes*) para hacer posible la integración eléctrica del sistema.

6.1.3 AGRUPACIÓN EN *COMBINER BOXES*

La utilización de un número reducido de inversores de gran potencia (10 unidades) implica que cada uno de ellos actúe como inversor central para un conjunto de *strings*. Es por este motivo por el que para hacer posible la integración eléctrica del campo fotovoltaico con los inversores, se hará uso de cajas combinadoras. Estos elementos permiten el conexionado en paralelo de varias *strings*, unificando la salida en un único circuito hacia el inversor.

Se seleccionan cajas combinadoras del fabricante español Comaple, que ofrecen soluciones para sistemas de 1500 V en corriente continua, siendo adecuadas para instalaciones fotovoltaicas de gran potencia.

En el presente proyecto se adopta el criterio de diseño de hasta 16 *strings* por caja combinadora con la finalidad de reducir la sección de conductor necesaria a la salida de esta al mantener corrientes de salida moderadas. Además, este criterio de diseño es habitual en plantas fotovoltaicas de gran potencia.

Cada inversor recibe 212 o 213 *strings* y posee 3 MPPT independientes, por ello, repartiendo de manera equilibrada las cadenas entre estos puntos, se obtiene un total de entre 70 y 71 *strings* por MPPT respectivamente.

A partir del cálculo expresado en el párrafo anterior, la configuración de cajas combinadoras por cada MPPT será:

- 4 cajas combinadoras con capacidad para 16 *strings* completamente ocupadas
- 1 caja combinadora con capacidad para 8 *strings* parcialmente ocupada (con 6 o 7 *strings* según el caso).

A continuación, se adjunta un unifilar explicativo del reparto realizado entre los MPPT del inversor:

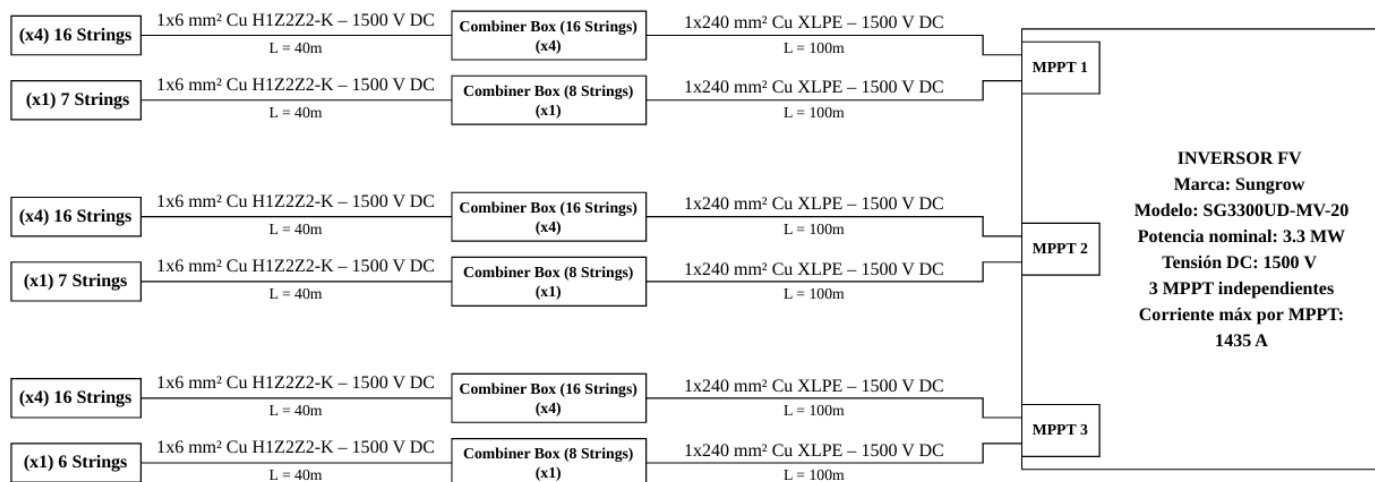


Figura 36. Esquema Unifilar del bus DC de la instalación

El unifilar anterior muestra el conexionado de los 8 inversores que reciben 212 *strings*. No obstante, los 2 inversores con 213 *strings* la única modificación es que las 3 *combiner boxes* de 8 *strings* reciben 7 cadenas de módulos en lugar de 6.

Adicionalmente, el uso de cajas combinadoras permite centralizar las protecciones en corriente continua, facilitando la incorporación de fusibles por string y mejorando la seguridad y mantenibilidad del sistema.

6.1.4 CRITERIOS DE DISEÑO DEL CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA

El dimensionamiento del sistema de cableado en corriente continua se ha realizado considerando criterios eléctricos, normativos y de optimización del rendimiento energético de la instalación.

Para ello, se han considerado los siguientes criterios de diseño:

- **Máxima caída de tensión admisible**

Uno de los parámetros de diseño más restrictivos es la caída de tensión en corriente continua. En instalaciones generadoras se encuentra limitada a un máximo de un 1,5% respecto a la tensión nominal del sistema, tal y como se indica en la ITC-BT-40 del REBT.

Además, tal y como se ha podido observar en el anterior subapartado, la instalación planteada posee dos tramos bien diferenciados en el bus DC (*string* – caja combinadora y caja combinadora – inversor). Por tanto, resulta necesario repartir la caída de tensión entre ambas partes, atendiendo a la criticidad y el número de conductores implicados.

Con motivo de realizar un dimensionamiento con margen de seguridad para evitar sobrepasar los límites en condiciones de elevada temperatura, se ha decidido realizar un reparto equitativo entre ambos tramos cubriendo hasta un 1% de caída de tensión.

- **Tipo de conductores**

Se han tenido en cuenta diferentes tipologías de cable en función del tramo del sistema, debido a que cada parte conduce una corriente distinta. Por ello, finalmente se ha decidido emplear:

- Para la conexión de *strings* a las cajas combinadoras: se emplearán cables tipo H1Z2Z2-K, específicos para instalaciones fotovoltaicas, conforme a la norma UNE para sistemas de 1500 V dc.
- Para los tramos entre las cajas combinadoras y los inversores: se emplean cables de potencia de cobre con aislamiento XLPE debido al incremento de corriente que se produce en este tramo.

- **Longitudes de diseño**

Dado que la fase del proyecto se corresponde con un nivel de ingeniería básica, no se conoce la disposición final de los elementos en el terreno. Por ello, se han seleccionado longitudes representativas en función de los criterios de diseño más empleados en plantas de estas características, fijando así los siguientes valores de referencia:

- Tramo *string* → caja combinadora: $L1 = 40 \text{ m}$
- Tramo caja combinadora → inversor: $L2 = 100\text{m}$

De esta manera, se puede realizar una primera aproximación realista de las secciones de conductores de cobre que son necesarias en la instalación en estudio.

Paralelamente, tal y como establece el REBT para instalaciones generadoras como la presente, el dimensionamiento de conductores se ha realizado considerando tanto el criterio de máxima caída de tensión, como el de máxima intensidad admisible. Finalmente, se selecciona la sección más restrictiva de las dos.

De este modo, se garantiza simultáneamente el cumplimiento de los límites de pérdida de energía y la correcta operación térmica de los conductores, obteniendo una instalación eficiente y segura.

6.1.5 DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES DE CORRIENTE CONTINUA

El dimensionamiento de los conductores de corriente continua se ha realizado de acuerdo con los criterios desarrollados en el apartado anterior. Para todos los tramos se ha considerado el criterio de caída de tensión máxima y capacidad térmica, de manera que la sección final cumpla simultáneamente con ambas restricciones.

En el tramo comprendido entre los *strings* y las cajas combinadoras, la corriente que deben soportar los conductores es de 17,47 A, es decir, es relativamente baja. Por tanto, se prevé que el factor limitante en este caso sea la máxima caída de tensión admisible.

Por un lado, para el cálculo de la sección según la capacidad térmica del conductor se ha empleado la corriente de cortocircuito (18,54 A) aplicándole un factor de seguridad de 1,25 para considerar escenarios de condiciones desfavorables. Además, se añade un factor de corrección por temperatura y agrupamiento (estimados en 0,93 y 0,8 según las tablas de la ITC-BT) considerando que el cable irá enterrado en una zanja. De esta forma, se concluye que la corriente admisible que debe tener el conductor de cobre debe ser de 31,15 A, lo que corresponde a una sección de 4 mm².

Por otro lado, se realiza el cálculo para la máxima caída de tensión admisible para este tramo, que se ha fijado en un 0,5% para tener un margen de seguridad. Teniendo en cuenta la tensión

y corriente de trabajo en condiciones de máxima potencia (lo fijan los MPPT del inversor), la sección teórica calculada es de $4,626 \text{ mm}^2$. Por tanto, considerando las secciones comerciales disponibles, se necesitarán conductores de 6 mm^2 .

En el tramo comprendido entre las cajas combinadoras y el inversor, las condiciones de trabajo cambian al asociar varios *strings* en paralelo. En estas condiciones, y teniendo en cuenta una longitud aproximada de 100m, los conductores deben poder operar con 279,5 A y 1079V.

Por tanto, aplicando el mismo procedimiento de cálculo que para el tramo anterior y teniendo en cuenta las condiciones de trabajo de esta parte, los dos criterios de diseño reportan la necesidad de instalar conductores de 240 mm^2 .

A continuación, se adjunta una tabla resumen de los conductores que se emplearán para cada tramo:

Tramo String - Caja Combinadora	Tramo Caja Combinadora - Inversor
1x6 mm ² Cu H1Z2Z2-K – 1,5 kV DC	1x240 mm ² Cu XLPE – 1,5 kV DC

Tabla 19. Conductores empleados en el bus DC de la instalación

Los cálculos detallados de las secciones se incluyen en el anexo C

6.2 SISTEMA EN CA DE MEDIA TENSIÓN

La configuración del sistema de corriente alterna de la planta viene condicionada por el modelo de inversor que ha sido utilizado. En el presente proyecto se emplea el modelo SG3300UD-MV-20 del fabricante Sungrow, los cuales incorporan en único equipo tanto el inversor como el transformador elevador de media tensión.

El equipo seleccionado se basa en un inversor SG3300UD estándar (con salida en baja tensión), que incorpora un transformador elevador de relación 0,63/30 kV lo que permite disponer directamente de una salida en media tensión. A continuación, se adjunta una imagen del conjunto:

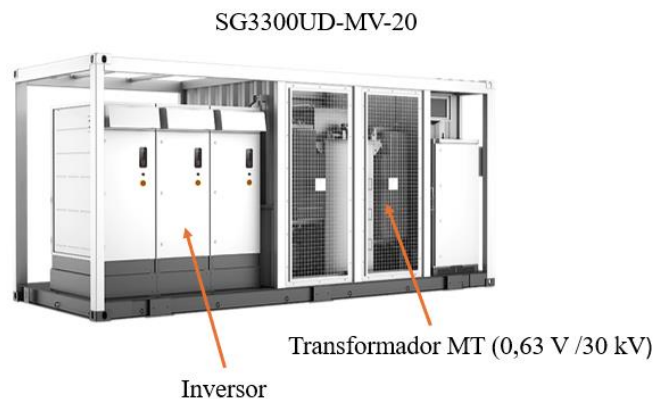


Figura 37. Inversor con transformador de media tensión acoplado [18]

Como se puede observar en la imagen anterior, el inversor y el transformador constituyen un único bloque funcional, proporcionando una salida directa en media tensión que se conectará a la red colectora de la planta.

La adopción de esta solución elimina la necesidad de una red de baja tensión y transformadores externos individuales, simplificando el diseño del sistema eléctrico. De esta manera, se disminuyen las pérdidas asociadas al transporte de energía en baja tensión, que son elevadas debido a haber una intensidad alta, logrando una mejor eficiencia de la planta.

Asimismo, el uso del modelo SG3300UD-MV-20 permite optimizar la implantación de la planta y facilita las labores de montaje, contribuyendo a una reducción del coste global y a una mejora del rendimiento energético del sistema.

6.2.1 RED COLECTORA EN MEDIA TENSIÓN

La evacuación de la energía transformada por los inversores se realiza mediante una red colectora en media tensión, cuyo objetivo es transportar la energía hasta la subestación elevadora de la planta, donde se eleva el nivel de tensión para la conexión de la instalación a la red eléctrica.

Dado que los inversores seleccionados disponen de salida directa en media tensión, cada uno de ellos se conecta a la red colectora mediante su correspondiente línea trifásica. La conexión de los 10 equipos se realizará en paralelo para evitar que el fallo de uno de los inversores afecte al funcionamiento del resto de los conectados a la red colectora,

De este modo, la red colectora actúa como un nodo de interconexión de circuitos, en el que las potencias aportadas por cada inversor se van acumulando progresivamente a medida que se avanza hacia la subestación elevadora.

Con el objetivo de optimizar el dimensionamiento de conductores y tener una instalación con una configuración radial, la red colectora se ha estructurado en dos alimentadores o *feeders*, cada uno de los cuales agrupa 5 inversores. El motivo de esta decisión ha sido reducir la corriente que circula por cada línea reduciendo así la sección de los conductores y mejorando la eficiencia del sistema.

Paralelamente, la división de la planta en dos alimentadores aporta mayor flexibilidad operativa, ya que permite aislar una parte de la instalación en caso de mantenimiento o fallo, sin comprometer al resto.

Para aclarar la configuración de la red colectora de media tensión, se adjunta un esquema unifilar simplificado en el que se puede comprobar cómo se distribuyen los inversores en los *feeders* y la conexión a la subestación elevadora a alta tensión.

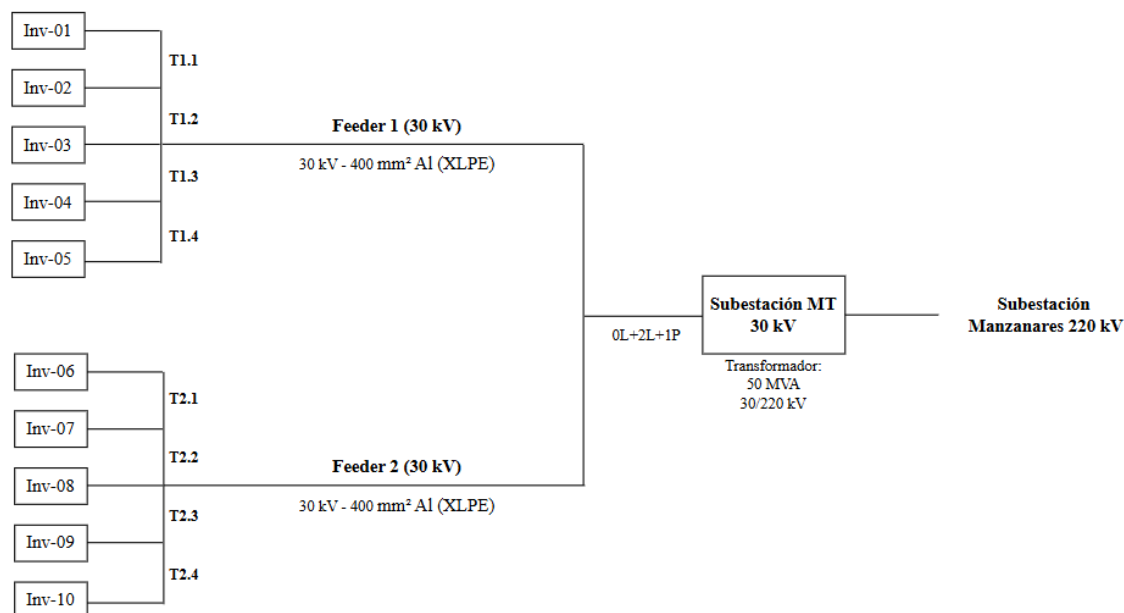


Figura 38. Esquema unifilar de la red colectora en media tensión con dos feeders

Se debe tener en cuenta que el conexionado de los inversores a cada *feeder* se realiza de manera progresiva, es decir, la corriente no va a ser constante a lo largo de la línea puesto que la potencia irá aumentando conforme se van uniendo los inversores. Este hecho resulta determinante en el dimensionamiento del cableado, puesto que cada tramo debe ser calculado en función de la potencia que transporta, siendo el más demandante el final que va al transformador de alta tensión.

6.2.2 CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO DE CABLES EN MT

El dimensionamiento del cableado en media tensión de la red colectora se ha realizado de acuerdo con la normativa eléctrica vigente aplicable a instalaciones de alta y media tensión. En concreto, se han tenido en cuenta las disposiciones del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión (RD 337/2014), así como sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-RAT).

Paralelamente, se han considerado los criterios establecidos por las normas UNE de aplicación y las recomendaciones de fabricantes de cableado, como Prysmian, para garantizar el dimensionamiento adecuado de los conductores. Además, para el cálculo de la

capacidad de conducción de corriente y el comportamiento técnico, se ha atendido a la normativa IEC 60287 e IEC 60949.

A continuación, se mostrarán los criterios aplicados para el cálculo de la sección de los conductores, teniendo en cuenta que siempre deberá ser elegido aquel procedimiento que resulte más restrictivo en cada caso:

- **Criterio Térmico**

Los conductores deben ser capaces de soportar la corriente de diseño en régimen permanente sin superar en ningún momento la temperatura máxima admisible del aislamiento.

Para ello, se comprueba que la corriente que circulará por el cableado en condiciones de trabajo sea inferior que la intensidad admisible proporcionada por las tablas del fabricante o la normativa. Además, a pesar de ser un cálculo preliminar por desconocer la disposición final de los componentes, se han aplicado los factores de corrección correspondientes para presentar un estudio inicial realista.

Este criterio deberá ser aplicado de manera individual a cada tramo de la red colectora, puesto que la corriente varía a lo largo de estos en función del número de inversores conectados en cada parte.

- **Criterio de máxima caída de tensión**

Este criterio pretende garantizar un transporte energético eficiente mediante la limitación de las pérdidas a lo largo de la línea. Si bien, el reglamento no establece un límite específico de este parámetro, se fijará un valor máximo de un 1% como criterio de diseño conservador y habitualmente utilizado en instalaciones fotovoltaicas *utility-scale*.

Para su cálculo se ha empleado la expresión correspondiente a sistemas trifásicos en corriente alterna. Dicho cálculo se muestra a continuación:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * L * (R * \cos \varphi + X * \sin \varphi)$$

No obstante, el inversor empleado opera en un factor de potencia próximo a la unidad, por lo que la contribución de la reactancia serie de los conductores resulta menos significativa.

Este criterio adquiere especial relevancia cuando se tienen redes de gran longitud, por lo que se prevé que no sea limitante para el diseño de la red colectora.

- **Criterio de Cortocircuito**

Todo conductor presente en la instalación debe ser capaz de soportar los esfuerzos térmicos producidos por una corriente de falta durante al menos el tiempo de arranque de las protecciones.

El cálculo a realizar para obtener la sección necesaria debe tener en cuenta el valor de la corriente de cortocircuito, el tiempo de actuación de las protecciones y el tipo de material conductor y aislamiento empleados. De esta manera, la expresión que se ha usado tiene la siguiente forma:

$$S \geq \frac{I_{CC} * \sqrt{t}}{k}$$

Es un criterio fundamental a tener en cuenta en la red colectora, puesto que esta debe estar preparada para soportar faltas de cualquier tipo durante un tiempo limitado.

6.2.3 DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES EN MEDIA TENSIÓN

El dimensionamiento de los conductores de la red de media tensión se ha realizado siguiendo los tres criterios de diseño especificados en el subapartado anterior. El objetivo es garantizar el correcto funcionamiento de la instalación tanto en condiciones normales de operación, como en situaciones de falta.

La evacuación de energía generada del parque se realiza mediante dos alimentadores (*feeders*) en media tensión, cada uno de los cuales conecta cinco inversores hasta la subestación MT del parque. Ambos *feeders* se conectan a un embarrado común desde el cual

se realiza la elevación a la tensión de red de 220 kV mediante un transformador de potencia nominal 50 MVA y relación de transformación 30/220 kV.

En primer lugar, se ha calculado la sección de cada tramo dentro del *feeder* mediante el criterio térmico. Para ello, aplicando la siguiente fórmula se obtiene la corriente de operación en condiciones normales:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U}$$

Considerando la potencia nominal de cada inversor que es de 3,3 MW y la tensión de salida de este de 30 kV, se obtienen los siguientes resultados correspondientes a cada tramo del *feeder*:

Tramo	Potencia nominal (MW)	Criterio Térmico		
		Corriente Teórica (A)	Corriente Corregida (A)	Sección (mm ²)
T1.1 / T2.1	3,3	66,85	89,85	50
T1.2 / T2.2	6,6	133,70	179,71	70
T1.3 / T2.3	9,9	200,55	269,56	95
T1.4 / T2.4	13,2	267,40	359,41	240
T1.5 / T2.5	16,5	334,26	449,27	400

Tabla 20. Secciones de los tramos de los feeders MT según el criterio térmico

En la tabla anterior se puede observar que cada tramo posee una potencia superior al anterior puesto que los inversores se conectan de manera progresiva al alimentador. En consecuencia, las secciones de los conductores serán crecientes también.

Además, se calculan dos corrientes, por un lado, se obtiene la corriente teórica mediante la expresión mostrada en este apartado. Por el otro lado, la corriente corregida es la de trabajo teniendo en cuenta los factores de corrección por agrupamiento y temperatura del terreno por ir enterrados en una zanja.

Una vez calculadas las secciones necesarias según el criterio térmico, hay que comprobar que cumplan con la máxima caída de tensión admisible, que se ha fijado en un 1%. Para ello, se tiene en cuenta la impedancia serie completa de los conductores y se realiza el cálculo

suponiendo un factor de potencia de 0,95 inductivo, a pesar de que, según la ficha técnica del inversor, este vaya a trabajar cercano a la unidad.

De esta manera, aplicando el cálculo indicado en el subapartado anterior, se obtiene:

Caída de Tensión				
Tramo	R (mΩ/m)	X (mΩ/m)	ΔU (V)	ΔU (%)
T1.1 / T2.1	0,641	0,12	20,121	0,067
T1.2 / T2.2	0,443	0,115	28,434	0,095
T1.3 / T2.3	0,32	0,11	31,594	0,105
T1.4 / T2.4	0,125	0,103	18,789	0,063
T1.5 / T2.5	0,077	0,1	40,610	0,135

Tabla 21. Caídas de tensión de los conductores de los tramos

Tal y como se puede ver en la tabla 16, la caída de tensión acumulada entre ambos *feeders* es de un 0,93%, es decir, menor al límite impuesto para el diseño. Por ello, las secciones establecidas anteriormente por el criterio térmico cumplen con este requisito también.

Finalmente, para el cálculo de la corriente de cortocircuito se ha determinado a través de la impedancia del transformador de evacuación a red. Dicho elemento se ha supuesto de las siguientes características nominales:

- Potencia aparente: 50 MVA
- Tensión: 30 kV
- Impedancia: 10%

Con todos los datos anteriores se obtiene una corriente de cortocircuito del orden de 9,62 kA. Siendo esta la presente en barras de la subestación de media tensión, es decir, en los *feeders* irá disminuyendo debido a la impedancia de las líneas.

Suponiendo un tiempo de arranque de las protecciones de 1s y una constante $k = 94$ para el Aluminio XLPE, se calcula una sección teórica de 102 mm^2 , que deberá ser de 120 mm^2 si se tienen en cuenta las secciones comerciales. Por tanto, se puede ver que en el tramo con 5 inversores conectados la sección es muy superior a la calculada por este criterio, es decir, el cortocircuito no es limitante en este caso.

En resumen, las secciones y tipo de conductor empleados para el parque de media tensión de la instalación serán:

Tramo	Sección (mm ²)	Tipo de Conductor
T1.1 / T2.1	50	RHZ1 18/30 kV – Al XLPE
T1.2 / T2.2	70	RHZ1 18/30 kV – Al XLPE
T1.3 / T2.3	95	RHZ1 18/30 kV – Al XLPE
T1.4 / T2.4	240	RHZ1 18/30 kV – Al XLPE
T1.5 / T2.5	400	RHZ1 18/30 kV – Al XLPE

Tabla 22. Resumen de conductores teóricos del parque de media tensión de la instalación

No obstante, a pesar de que el cálculo teórico reporte secciones diferentes a lo largo de los distintos tramos, en la realidad, esto resulta poco práctico. Por tanto, se unificarán secciones quedando finalmente:

Tramo	Sección (mm ²)	Tipo de Conductor
T1.1 / T2.1	95	RHZ1 18/30 kV – Al XLPE
T1.2 / T2.2	95	RHZ1 18/30 kV – Al XLPE
T1.3 / T2.3	95	RHZ1 18/30 kV – Al XLPE
T1.4 / T2.4	400	RHZ1 18/30 kV – Al XLPE
T1.5 / T2.5	400	RHZ1 18/30 kV – Al XLPE

Tabla 23. Resumen de conductores reales del parque de media tensión de la instalación

Para ver con mayor profundidad los cálculos realizados tanto para la parte de CC como la de CA para la selección de las secciones necesarias se incluye el anexo C al final del documento.

6.2.4 SUBESTACIÓN DE MEDIA TENSIÓN

La instalación fotovoltaica en estudio requiere de una subestación de media tensión propia para poder adecuar el nivel de tensión al de la subestación de Manzanares (220 kV). De este modo, la función principal de esta instalación elevadora es recibir la energía generada por los 10 inversores, agruparla mediante la red colectora y elevar su nivel de tensión para permitir una evacuación eficiente hacia la red de transporte.

- **Configuración de la subestación**

La configuración seleccionada para la subestación es de simple barra, una de las soluciones más empleadas en instalaciones de generación renovable de potencia media debido a su equilibrio entre simplicidad, fiabilidad y coste.

En una configuración de simple barra, todas las posiciones de línea y transformación se conectan a una única barra colectora. Esta disposición presenta diversas ventajas que justifican su elección para el presente proyecto:

- Menor coste de inversión, al requerir un menor número de equipos de maniobra, protecciones y elementos auxiliares respecto a configuraciones más complejas como doble barra o interruptor y medio.
- Mayor simplicidad de operación y mantenimiento, facilitando tanto la explotación de la instalación como la localización de posibles incidencias.
- Alta fiabilidad para instalaciones de tamaño medio, como es el caso del parque fotovoltaico proyectado, donde la pérdida de disponibilidad asociada a una barra única resulta asumible frente al incremento económico que supondrían configuraciones redundantes.
- Menor superficie ocupada, aspecto especialmente relevante en subestaciones asociadas a plantas fotovoltaicas, donde se busca minimizar tanto la obra civil como el impacto ambiental.

Aunque una configuración de simple barra presenta una menor flexibilidad operativa y requiere la desconexión completa de la barra para determinadas labores de mantenimiento, estas limitaciones son poco significativas en una planta fotovoltaica de 40 MW, donde la continuidad absoluta del servicio no justifica el empleo de esquemas más complejos y costosos.

- **Posiciones de la subestación**

La subestación dispone de un total de tres posiciones, dos de entrada y una de salida, y todas ellas se encuentran conectadas al embarrado principal. El esquema de la subestación elevadora de media tensión queda:

- Dos posiciones de entrada: se corresponde con los *feeders* de la red colectora de media tensión. Cada *feeder* agrupa 5 inversores, lo que permite repartir la potencia generada de manera que un fallo en uno de ellos no implique la pérdida total de generación.
- Una posición de salida: correspondiente al transformador de potencia que se encarga de pasar de un nivel de media tensión (30 kV) a 220 k, propio de la red de transporte.

A continuación, se adjunta el unifilar correspondiente a la subestación para aclarar la organización de esta en tres posiciones:

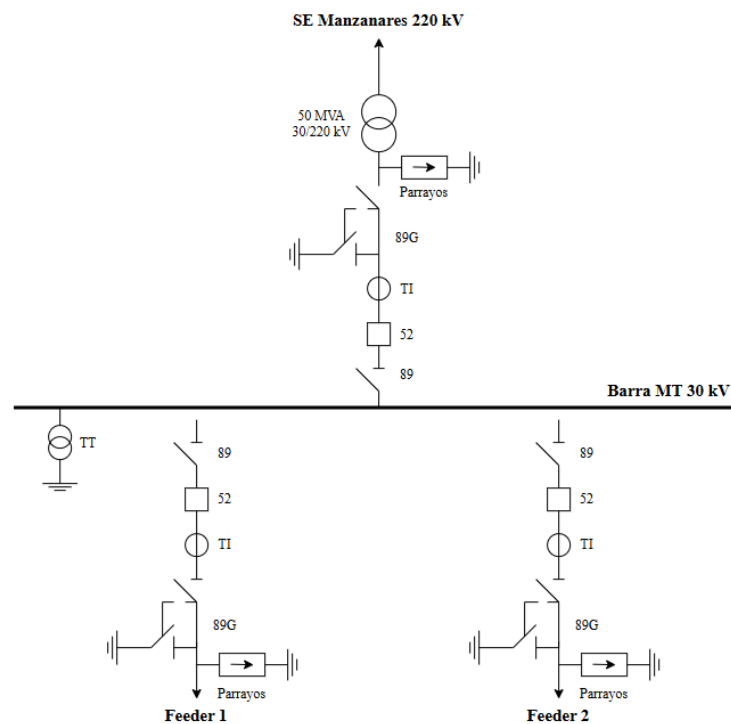


Figura 39. Unifilar de la subestación elevadora de Media Tensión del parque fotovoltaico

Cada una de las posiciones dispone de los correspondientes seccionadores, interruptores de potencia, transformadores de intensidad y pararrayos, que permiten realizar las maniobras de explotación y proporcionan la protección necesaria frente a sobreintensidades y sobretensiones. Asimismo, el embarrado incorpora un transformador de tensión para la medida y supervisión de la tensión de la barra principal.

Esta disposición permite una explotación sencilla de la instalación, manteniendo una adecuada selectividad de protecciones y facilitando las maniobras de operación.

- **Transformador de potencia**

El elemento principal de la subestación es el transformador elevador, cuya misión consiste en adaptar el nivel de tensión de la energía generada por el parque a la tensión de la red de transporte.

Para el presente proyecto se selecciona un transformador trifásico de 50 MVA con relación de transformación 30/220 kV. La tensión del devanado de baja tensión coincide con la tensión de la red colectora del parque (30 kV), mientras que el devanado de alta tensión se conecta a la red de transporte de 220 kV.

Aunque la potencia nominal instalada del parque fotovoltaico es de 40 MW, se selecciona un transformador de 50 MVA con el objetivo de disponer de un margen de capacidad suficiente que permita absorber posibles sobrecargas puntuales, evitar un funcionamiento continuo próximo al límite nominal y reducir el envejecimiento térmico del equipo. Este margen también proporciona una mayor flexibilidad ante posibles ampliaciones futuras o incrementos temporales de la potencia intercambiada con la red.

En cuanto a la tecnología empleada, se opta por un transformador inmerso en aceite mineral con refrigeración natural y forzada (ONAN/ONAF), tecnología ampliamente utilizada en subestaciones de alta potencia debido a su elevada fiabilidad, robustez y excelente capacidad de disipación térmica. Considerando que la potencia nominal del parque es de 40 MW, el transformador operará habitualmente en régimen ONAN, siendo suficiente la refrigeración por circulación natural del aceite y del aire. El modo ONAF, mediante la activación

automática de los ventiladores, quedará reservado para situaciones de sobrecarga o de elevadas temperaturas, permitiendo incrementar la capacidad de refrigeración del equipo.

El aceite mineral desempeña simultáneamente funciones de aislamiento eléctrico y refrigeración, permitiendo evacuar el calor generado en los devanados y en el núcleo magnético hacia los radiadores del transformador. En condiciones normales de carga, la refrigeración se realiza mediante circulación natural del aceite y del aire (ONAN), mientras que para cargas elevadas entran en funcionamiento los ventiladores, incrementando la capacidad de refrigeración (ONAF).

Asimismo, el transformador incorpora un cambiador de tomas en carga (OLTC), que permite ajustar la relación de transformación sin necesidad de desconectar el equipo. De esta forma, es posible mantener la tensión dentro de los márgenes exigidos por el operador del sistema, compensando las variaciones producidas tanto por las fluctuaciones de generación como por las condiciones de la red eléctrica.

De esta manera, el transformador elegido posee las siguientes características:

Transformador Elevador	
Potencia nominal	50 MVA
Relación de transformación	220/30 kV
Frecuencia	50 Hz
Refrigeración	ONAN/ONAF
Regulación de tensión	OLTC
Instalación	Exterior

Tabla 24. Características principales del transformador de media tensión

La elección de esta tecnología responde a su amplia implantación en subestaciones de evacuación de plantas fotovoltaicas, donde se requiere un elevado nivel de fiabilidad, una larga vida útil y unos costes de operación y mantenimiento reducidos.

Por tanto, la solución adoptada permite satisfacer los requisitos de evacuación de la potencia generada por el parque fotovoltaico, proporcionando una infraestructura sencilla, robusta y de elevada disponibilidad. La configuración seleccionada constituye un compromiso

adecuado entre fiabilidad, facilidad de operación y coste de implantación, aspectos especialmente relevantes en instalaciones de generación renovable de esta potencia.

Capítulo 7. OBRA CIVIL

La obra civil constituye una de las fases fundamentales en el desarrollo de una planta solar fotovoltaica de gran tamaño, puesto que es el proceso a través del cual se consigue preparar el terreno para poder albergar la planta de manera adecuada.

La parcela seleccionada para el presente proyecto se localiza en el entorno de Manzanares (Ciudad Real), una zona caracterizada por una topografía prácticamente llana y una pendiente reducida, lo que simplifica significativamente los trabajos de movimiento de tierras y favorece la implantación de sistemas fotovoltaicos de seguimiento solar. Las actuaciones de obra civil contempladas incluyen el sistema de cimentación de las estructuras, la ejecución de zanjas para canalizaciones eléctricas, la construcción de caminos interiores, la implementación de sistemas de drenaje superficial, el cerramiento perimetral de la instalación y la construcción de las edificaciones auxiliares y subestaciones necesarias para la operación de la planta.

7.1.1 ESTUDIO GEOTÉCNICO E HINCADO DE ESTRUCTURAS

El terreno seleccionado se caracteriza por llano, lo cual simplifica las labores de instalación de las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos, por poder omitir el proceso de allanamiento de este. De este modo, se considera como solución constructiva óptima el empleo de estructuras de seguimiento solar de un eje cimentadas mediante perfiles metálicos hincados directamente en el terreno.

El sistema de hincado consiste en la introducción de perfiles de acero galvanizado mediante maquinaria específica, sin necesidad de excavaciones ni hormigonado en la mayoría de los casos. Esta solución presenta importantes ventajas desde el punto de vista técnico y económico, entre las que destacan:

- Reducción de costes de ejecución.
- Disminución de los tiempos de instalación.

- Menor impacto ambiental sobre el terreno.
- Facilidad de desmontaje al final de la vida útil de la planta.

A continuación, se adjunta una figura para aclarar en qué consiste el proceso de hincado de estructuras:



Figura 40. Hincado de estructuras soporte en una instalación solar fotovoltaica [19]

No obstante, de manera previa al proceso de hincado, será necesaria la realización de un estudio geotécnico que permita verificar la capacidad portante del terreno y descartar la presencia de estratos rocosos que dificulte la introducción de los perfiles en el suelo.

7.1.2 ESTUDIO HIDROLÓGICO Y DRENAJE

Aunque el emplazamiento presenta una pendiente reducida y una topografía favorable, resulta imprescindible garantizar una adecuada evacuación de las aguas de lluvia para evitar procesos erosivos y acumulaciones de agua que puedan afectar a las estructuras, los caminos o las infraestructuras eléctricas.

El estudio hidrológico tiene como objetivo identificar los posibles puntos de acumulación de escorrentías y dimensionar los sistemas de drenaje necesarios para eventos de precipitación intensos.

Dada la escasa pendiente del terreno, el sistema de drenaje previsto estará basado principalmente en:

- Cunetas laterales en los caminos principales.
- Pequeños canales de evacuación superficial.
- Adecuación de las pendientes del terreno en las zonas de implantación de equipos.
- Obras de paso en cruces de caminos y canalizaciones.

La gestión adecuada de las aguas pluviales permite minimizar los riesgos de erosión del terreno y contribuye a la conservación de la estabilidad de las cimentaciones y los viales interiores.

7.1.3 ZANJAS Y CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

La red eléctrica de la planta requiere la ejecución de zanjas destinadas al alojamiento de los conductores dedicados a la transmisión de potencia y comunicaciones.

El presente trabajo se trata de un diseño preliminar, y, por ende, los recorridos a seguir por las zanjas no están definidos. No obstante, la trayectoria deberá ser aquella que minimice las longitudes de cable con el fin de reducir las pérdidas eléctricas y optimizar el uso del terreno.

De forma general, las zanjas incluirán:

- Lecho de arena para protección de los cables.
- Conductores de potencia.
- Conductores de comunicaciones y control.
- Cinta de señalización.
- Relleno compactado mediante materiales seleccionados.

La disposición subterránea de las canalizaciones reduce la exposición de los cables a agentes externos y mejora la integración ambiental de la instalación.

7.1.4 RED DE CAMINOS INTERIORES

La planta fotovoltaica requiere una red de caminos interiores que garantice el acceso a los distintos equipos durante las fases de construcción, operación y mantenimiento. La parcela cuenta con acceso directo desde la carretera CM-3107, lo que facilita la entrada de maquinaria y vehículos de servicio.

Debido a la topografía prácticamente llana del emplazamiento, el diseño de los viales no requiere movimientos de tierras significativos. La red viaria estará compuesta por un camino principal de acceso conectado con la CM-3107 y varios caminos secundarios destinados a proporcionar acceso a los seguidores solares, inversores, edificio de control y subestación elevadora.

Los caminos se ejecutarán mediante una capa de zahorra artificial compactada, solución ampliamente utilizada en plantas fotovoltaicas por su bajo coste, facilidad de mantenimiento y capacidad para soportar el tránsito ocasional de vehículos pesados. Asimismo, se dispondrán pendientes transversales y cunetas laterales que permitan la correcta evacuación de las aguas de escorrentía, evitando la aparición de encharcamientos y procesos erosivos.

7.1.5 CERRAMIENTO PERIMETRAL

Con objeto de garantizar la seguridad de las instalaciones y restringir el acceso a personal no autorizado, se dispondrá un vallado perimetral alrededor de toda la parcela.

El cerramiento estará formado por:

- Malla metálica galvanizada.
- Postes de acero galvanizado.
- Puertas de acceso para vehículos y personal autorizado.

A continuación, se muestra un ejemplo del tipo de cerramientos que se propone para la planta en estudio:



Figura 41. Ejemplo de cerramiento perimetral de protección para la instalación [20]

Asimismo, se instalará señalización específica indicando la presencia de instalaciones eléctricas de alta tensión y las restricciones de acceso correspondientes.

7.1.6 EDIFICIO DE CONTROL

La planta dispondrá de un edificio de control destinado a albergar los sistemas de supervisión y operación de la instalación.

En este edificio se ubicarán:

- Sistema SCADA.
- Equipos de comunicaciones.
- Sistemas de monitorización y control.
- Cuadros auxiliares de baja tensión.
- Dependencias para personal de operación y mantenimiento.

Debido a las reducidas necesidades de ocupación, se plantea una construcción modular de dimensiones reducidas próxima a la subestación principal, facilitando la gestión centralizada de la planta.

7.1.7 SUBESTACIÓN ELEVADORA

La planta dispone de una subestación elevadora 30/220 kV destinada a evacuar la energía generada hacia la subestación de Manzanares. Desde el punto de vista de la obra civil, la construcción de esta infraestructura requiere la ejecución de una plataforma específica dentro de la parcela sobre la que se ubican los distintos equipos eléctricos y auxiliares.

Los diferentes equipos se disponen sobre cimentaciones de hormigón armado diseñadas para absorber las cargas transmitidas al terreno. En particular, el transformador principal se instala sobre una solera de hormigón armado de elevada capacidad portante, capaz de soportar tanto el peso propio del equipo como las solicitaciones derivadas de las operaciones de transporte, montaje y mantenimiento.

Debajo del transformador se dispone una cubeta de retención impermeabilizada, diseñada para contener un volumen de aceite superior al contenido total del equipo en caso de fuga o rotura accidental. Esta solución evita la contaminación del terreno y reduce el riesgo ambiental asociado al uso de aceite dieléctrico. La cubeta incorpora además un sistema de drenaje controlado para la evacuación de aguas pluviales, evitando acumulaciones de agua que puedan comprometer su capacidad de retención.

Con objeto de limitar la propagación de incendios y cumplir los requisitos de seguridad industrial, el transformador se encuentra separado del resto de equipos mediante muros cortafuegos de hormigón armado, situados a ambos lados de este. Estas pantallas permiten contener la radiación térmica y dificultan la propagación del fuego hacia equipos adyacentes en caso de fallo catastrófico del transformador, constituyendo una medida habitual en subestaciones eléctricas de alta tensión.

La plataforma dispone igualmente de un sistema de drenaje superficial basado en pendientes controladas y cunetas perimetrales, garantizando la evacuación de las aguas de lluvia y evitando encharcamientos en las zonas de operación. Asimismo, se proyectan accesos específicos para vehículos pesados, permitiendo tanto la instalación inicial de los equipos como su eventual sustitución durante la vida útil de la planta.

Finalmente, la subestación contará con un cerramiento independiente del resto de la instalación, iluminación exterior y una red de puesta a tierra que garantice la seguridad de las personas y la correcta protección de los equipos eléctricos.

La siguiente figura muestra la disposición general de los principales elementos de obra civil proyectados para la subestación elevadora:

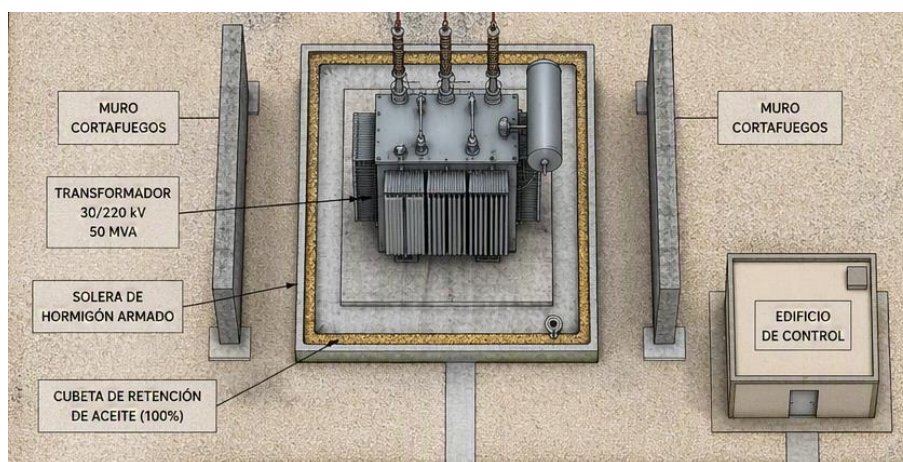


Figura 42. Principales elementos de la obra civil de la subestación elevadora

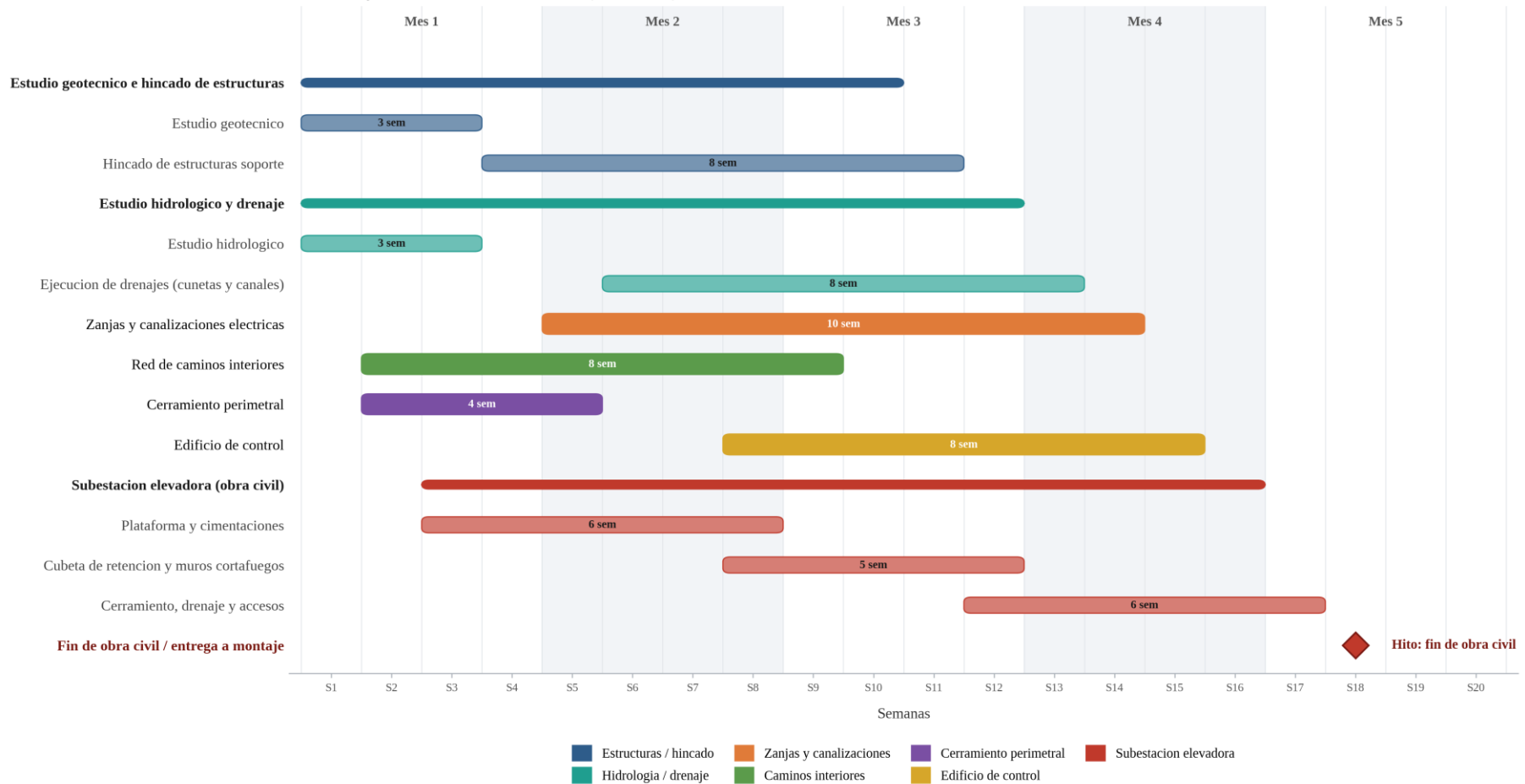
7.1.8 DIAGRAMA DE GANTT

En este subapartado se pretende realizar una planificación de la obra civil necesaria para poder implantar la instalación en estudio. En primer lugar, se estima una duración total de 18 semanas, distribuidas entre las diferentes actividades que se han ido desarrollando a lo largo de este capítulo. Por tanto, los trabajos incluyen los estudios geotécnicos e hidrológicos iniciales, la ejecución de cimentaciones, drenajes, caminos interiores, cerramiento perimetral, zanjas y canalizaciones eléctricas, así como la construcción del edificio de control y de la subestación elevadora.

A continuación, se adjunta un diagrama de Gantt con la planificación propuesta para la obra civil:

PLANIFICACIÓN DE LA OBRA CIVIL

Planta Utility Scale de 40 MW -- Manzanares (Ciudad Real)



Capítulo 8. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

El capítulo 7 del presente trabajo tiene como objetivo evaluar la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica en estudio, mediante el análisis de los flujos de caja generados a lo largo de los 30 años de vida útil de la instalación. Además, se verificará tanto si resulta rentable en 2026 realizar contratos tipo PPA, así como el precio de venta de energía que debe establecerse para hacer rentable la planta.

Para el análisis se han considerado los tres principales indicadores financieros:

- 1- Valor Actual Neto (VAN)
- 2- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- 3- Periodo de recuperación (*Payback*)

Dado que se trata de un estudio de viabilidad preliminar, se han adoptado hipótesis representativas del mercado actual, con el fin de construir un escenario realista que permita evaluar la viabilidad del proyecto dentro del contexto del sector fotovoltaico.

8.1.1 HIPÓTESIS DE PARTIDA

Se considera una potencia instalada de 40 MWp, que fue la que se determinó que sería necesaria para establecer PPAs multiconsumo con las industrias del polígono industrial de Manzanares (Ciudad Real) en el análisis *top-down* que se desarrolló en el capítulo 5 del presente trabajo.

La generación energética anual se ha obtenido a partir de la simulación realizada con el software PVSyst, incorporando unas pérdidas de producción de un 2% por labores de mantenimiento y limpieza de la planta. Además, se han tenido en cuenta la degradación anual

de los módulos, establecida por el fabricante, lo que provoca que la producción descienda de manera lineal a lo largo de la vida útil de la planta.

En relación con los costes de inversión, se ha establecido un CAPEX total de 26 millones de euros, lo cual corresponde a un ratio de 0,65 €/Wp, que es un valor representativo de las instalaciones fotovoltaicas tipo *utility-scale* en el contexto actual. Este coste incluye las principales partidas del proyecto, como son los módulos fotovoltaicos, las estructuras de seguimiento solar, los inversores, la subestación MT/AT, la obra civil y los costes de ingeniería y tramitación de licencias.

Por otro lado, para poder realizar el análisis a 30 años vista, es necesario incorporar los costes de operación y mantenimiento (OPEX), que se han estimado en un ratio de 18,5€/Wp, es decir, un gasto de 740.000€ para el primer año de funcionamiento de la planta. Se considerará un crecimiento de este coste de un 2% anual, alineado con la evolución esperada de la inflación en España.

En cuanto a los ingresos, el objetivo de la planta es la venta de energía mediante contratos tipo PPA multiconsumo. Con la finalidad de fijar un precio de venta realista y competitivo, se han extraído datos de PV Magazine España [21] y se ha representado la siguiente gráfica de la evolución de los precios en los últimos años:

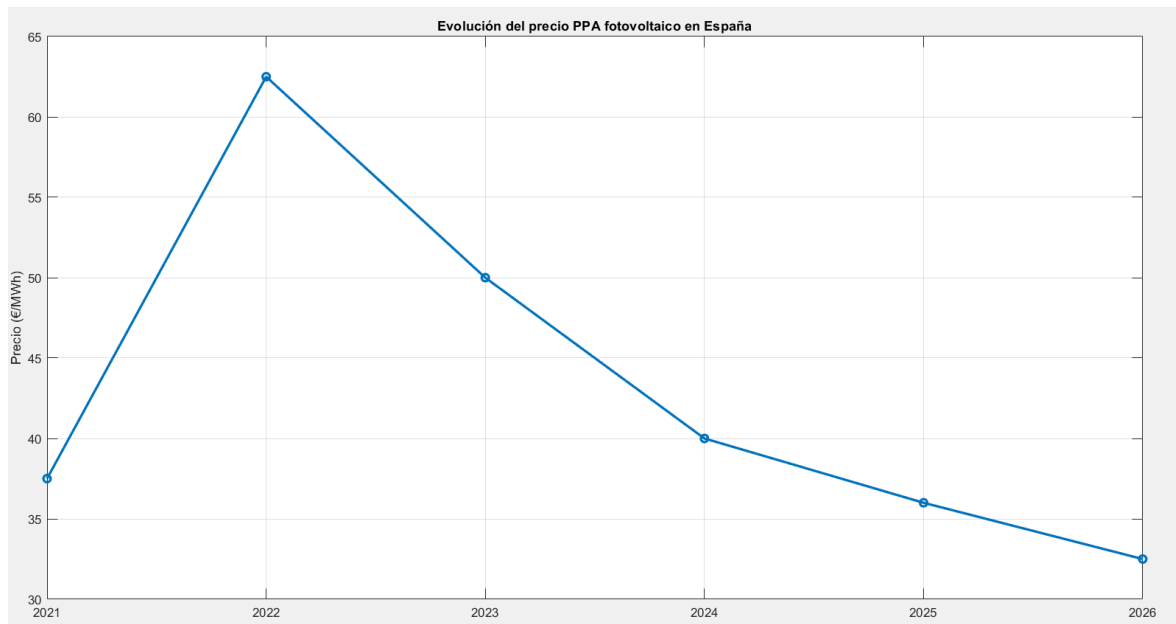


Figura 43. Gráfica de la evolución del precio de venta de energía en forma de PPA en los últimos años

Tal y como se puede observar, la elevada penetración de la generación solar fotovoltaica ha provocado un descenso rápido de los precios, si bien en los últimos años, la pendiente se ha visto reducida.

Conforme a la gráfica anterior, se deberá establecer un precio de venta de energía fijo de en torno a 35€/MWh durante los primeros 15 años de operación, seguido de un incremento del 2% anual a partir del año 16 para cubrir la inflación.

Finalmente, se incluye una tasa de descuento (WACC) del 7%, representativa de proyectos de este tipo en España. Este parámetro representa la rentabilidad mínima exigida por los inversores, teniendo en cuenta tanto el coste del capital como el riesgo asociado al proyecto.

El conjunto de estas hipótesis permite definir un modelo económico coherente que refleja las condiciones actuales del sector y sirve de base para la evaluación de la viabilidad del proyecto.

8.1.2 ESTIMACIÓN DE COSTES DE INVERSIÓN (CAPEX)

El CAPEX es la inversión inicial necesaria tanto para la construcción, como para la puesta en marcha de la planta. Es decir, representa el desembolso económico que debe ser realizado por los inversores antes del inicio de la fase de explotación.

El correcto dimensionamiento del CAPEX resulta fundamental, puesto que condiciona directamente la viabilidad de la planta, influyendo de manera significativa en indicadores financieros como el VAN, la TIR o el *Payback*, por determinar el flujo de caja de la instalación durante los años de operación.

Para realizar una distribución de costes realista, se han fijado unos ratios €/Wp coherentes con instalaciones reales de características similares. De este modo, se garantiza una estimación de la inversión inicial que refleja las necesidades técnicas de la instalación y las condiciones actuales del mercado.

A continuación, se adjunta una tabla con el resumen de las partidas incluidas dentro del CAPEX:

Partida	Ratio (€/Wp)	CAPEX (%)
Módulos Fotovoltaicos	0,15	23,1%
Seguidores Solares	0,08	12,3%
Inversores	0,065	10,0%
Obra Civil e Instalación Eléctrica	0,3	46,2%
Subestación MT/AT	0,035	5,4%
Ingeniería y Costes de Desarrollo	0,02	3,1%
Total	0,65	100%

Tabla 25. Reparto del CAPEX entre las diferentes partidas

La partida con mayor coste es la de Obra Civil e Instalaciones Eléctricas, puesto que esta incluye las labores de acondicionamiento del terreno, cableado y conexonado de elementos y construcción de canalizaciones.

Teniendo en cuenta la potencia de la planta (40 MWp) y los costes específicos definidos para cada partida se obtiene un CAPEX total de 26.000.000€.

8.1.3 ESTIMACIÓN DE COSTES DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX corresponde al conjunto de costes asociados a la operación y mantenimiento de la planta durante su vida útil. A diferencia del CAPEX, estos costes se producen de forma anual durante los 30 años de funcionamiento de la planta.

Además, se considera que el valor de estos costes tiene asociado un crecimiento provocado por la inflación, lo que provoca que anualmente sean cada vez superiores. Por tanto, se ha tenido en cuenta que la estimación del coste futuro será un 2% superior cada año.

Estos costes resultan fundamentales para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y una generación acorde a los niveles estimados. Además, es importante estimar el OPEX de manera correcta puesto que nuevamente afecta directamente al flujo de caja, condicionando así el VAN, la TIR y el *Payback*.

A continuación, se incluye una tabla con el resumen de las partidas y los costes proyectados para el primer año de explotación de la planta:

Partida	Coste Específico (€/MWp*año)
Operación y Mantenimiento	9.500
Seguro de la planta	4.000
Arrendamiento del Terreno	3.000
Gestión y Administración	2.000
Total	18.500

Tabla 26. Reparto del OPEX entre las diferentes partidas

En resumen, el coste OPEX correspondiente al primer año asciende a 740.000€. Este valor se encuentra dentro de los rangos habitualmente empleados en proyectos fotovoltaicos *utility-scale*, si bien corresponde con los rangos altos, constituyendo así una estimación conservadora que permite realizar un análisis realista.

8.1.4 INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos brutos generados por el proyecto anualmente se obtienen a partir de la producción energética anual y el precio de venta de la energía establecido en el PPA multiconsumo. Cabe destacar que estos ingresos no tienen en cuenta los costes operativos

(OPEX) ni la recuperación de la inversión inicial, sino que únicamente representan el volumen económico asociado a la energía vendida.

Por un lado, la producción energética anual se obtiene de la simulación realizada en PVSyst para los 30 años de operación de la planta. En el primer año, se obtuvo una generación energética de 83.000 MWh, no obstante, esta irá disminuyendo de manera lineal a lo largo del tiempo como motivo de la degradación de los equipos.

Por el otro lado, el precio de venta establecido en el contrato PPA multiconsumo se fijará en 35 €/MWh como punto de partida para evaluar la viabilidad de un caso que siga la tendencia del mercado actual y que permita que la planta sea competitiva. Además, resulta importante indicar que, a partir del año 15, este precio se incrementará en un 2% anual para cubrir la inflación futura.

De esta forma los ingresos brutos anuales se calculan mediante la siguiente expresión:

$$Ingresos_{brutos} = Producción(MWh) * Precio_{PPA} \left(\frac{€}{MWh} \right)$$

Por tanto, se ha establecido un escenario base mediante la definición del precio de venta de la energía en base a datos del mercado actual, a partir del cual se realizará un análisis de la sensibilidad del proyecto frente a las variaciones del contrato PPA, con el objetivo de determinar el umbral de rentabilidad de la instalación.

8.1.5 FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

En este apartado se analizará la evolución del flujo de caja del proyecto a lo largo de 30 años. De esta manera, se comprueba si la relación entre los ingresos generados y los costes de operación favorece a que la inversión de CAPEX realizada al inicio del proyecto sea recuperada.

En primer lugar, se define el EBITDA (*Earning Before Interest Taxes, Depreciation and Amortization*) del proyecto como la diferencia entre los ingresos brutos de la venta de energía

y los costes operativos (OPEX). Este valor se calcula de manera anual mediante y la siguiente expresión:

$$EBITDA = Ingresos_{brutos} - OPEX$$

Por tanto, el EBITDA es una aproximación al flujo de caja operativo anual de la planta, que, al no considerar impuestos, financiación o amortizaciones, permite simplificar el modelo económico reportando unos resultados fiables.

A partir de este concepto, se construye el flujo de caja real del proyecto. En el instante inicial (año 0), el flujo de caja es de -26.000.000 € y corresponde al CAPEX. El motivo de que sea negativo es que representa el desembolso inicial necesario para la construcción de la planta.

Para los años siguientes, el flujo de caja anual corresponde con el EBITDA, siendo positivo. No obstante, se ha calculado a su vez el flujo de caja acumulado que combina el CAPEX con el EBITDA para comprobar cuántos años se tarda en recuperar la inversión. En este caso, se requieren de 13 años de operación para cubrir el coste de construcción de la planta.

De este modo, el flujo de caja del proyecto queda definido por un desembolso inicial seguido de una serie de flujos positivos durante la fase de explotación, cuya magnitud dependerá principalmente de la evolución de la producción energética, los costes operativos y el precio de venta de la energía.

El análisis de estos flujos de caja permite evaluar la viabilidad económica del proyecto mediante indicadores como el VAN, la TIR y el periodo de recuperación de la inversión, que se desarrollarán en el siguiente apartado.

8.1.6 INDICADORES DE VIABILIDAD ECONÓMICA

A partir de los flujos de caja obtenidos a lo largo de los 30 años, se evalúa la viabilidad económica del proyecto mediante el cálculo de los principales indicadores financieros: VAN, TIR y *Payback*.

- **Valor Actual Neto (VAN)**

Este indicador permite evaluar la rentabilidad de una inversión mediante la actualización de los flujos de caja futuros a una tasa de descuento determinada. EN este caso, dicha tasa de descuento es el WACC, y se fijará en un 7% anual por ser un valor muy extendido en instalaciones fotovoltaicas de tipo *utility-scale*.

La expresión que permite calcular el VAN del proyecto teniendo en cuenta el WACC establecido es:

$$VAN = -CAPEX + \sum \frac{EBITDA}{(1 + k)^t}$$

Si el resultado es positivo, entonces la inversión genera valor y el proyecto es rentable. Por el contrario, un VAN negativo indica que el proyecto no genera suficiente valor para recuperar la inversión en términos actualizados

- **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

La TIR es la tasa de descuento (K en la expresión del VAN) que hace que el VAN del proyecto sea igual a cero. Es decir, para un WACC equivalente a la TIR, el proyecto recuperará la inversión, pero no revertirá beneficios. De este modo, es necesario que la TIR obtenida sea superior al WACC establecido para el cálculo del VAN, puesto que, si no, el proyecto no alcanza el nivel exigido por los inversores.

- **Periodo de recuperación (*Payback*)**

El *payback* representa el número de años que son necesarios para recuperar el CAPEX a partir de los flujos de caja generados por el proyecto.

No obstante, este indicador no tiene en cuenta el valor temporal del dinero, por lo que debe interpretarse juntamente con el VAN y la TIR para obtener una evaluación completa del proyecto.

Una vez conocido el significado de cada concepto, a continuación, se adjunta una tabla con los resultados obtenidos para el caso en estudio:

Indicador Financiero	Valor
VAN (M€)	-1
TIR (%)	6,61
Payback (años)	13

Tabla 27. Resultados financieros para el caso de precio de venta de la energía de 35 €/MWh

Conforme a los resultados obtenidos en la tabla anterior, se observa que la planta no resulta viable si la energía se vende a un precio de 35 €/MWh. Por un lado, el VAN negativo indica que el proyecto no genera suficiente valor para recuperar la inversión en términos actualizados. Además, el hecho de que la TIR sea inferior al WACC evidencia que la rentabilidad obtenida se sitúa por debajo de la exigida por los inversores. Por tanto, bajo estas condiciones de mercado, el proyecto no resulta económicamente viable.

Adicionalmente, se considera relevante analizar, el coste nivelado de la energía o LCOE, que representa el coste medio de generar un MWh a lo largo de toda la vida útil de la planta. Tiene en cuenta tanto el CAPEX como el OPEX, por lo que indica la eficiencia económica de la planta y es independiente del precio de venta de la energía.

En el caso de estudio, el valor del LCOE obtenido es de 11,08 €/MWh, un valor muy reducido en comparación con otras tecnologías como los ciclos combinados o la energía nuclear en las que se suele encontrar generalmente por encima de los 60 y 80 €/MWh respectivamente. Esto es precisamente lo que hace que la generación solar fotovoltaica sea competitiva frente al resto.

No obstante, a pesar de que, con un precio de venta de la energía de 35 €/MWh, el margen bruto sea de en torno a 24 €/MWh, este hecho no garantiza la viabilidad económica del proyecto. Esto pone de manifiesto la diferencia entre el coste de generación y la rentabilidad financiera del proyecto

8.1.7 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL PRECIO DEL PPA MULTICONSUMO

Dado que los resultados obtenidos en el apartado anterior muestran que el proyecto no resulta viable bajo un precio de venta de energía de 35 €/MWh, se ha realizado un análisis de sensibilidad con el objetivo de evaluar cómo afecta la variación del precio de la energía a la rentabilidad del proyecto.

Para ello, se han recalculado los indicadores económicos evaluados en el apartado anterior, únicamente modificando el precio del PPA para poder analizar el impacto real que supone esta modificación. Los valores ensayados corresponden al rango de precios en los que se han establecido los PPAs desde el año 2021. Los resultados obtenidos han sido:

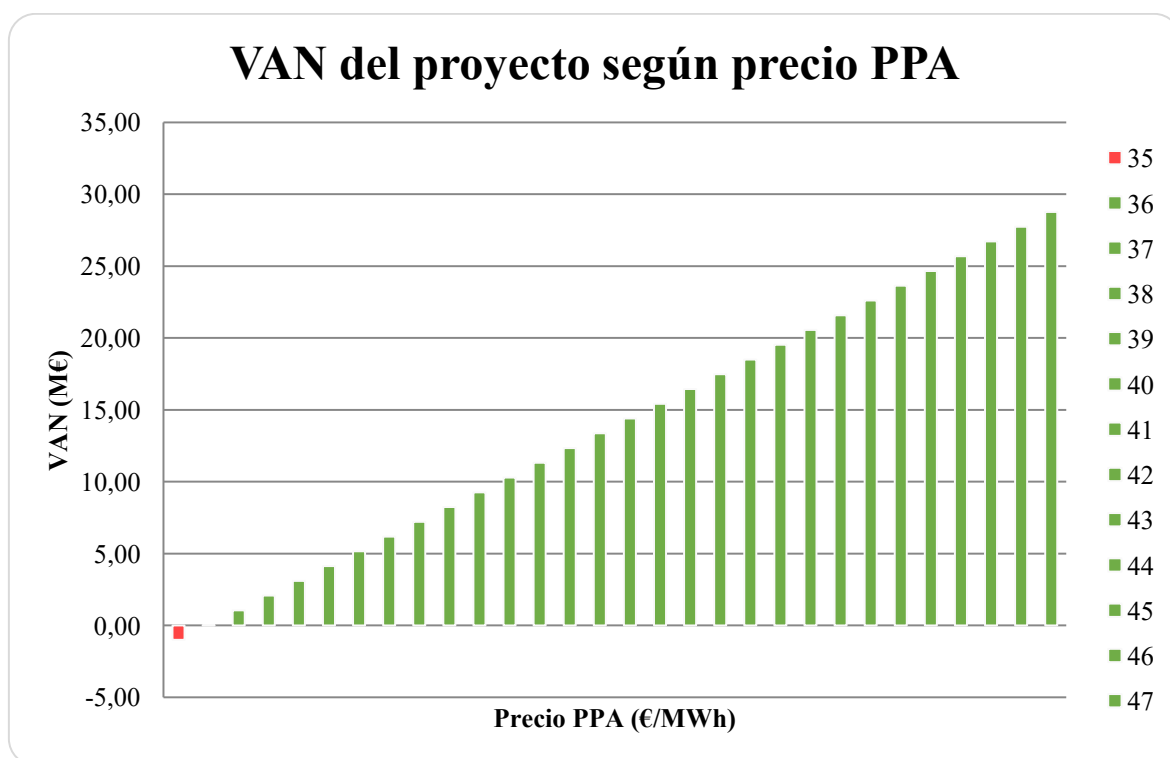


Figura 44. Gráfico de la variación del VAN en función del precio del PPA

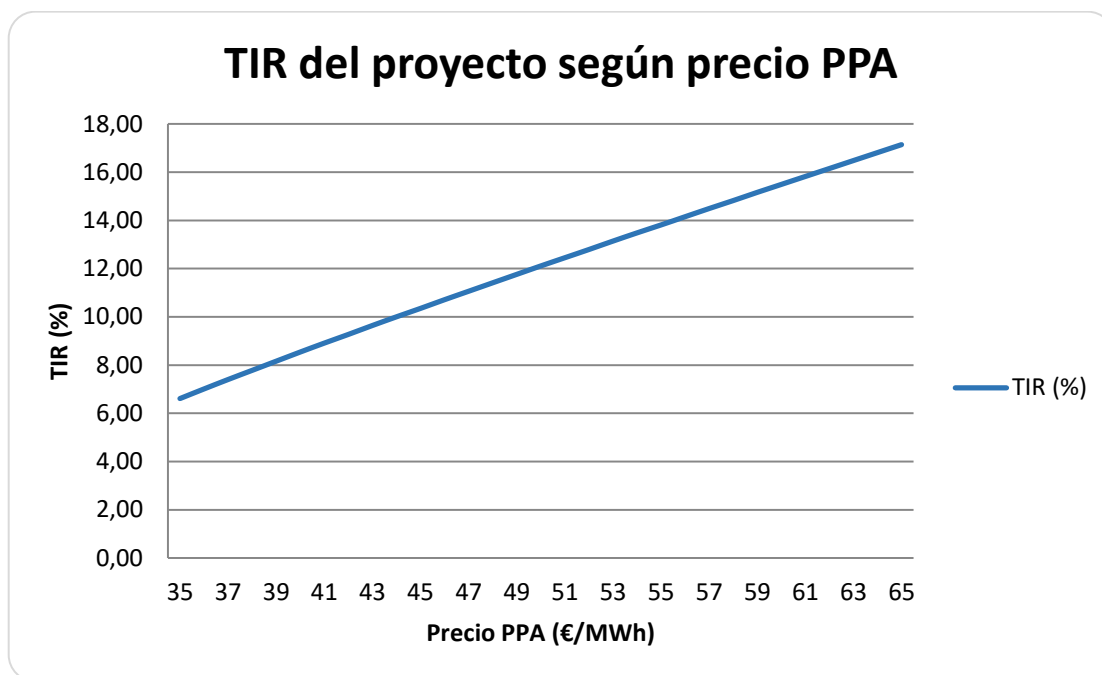


Figura 45. Gráfico de la variación de la TIR en función del precio del PPA

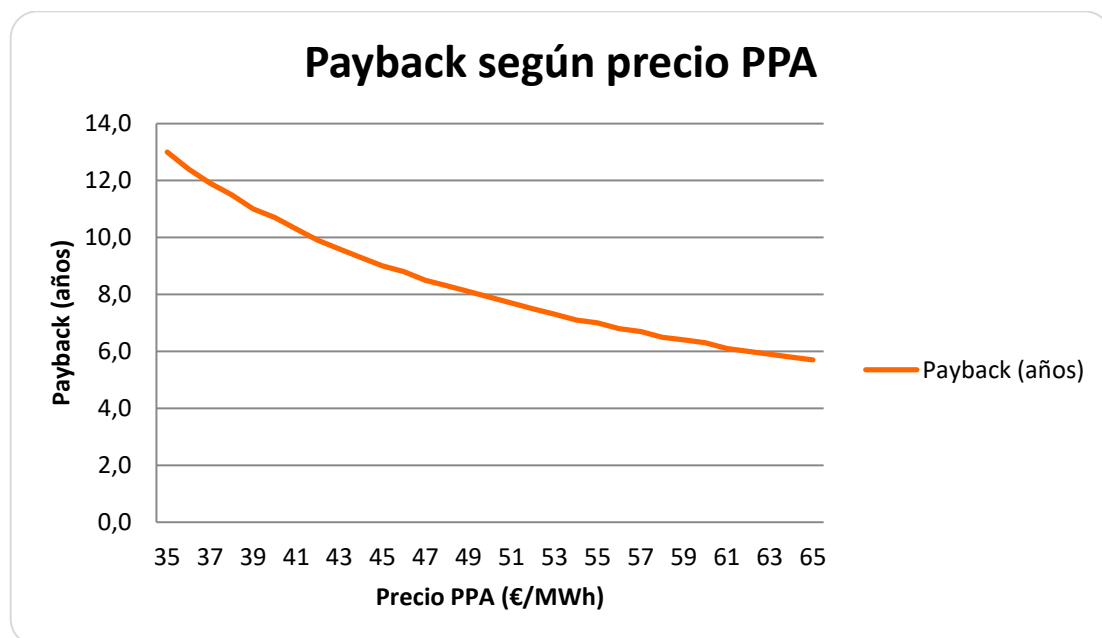


Figura 46. Gráfico de la variación del payback en función del precio del PPA

Tal y como se puede observar en la gráfica del VAN, este presenta una tendencia creciente con el incremento del precio del PPA, partiendo de valores negativos para un precio de 35

€/MWh y alcanzando el punto de equilibrio (VAN prácticamente nulo) en 36 €/MWh, valor a partir del cual, el VAN cada vez es mayor.

De forma análoga, la gráfica de la TIR revela que para un precio de 36 €/MWh, este indicador alcanza el valor del WACC (7%), y a partir de entonces el proyecto es cada vez más rentable.

Este análisis pone de manifiesto que la viabilidad del proyecto está estrechamente relacionada con el precio de venta de la energía. De hecho, variaciones pequeñas suponen el paso de un escenario no viable a uno rentable.

Asimismo, cabe destacar que, aunque el coste de generación de la planta es reducido (tal y como indica el bajo valor del LCOE), la elevada inversión inicial y el efecto del valor temporal del dinero hacen que el proyecto no resulte viable en escenarios de precios bajos.

En consecuencia, se concluye que, para garantizar la rentabilidad del proyecto, resulta necesario establecer contratos PPA con precios iguales o superiores a aproximadamente 36 €/MWh, lo que pone de manifiesto la importancia de asegurar condiciones favorables de venta de energía en el desarrollo de este tipo de instalaciones.

Capítulo 9. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

9.1.1 IMPACTOS GLOBALES

Tal y como se ha podido comprobar a lo largo del presente trabajo, las instalaciones solares fotovoltaicas presentan un impacto medioambiental positivo al permitir generar energía eléctrica libre de emisiones de gases de efecto invernadero. De este modo, poco a poco están desplazando a las centrales clásicas basadas en combustibles fósiles, logrando así avanzar en el objetivo de descarbonización del sector.

Paralelamente, la venta de energía eléctrica de generación solar fotovoltaica al sector industrial mediante PPAs, implica una reducción de las emisiones netas de carbono de estas. Por tanto, este tipo de instalaciones constituyen una solución eficaz para lograr la descarbonización de uno de los sectores productivos más contaminantes.

No obstante, la implantación de las instalaciones supone también aspectos negativos tales como la alteración de paisajes con el posible efecto que esto implica sobre la biodiversidad local. Además, la vida útil de una planta se estima en 30 años, tras los cuales se generan residuos que, si no son gestionados de manera adecuada, tienen importantes impactos medioambientales.

9.1.2 CICLO DE VIDA

Abordando el impacto medioambiental de la generación solar fotovoltaica desde una perspectiva más amplia, resulta necesario analizar las repercusiones de las instalaciones tanto a lo largo de todo su ciclo vida, como una vez finalizado el mismo. Es decir, a pesar de que la fase de operación permita reducir las emisiones netas de carbono, la fabricación de componentes, su transporte y gestión al final de su vida útil supone impactos ambientales que deben ser tenidos en cuenta.

Durante la fase de fabricación de componentes, se producen emisiones asociadas al consumo energético, principalmente en la producción de silicio. No obstante, según la Agencia Internacional de la Energía (IEA) [22] y el Instituto Fraunhofer [23], estas emisiones se compensan en un periodo de operación de entre 1-2 años. De este modo, esta fase se contrarresta durante la operación provocando que no resulte excesivamente nociva ambientalmente hablando.

9.1.3 GESTIÓN DE RESIDUOS

En la fase final de vida útil de las instalaciones fotovoltaicas, la gestión de residuos adquiere una especial relevancia desde el punto de vista medioambiental. Los módulos fotovoltaicos están compuestos principalmente por vidrio, aluminio, silicio y pequeñas cantidades de metales como cobre o plata, lo que permite la recuperación de una gran parte de sus materiales mediante procesos de reciclaje.

En la actualidad, la normativa europea regula de forma estricta la gestión de estos residuos a través de la Directiva de Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos (RAEE o WEEE), que obliga a los fabricantes a garantizar la recogida y tratamiento de los paneles al final de su vida útil. En este marco, se establecen objetivos de recogida y reciclaje que alcanzan valores del 85% y 80% respectivamente [24]. Por tanto, la actividad posterior a la operación de la planta se encuentra regulada con el fin de disminuir los efectos negativos que esta podría suponer para el planeta.

No obstante, el reciclaje de paneles fotovoltaicos sigue presentando ciertos retos, especialmente relacionados con la separación de los materiales encapsulados y la recuperación eficiente de componentes de mayor valor como el silicio o la plata. Asimismo, se prevé un incremento significativo en la generación de residuos fotovoltaicos en las próximas décadas, debido al crecimiento exponencial de la potencia instalada y al envejecimiento de las primeras plantas instaladas en Europa.

En este contexto, el desarrollo de nuevas técnicas de reciclaje y economía circular resulta fundamental para garantizar la sostenibilidad plena a largo plazo del sector fotovoltaico.

9.1.4 CONTRIBUCIÓN CON LOS ODS

Una vez analizado el impacto medioambiental de las instalaciones fotovoltaicas, resulta especialmente interesante analizar la contribución que estas tienen con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), establecidos por la ONU. La agenda plantea 17 objetivos con 169 metas que se resumen en la siguiente figura:



Figura 47. Objetivos de Desarrollo Sostenible [25]

En primer lugar, el uso de un recurso energético renovable como es la radiación solar permite generar una energía limpia, accesible y con bajas emisiones, contribuyendo así directamente con los ODS 7 (Energía Asequible y no contaminante) y al ODS 13 (Acción por el clima).

Seguidamente, la utilización de estas instalaciones en el ámbito industrial favorece la reducción de las emisiones netas asociadas a los procesos productivos y contribuye a la descarbonización del sector. Es decir, según el destino de la energía generada, puede cubrir el ODS 9 (Industria, innovación e infraestructura).

Además, cada vez está más extendido el uso de módulos fotovoltaicos en edificios y viviendas unifamiliares. Esto permite reducir el consumo de energía no renovable,

empleando una energía catalogada como verde. Por tanto, la energía solar fotovoltaica contribuye directamente con el ODS 11 (Ciudades y consumos sostenibles).

Por otro lado, el desarrollo e implantación de nuevas plantas fotovoltaicas implica la generación de empleo y crecimiento económico tanto en las fases de construcción, como en las de operación y mantenimiento, contribuyendo así al ODS 8 (Trabajo decente y crecimiento económico).

Finalmente, la implementación de esta tecnología en los sectores eléctricos permite avanzar hacia modelos de producción más sostenibles y eficientes. Es decir, se constituyen economías alineadas con el ODS 12 (Producción y consumo responsables).

En conclusión, la generación renovable es fundamental para establecer un compromiso entre el desarrollo industrial y la sostenibilidad ambiental. Un suministro limpio, implica el bienestar social y medioambiental.

9.1.5 AHORRO DE CO₂

Uno de los principales beneficios asociados a la generación eléctrica mediante energía solar fotovoltaica es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a las tecnologías convencionales basadas en combustibles fósiles. Al generar electricidad a partir de un recurso renovable, la planta evita que una cantidad equivalente de energía deba ser producida por tecnologías con mayores emisiones de carbono.

Para cuantificar este beneficio se ha considerado la producción energética promedio durante los 30 años de vida útil de la instalación. De acuerdo con los resultados obtenidos mediante la simulación energética, se obtiene una aproximación de la energía total producida mediante el siguiente cálculo:

$$E_{generada} = E_{promedio} * N^{\circ}años = 78,21 * 30 = 2,35 TWh$$

La reducción de emisiones se ha estimado utilizando un factor de emisión medio de 0,23 tCO₂/MWh, valor representativo del mix eléctrico español y comúnmente empleado en

estudios de evaluación ambiental. La cantidad de emisiones evitadas puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$CO_{2,evitado} = E_{generada} * 0,23 \rightarrow CO_{2,evitado} = 539.682 \text{ tCO}_2$$

Por tanto, se estima que la planta permitirá evitar la emisión de aproximadamente 540.000 toneladas de dióxido de carbono durante sus 30 años de vida útil. Esto equivale a una reducción media cercana a 18.000 toneladas de CO₂ al año, contribuyendo de forma significativa a la descarbonización del sector industrial y al cumplimiento de los objetivos de transición energética establecidos a nivel nacional y europeo.

Estos resultados ponen de manifiesto el impacto positivo que puede tener la implantación de plantas fotovoltaicas utility-scale asociadas a esquemas de PPAs multiconsumo, permitiendo sustituir parcialmente la energía procedente de fuentes convencionales por electricidad renovable producida localmente.

Capítulo 10. LÍNEAS FUTURAS

A partir de los resultados obtenidos a lo largo del presente trabajo, se identifican diversas líneas futuras orientadas a mejorar la viabilidad técnica, económica y medioambiental de las instalaciones solares fotovoltaicas tal y como las conocemos hoy en día.

En primer lugar, el crecimiento de las centrales de generación fotovoltaica plantea nuevos retos relacionados con la integración segura de estas en la red eléctrica, especialmente debido a la alta penetración de energía renovable no gestionable en el sector. En este ámbito, aparecen los sistemas BESS que permiten almacenar energía en los periodos de excedentes para ser utilizada en momento de baja generación renovable o alta demanda. Además, este tipo de sistemas resultan de especial interés para el sistema eléctrico, puesto que permiten aumentar la capacidad efectiva de utilización de las infraestructuras, es decir, cuando la generación supera temporalmente la capacidad de las líneas, las baterías permiten seguir utilizando toda la energía producida.

Siguiendo con la integración de plantas tipo *utility-scale* en el sector eléctrico, resulta de vital importancia lograr sustituir la inercia de las máquinas síncronas convencionales mediante sistemas basados en electrónica de potencia para poder abandonar las formas clásicas de generación de energía. Para esta labor, se han desarrollado los inversores tipo *grid forming* que son capaces de generar una inercia sintética de manera que las plantas solares fotovoltaicas puedan colaborar en la regulación primaria del sistema, contribuyendo activamente en la estabilidad de la frecuencia y tensión de este. Otra tecnología complementaria a los parques solares va a ser los sistemas STATCOM, que permiten mejorar la estabilidad de tensión y proporcionar soporte reactivo a la red.

Por otro lado, una línea futura especialmente interesante consiste en el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas flotantes sobre embalses asociados a centrales hidroeléctricas. Esta solución permite utilizar una superficie previamente ocupada por el embalse, lo que reduce el OPEX de la planta (al eliminar la necesidad de arrendar un terreno para una única

actividad) y una reducción del impacto medioambiental. Asimismo, la proximidad a infraestructuras hidroeléctricas existentes facilita la conexión a red y la integración energética.

Además, la combinación de generación solar fotovoltaica e hidráulica de bombeo permite complementar ambas tecnologías, permitiendo aprovechar la capacidad de almacenamiento energético de la central de bombeo para gestionar los excedentes de generación fotovoltaica. Esta sinergia contribuye a mejorar la gestión de los excedentes de generación renovable y a realizar una transición hacia un sector eléctrico 100% renovable.

Finalmente, con el objetivo de mantener los precios de la electricidad estables y rentables para los productores, los PPA están adquiriendo una popularidad creciente. Sin embargo, tal y como se ha podido comprobar en este trabajo, los niveles de precio actuales de este tipo de contratos comprometen la viabilidad económica de nuevas plantas. En este sentido, la reducción del OPEX a través de la automatización de los procesos de operación y mantenimiento, mediante sistemas basados en inteligencia artificial, se presenta como una de las vías a seguir para mejorar la competitividad de los PPA y ampliar el margen económico de los proyectos.

En conjunto, las líneas futuras aquí expuestas evidencian que la energía solar fotovoltaica todavía tiene un amplio margen de desarrollo, tanto en lo técnico como en lo económico. No obstante, la mejora de la capacidad de almacenamiento de energía renovable, automatización de procesos y desarrollo de tecnologías complementarias para la integración segura a red configuran un escenario en el que este tipo de instalaciones incrementarán su competitividad en los próximos años.

Capítulo 11. CONCLUSIONES

El presente trabajo ha permitido analizar con profundidad la viabilidad técnica y económica de implantar una planta solar fotovoltaica tipo *utility-scale* en España en 2026. Para ello, se han empleado herramientas de diseño y simulación ampliamente utilizadas en el sector fotovoltaico, además de elegir de manera estratégica el emplazamiento para lograr tener cercanía al polígono industrial de Manzanares con el que establecer contratos tipo *Power Purchase Agreements* (PPA) multiconsumo.

En cuanto al aspecto técnico, se ha comprobado la viabilidad de este tipo de instalaciones, destacando su elevada capacidad de generación anual, el bajo coste marginal de producción y su madurez tecnológica. Asimismo, se han desarrollado perfiles sintéticos de demanda industrial que han permitido evaluar la compatibilidad entre la producción fotovoltaica y uno de los sectores de mayor consumo eléctrico.

En el ámbito económico, el análisis realizado ha puesto en manifiesto la importancia de los precios de venta de la energía, así como la necesidad de reducir costes asociados a la operación (OPEX) para lograr que estas instalaciones sean rentables. Los resultados obtenidos indican que, bajo las hipótesis económicas consideradas en este estudio, los niveles de precio observados actualmente en el mercado de PPA dificultan la rentabilidad de nuevos parques solares fotovoltaicos *utility-scale*.

Asimismo, el análisis realizado pone de manifiesto el potencial de los contratos PPA multiconsumo como herramienta para incrementar el aprovechamiento local de la energía renovable y facilitar la descarbonización del sector industrial. La agregación de distintos consumidores bajo un mismo contrato permite adaptar de forma más eficiente la demanda a los perfiles de generación fotovoltaica, mejorando la utilización de la energía producida y reduciendo la dependencia de fuentes de origen fósil.

Desde el punto de vista medioambiental, se ha evidenciado que la energía solar fotovoltaica constituye una herramienta fundamental para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y el avance hacia un sistema energético descarbonizado, si bien resulta necesario considerar los impactos asociados a su ciclo de vida y la gestión de los residuos generados.

En conclusión, el presente trabajo evidencia que la energía solar fotovoltaica tipo *utility-scale* presenta un elevado potencial técnico y económico para desempeñar un papel protagonista en la transición energética, si bien, para lograrlo, es necesario mejorar la integración de esta con la red eléctrica y las condiciones económicas de venta de energía. Paralelamente, el modelo de PPA multiconsumo representa el camino para conseguir la descarbonización del sector industrial, lo que provoca que sea una tecnología alineada con las necesidades actuales.

Finalmente, el desarrollo de la inteligencia artificial permitirá automatizar procesos, lo que va a reducir costes de operación y mantenimiento, y crear modelos de optimización del perfil de demanda más adecuado para el aprovechamiento de la generación renovable no gestionable. Por tanto, la energía solar fotovoltaica se posiciona como una de las tecnologías más competitivas y maduras para liderar la descarbonización del sistema eléctrico, con un margen de mejora todavía significativo que hace de este campo un área de desarrollo prioritario en los próximos años.

Capítulo 12. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Energías Renovables. “Radiografía mundial de la energía solar fotovoltaica”. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/radiograf-a-mundial-de-la-energ-a-20260618>
- [2] Red Eléctrica (REE). “Informe de la evolución de la demanda”. Disponible en: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/demanda/evolucion-demanda>
- [3] Red Eléctrica (REE). Informe de potencia instalada solar fotovoltaica. Disponible en: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/2024/informe-de-energias-renovables/sol/potencia-instalada/solar-fotovoltaica-solpotencia>
- [4] Comisión Europea. “El Pacto Verde Europeo”. Disponible en: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es
- [5] Foro Industria y Energía: Opina 360. “Mapa de capacidad de acceso de la red eléctrica en España”. Disponible en: <https://foroindustriayenergia.com/mapa-de-subestaciones/>
- [6] Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE). “Funcionamiento del mercado eléctrico. Disponible en: <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>
- [7] Iberdrola. “PPAs de energía en España”. Disponible en: <https://www.iberdrolaespana.com/conocenos/lineas-negocios/soluciones-energeticas-clientes-espana/ppas-energia-espana>
- [8] Foro Industria y Energía (FIE). “Estructura del consumo eléctrico en España por sectores”, 2024. Disponible en: <https://foroindustriayenergia.com/puede-la-industria-espanola-ser-mas-electrica/>

- [9] Nabalia Energía. “Principales industrias electrointensivas en España”. Disponible en: <https://nabaliaenergia.com/blog/electrointensivas/>
- [10] Alles Solar. “Industrias ligeras”. Disponible en: <https://allessolar.com/industrialigera/>
- [11] E-abel. “Imagen caja combinadora fotovoltaica”. Disponible en: <https://www.eabel.com/es/caja-combinadora-fotovoltaica/>
- [12] Ayllu Solar. “Manual sobre instalaciones de plantas fotovoltaicas”. Disponible en: https://ayllusolar.cl/wp-content/uploads/2018/05/manual_instalaciones_fotovoltaicas.pdf
- [13] KSENG. “Imagen estructura soporte fija”. Disponible en: https://ayllusolar.cl/wp-content/uploads/2018/05/manual_instalaciones_fotovoltaicas.pdf
- [14] El Periódico de la Energía. “Seguidor solar de un eje”. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-paneles-bifaciales-con-seguidor-solar-producen-un-35-mas-de-energia-y-reducen-el-coste-medio-de-la-electricidad-en-un-16/>
- [15] Repsol. “Innovación bajo el sol”. Disponible en: <https://www.repsol.com/es/energia-avanzar/energia/seguidores-solares/index.cshtml>
- [16] Damia Solar. “Distancia entre paneles”. Disponible en: <https://www.damiasolar.com/blog/distancia-entre-paneles-solares/>
- [17] PV Maps. “Mapa de irradiancia solar por provincia española”. Disponible en: <https://pv-maps.com/blog/irradiancia-solar-espana-provincia-mapa>
- [18] Sungrow. “Datasheet inversor solar SG3300UD-MV20”. Disponible en: <https://www.sungrowpower.com/en/products/modular-inverter/b-sg3300ud-mv-20>
- [19] Herbi-Plast. “Hincado de postes para parques fotovoltaicos”. Disponible en: <https://www.herbiplast.es/servicios/hincado-de-postes-para-parques-fotovoltaicos-s-l>

- [20] Vinuesa. “Vallas metálicas de seguridad”. Disponible en: <https://vinuesavallasycercados.com/valla-metalica-seguridad/>
- [21] PV Magazine. “Evolución del precio de los PPA”. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2026/04/21/los-ppa-en-espana-registran-los-precios-solares-mas-bajos-de-europa-con-descensos-interanuales-del-135/>
- [22] International Energy Agency (IEA). “Environmental Life Cycle Assessment of PV Systems”. Disponible en: <https://iea-pvps.org>
- [23] Fraunhofer ISE. “Photovoltaics Report”. Disponible en: <https://www.ise.fraunhofer.de>
- [24] SurgePV. “Solar Panel Recycling Europe 2026”. Disponible en: <https://www.surgepv.com/blog/solar-panel-recycling-europe>
- [25] Organización de las Naciones Unidas (ONU). “Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)”. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>

ANEXOS

ANEXO A. GENERACIÓN DE PERFILES SINTÉTICOS DE DEMANDA

El objetivo de este anexo es describir el procedimiento seguido para la creación de los perfiles horarios sintéticos de demanda eléctrica representativos de cada tipo de industria descritos en el capítulo correspondiente. Los sectores industriales analizados son:

- Industria Electointensiva
- Industria Manufacturera Ligera
- Industria Logística y de Distribución
- Industria Tecnológica y Centros de datos

Para la construcción de estos perfiles se ha empleado el software Matlab. La filosofía seguida consiste en definir perfiles normalizados de 24 horas que reproduzcan el comportamiento característico de los distintos tipos de industrias, permitiendo así su posterior análisis y comparación.

- **Estructura del Código**

El código se ha organizado en cuatro bloques independientes, cada uno correspondiente a un tipo de industria, para poder ejecutarlo por partes. En todos los casos la estructura seguida es común:

- 1- Definición del vector temporal: se establece un vector que almacene las 24 horas
- 2- Definición del perfil de demanda: se construye un vector con 24 valores que representa la demanda normalizada. Dichos valores se asignan de manera manual puesto que el objetivo es obtener una gráfica representativa de su comportamiento.
- 3- Representación gráfica: para cada perfil se genera una figura que incluye:
 - Área sombreada de la demanda para ver el consumo energético
 - Líneas del perfil horario

- Marcadores de cada tramo horario para ver mejor a gráfica
- Línea horizontal discontinua que indica la demanda media

De este modo, se consiguen generar 4 gráficas que reflejan el comportamiento de la demanda energética de los tipos de industria mencionados. Además, el uso de perfiles normalizados permite que los resultados sean fácilmente escalables a distintos niveles de potencia. Asimismo, la estructura modular del código facilita la incorporación de nuevos perfiles o la modificación de los existentes.

- **Código utilizado**

A continuación, se muestra el código empleado para el perfil de demanda de la industria electrointensiva, para el resto de los tipos se emplea la misma estructura variando únicamente el vector de demanda:

```
clc; clear; close all;

% Horas del día

horas = 0:23;

% Perfil normalizado de industria electrointensiva

demanda = [0.95 0.95 0.95 0.95 0.95 0.95 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 ...
1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.05 1.05 1.05 1.05 0.95 0.95];

figure('Color','w','Position',[100 100 900 450])

area(horas,demanda,'FaceColor',[0.2 0.6 0.9],'FaceAlpha',0.3,'EdgeColor','none')

hold on

plot(horas,demanda,'-o','LineWidth',2.5,'MarkerSize',6,'MarkerFaceColor',[0.2 0.6 0.9])
```

```
% Línea de demanda media

media = mean(demanda);

yline(media,'--k','LineWidth',1.5);

text(19.5,media+0.008,'Demanda media', 'HorizontalAlignment','center','FontSize',11,...
'FontWeight','bold','Margin',2);

% Formato

grid on

box on

xlabel('Hora del día','FontSize',12)

ylabel('Demanda normalizada','FontSize',12)

title('Perfil sintético de demanda de una industria electrointensiva','FontSize',14)

xlim([0 23])

ylim([0.9 1.1])

xticks(0:2:22)

set(gca,'FontSize',11,'LineWidth',1.2)

legend('Demanda Energética','Perfil horario','Location','southoutside')
```

ANEXO B. INFORME PVSYST CON LA CONFIGURACIÓN ELEGIDA

En el presente anexo se incluye el informe completo generado por PVsyst de la simulación energética realizada para la configuración elegida. En la siguiente tabla se resumen los elementos y parámetros más importantes definidos:

Resumen de la Simulación	
Módulo FV	Trina Solar Vertex N TSM-NEG21C.20
Inversor	Sungrow SG3300UD-MV-20
Seguidor Solar	Nextracker NX Horizon 1P
Ratio DC/AC	1,21
Distancia entre seguidores (m)	5
Altura del eje del seguidor (m)	1,8

Tabla 28. Resumen de la configuración elegida para la instalación

El informe que se adjunta a continuación recoge los resultados de producción, pérdidas del sistema y parámetros de diseño de la instalación.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Planta Solar PPAs Manzanares

Variant: Caso Base año1_29Inv_5m_alt1,8_INV3300

Trackers single array, with backtracking

System power: 40.00 MWp

Parcela Ciudad Real - Spain



Project: Planta Solar PPAs Manzanares

Variant: Caso Base año1_29Inv_5m_alt1,8_INV3300

PVsyst V8.1.3

VCT, Simulation date:
16/06/26 21:07
with V8.1.3

Project summary

Geographical Site

Parcela Ciudad Real
España

Situation

Latitude 39.0365 °(N)
Longitude -3.3435 °(W)
Altitude 654 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Parcela Ciudad Real
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 1

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °
Phi min / max. +/- 60 °
Diffuse shading central tracker
Include shading objects yes

Tracking algorithm

Astronomic calculation
Backtracking activated

Trackers single array, with backtracking

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 55172 units
Pnom total 40.00 MWp

Inverters

Nb. of units 10 units
Total power 33000 kWac
Pnom ratio 1.21

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy	84712111 kWh/year	Specific production	2118 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.18 %
				Bifacial perf. ratio	83.33 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10



PVsyst V8.1.3

VCT, Simulation date:
16/06/26 21:07
with V8.1.3

General parameters

Grid-Connected System

Trackers single array, with backtracking

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

Phi min / max. +/- 60 °

Diffuse shading central tracker

Include shading objects yes

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Backtracking activated

Field properties

Nb. of trackers 150 units

Tracking plane, horizontal N-S axis

Sizes

Tracker Spacing 5.00 m

Sensitive width 2.38 m

GCR Shading 47.7 %

Backtracking limit angle

Phi limits +/- 61.5 °

Backtracking parameters

Backtracking pitch 5.00 m

Backtracking width 2.38 m

Left inactive band 0.00 m

Right inactive band 0.00 m

GCR Backtracking 47.7 %

Parameters choice Automatic

Models used

Transposition

Perez

Diffuse

Imported

Circumsolar

separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial system definition

Orientation #1

Bifacial system

Model Unlimited Trackers 2D model

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 5.00 m

Tracker width 2.38 m

Axis height above ground 1.80 m

Nb. of sheds 150 units

Bifacial model definitions

Ground albedo 0.15

Bifaciality factor 80 %

Rear shading factor 3.0 %

Rear mismatch loss 7.0 %

Shed transparent fraction 0.0 %

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic

Model TSM-NEG-21C-20-725

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 725 Wp

Number of PV modules 55172 units

Nominal (STC) 40.00 MWp

Modules 2122 units x 26 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 37.10 MWp

U mpp 990 V

I mpp 37475 A

Inverter

Manufacturer Generic

Model SG3300UD-MV-20

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 3300 kWac

Number of inverters 10 units

Total power 33000 kWac

Operating voltage 938-1500 V

Max. power (=>20°C) 3960 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.21

Power sharing within this inverter



Project: Planta Solar PPAs Manzanares

Variant: Caso Base año1_29Inv_5m_alt1,8_INV3300

PVsyst V8.1.3

VCT, Simulation date:

16/06/26 21:07

with V8.1.3

PV Array Characteristics

Total PV power

Nominal (STC)	40000 kWp
Total	55172 modules
Module area	171384 m ²
Cell area	160584 m ²

Total inverter power

Total power	33000 kWac
Max. power	39600 kWac
Number of inverters	10 units
Pnom ratio	1.21

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction	2.0 %
---------------	-------

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	29.0 W/m ² K
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s

DC wiring losses

Global array res.	0.29 mΩ
Loss Fraction	1.00 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction	0.60 %
---------------	--------

Module Quality Loss

Loss Fraction	-0.03 %
---------------	---------

Module mismatch losses

Loss Fraction	2.00 % at MPP
---------------	---------------

Strings Mismatch loss

Loss Fraction	0.15 %
---------------	--------

Module average degradation

Year no	1
Loss factor	0.4 %/year
Imp / Vmp contributions	80% / 20%

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion	0 %/year
Vmp RMS dispersion	0 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

System losses

Auxiliary losses

Proportional to Power	5.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage	35000 Vac tri
Loss Fraction	0.00 % at STC

Inverter: SG3300UD-MV-20

Wire section (10 Inv.)	Alu 10 x 3 x 1000 mm ²
Average wires length	10 m

MV line up to HV Transfo

MV Voltage	20 kV
Average each transformer	
Wires	Alu 3 x 6 mm ²
Length	346 m
Loss Fraction	0.50 % at STC

HV line up to Injection

HV line voltage	220 kV
Wires	Alu 3 x 50 mm ²
Length	9702 m
Loss Fraction	0.50 % at STC



PVsyst V8.1.3

VCT, Simulation date:
16/06/26 21:07
with V8.1.3

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 20 kV

One transfo parameters

Nominal power at STC 1.10 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 1.83 kVA
Iron loss fraction 0.17 % at STC
Copper loss 10.56 kVA
Copper loss fraction 0.96 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 10691 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 36
Nominal power at STC 39.60 MVA
Iron loss (24/24 Connexion) 66.00 kVA
Copper loss 380.15 kVA

HV transfo

Grid voltage 220 kV

Transformer from Datasheets

Nominal power 50000 kVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 40.00 kVA
Iron loss fraction 0.08 % of PNom
Copper loss 250.00 kVA
Copper loss fraction 0.50 % at PNom
Coils equivalent resistance 3 x 40.00 mΩ

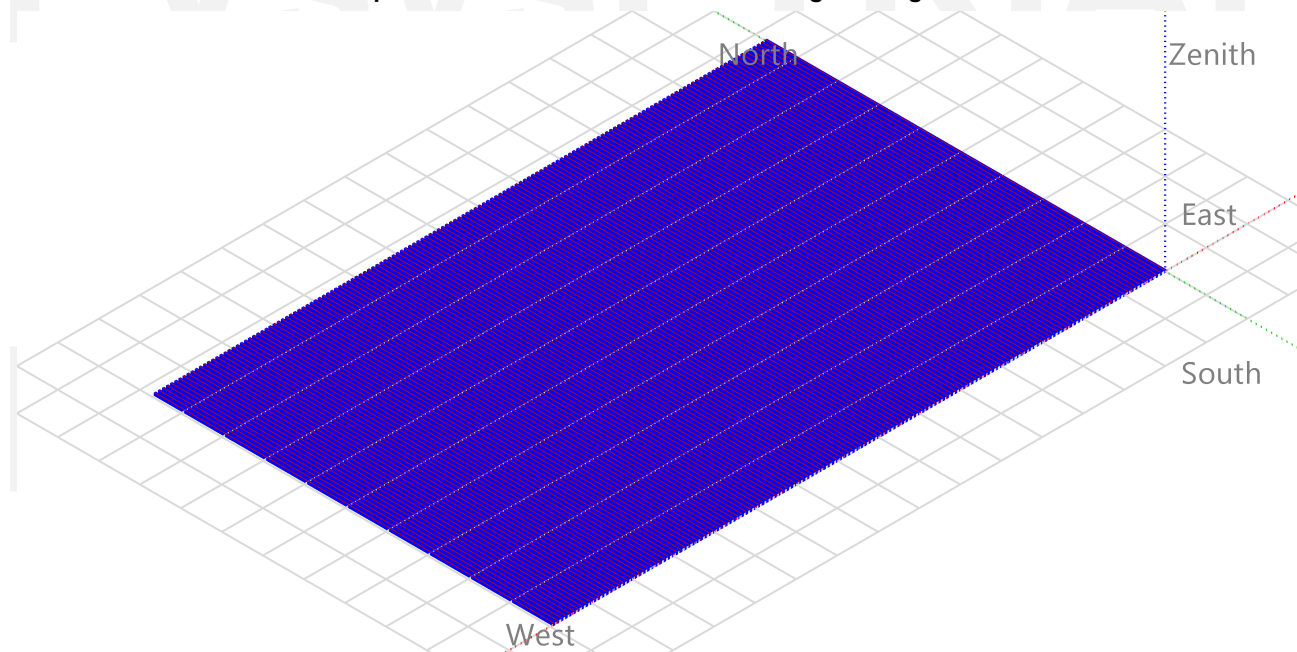


PVsyst V8.1.3

VCT, Simulation date:
16/06/26 21:07
with V8.1.3

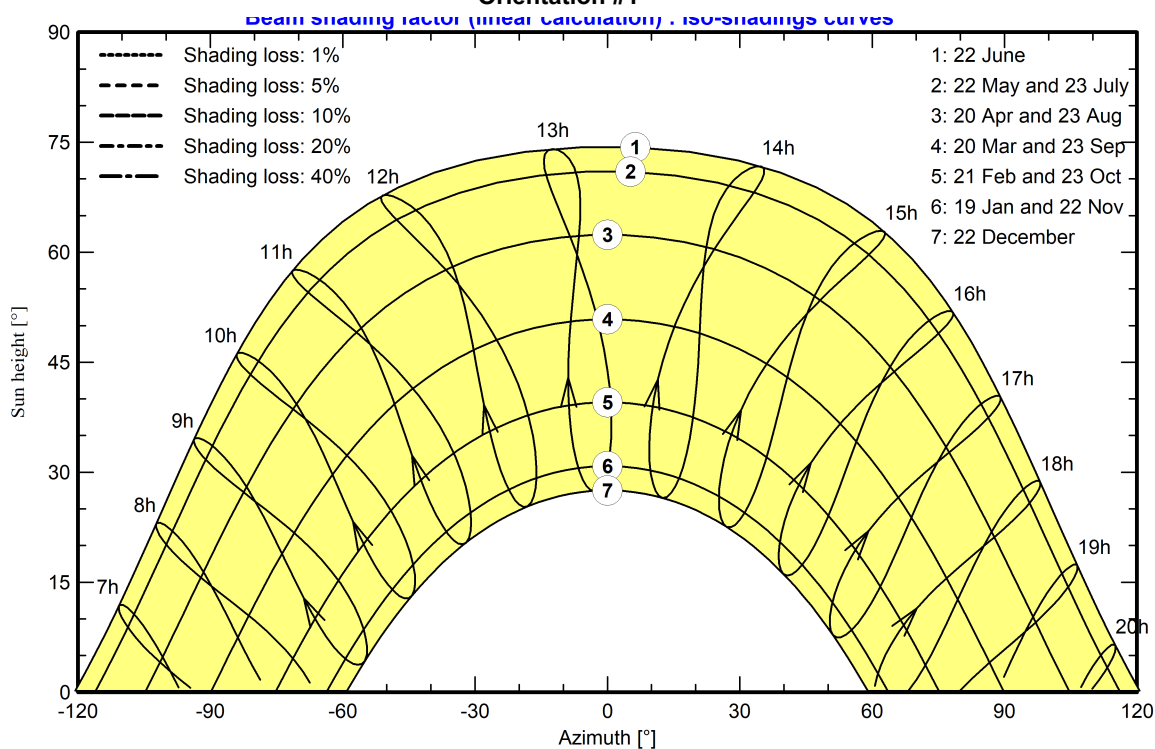
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1 -





Project: Planta Solar PPAs Manzanares

Variant: Caso Base año1_29Inv_5m_alt1,8_INV3300

PVsyst V8.1.3

VCT, Simulation date:
16/06/26 21:07
with V8.1.3

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy 84712111 kWh/year

Specific production

2118 kWh/kWp/year

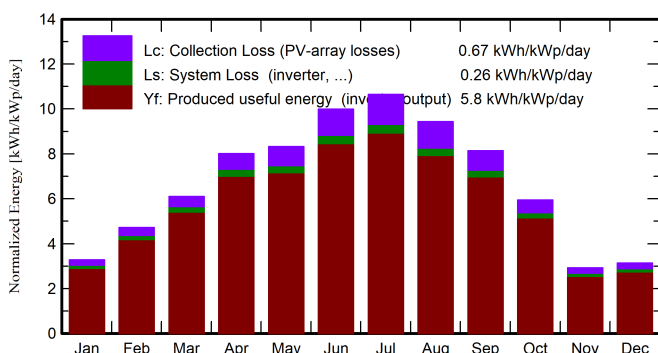
Perf. Ratio PR

86.18 %

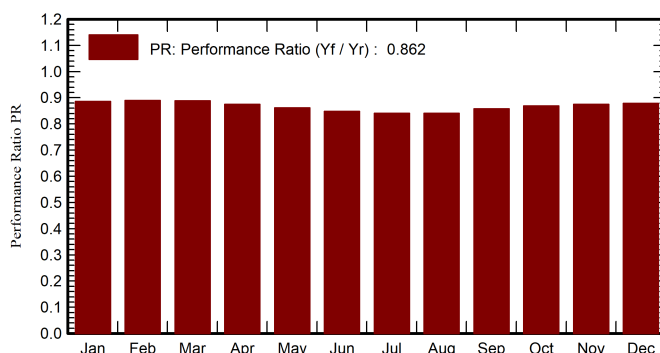
Bifacial perf. ratio

83.33 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR	PRBifi
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	ratio	ratio
January	76.7	29.60	6.00	101.9	94.2	3790846	3610451	0.886	0.857
February	100.2	35.76	9.60	132.1	124.1	4909938	4696886	0.889	0.860
March	145.4	50.06	10.15	189.3	179.4	7025905	6726245	0.889	0.859
April	186.1	63.20	14.54	240.6	228.7	8786324	8421307	0.875	0.845
May	207.1	74.17	19.68	258.1	245.8	9284444	8897537	0.862	0.831
June	233.3	71.61	24.07	299.7	286.4	10600807	10168002	0.848	0.820
July	253.6	63.09	27.69	330.1	316.3	11561451	11092046	0.840	0.813
August	222.9	54.63	26.85	292.6	279.7	10258109	9838741	0.841	0.814
September	183.0	45.54	22.01	244.1	233.1	8734823	8375437	0.858	0.831
October	137.5	39.23	17.38	184.3	174.1	6680124	6401283	0.868	0.841
November	69.9	35.14	10.95	87.6	81.0	3229116	3065239	0.875	0.842
December	72.5	25.10	7.16	97.4	89.7	3592835	3418937	0.878	0.850
Year	1888.3	587.11	16.38	2457.6	2332.4	88454723	84712111	0.862	0.833

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio
PRBifi Bifacial Performance Ratio



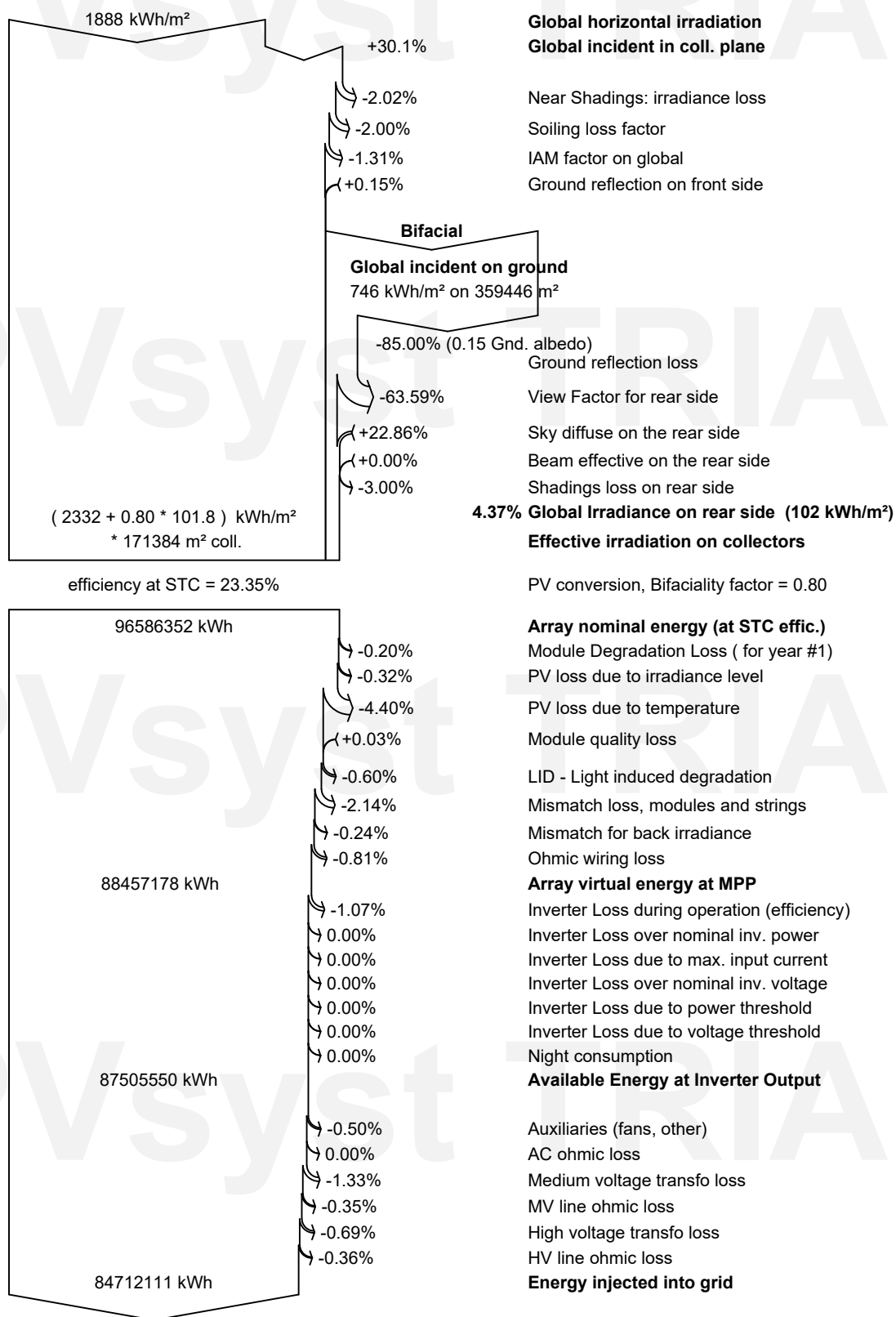
PVsyst V8.1.3

VCT, Simulation date:

16/06/26 21:07

with V8.1.3

Loss diagram

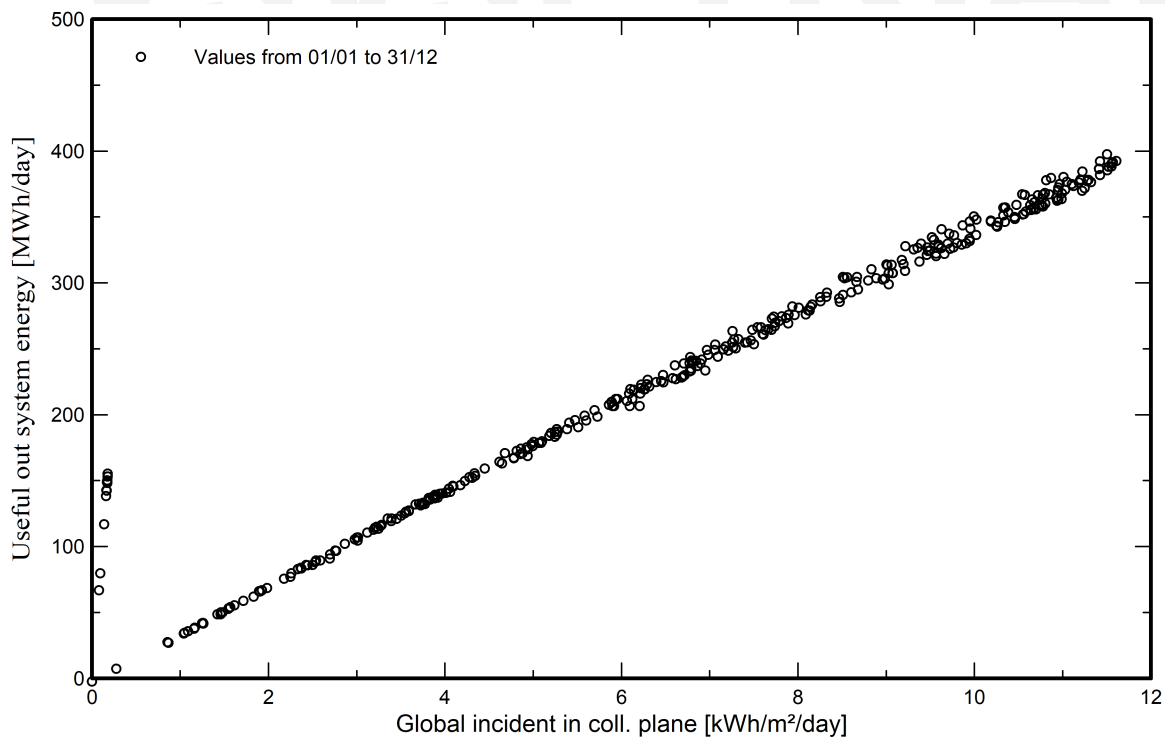




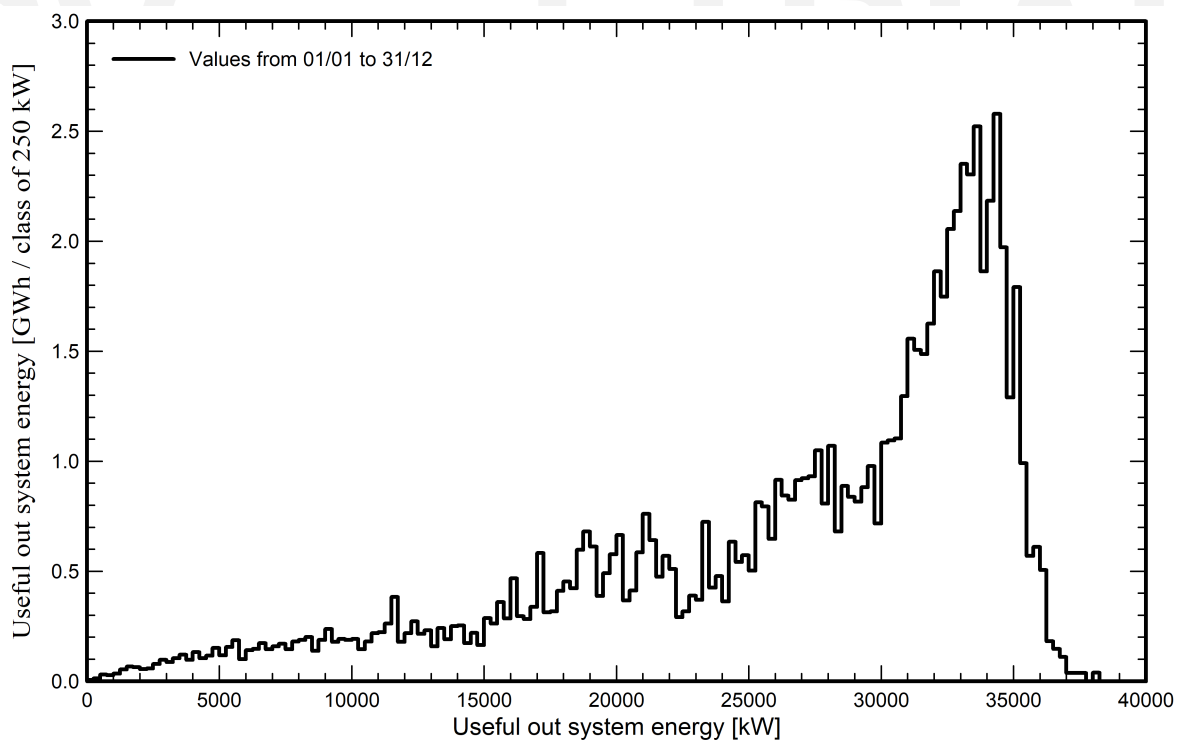
PVsyst V8.1.3

VCT, Simulation date:
16/06/26 21:07
with V8.1.3

Predef. graphs
Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

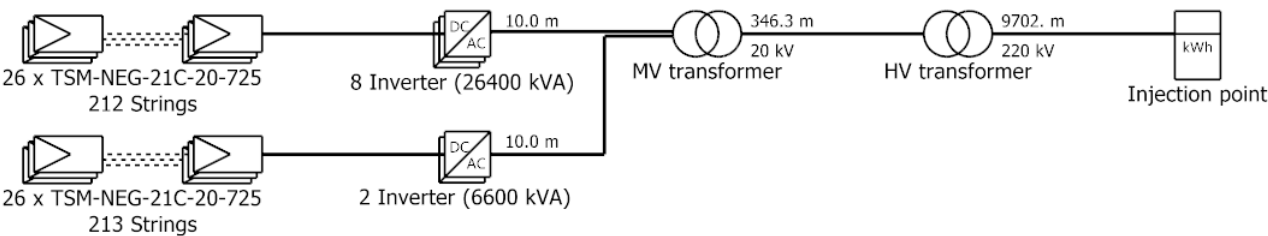




PVsyst V8.1.3

VCT, Simulation date:
16/06/26 21:07
with V8.1.3

Single-line diagram



PV module	TSM-NEG-21C-20-725
Inverter	SG3300UD-MV-20
String	26 x TSM-NEG-21C-20-725

Planta Solar PPAs Manzanares

VCT : Caso Base año1_29Inv_5m_alt1,
8_INV3300

29/06/26

ANEXO C. CÁLCULO DE SECCIONES DE CABLES

En el presente anexo se detalla el dimensionamiento de los conductores eléctricos de la instalación fotovoltaica, tanto en corriente continua (CC) como en corriente alterna (CA). Este dimensionamiento se ha realizado considerando criterios térmicos y de caída de tensión, con el objetivo de garantizar un funcionamiento seguro, eficiente y conforme a la normativa vigente.

- **Dimensionamiento en Corriente Continua (CC)**

El parque de corriente continua está compuesto por 55.172 módulos de 725 Wp cada uno, conectados en 2.122 *strings* de 26 paneles en serie, de esta forma la potencia instalada asciende a 40 MWp.

Con respecto a los datos de funcionamiento nominal de cada *string*, estas presentan una potencia de 18,85 kWp, una tensión de trabajo de 1079V y una corriente nominal de 17,47 A.

El dimensionamiento de los conductores de corriente continua se ha dividido en dos tramos, debido a la necesidad de reducir el número de *strings* que entran a los inversores, que viene determinado por los MPPT de estos. Por ello, los dos tramos a dimensionar son:

- Tramo entre *string* y caja combinadora
- Tramo entre caja combinadora e inversor

Para el cálculo de la sección se han considerado dos criterios fundamentales:

1- Criterio Térmico

La corriente de dimensionamiento se calcula a partir de la corriente nominal de cada *string*, aplicando un factor de seguridad de 1,25:

$$I_{\text{dimensionamiento}} = I_N * f_{\text{seguridad}}$$

Posteriormente, se corrige la corriente de dimensionamiento calculada para considerar las condiciones reales de instalación. Al tratarse de un diseño preliminar, se han considerado los factores de corrección por temperatura (0,93 por suponer una temperatura media del suelo anual de 30°C) y por agrupamiento (0,8 puesto que se considera que irán dos conductores cercanos por la zanja por la que van enterrados). De esta manera, se realiza el siguiente cálculo para obtener la corriente que debe ser capaz de soportar el conductor de cobre:

$$I_{corregida} = \frac{I_{dimensionamiento}}{0,93 * 0,8}$$

Finalmente, acudiendo a las tablas de los fabricantes de conductores se encuentra la sección mínima necesaria para soportar la corriente obtenida.

2- Criterio de caída de tensión máxima admisible

La caída de tensión en CC se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\Delta V = \frac{2 * L * I * \rho}{S}$$

Donde:

- ΔV es la caída de tensión
- L es la longitud del conductor
- I es la corriente de trabajo
- ρ es la resistividad del material conductor (56 para el cobre)
- S es la sección del cable

Para el tramo *string-combiner box*, el cálculo según el criterio térmico conduce a una sección mínima de 4 mm². Sin embargo, al considerar la caída de tensión máxima admisible, se selecciona una sección comercial de 6 mm², obteniéndose una caída de tensión real inferior al 0,5%.

En el tramo *combiner box-inversor*, debido al incremento significativo de la corriente, el dimensionamiento por caída de tensión requiere una sección mínima del orden de 185 mm², seleccionándose finalmente una sección comercial de 240 mm², que satisface ambos criterios.

- **Dimensionamiento en Corriente Alterna (CA)**

El sistema de conversión está formado por 10 inversores de 3,3 MW, conectados a una red de media tensión de 30 kV. La evacuación de la energía se realiza mediante dos feeders, cada uno de los cuales agrupa cinco inversores.

El dimensionamiento de los conductores en corriente alterna se ha llevado a cabo considerando:

- Intensidad de funcionamiento
- Caída de tensión máxima admisible
- Condiciones de cortocircuito

1- Cálculo de la corriente de trabajo

La intensidad de régimen permanente de salida de los inversores se obtiene a partir de la potencia del inversor mediante:

$$I = \frac{P_{III}}{\sqrt{3} * V * \cos(\varphi)}$$

2- Caída de tensión en sistemas trifásicos

Para el cálculo de la caída de tensión en alterna trifásica se debe tener en cuenta la parte resistiva e inductiva de los conductores. Por ello, la expresión a aplicar en este caso es:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I * (R * \cos(\varphi) + x * \sin(\varphi)) * L$$

El dimensionamiento se ha realizado asegurando que la caída de tensión total en cada *feeder* se mantenga dentro de valores reducidos, inferiores aproximadamente al 0,5%.

3- Selección de secciones

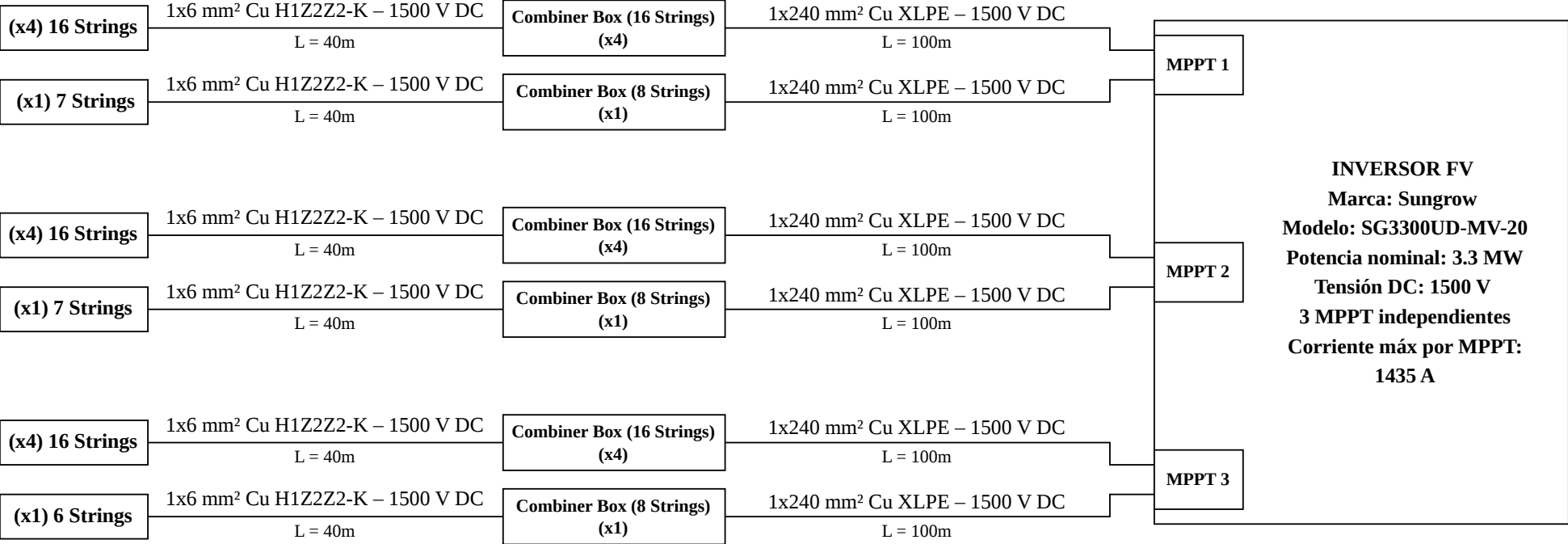
A lo largo de cada *feeder*, la sección del conductor aumenta progresivamente en función de la corriente transportada. Se parte de valores de 50 mm² en los tramos iniciales, alcanzándose secciones de hasta 400 mm² en los tramos finales próximos a la subestación. Los conductores seleccionados corresponden a cables de aluminio con aislamiento XLPE para tensiones de 30 kV, ampliamente empleados en instalaciones de este tipo.

- **Consideraciones finales**

El dimensionamiento realizado garantiza el cumplimiento de los criterios térmicos y de caída de tensión en todos los tramos de la instalación. La selección final de las secciones responde a un compromiso entre seguridad, eficiencia energética y viabilidad económica, resultando adecuada para una planta fotovoltaica de las características analizadas.

ANEXO D. DIAGRAMAS UNIFILARES DE LA INSTALACIÓN

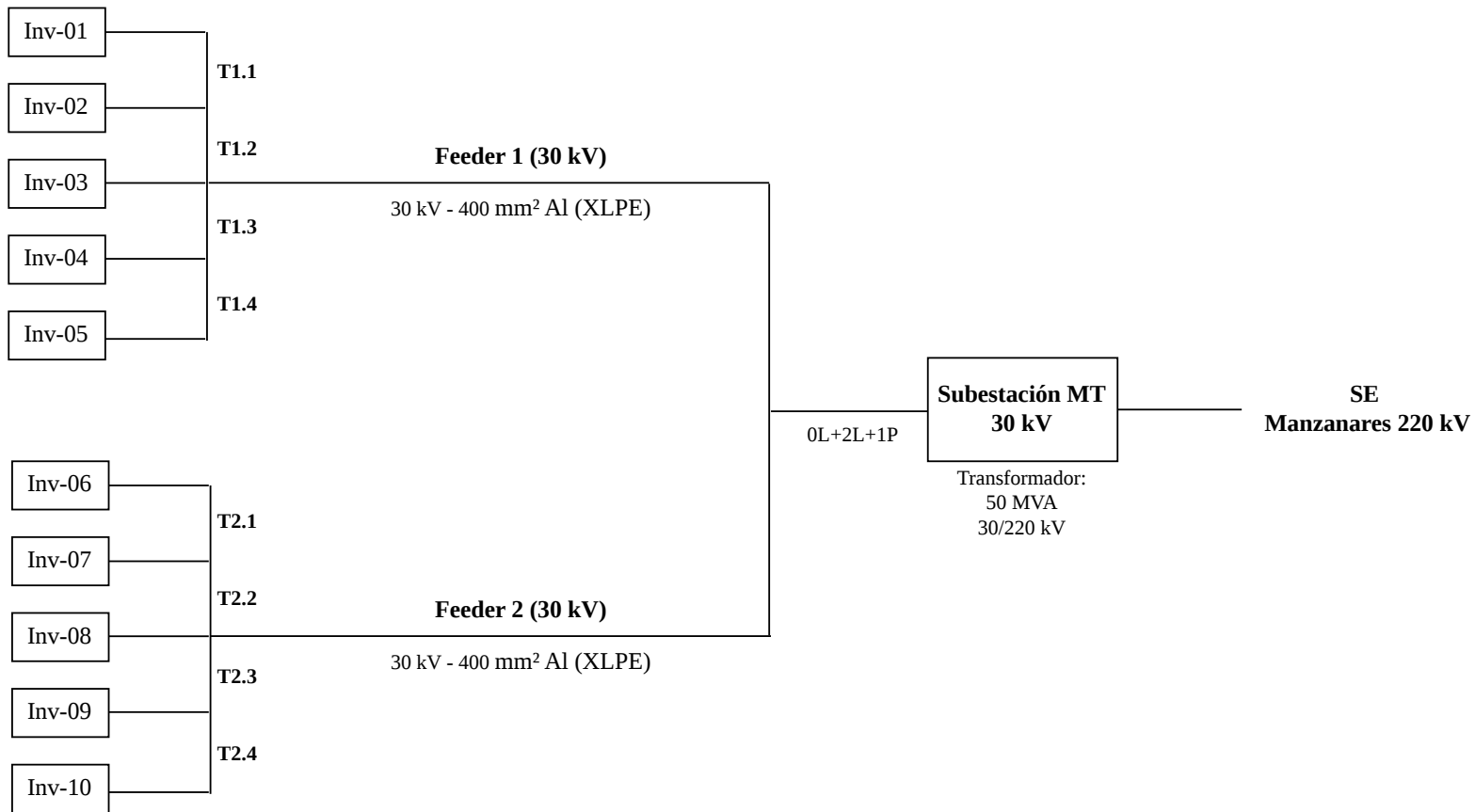
A continuación, se presentan los diagramas unifilares correspondientes a la parte de corriente continua de la instalación (primer plano) y al parque de media tensión de la misma (segundo plano), celdas (tercer plano) y subestación (cuarto plano):



Nota: representación simplificada del sistema DC. Cada línea representa agrupaciones equivalentes de múltiples strings.

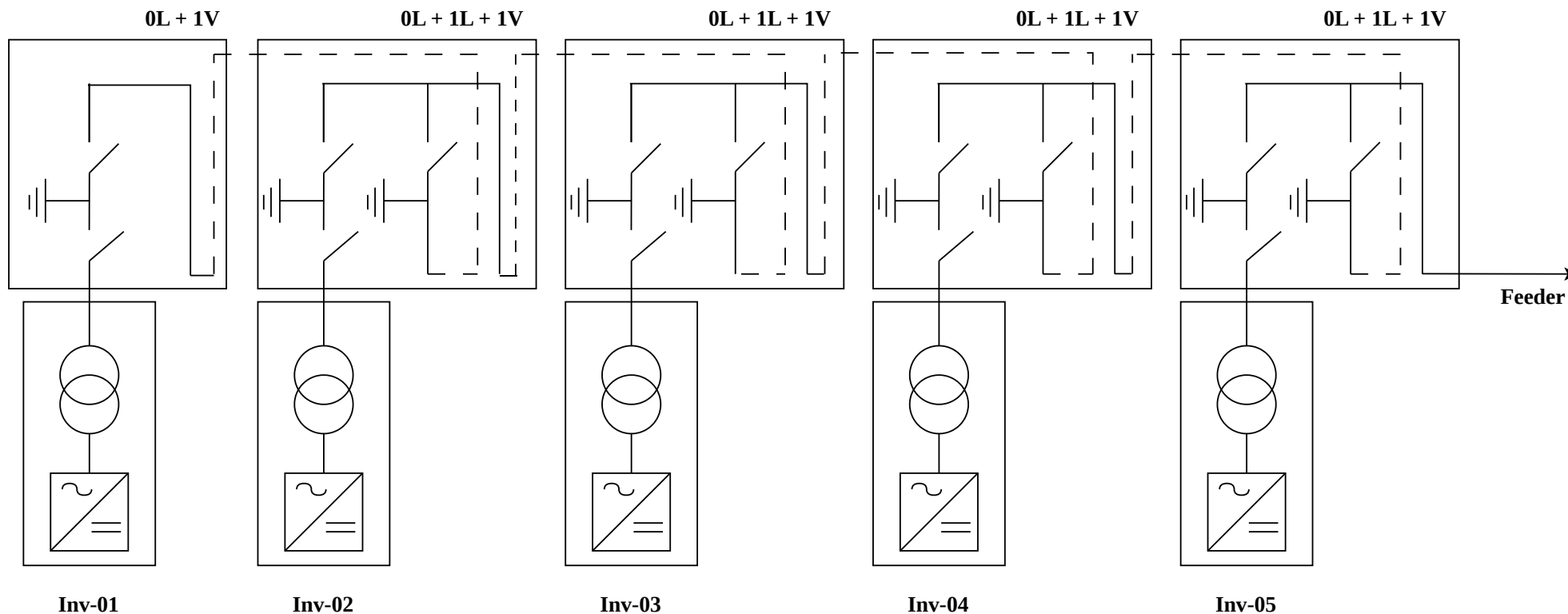
x 8 inversores de 212 strings

Proyecto:	Planta Utility Scale de 40 MW
Plano:	Unifilar DC - Inversor 212 strings
Autor:	Miguel Luque Camello
Fecha:	junio 2026
ICAI	



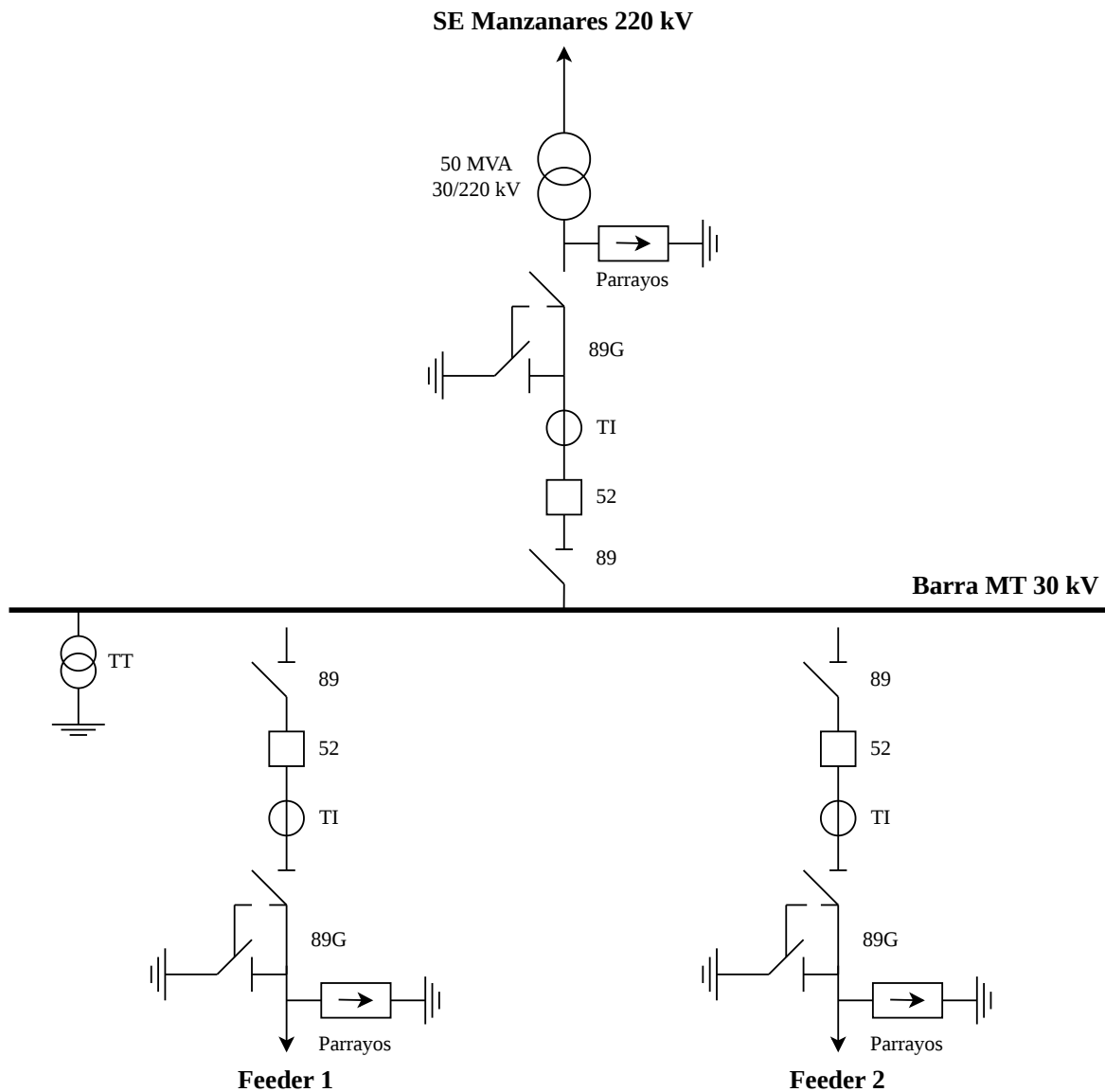
Tramo	Sección
T1.1 / T2.1	50 mm² Al (XLPE)
T1.2 / T2.2	70 mm² Al (XLPE)
T1.3 / T2.3	95 mm² Al (XLPE)
T1.4 / T2.4	240 mm² Al (XLPE)

Proyecto:	Planta Utility Scale de 40 MW	
Plano:	Unifilar AC - Parque MT	
Autor:	Miguel Luque Camello	
Fecha:	junio 2026	
ICAI		Plano 2



Nota: ambos feeders de la red colectora de MT son iguales.

Proyecto:	Planta Utility Scale de 40 MW	
Plano:	Unifilar AC - Celdas MT	
Autor:	Miguel Luque Camello	
Fecha:	junio 2026	
ICAI		Plano 3



Proyecto:	Planta Utility Scale de 40 MW	
Plano:	Unifilar AC - Subestación MT	
Autor:	Miguel Luque Camello	
Fecha:	junio 2026	
ICAI		Plano 4