



# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

## TRABAJO FIN DE GRADO **DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN EL SECTOR AGRÍCOLA EN ESPELUY, JAÉN**

Autor: Elena Doncel Ibáñez

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Julio de 2025



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
“Diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo eléctrico  
en el sector agrícola en Espeluy, Jaén”  
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2024/2025 es de mi autoría, original e inédito 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.

Fdo.: Elena Doncel Ibáñez

Fecha: ...09.../ ...07.../ ...2025...



Autorizada la entrega del proyecto  
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: ...../ ...../ .....





# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

## TRABAJO FIN DE GRADO **DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN EL SECTOR AGRÍCOLA EN ESPELUY, JAÉN**

Autor: Elena Doncel Ibáñez

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

# Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todos los profesores con los que he tenido el privilegio de compartir aula a lo largo de estos años. De cada uno he aprendido no solo conocimientos técnicos, sino también valiosas lecciones sobre cómo afrontar el día a día y la vida con actitud, esfuerzo y responsabilidad.

A mi familia, gracias por estar siempre ahí, por acompañarme en cada etapa y por brindarme las oportunidades necesarias para recibir la mejor educación posible. Gracias por enseñarme a ser una persona crítica, íntegra, buena y comprometida.

A mis amigos, gracias por vuestro apoyo incondicional, por estar en los buenos y en los malos momentos, y por hacer que esta etapa haya sido no solo formativa, sino también inolvidable.

Y, por supuesto, quiero agradecer especialmente a mi directora y a mi tutor del Trabajo de Fin de Grado, por su dedicación, orientación y confianza a lo largo de este proyecto. Su acompañamiento ha sido clave para poder desarrollarlo con facilidad, éxito y con ilusión.

# **Diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo eléctrico en el sector agrícola en Espeluy, Jaén.**

**Autor: Doncel Ibáñez, Elena.**

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

Se ha diseñado una instalación solar fotovoltaica para el autoconsumo eléctrico en campos de cultivo situados en Espeluy, Jaén. Este proyecto está destinado a cubrir el consumo eléctrico de la industria dedicada al almendro y al olivo en la mayor parte posible. Consumo que principalmente se destina al sistema de regadío.

**Palabras clave:** Autoconsumo, Fotovoltaica, Rentabilidad

### **1. Introducción**

Este trabajo fin de grado se pone dentro del contexto de la transición energética hacia fuentes limpias y sostenibles, y analiza la viabilidad técnica, económica y medioambiental de una instalación solar fotovoltaica destinada al autoconsumo en una explotación agrícola en Espeluy, Jaén. El uso de energía solar en entornos rurales no solo supone una oportunidad para reducir costes energéticos, sino también para fomentar la eficiencia y la sostenibilidad del sector primario. La motivación principal del proyecto surge de la necesidad de reducir la dependencia energética de la red eléctrica mediante fuentes convencionales en los sistemas de bombeo para riego, mediante el aprovechamiento de la radiación solar que es una fuente de energía potente en la zona.

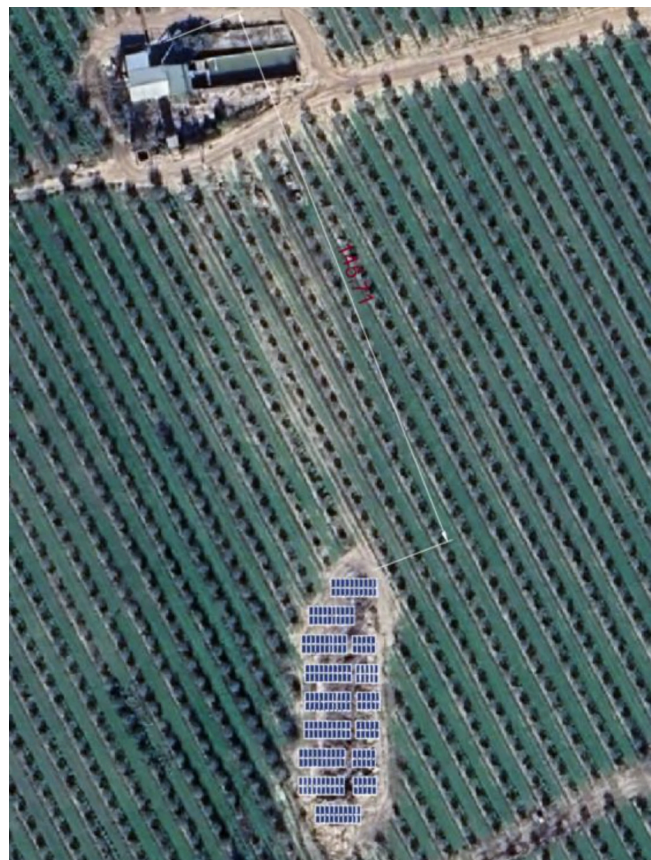
### **2. Definición del proyecto**

El proyecto consiste en el diseño y legalización de una planta solar fotovoltaica de 85,5 kWp, conectada a red bajo la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación. La instalación abastece el sistema de bombeo de riego de una explotación agrícola, contribuyendo a reducir significativamente el consumo eléctrico de origen fósil. Para su ejecución se ha seguido la normativa vigente y se ha llevado a cabo un análisis detallado del consumo, la radiación disponible, la producción esperada, el dimensionado del inversor y de los paneles fotovoltaicos, los aspectos técnicos de conexión,

protecciones, y legalización y el análisis económico para estudiar la rentabilidad y la amortización de dicho Proyecto.

### **3. Descripción del modelo/sistema/herramienta**

El sistema se compone de 150 módulos fotovoltaicos monocristalinos bifaciales LONGi LR5-72HGD-570M Bifacial, un inversor trifásico Huawei SUN2000-75KTL-C1 de 75kW nominales, estructuras metálicas para el soporte del campo solar y protecciones tanto en corriente continua como alterna. El diseño se ha optimizado para maximizar la producción en los meses de mayor demanda de riego, con orientación fija de 35° y sin acumulación energética. Se ha realizado una simulación de producción energética con herramientas como PVsyst utilizando datos de bases como PVGIS o NASA y se ha estudiado su interacción con el consumo real de la finca. Además, se ha realizado un estudio de rentabilidad, cálculo de VAN y TIR, así como un análisis del impacto ambiental y de los beneficios sostenibles derivados del proyecto.



*Ilustración 1. Imágen instalación solar en Espeluy.*



#### 4. Resultados

El diseño y simulación de la instalación fotovoltaica para autoconsumo en Espeluy demuestra su viabilidad técnica y económica, además de un claro impacto positivo en sostenibilidad. El sistema de 85,5 kWp genera 170,21 MWh anuales, cubriendo el 39,9 % de la demanda eléctrica de la finca mediante energía limpia. Su rendimiento específico alcanza los 1.991 kWh/kWp con un rendimiento de la instalación (PR) del 87,83%. Desde el punto de vista económico, la inversión de 78.226,5€ genera más de 12.000 € de ahorro anual, con 8 años de retorno de la inversión y un TIR del 15%. En el plano medioambiental, evita la emisión de 72 toneladas de  $CO_2$  al año. Estos resultados reflejan un caso de éxito replicable en entornos agrícolas con demandas energéticas estacionales.

Potencia instalada	85,5 kWp
Producción anual estimada	170,21 MWh/año
Cobertura de demanda	39,9 %
Rendimiento específico	1.991 kWh/kWp/año
Performance Ratio (PR)	87,83%
Inversión inicial	78226,5
Ahorro anual promedio	13.991,68€
Tasa de descuento	4%
Año de retorno de la inversión	Año 8
Tasa Interna de Retorno (TIR)	15 %
$CO_2$ evitado al año	72 toneladas

*Tabla 1. Resultados del proyecto.*

#### 5. Conclusiones

La instalación solar fotovoltaica propuesta para autoconsumo en el riego de almendro y olivo en Espeluy (Jaén) representa una solución técnicamente robusta, económicamente viable y ambientalmente responsable. El sistema de 85,5 kWp, compuesto por 150 módulos bifaciales LR5-72HGD-570M y un inversor Huawei SUN2000-75KTL-C1, se diseña para cubrir la demanda energética del riego durante los meses de mayor consumo. Las simulaciones energéticas realizadas con PVsyst reflejan una producción anual de 170,21 MWh y una cobertura del 39,97 % de la demanda con un rendimiento específico de 1.991 kWh/kWp y un performance ratio del 87,83 %.

Desde el punto de vista económico, el proyecto requiere una inversión inicial de 78.226,5€, con ahorros superiores a 12.000 € anuales, generando beneficios netos acumulados a partir del año 8. El VAN se vuelve positivo a partir del año 8 y el TIR del 15 % supera la tasa de descuento del 4 %, lo que avala su rentabilidad a largo plazo en un entorno agrícola. El payback es de 7 años.

En términos medioambientales, se evita la emisión de unas 72 toneladas de  $CO_2$  al año. Así, esta instalación supone una contribución clara a la transición energética del sector agrario, reforzando la autonomía, sostenibilidad e innovación en zonas rurales como Espeluy.

# **Design of a solar photovoltaic installation for self-consumption in the agricultural sector in Espeluy, Jaén.**

**Author: Doncel Ibáñez, Elena.**

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **PROJECT SUMMARY**

The project is about the design of a solar photovoltaic installation for electrical self-consumption in farmlands located in Espeluy, Jaén. This project is intended to cover as much as possible of the electricity consumption of industries dedicated to almond and olive cultivation, whose energy demand is primarily allocated to the irrigation system.

**Keywords:** Self-consumption, Photovoltaic, Profitability

### **1. Introduction**

This final degree project is framed within the context of the energy transition towards clean and sustainable sources. It analyses the technical, economic, and environmental feasibility of a solar photovoltaic installation for self-consumption in an agricultural facility located in Espeluy, Jaén.

The use of solar energy in rural environments not only presents an opportunity to reduce energy costs, but also promotes efficiency and sustainability in the primary sector. The main motivation of this project arises from the need to reduce dependence on the conventional electricity grid in irrigation pumping systems, by harnessing solar radiation, which is a powerful energy resource in the area.

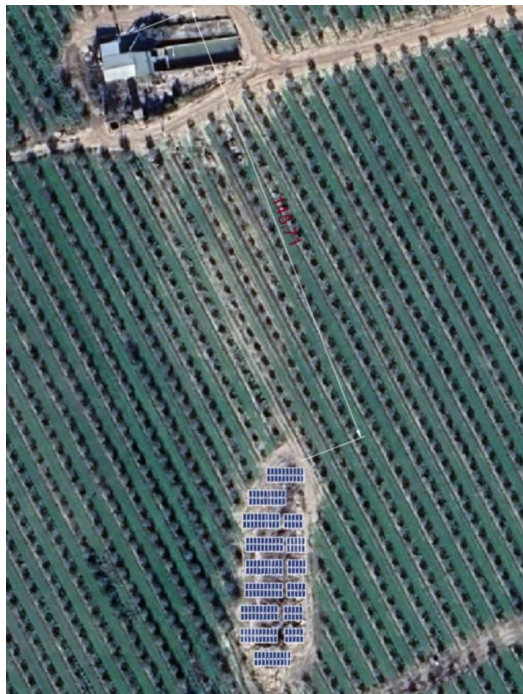
### **2. Project design**

The project involves the design and legalisation of a 85,5 kWp solar photovoltaic plant, grid-connected under the self-consumption with surplus compensation scheme. The installation supplies electricity to the irrigation pumping system of an agricultural operation, significantly reducing fossil-based electricity consumption.

The project complies with current regulations and includes a detailed analysis of energy consumption, available solar radiation, expected production, inverter and PV panel sizing, technical aspects of connection and protections, legalisation requirements, and an economic study to assess the project's profitability and payback period.

### **3. Description of the model**

The system is composed of 150 LONGi LR5-72HGD-570M Bifacial monocrystalline photovoltaic modules, a three-phase Huawei SUN2000-75KTL-C1 inverter with a nominal power of 75kW, metal structures for supporting the solar field, and protections for both direct current (DC) and alternating current (AC). The design has been optimized to maximize production during the months of highest irrigation demand, with a fixed tilt of  $35^\circ$  and no energy storage. An energy production simulation has been carried out using tools such as PVsyst, with data from sources like PVGIS or NASA, and its interaction with the actual consumption of the farm has been analyzed. In addition, a profitability study has been conducted, including NPV and IRR calculations, as well as an analysis of the environmental impact and the sustainable benefits derived from the project.



*Ilustración 2. Image solar installation in Espehuy.*

#### 4. Results

The design and simulation of the photovoltaic self-consumption installation in Espeluy demonstrate its technical and economic feasibility, along with a clear positive impact on sustainability. The 85,5 kWp system generates 170,21 MWh annually, covering 39,9% of the farm's electricity demand with clean energy. Its specific yield reaches 1.991 kWh/kWp, with a Performance Ratio (PR) of 87,83%. From an economic standpoint, the initial investment of €78.226,5 generates more than €12.000 in annual savings, with 8 years until the investment is returned and an Internal Rate of Return (IRR) of 15%. Environmentally, the system prevents the emission of approximately 72 tons of  $CO_2$  per year. These results represent a replicable success case for agricultural environments with seasonal energy demands.

Installed capacity	85,5 kWp
Estimated annual production	170,21 MWh/year
Demand coverage	39,9 %
Specific yield	1.991 kWh/kWp/year
Performance Ratio (PR)	87,83%
Initial investment	78.226,5€
Mean annual savings	13.991,68€
Discount rate	4%
Year of return of the investment	Year 8
Internal Rate of Return (IRR)	15 %
$CO_2$ emissions avoided per year	72 tons

*Tabla 2. Results*

## 5. Conclusions

The proposed solar photovoltaic installation for self-consumption in the irrigation of almond and olive trees in Espeluy (Jaén) represents a technically robust, economically viable, and environmentally responsible solution. The 85,5 kWp system, consisting of 150 bifacial LR5-72HGD-570M modules and a Huawei SUN2000-75KTL-C1 inverter, is optimized to meet the irrigation energy demand during the months of highest consumption. The energy simulations carried out with PVsyst indicate an annual production of 170,21 MWh and a demand coverage of 39,97%, with a specific yield of 1991 kWh/kWp and a performance ratio of 87,83%.

From an economic perspective, the project requires an initial investment of €78226,5, with annual savings exceeding €12000, generating net cumulative profits from year 8 onward. The NPV becomes positive in year 8, and the IRR of 15% exceeds the discount rate of 4%, confirming its long-term profitability in an agricultural setting. The payback is of 7 years.

In environmental terms, the installation avoids the emission of approximately 73 tons of CO<sub>2</sub> per year. Thus, this system represents a clear contribution to the energy transition of the agricultural sector, enhancing autonomy, sustainability, and innovation in rural areas like Espeluy.

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>7</b>
Motivación del proyecto .....	7
1.1 Objetivos .....	8
1.2 Metodología.....	9
1.3 Estructura.....	9
1.4 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible.....	11
<b>Capítulo 2. Fundamentos de la energía solar fotovoltaica .....</b>	<b>15</b>
2.1 Principios y funciones .....	15
2.2 Instalaciones para autoconsumo .....	21
2.3 Energía solar fotovoltaica en España .....	22
2.4 Objetivos del PNIEC .....	26
2.5 Normativas y leyes en España.....	28
2.6 Ayudas y subvenciones .....	29
<b>Capítulo 3. Recurso solar en Espeluy, Jaén .....</b>	<b>30</b>
<b>Capítulo 4. Consumo eléctrico en el sector industrial en Espeluy, Jaén .....</b>	<b>40</b>
4.1 Consumo eléctrico .....	40
<b>Capítulo 5. Diseño .....</b>	<b>43</b>
5.1 Diseño de la instalación en PVsyst.....	43
5.2 Análisis y comprobación de la instalación .....	51
5.3 Energía de la instalación en 30 años. ....	56
5.4 Comparativa de inversores .....	58
<b>Capítulo 6. Diseño de la instalación solar fotovoltaica.....</b>	<b>61</b>
6.1 Dimensionado de la instalación.....	61
6.2 Elección de componentes .....	64
6.2.1 Paneles .....	64
6.2.2 Inversor.....	64
6.2.3 Estructura .....	67
6.2.4 Cableado.....	69
6.2.5 Protecciones .....	70
6.3 Esquema instalación.....	71
<b>Capítulo 7. Estudio económico y de sostenibilidad ambiental.....</b>	<b>73</b>
7.1 Estudio económico .....	73

7.1.1 Presupuesto del proyecto.....	74
7.1.2 Estimación del ahorro energético .....	74
7.1.3 Estudio de rentabilidad .....	82
7.2 Estudio de sostenibilidad ambiental .....	86
7.2.1 Impacto ambiental.....	86
7.2.2 Beneficios .....	88
<b>Capítulo 8. Normativa .....</b>	<b>90</b>
8.1 Normativa de autoconsumo eléctrico .....	90
8.2 Normativa técnica eléctrica .....	90
8.3 Normativa autonómica y ambiental .....	90
<b>Capítulo 9. Conclusiones.....</b>	<b>92</b>
<b>Capítulo 10. Bibliografía.....</b>	<b>94</b>
<b>ANEXO I. Fichas técnicas .....</b>	<b>98</b>
<b>ANEXO II. Informe PVsyst.....</b>	<b>105</b>



## *Índice de tablas*

Tabla 1. Resultados del proyecto.....	9
Tabla 2. Results .....	13
Tabla 3. Comparación de tipos de células solares.[20] .....	18
Tabla 4. Indicadores y objetivos del PNIEC para 2030 .....	28
Tabla 5. Recurso solar en Espeluy.....	34
Tabla 6. Estudio del recurso solar, temperatura y viento via NASA.....	36
Tabla 7. Cálculo desviación típica PVGIS vs. NASA.....	37
Tabla 8. Recurso solar en Espeluy, Jaén .....	39
Tabla 9. Consumo energético en la finca. ....	41
Tabla 10. Balances y resultados de PVsyst. ....	52
Tabla 11. Energía estimada en 30 años. ....	57
Tabla 12. Resumen del inversor SUN2000-50KTL-ZHM3-400V .....	60
Tabla 13. Solución diseño instalación. ....	73
Tabla 14. Gasto del proyecto.....	74
Tabla 15. Energía producida al año en MWh/año y factor de capacidad.....	76
Tabla 16. Energía auto consumida, vertida y obtenida de la red en MWh/año.....	78
Tabla 17. Ahorro y gasto en euros.....	80
Tabla 18. Ahorro y coste total. ....	81
Tabla 19. Análisis del VAN y del TIR. ....	84

## *Índice de gráficas*

Gráfica 1. Irradiación solar mensual en Espeluy.....	34
Gráfica 2. Recurso solar NASA .....	37
Gráfica 3. Consumo energético. ....	41
Gráfica 4. Relación V/I de los módulos .....	47
Gráfica 5. Influencia de la Resistencia Serie en la Curva Potencia-Voltaje del Módulo Fotovoltaico. ....	48
Gráfica 6. Variación de la Potencia de Salida del Inversor en Función de la Temperatura Ambiente. ....	48
Gráfica 7. Performance ratio. ....	53
Gráfica 8. Energía producida al año. ....	75

## *Índice de ilustraciones*

Ilustración 1. Imágen instalación solar en Espeluy. ....	8
Ilustración 2. Image solar installation in Espeluy.....	12
Ilustración 3. Objetivos de desarrollo sostenible.....	12
Ilustración 4. Esquema producción de energía solar. ....	16
Ilustración 5. Funcionamiento de un panel solar.....	17
Ilustración 6. Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo.....	21
Ilustración 7. Número de instalaciones fotovoltaicas instaladas. ....	24
Ilustración 8. Evolución de la potencia. ....	25
Ilustración 9. Radiación solar. [41] .....	30
Ilustración 10. Ubicación instalación solar.....	32
Ilustración 11. Informe PVsyst.....	43
Ilustración 12. Horizonte y trayectoria solar. ....	45
Ilustración 13. Disposición paneles solares.....	50
Ilustración 14. Diagrama de Sankey.....	54
Ilustración 15. Panel solar instalado.....	63
Ilustración 16. Huawei SUN2000-75KTL-C1.....	67
Ilustración 17. Estructura soporte de paneles. ....	68
Ilustración 18. Esquema unifilar instalación solar. [37].....	72

## *Índice de acrónimos*

- **AC:** Corriente Alterna
- **DC:** Corriente Continua
- **PR:** Performance Ratio (Índice de Rendimiento)
- **GCR:** Ground Coverage Ratio (Relación de Cobertura del Suelo)
- **MPPT:** Maximum Power Point Tracking (Seguimiento del Punto de Máxima Potencia)
- **STC:** Standard Test Conditions (Condiciones Estándar de Prueba)
- **PVsyst:** Software de simulación fotovoltaica (no es acrónimo, pero se incluye como término técnico relevante)
- **IAM:** Incidence Angle Modifier (Modificador por Ángulo de Incidencia)
- **LID:** Light Induced Degradation (Degradación Inducida por Luz)
- **kWh:** Kilovatio-hora
- **kWp:** Kilovatio pico
- **kWac:** Kilovatios en corriente alterna
- **kWdc:** Kilovatios en corriente continua
- **VCI:** Valor de Comparación de Inversores (en contexto interno del documento)
- **SF:** Solar Fraction (Fracción Solar)
- **MWh:** Megavatio-hora
- **€/kWh:** Euros por kilovatio-hora
- **GHI:** *Global Horizontal Irradiance* (Irradiancia Global Horizontal)
- **DNI:** *Direct Normal Irradiance* (Irradiancia Directa Normal)
- **DHI:** *Diffuse Horizontal Irradiance* (Irradiancia Difusa Horizontal)
- **T2m:** Temperatura del aire a 2 metros sobre el suelo (°C)

## **Capítulo 1. INTRODUCCIÓN**

### ***MOTIVACIÓN DEL PROYECTO***

El proyecto consiste en la instalación de una planta solar fotovoltaica en un polígono industrial para el autoconsumo eléctrico en el sector industrial. Se trata de un terreno en Espeluy, Jaén. Este sector industrial se dedica a recoger el fruto del olivo que hay en el campo para la producción de aceite y a la recogida de la almendra de los almendros plantados en dichos terrenos.

Se plantea este proyecto para, a través de las placas solares fotovoltaicas, recoger energía solar con el objetivo de utilizar dicha energía para el sistema de riego instalada en las hectáreas y la construcción del embalse para utilizar el agua que se acumula en este, en vez de gastar el agua que proviene de los canales. El embalse mide 3 hectáreas y la superficie que se riega con la energía que proviene de las placas solares son 230 hectáreas. Así se optimiza el uso del agua y promoviendo una gestión responsable tanto del recurso hídrico empleado en el riego como de la energía necesaria para alimentar el sistema, mejorando la eficiencia de ambos.

Con este proyecto se quiere poder recoger energía la que sobre, se exporta a la red para utilizarla de forma eficiente, teniendo en cuenta la rentabilidad, el ahorro de energía y la responsabilidad a la hora de reducir la huella de carbono del consumo eléctrico, tomando conciencia tanto medioambiental, como social, apoyando la descarbonización y tomando iniciativa al apoyar la transición energética para poder cumplir los objetivos de la reducción de la huella de carbono para 2050.

En la finca, situada en una zona afectada por la sequía, se inició hace dos años la construcción de un embalse para asegurar el riego sin depender de los canales, lo que marcó el inicio de este nuevo proyecto. La instalación de placas solares cerca del embalse facilita la estrategia

de autosuficiencia energética e hídrica, con beneficios tanto ambientales como económicos.

La motivación principal de este proyecto es fomentar el uso de energías renovables y generar conciencia sobre su relevancia. España es uno de los países con mayor recurso solar de la Unión Europea y tiene un papel clave en la transición energética. Es una de las potencias mundiales en energías limpias y cuenta con una gran superficie disponible para el desarrollo de proyectos energéticos: fotovoltaicos, eólicos e hidráulicos. Esta ventaja debe aprovecharse, impulsando la inversión nacional antes de que lo hagan empresas extranjeras. Este trabajo nace de las ganas de aprovechar los recursos que tiene nuestro país.

## ***1.1 OBJETIVOS***

Los objetivos que se buscan están relacionados con la innovación tecnológica, la rentabilidad, la amortización, la conciencia social y la reducción de la huella de carbono. El objetivo principal es conseguir con las placas solares fotovoltaicas instaladas recaudar la energía suficiente para cubrir las necesidades energéticas que alimentan el sistema de riego de las hectáreas de la finca de olivos y almendros. El segundo objetivo es reducir el costo del consumo energético que abastecía antes al sistema de riego para así aumentar la rentabilidad de la empresa. El tercer objetivo es reducir la huella de carbono mediante el uso de energías renovables y concienciando a la gente de la importancia de estas fomentando la sostenibilidad. El cuarto objetivo es amortizar en el menor tiempo posible el gasto de la construcción de dicha planta solar, estudiando cuánto tiempo requerirá. El último objetivo es concienciar al resto de empresas que se dedican a esta industria para que implementen en ellas energías renovables, ya sea solar, eólica o la que sea conveniente atendiendo a las condiciones climáticas de sus terrenos y al estado de estos.

Para cumplir con estos objetivos se estudiará el recurso solar de la zona donde se va a realizar el proyecto, el consumo energético que requiere la industria, dimensionar la planta solar

fotovoltaica, evaluar el proyecto económica y medioambientalmente y evaluar posibles mejoras.

## ***1.2 METODOLOGÍA***

Para el desarrollo de este Trabajo Fin de Grado se ha seguido una metodología técnica y económica llevada a cabo en distintas fases. En primer lugar, se ha realizado una recogida de datos climáticos y de consumo eléctrico de la explotación agrícola en estudio. A partir de esos datos, se ha realizado un análisis de la radiación solar del emplazamiento mediante herramientas como PVGIS y se ha dimensionado el sistema fotovoltaico empleando la herramienta de simulación PVsyst.

Después, se ha diseñado la instalación con criterios de eficiencia, viabilidad técnica y cumplimiento normativo. Se han definido los paneles solares, la elección del inversor, las protecciones eléctricas, el esquema de conexión y todos los elementos necesarios para su legalización. Se ha diseñado la distribución de la planta solar teniendo en cuenta los distintos factores que afectan a esta. A continuación, se ha llevado a cabo un estudio económico detallado que incluye el cálculo del ahorro energético, la rentabilidad del proyecto (VAN y TIR), el periodo de amortización, junto con un análisis del impacto ambiental asociado a la reducción de emisiones.

Finalmente, se ha estructurado el documento técnico, incluyendo planos, esquemas eléctricos y justificación de cálculos, para ofrecer una propuesta viable, coherente y alineada con la transición energética en el sector agrícola.

## ***1.3 ESTRUCTURA***

La estructura se divide en 10 capítulos que son:

- **Capítulo 1:** Introducción. Se expone la motivación del proyecto, sus objetivos principales, la metodología seguida y la alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).
- **Capítulo 2:** Fundamentos de la energía solar fotovoltaica. Se describen los principios de funcionamiento, tipos de instalaciones para autoconsumo, y el marco normativo vigente en España, así como las posibles ayudas y subvenciones.
- **Capítulo 3:** Recurso solar en Espeluy, Jaén. Se analiza la radiación solar disponible en la zona, base fundamental para el dimensionado de la instalación.
- **Capítulo 4:** Consumo eléctrico en el sector industrial en Espeluy, Jaén. Se estudia el perfil de consumo energético de la explotación agrícola, con especial atención al uso del sistema de riego.
- **Capítulo 5:** Comprobación del diseño. Incluye el diseño detallado, el análisis técnico y la evaluación del rendimiento estimado de la instalación.
- **Capítulo 6:** Diseño de la instalación solar fotovoltaica. Se desarrolla el dimensionado del sistema, la elección de componentes (paneles, inversor, estructura, cableado y protecciones), y el esquema eléctrico de la instalación.
- **Capítulo 7:** Estudio económico y de sostenibilidad ambiental. Se presentan el presupuesto del proyecto, el ahorro energético previsto, el análisis de rentabilidad (VAN y TIR), y un estudio del impacto ambiental y los beneficios sostenibles asociados.
- **Capítulo 8:** Normativa. Se revisa la normativa aplicable al autoconsumo eléctrico, la normativa técnica eléctrica y la específica del ámbito autonómico y medioambiental.
- **Capítulo 9:** Conclusiones. Se recogen los principales resultados, reflexiones y propuestas de mejora.
- **Capítulo 10:** Bibliografía. Se citan todas las fuentes y referencias consultadas para la elaboración del proyecto.



- **Anexo I:** Se incluye documentación complementaria, esquemas eléctricos y certificados necesarios para la legalización de la instalación.
- **Anexo II:** Se incluye el informe de PVsyst.

## ***1.4 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE***

Los objetivos de desarrollo sostenible que se alinean con el proyecto son los siguientes:

1. ODS 7: Energía asequible y no contaminante:

Está relacionada con el proyecto porque la energía solar fotovoltaica no contamina al ser generada, es sostenible y reduce el costo de la factura de la luz.

2. ODS 9: Industria, innovación e infraestructura:

Es innovador en el sector de la agricultura implementar un sistema de riego que esté alimentado por energía solar fotovoltaica recogida de placas encima de un embalse que a su vez reduce el gasto en agua y contribuye a que no haya sequía en la región, tomando iniciativa y siendo un ejemplo a seguir para el resto de las industrias que se dedican a la agricultura.

3. ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles:

Promueve la sostenibilidad en zonas que se dedican al sector agrícola, es decir, en las zonas rurales, reduciendo la huella de carbono en ellas y dando cabida a energías limpias, además de no hacer uso de energía eléctrica que viene de energías no renovables.

4. ODS 12: Producción y consumo responsables:

Se produce y consume de forma responsable ya que la energía se almacena en baterías optimizando su uso y optimizando el uso de agua del sistema de riego.

5. ODS 13: Acción por el clima:

Disminuye la huella de carbono y los gases que favorecen el efecto invernadero y apoya la transición energética.

Dentro de los objetivos de desarrollo sostenible destacan: erradicar la pobreza y el hambre, garantizar salud, educación y agua limpia, promover la igualdad de género, energías limpias, trabajo digno e innovación. También abordan la reducción de desigualdades, ciudades sostenibles, producción responsable, acción climática y protección de ecosistemas marinos y terrestres. Además, fomentan la paz, la justicia y alianzas globales.



*Ilustración 3. Objetivos de desarrollo sostenible.*

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible es una iniciativa adoptada por todos los Estados miembros de las Naciones Unidas en 2015, con el propósito de erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar la prosperidad para todas las personas de aquí al año 2030. Esta agenda se estructura en torno a 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y 169 metas asociadas que abarcan ámbitos económicos, sociales y ambientales, estableciendo un marco integral y transformador para avanzar hacia un desarrollo que sea sostenible.

La Agenda 2030 establece varios Objetivos de Desarrollo Sostenible directamente relacionados con la transición energética, la sostenibilidad urbana e industrial y la lucha contra el cambio climático. En el caso del ODS 7, se pretende lograr el acceso universal a energía asequible, segura y sostenible para 2030. Aunque en 2021 el 73 % de la población mundial tenía acceso a electricidad, más de 500 millones de personas aún carecían de este servicio básico, especialmente en África. También se aspira a duplicar la tasa global de mejora de la eficiencia energética y a aumentar significativamente la proporción de energías renovables.

El ODS 9 promueve una industrialización inclusiva y sostenible, junto con el desarrollo de infraestructuras resilientes y el fomento de la innovación. Actualmente, en los países de bajos ingresos, el valor añadido industrial representa apenas el 6 % del PIB, frente al 16 % en países desarrollados, lo que subraya la necesidad de invertir en capacidades tecnológicas, industriales y científicas. Además, solo el 1,7 % del PIB mundial se dedica a investigación y desarrollo, cifra que se busca aumentar antes de 2030.

En cuanto al ODS 11, se pretende que las ciudades sean más inclusivas, seguras y sostenibles. Hoy, más de 1.000 millones de personas viven en barrios marginales sin acceso adecuado a servicios básicos. Además, se busca reducir el impacto ambiental negativo per cápita de las zonas urbanas, mejorando la calidad del aire y la gestión de residuos. La movilidad urbana sostenible también es un pilar clave, ya que el transporte representa cerca del 25 % de las emisiones globales de CO<sub>2</sub>.

El ODS 12 impulsa modelos de consumo y producción responsables. Se estima que, si la población mundial alcanza los 9.600 millones en 2050, serían necesarios casi tres planetas Tierra para mantener el actual estilo de vida. Para evitarlo, se propone reducir significativamente la generación de residuos, aumentar el reciclaje y disminuir el desperdicio alimentario, que actualmente supera los 930 millones de toneladas al año.

Por último, el ODS 13 exige una acción climática urgente. En 2023, se registró el año más cálido desde que existen registros, con una temperatura media global 1,45°C por encima de los niveles preindustriales. A pesar de que el 93 % de los países han presentado planes climáticos, solo el 15 % están alineados con los objetivos del Acuerdo de París, lo que refleja la necesidad de reforzar la ambición política y acelerar las medidas de mitigación y adaptación. [30]

## **Capítulo 2. FUNDAMENTOS DE LA ENERGÍA SOLAR**

### **FOTOVOLTAICA**

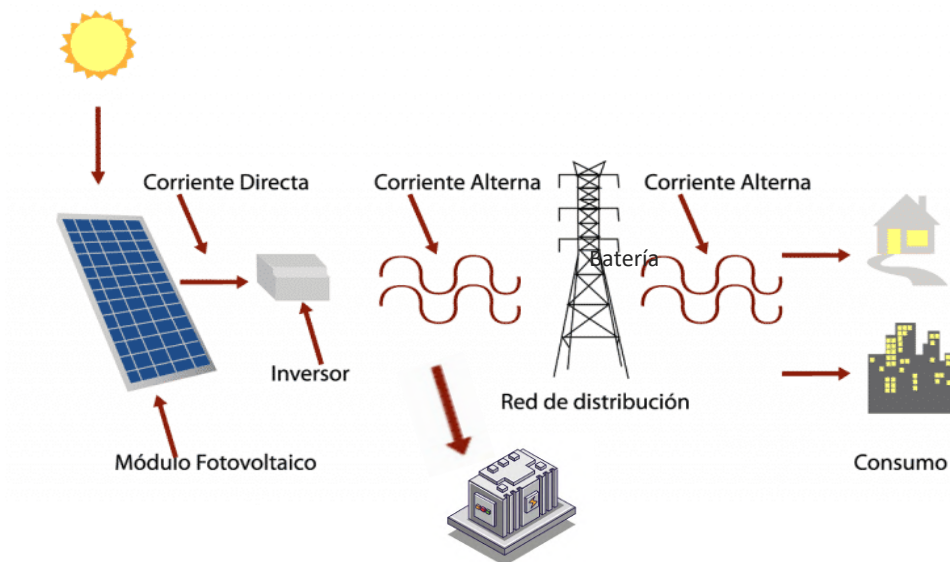
#### **2.1 PRINCIPIOS Y FUNCIONES**

La energía solar fotovoltaica es energía renovable que transforma directamente la radiación solar en electricidad mediante el uso de células fotovoltaicas. Es una fuente limpia e inagotable, lo que la convierte en una tecnología muy importante para la transición energética y la lucha contra el cambio climático. Con la intención de llegar a una descarbonización total antes de 2050 y acabar con los combustibles fósiles como fuente de energía.

La cantidad de energía que emite el sol cada segundo es inmensa. De hecho, en una sola hora, la Tierra recibe más energía solar de la que toda la gente consume en un año. El objetivo es aprovechar de forma eficiente este recurso natural a través de las instalaciones fotovoltaicas, que hoy en día tienen un papel esencial en la generación de electricidad. En 2024, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como la tercera fuente principal de electricidad en España, junto con la energía eólica. [12]

El principio físico que permite esta transformación de energía es el efecto fotoeléctrico, descubierto en el siglo XIX. La luz solar está compuesta de fotones y cuando incide sobre ciertos materiales semiconductores, sus electrones se excitan, se liberan y generan una corriente eléctrica continua. Las células solares, base de los paneles fotovoltaicos, están compuestas principalmente por silicio debido a su estructura cristalina, que facilita el movimiento de los electrones. Al agrupar muchas de estas células en serie o paralelo, se forman los paneles solares. Un sistema fotovoltaico completo también incorpora inversores que transforman la corriente continua en alterna, reguladores de carga, estructuras de soporte, y en algunos casos baterías para almacenar la energía sobrante o si no, verterla a la

red. Este tipo de generación está cada vez más presente y es el futuro de la producción de energía.



*Ilustración 4. Esquema producción de energía solar.*

Las células solares funcionan debido al efecto fotovoltaico, un fenómeno físico por el cual la energía de la luz solar, compuesta por fotones, libera electrones en ciertos materiales semiconductores, generando corriente continua debido a la radiación solar que reciben dichas células. El efecto fotovoltaico se debe a una diferencia de potencial en los extremos de una carga a la cual está conectada la célula. Debido a esa diferencia de potencial corre una intensidad por la carga. Esta corriente es debida la suma de dos corrientes que se oponen: la corriente de iluminación y la corriente de oscuridad. Esto es el efecto fotovoltaico.

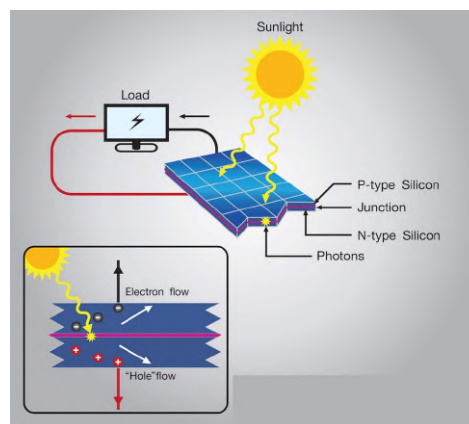
Las células fotovoltaicas están compuestas por dos materiales semiconductores para crear una unión p-n. Esta estructura se basa en el uso del silicio, un material abundante en la Tierra con muy buenas propiedades electrónicas. En la zona tipo n (negativa), se introduce fósforo para añadir electrones, mientras que en el tipo p (positiva), se utiliza boro para generar una falta de electrones. Al juntarse ambas capas, se forma una región de equilibrio donde, al

incidir la luz solar, los electrones liberados de la zona n van a la zona p, generando una diferencia de potencial llamada barrera de potencial del orden de 0,2V.

Este flujo de electrones a través de un circuito externo es lo que conocemos como electricidad. Parte de la radiación se pierde por reflexión o por atravesar la célula, lo que disminuye su eficiencia. Factores como el ángulo de incidencia del sol, la calidad del material y la temperatura ambiente afectan directamente al rendimiento de la célula.

Las células solares tienen un tamaño estándar que varía según el fabricante, generalmente entre 180 mm y 210 mm de lado en formato cuadrado. Estas células se agrupan en serie (intensidad constante y el voltaje es la suma de voltaje de las células) y paralelo (voltaje constante y la intensidad es la suma de corriente de las células) para formar paneles solares.

Este proceso limpio e inagotable ha impulsado el auge de la energía fotovoltaica como una de las soluciones más sostenibles para el presente y futuro energético.



*Ilustración 5. Funcionamiento de un panel solar.*

Existen varios tipos de células fotovoltaicas, cada una con propiedades distintas: células de silicio monocristalino, policristalino, amorfo, las células perovskitas y las de multijunción.

Las monocristalinas se caracterizan por su alto rendimiento, fiabilidad y no tienen impurezas, las policristalinas son más asequibles y se fabrican fácilmente ya que estas sí

tienen impurezas, pero son menos eficientes. Dentro de las células de capa fina se encuentran las de silicio amorfo, que son más flexibles y menos pesadas, pero también menos eficientes. Las células perovskitas y las de multijunción son la novedad dentro de este sector teniendo una eficiencia alta, pero todavía no se han expandido en el mercado.

A continuación, se muestra en la tabla las mayores diferencias comparando rendimiento, coste y aplicaciones de los distintos tipos de células.

Tipo	Rendimiento	Coste	Aplicaciones
Célula de silicio monocristalina	14-18%	Alto	Instalaciones pequeñas
Célula de silicio policristalina	10-14%	Medio	Instalaciones medianas/grandes
Célula de silicio amorfo	6-10%	Bajo	Instalaciones curvas
Célula de Perovskita	18-25%	Bajo	Investigación
Célula de multijunción	35-45%	Alto	Uso espacial

*Tabla 3. Comparación de tipos de células solares.[20]*

Los elementos de una instalación solar fotovoltaica son los siguientes:

- Los paneles solares, formados por las células, que son los encargados de captar la energía que proviene de la radiación del Sol para generar electricidad en forma de corriente continua.
- Los inversores, que transforman la corriente continua en corriente alterna de tal forma que la energía que se ha generado pueda ser consumida directamente o vertida a la red mediante un transformador (en instalaciones más grandes).
- Las estructuras que soportan los paneles, los cuales tienen que estar preparados para no solo soportar el peso de estos, sino de soportar los eventos meteorológicos que puedan tener lugar en la región donde se construyen las instalaciones.



- Baterías, estas son opcionales, que almacenan la energía para poder utilizarla en horas en las que la luz del sol no incide en las placas.
- Protecciones y contadores para asegurar la seguridad de la instalación y de las personas.

El rendimiento de las instalaciones solares fotovoltaicas depende del tipo de placa y de otros factores como:

- La orientación y la inclinación. Para que estas sean óptimas la orientación en España debe ser de 30° y la inclinación debe estar entre los 20 y los 40 grados.
- Las sombras que se puedan crean encima de las placas solares deben ser estudiadas para evitarlas y aumentar la eficiencia de los paneles, para no reducir la producción de energía.
- La temperatura de las placas es esencial ya que a mayor temperatura a la que estén estas, serán menos eficientes y tendrán más pérdidas.
- La suciedad y el polvo afectan al rendimiento de la placa ya que estas no captan toda la radiación solar, por eso hay que mantenerlas limpias.
- El tiempo desgasta las placas solares perdiendo entre 0,3 y 0,8% de eficiencia al año.

Una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo permite generar electricidad a partir del sol para usarla directamente en una vivienda o empresa, reduciendo así la dependencia de la red eléctrica. El sistema está compuesto por varios elementos fundamentales que trabajan de forma coordinada.

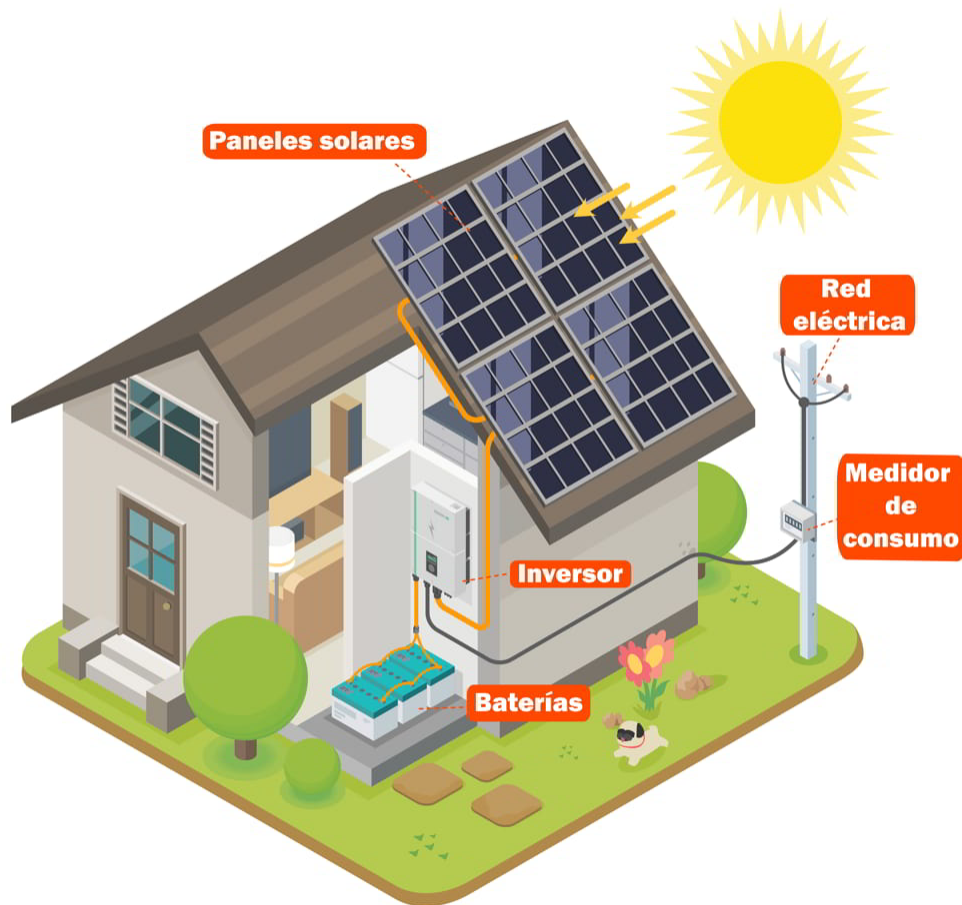
Los **paneles fotovoltaicos** captan la radiación solar y la convierten en corriente continua. Esta energía no puede utilizarse directamente en los aparatos del hogar, por lo que se necesita un **inversor**, que transforma la corriente continua en corriente alterna, apta para el consumo. El inversor también gestiona el flujo de energía hacia la vivienda o las baterías.

Cuando la producción solar no cubre la demanda, entra en funcionamiento la **red eléctrica**, que suministra la energía necesaria para mantener el consumo. Este respaldo asegura el suministro continuo cuando no hay generación fotovoltaica o las baterías están vacías.

Las **baterías de litio** almacenan los excedentes de producción solar durante el día, permitiendo su uso en momentos sin sol, como por la noche. Esto incrementa la autonomía energética del usuario y optimiza el aprovechamiento de la instalación.

Además, el **sistema de monitorización** ofrece información en tiempo real sobre la generación, el consumo, el estado de carga de las baterías y otros datos clave. Esto facilita el mantenimiento, la gestión eficiente de la energía y la detección de posibles fallos.

En conjunto, estos componentes permiten aprovechar la energía solar de forma limpia y eficiente, generando ahorros, reduciendo emisiones y aumentando la independencia energética del usuario.



*Ilustración 6. Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo.*

## **2.2 INSTALACIONES PARA AUTOCONSUMO**

Existen dos modalidades de instalaciones para autoconsumo: las conectadas a la red y las aisladas.

### **Autoconsumo con conexión a red:**

Las instalaciones más comunes son las conectadas a red, que pueden utilizar tanto la electricidad generada por los paneles como la de la red pública en caso de no generar lo

esperado. Por lo que, si en algún momento se genera más energía de la que se consume, lo que sobra puede verterse a la red. Dentro de las conectadas a red, existen tres tipos de instalaciones. En las instalaciones con excedentes acogidas a compensación, la energía que sobra se vierte a la red y se descuenta del consumo, lo que supone un ahorro en la factura. También existen las instalaciones con excedentes no acogidas a compensación, en las que el propietario puede vender esa energía al mercado eléctrico, lo que supone unos trámites más complicados. Por último, están las instalaciones sin excedentes, en las que un sistema anti vertido no permite que se envíe energía a la red, por lo que toda la electricidad generada debe consumirse en el momento o almacenarse en baterías. [29]

#### **Autoconsumo sin conexión a red:**

Las instalaciones de autoconsumo sin conexión a red o aislado no están conectadas a la red eléctrica. Funcionan de forma independiente, por lo que necesitan un sistema de baterías para garantizar el suministro durante las horas sin sol. Su instalación suele ser más costosa y técnica. [2]

## **2.3 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA**

La energía solar fotovoltaica en España se ha consolidado en los últimos años como uno de los pilares fundamentales de la transición energética. El autoconsumo, en particular, ha ganado gran protagonismo, permitiendo a hogares y empresas producir su propia electricidad de forma limpia, reduciendo su factura energética y contribuyendo a la descarbonización. Sin embargo, en 2024 se ha producido una desaceleración en el crecimiento respecto a los dos años anteriores, debido principalmente al fin de los incentivos europeos y a la estabilización de los precios eléctricos. [6]

Según los datos del *Informe Anual de Autoconsumo Fotovoltaico 2024* en 2024 se instalaron 1.431 MW de nueva potencia de autoconsumo, una cifra inferior a los 1.943 MW de 2023 y los 2.649 MW de 2022. De esta nueva potencia, el 76% (1.085 MW) fue industrial y el 24%

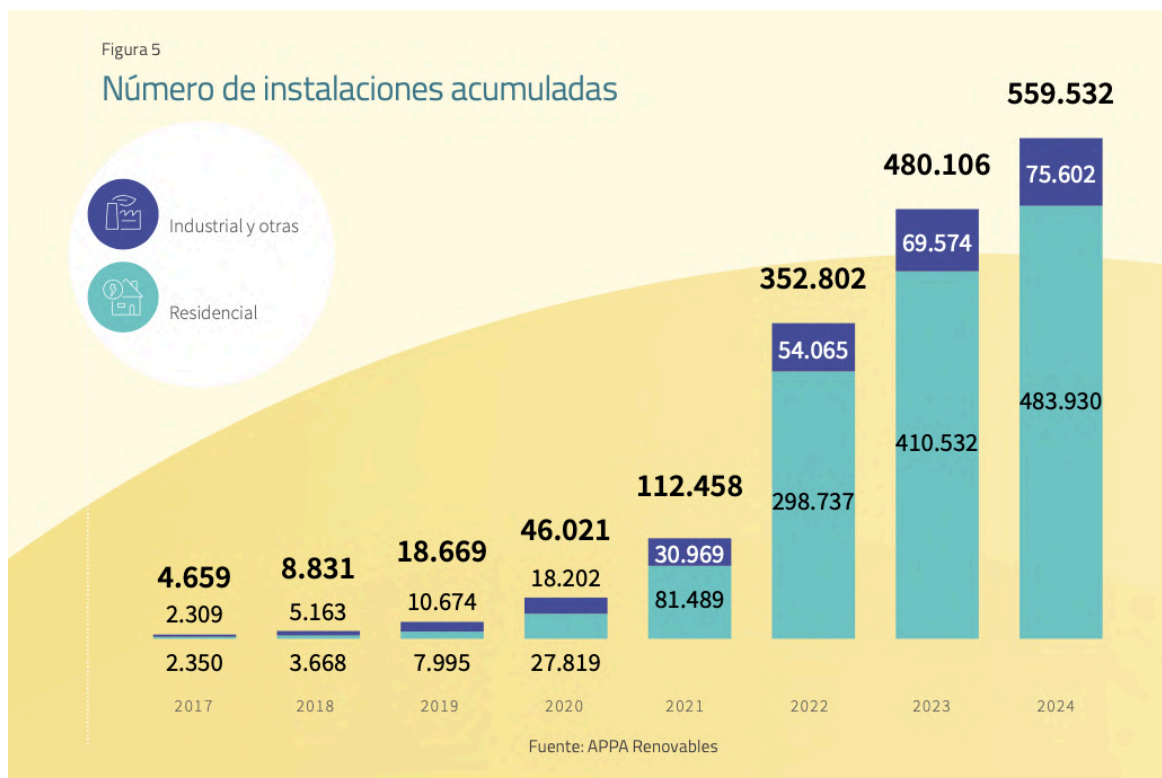
(346 MW), residencial. En cuanto a la potencia acumulada total, España alcanzó los 8.585 MW (6.304 MW industriales y 2.281 MW residenciales). [10,29]

Esta evolución también se refleja en el número de instalaciones acumuladas, que en 2024 llegaron a 559.532, con un notable predominio del sector residencial (483.930 instalaciones frente a 75.602 industriales). No obstante, en términos de potencia, el sector industrial continúa liderando claramente, lo que indica una mayor potencia media por instalación en este segmento (180 kW frente a los 4,7 kW del residencial). [15]

En términos de generación, el autoconsumo produjo 9.243 GWh en 2024, lo que supuso el 3,7% de la demanda eléctrica nacional. Sin embargo, el 19% de la energía generada no pudo ser aprovechada debido a limitaciones de vertido a red, suponiendo una pérdida de 2094 GWh, equivalentes a 88 millones de euros. Esta situación subraya la necesidad urgente de mejorar la integración del autoconsumo en la red eléctrica. [7]

A pesar de este contexto de ajuste, el autoconsumo ha evitado en 2024 la emisión de cerca de 1,9 millones de toneladas de  $CO_2$ , contribuyendo de forma directa a los objetivos climáticos. Además, el sector generó un ahorro estimado de 157 €/kW instalado en el ámbito residencial y 101 €/kW en el industrial, con periodos de amortización medios inferiores a los 8 años. [18]

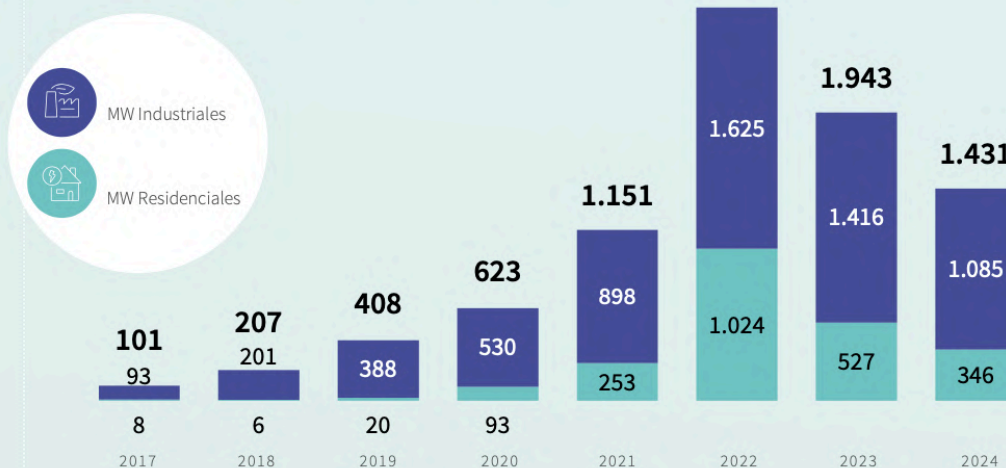
En resumen, aunque 2024 ha sido un año de ralentización, el autoconsumo fotovoltaico en España sigue siendo una apuesta firme por un modelo energético más sostenible y descentralizado. Para alcanzar los objetivos del *PNIEC* (19 GW en 2030), será fundamental simplificar trámites, incentivar fiscalmente las instalaciones y mejorar la gestión de excedentes, especialmente en el sector industrial. [1]



*Ilustración 7. Número de instalaciones fotovoltaicas instaladas.*

Figura 1

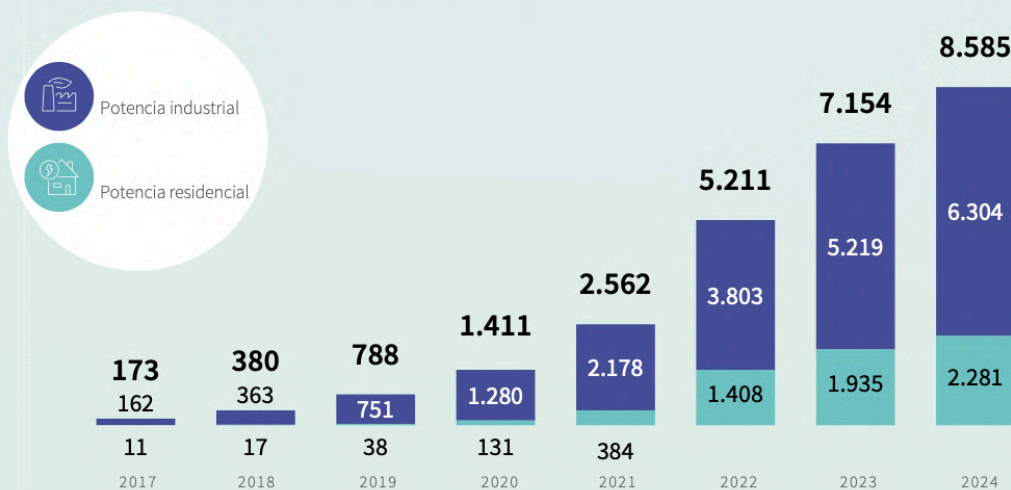
### Evolución de la potencia instalada MW



Fuente: APPA Renovables

Figura 2

### Evolución de la potencia acumulada MW



Fuente: APPA Renovables

*Ilustración 8. Evolución de la potencia.*

## **2.4 OBJETIVOS DEL PNIEC**

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023–2030 crea la hoja de ruta energética del Gobierno de España para avanzar en la transición hacia un modelo energético más limpio, eficiente y sostenible. En él se establecen objetivos importantes para la energía solar fotovoltaica, la eficiencia energética, la reducción de emisiones y la independencia energética, respaldados por una planificación económica fuerte.

En lo que respecta a la energía solar fotovoltaica, el PNIEC eleva el objetivo de potencia instalada hasta alcanzar 76 GW para el año 2030, incluyendo 19 GW destinados al autoconsumo. Esta meta supone una ampliación grande respecto a los 39 GW previstos en el anterior PNIEC. Según los últimos datos, en mayo de 2024 ya se habían instalado 29,5 GW y había 7,8 GW en construcción, lo que representa un 60 % del objetivo total para 2030. Para lograr los 19 GW de autoconsumo, se estima que se necesita una instalación media de 1810 MW al año, lo cual permitiría cubrir aproximadamente el 11 % de la demanda eléctrica nacional.

En términos de generación, se prevé que el 81 % de la electricidad en España sea renovable en 2030, con una contribución total de las energías renovables del 48 % sobre el consumo final de energía. Además, el plan pretende realizar una mejora del 43 % en la eficiencia energética respecto al uso final, maximizando el uso de recursos sostenibles. Otro objetivo central es reducir la dependencia energética exterior al 50 %, disminuyendo la vulnerabilidad del país frente a crisis de suministro o cambio de precios.

La energía solar fotovoltaica jugará un papel protagonista en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Entre 2019 y 2030, se espera que esta tecnología evite la emisión de 17,6 millones de toneladas de  $CO_2$ , lo que representa el 53 % de la reducción prevista en el sector eléctrico y el 15 % del total nacional. Además, se calcula que las energías renovables permitirán un ahorro de 86.750 millones de euros en importaciones de combustibles fósiles durante el periodo 2019–2030.



El plan prevé una inversión total de 308.000 millones de euros hasta 2030, distribuida del siguiente modo: un 37 % para renovables, 28 % para eficiencia energética, 17 % para redes eléctricas y otro 17 % para electrificación. Esta inversión es en un impacto económico significativo. En 2023, por ejemplo, el sector fotovoltaico aportó más de 18.000 millones de euros al PIB español, lo que equivale al 1,23 % del total. Además, se prevé que este desarrollo genere empleo.

En cuanto al almacenamiento energético, el PNIEC actualiza su objetivo a 22,5 GW de capacidad para 2030, aumentando la integración de energías intermitentes como la solar fotovoltaica y reduciendo pérdidas por vertido. Este aspecto es especialmente relevante para maximizar la eficiencia del sistema eléctrico y garantizar su estabilidad.

En resumen, el PNIEC 2023–2030 establece un marco estratégico que refuerza el papel de la energía solar fotovoltaica como eje central de la transición energética en España, alineando los objetivos de sostenibilidad ambiental, seguridad energética y crecimiento económico.

Indicador	Valor / Objetivo para 2030
Potencia fotovoltaica total instalada	76 GW
Potencia destinada al autoconsumo	19 GW
Potencia fotovoltaica instalada a mayo de 2024	29,5 GW
Potencia en construcción (mayo 2024)	7,8 GW
Instalación anual necesaria para autoconsumo	1.810 MW/año
Porcentaje de electricidad renovable	81 %
Porcentaje renovable sobre consumo final de energía	48 %
Mejora en eficiencia energética	43 %
Reducción de dependencia energética exterior	50 %
Emisiones evitadas por energía solar FV (2019–2030)	17,6 millones de toneladas de CO <sub>2</sub>
Porcentaje de reducción del sector eléctrico	53 %
Porcentaje de reducción del total nacional de emisiones	15 %
Ahorro en importaciones de combustibles fósiles (2019–2030)	86.750 millones de euros
Inversión total prevista (2019–2030)	308.000 millones de euros
Distribución de inversión en renovables	37 %
Distribución en eficiencia energética	28 %
Distribución en redes eléctricas	17 %
Distribución en electrificación	17 %
Capacidad de almacenamiento energético	22,5 GW
Contribución del sector fotovoltaico al PIB (2023)	18.000 millones de euros (1,23 % del PIB nacional)

*Tabla 4. Indicadores y objetivos del PNIEC para 2030*

## 2.5 *NORMATIVAS Y LEYES EN ESPAÑA*

La legislación española sobre energía solar fotovoltaica ha cambiado mucho en los últimos años, especialmente en materia de autoconsumo. La norma principal que regula este tema es el Real Decreto 244/2019, que establece cómo deben instalarse, conectarse y gestionar las instalaciones solares para uso propio. Este decreto fue muy importante porque eliminó el "impuesto al sol", que obligaba a pagar por la energía que generaba un particular. Además, se introdujo el sistema de compensación de excedentes que permite quitar de la factura la

energía solar sobrante que se vierte a la red. También se aprobó el autoconsumo compartido que permite que varias personas puedan beneficiarse de la misma instalación solar. Gracias a estos cambios, hoy es mucho más fácil y rentable instalar paneles solares. [5]

También es importante el Real Decreto 413/2014, que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Junto con la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, estas normas forman el marco legal que permite la integración de energías renovables en el sistema eléctrico nacional y delegan a las comunidades autónomas tomar decisiones en la autorización de instalaciones pequeñas. [3,4]

En Andalucía, la Junta ha tomado medidas para apoyar el autoconsumo y hacer que todo el proceso sea más fácil y rápido, sobre todo en instalaciones de autoconsumo. Por ejemplo, el Decreto-Ley 3/2020 incluye cambios para simplificar los trámites administrativos. Además, el Plan Integral de Energía y Clima de Andalucía (PIECA 2021–2030) tiene como objetivos aumentar el uso de energías renovables y mejorar la eficiencia energética, siguiendo las iniciativas que españolas y europeas.

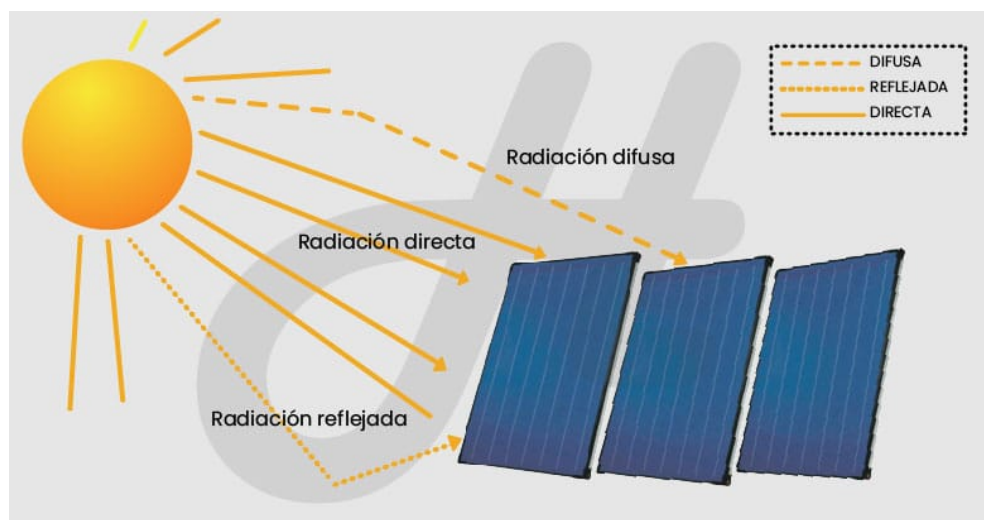
## **2.6 AYUDAS Y SUBVENCIONES**

Actualmente en España hay muchas ayudas para fomentar la instalación de placas solares, tanto a nivel nacional como autonómico. Las más conocidas son las que fueron financiadas por los fondos europeos Next Generation, un mecanismo de la Unión Europea que ayudaba a España ofrecía subvenciones para instalaciones de autoconsumo, almacenamiento con baterías y climatización renovable. Estas ayudas cubrían parte del coste total y varían según el tipo de instalación, el tamaño y su uso. Estas subvenciones acabaron en 2024. En Andalucía, la Junta gestiona estas ayudas a través de convocatorias específicas que se anuncian en la Agencia Andaluza de la Energía. También hay bonificaciones fiscales en algunos municipios, como descuentos en el IBI o el ICIO. Esto ha hecho que sea más atractivo invertir en energías renovables. [1]

## Capítulo 3. RECURSO SOLAR EN ESPELUY, JAÉN

A continuación, se estudia el recurso solar en Espeluy, Jaén. El recurso solar se refiere a la cantidad de energía solar disponible en una localización durante un periodo de tiempo. Es la cantidad de radiación solar que llega a la tierra y que va a ser aprovechada por las células solares fotovoltaicas. Vamos a estudiar la irradiación global horizontal (GHI), la directa normal (DNI) y la difusa, medidas en  $\text{kWh/m}^2/\text{mes}$ .

- La irradiación global horizontal es aquella que recibe la superficie de la tierra y es la suma tanto de la radiación directa del sol como de la difusa del cielo.
- La irradiación directa normal es la que llega a la superficie de la tierra directamente del sol.
- La irradiación difusa es aquella que llega desde el cielo, pero no directamente del sol.
- La radiación reflejada es aquella que al incidir sobre una superficie (como el suelo, el agua, una pared o incluso una planta fotovoltaica), no es absorbida ni transmitida, sino que rebota y se refleja en otra dirección. [41]



*Ilustración 9. Radiación solar. [41]*

Para estudiar el recurso solar se van a utilizar 2 aplicaciones que estudian el recurso solar: PVGIS y la NASA.

El emplazamiento se va a realizar en el polígono 4 en las parcelas 45 y 46. Para indicar a los programas las coordenadas exactas de dónde se va a levantar el emplazamiento, se obtienen las coordenadas exactas mediante la Sede Electrónica del Catastro y Google Earth Pro.

Para poder usar una ubicación representativa de cada parcela en herramientas como PVGIS o PVsyst, se calcula el centro aproximado de ambas parcelas a partir de sus coordenadas UTM (en metros). En la Parcela 45, de referencia catastral 23032A00400045, la media de sus coordenadas es X: 421938.1, Y: 4208921.0, lo que equivale a una latitud de  $38.02463^\circ$  y longitud  $-3.88940^\circ$  en grados decimales. Estas coordenadas convertidas a grados, minutos y segundos (DMS), corresponde a  $38^\circ 1' 28.67''$  N,  $3^\circ 53' 21.84''$  W. Para la Parcela 46, de referencia catastral 23032A00400046, la media UTM es X: 422336.67, Y: 4208848.86, que equivale a latitud  $38.02401^\circ$  y longitud  $-3.88486^\circ$ . En el formato de grados, minutos y segundos, esta ubicación tiene las coordenadas  $38^\circ 1' 26.44''$  N,  $3^\circ 53' 5.5''$  W. Estos datos son necesarios para identificar el recurso solar y poder simular la instalación fotovoltaica. [13,14]



*Ilustración 10. Ubicación instalación solar.*

A partir de las coordenadas en grados decimales de las parcelas 45 y 46, se calcula el punto medio entre ambas para poder usarlo en el análisis del recurso solar. La latitud media obtenida es  $38.02432^\circ$  y la longitud media es  $-3.88713^\circ$ . Estas coordenadas también se han convertido al formato de grados, minutos y segundos (DMS), dando lugar a una latitud de  $38^\circ 1' 27.55''$  N y una longitud de  $3^\circ 53' 13.67''$  W. Este punto representa una ubicación representativa para realizar las simulaciones correspondientes.

A continuación, se estudia el recurso solar en las coordenadas halladas previamente mediante las aplicaciones mencionadas anteriormente. Se toman los valores promedio de las fuentes cuya desviación típica sea menor al 5%.

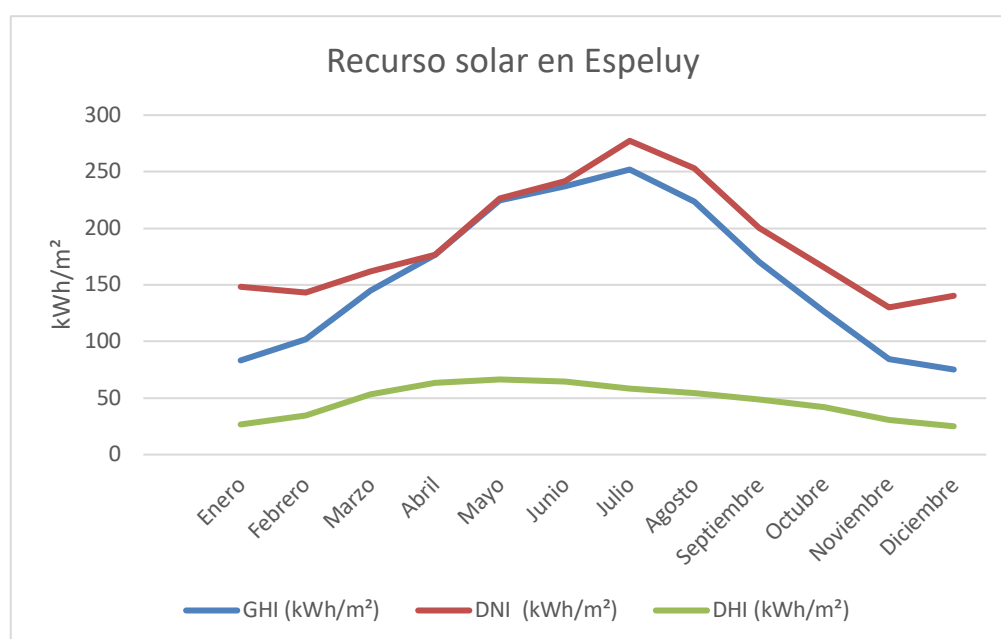
La instalación es una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo con compensación de excedentes, conectada a red. Es decir, lo que sobra se vierte a la red y se resta de la factura final. Se tiene en cuenta a la hora de extraer los datos de PVGIS y de la NASA.

Se obtienen los datos mensuales de radiación solar y de temperatura, la inclinación ideal suele ser próxima a la latitud, en este caso 38°. Pero para esta instalación, la inclinación de los paneles va a ser de 35° y el ángulo azimut 0°. La potencia de la instalación será de 85,5kWp y se dejarán las pérdidas del sistema en 14% por defecto. Es un sistema fijo inclinado, es decir, con un solo eje. La elevación es de 220 metros de altura.

A partir de los datos obtenidos en PVGIS (base de datos SARA3), se ha elaborado una tabla que recoge la media mensual de los principales parámetros meteorológicos y solares entre los años 2015 y 2023 para la ubicación de estudio. Para ello, se descargó un archivo en formato CSV de PVGIS que incluye información detallada sobre irradiación global horizontal (GHI, en kWh/m<sup>2</sup>), irradiación directa normal (DNI, en kWh/m<sup>2</sup>), la irradiación horizontal difusa y la temperatura media del aire a 2 metros (T2m, en °C). Estos datos fueron simplificados en Excel mediante funciones de promedio para calcular los valores medios mensuales de cada variable. El resultado es una tabla resumen que se utilizará como base para el análisis del recurso solar local y la simulación energética de la instalación en herramientas como PVsyst. [8]

Mes	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DNI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	T2m (°C)
Enero	83,35	148,03	26,86	7,87
Febrero	101,64	143,10	34,78	10,17
Marzo	145,1	161,81	53,04	12,67
Abril	176,74	176,37	63,43	15,89
Mayo	224,77	226,36	66,43	21,13
Junio	236,85	241,90	64,74	26,08
Julio	251,92	277,32	58,22	30,34
Agosto	223,55	253,24	54,15	29,54
Septiembre	170,54	200,11	48,89	24,04
Octubre	126,42	165,13	41,72	19,34
Noviembre	84,6	130,09	30,74	12,29
Diciembre	75,19	140,16	25,06	9,82
Anual	1.900,73	2.263,68	568,06	18,27

*Tabla 5. Recurso solar en Espeluy*



*Gráfica 1. Irradiación solar mensual en Espeluy.*



A continuación, se estudia el recurso solar con la NASA. Para ello se necesita seleccionar parámetros como previamente se ha hecho en PVGIS. Se ha utilizado la plataforma NASA POWER Data Access Viewer para obtener datos climáticos mensuales del emplazamiento de la instalación fotovoltaica. Para ello, se seleccionó como comunidad de usuario la opción “Renewable Energy”, y el nivel temporal “Monthly & Annual”. El intervalo temporal elegido fue desde 2015 hasta 2023, para poder comparar estos datos con los datos extraídos previamente en PVGIS. Para el cálculo de los valores de viento se definió una elevación de 220 metros sobre el nivel del mar, dato extraído de PVGIS, y un tipo de superficie acorde al entorno de olivos y almendros de la parcela, seleccionando “0.6-m perennial groundcover (100%)” como superficie del viento. No se modificó la corrección por presión atmosférica.

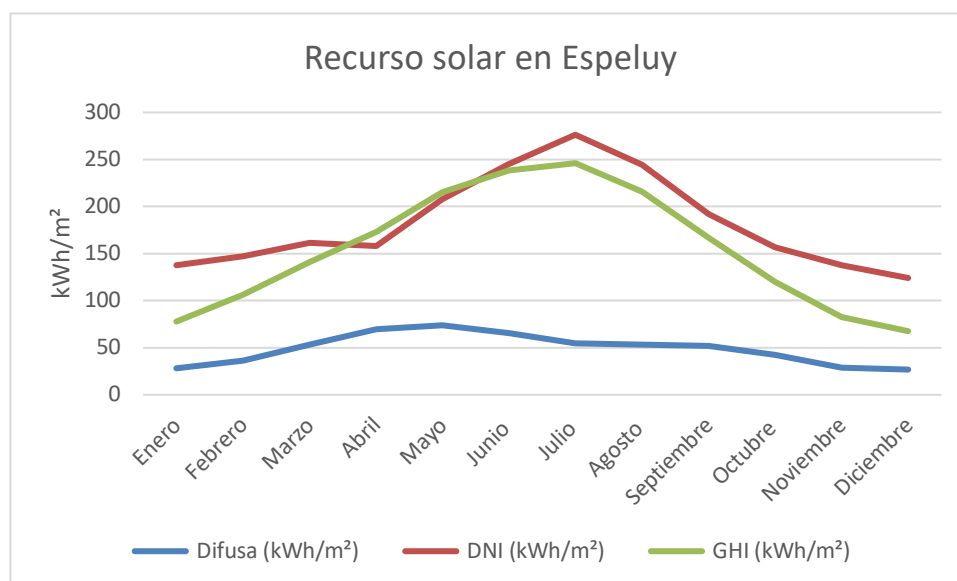
[11]

A continuación, se procede con el análisis de los datos:

Se han elegido las siguientes variables: la irradiación global horizontal (All Sky Surface Shortwave Downward Irradiance), GHI; la irradiación directa normal (All Sky Surface Shortwave Direct Normal Irradiance) DNI; y la irradiación difusa (All Sky Surface Shortwave Diffuse Irradiance), que descompone la componente global. Además, se ha incluido la temperatura del aire a 2 metros (Temperature at 2 Meters) para analizar el rendimiento de los paneles, y la velocidad media del viento a 10 metros (Wind Speed at 10 Meters), para analizar la refrigeración de los paneles o las posibles cargas de viento sobre la estructura, para estudiar la resistencia que estas deben tener.

Mes	Difusa (kWh/m <sup>2</sup> )	DNI (kWh/m <sup>2</sup> )	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	T2M(C°)	WS10m (m/s)
Enero	28,28	137,57	77,95	6,91	3,02
Febrero	36,56	147,22	106,26	8,89	3,20
Marzo	53,29	161,41	141,15	11,35	3,46
Abril	69,87	157,76	173,08	14,58	3,24
Mayo	73,85	207,77	215,04	19,67	2,88
Junio	65,27	245,14	238,49	24,89	2,93
Julio	54,66	276,28	246,07	29,51	2,91
Agosto	53,18	244,38	215,76	28,76	2,68
Septiembre	51,70	191,75	166,71	23,37	2,55
Octubre	42,30	156,58	119,83	18,58	2,64
Noviembre	28,50	137,74	82,49	11,47	3,04
Diciembre	26,80	124,10	67,61	9,19	2,79
Anual	595,34	2.187,70	1.850,46	17,27	2,95

*Tabla 6. Estudio del recurso solar, temperatura y viento via NASA*



Gráfica 2. Recurso solar NASA

Se estudia la desviación entre los datos obtenidos mediante la NASA y PVGIS:

Para ello se calcula la desviación relativa de los datos obtenidos con PVGIS respecto a los de la nasa:

Mes	Difusa	DNI	GHI	T2M(C°)
Enero	- 0,05	0,08	0,07	0,14
Febrero	- 0,05	- 0,03	- 0,04	0,14
Marzo	- 0,00	0,00	0,03	0,12
Abril	- 0,09	0,12	0,02	0,09
Mayo	- 0,10	0,09	0,05	0,07
Junio	- 0,01	- 0,01	- 0,01	0,05
Julio	0,07	0,00	0,02	0,03
Agosto	0,02	0,04	0,04	0,03
Septiembre	- 0,05	0,04	0,02	0,03
Octubre	- 0,01	0,05	0,05	0,04
Noviembre	0,08	- 0,06	0,03	0,07
Diciembre	- 0,06	0,13	0,11	0,07
Desviación típica	0,06	0,06	0,04	0,04

Tabla 7. Cálculo desviación típica PVGIS vs. NASA

Se han recogido valores mensuales para los principales parámetros (GHI, DNI, radiación difusa y temperatura media) en el periodo 2015–2023 y se ha calculado la desviación típica relativa entre ambas fuentes.

Los resultados muestran que la desviación típica para la irradiación global horizontal (GHI) es de aproximadamente 3,8 %, y la de la temperatura media (T2m) es de 4,2 %, por lo que las dos están por debajo del 5% de desviación típica de modo que los datos son fiables y con esos dos parámetros se hará el promedio de ambas bases de datos.

Por otro lado, los valores de irradiación directa normal (DNI) y radiación difusa presentan una desviación superior al 5 % (5,6 % y 5,8 %). Por ello, en estos dos casos se ha optado por utilizar solo los datos de PVGIS, ya que esta base de datos es más fiable en Europa y España que es donde se realizar la instalación solar.

En resumen, para los cálculos y simulaciones en Pvsyst, se emplearán valores promediados de GHI y temperatura (T2m), mientras que los datos de DNI y radiación difusa se tomarán únicamente de PVGIS, asegurando así mayor precisión y coherencia en el análisis. Por ello, los datos a utilizar en Pvsyst son los siguientes:

Mes	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DNI (kWh/m <sup>2</sup> )	Difusa	T2m (C°)	WS10m (m/s)
Enero	80,65	148,03	26,86	7,39	3,02
Febrero	103,95	143,10	34,79	9,53	3,20
Marzo	143,13	161,82	53,04	12,01	3,46
Abril	174,92	176,37	63,43	15,24	3,24
Mayo	219,90	226,37	66,43	20,40	2,88
Junio	237,68	241,90	64,74	25,48	2,93
Julio	249,00	277,32	58,22	29,93	2,91
Agosto	219,66	253,25	54,15	29,15	2,68
Septiembre	168,63	200,12	48,89	23,71	2,55
Octubre	123,13	165,14	41,72	18,96	2,64
Noviembre	83,55	130,10	30,74	11,88	3,04
Diciembre	71,40	140,17	25,06	9,51	2,79
Anual	1.875,60	2.263,69	568,08	17,77	2,95

*Tabla 8. Recurso solar en Espeluy, Jaén*

## **Capítulo 4. CONSUMO ELÉCTRICO EN EL SECTOR INDUSTRIAL EN ESPELUY, JAÉN**

### **4.1 CONSUMO ELÉCTRICO**

La instalación se va a realizar para alimentar principalmente el sistema de riego de una finca destinada al cultivo del olivo y del almendro. El 70% está destinado al cultivo del olivo mientras que el 30% está destinado al cultivo del almendro. Debido a que de un año a otro el consumo que exige cada tipo de cultivo puede cambiar y que no se cuenta con el registro de la factura de consumo de muchos años para poder hacer una estimación fiable a partir de ellas, se realiza una estimación acorde al consumo según el calendario fenológico de cada cultivo, además de tener en cuenta la superficie que ocupa cada uno de ellos.

Los meses con mayor consumo debido a la necesidad de riego y, por consiguiente, necesidad energética son los meses de abril a septiembre aproximadamente. Los meses de mayor demanda son julio y agosto debido a las altas temperaturas. La demanda del sistema hídrico se produce generalmente durante el día, de modo que se aprovechan las horas de luz y la captación de energía solar fotovoltaica.

Para poder estimar el consumo eléctrico se parte del consumo total anual que es de 177.481,32kWh. Este consumo se reparte entre el olivo que ocupa un 70% y entre el almendro que ocupa un 30%. Para poder estimar el consumo energético por meses vamos a tener en cuenta cuándo florece cada uno y cuándo demanda más riego cada uno.

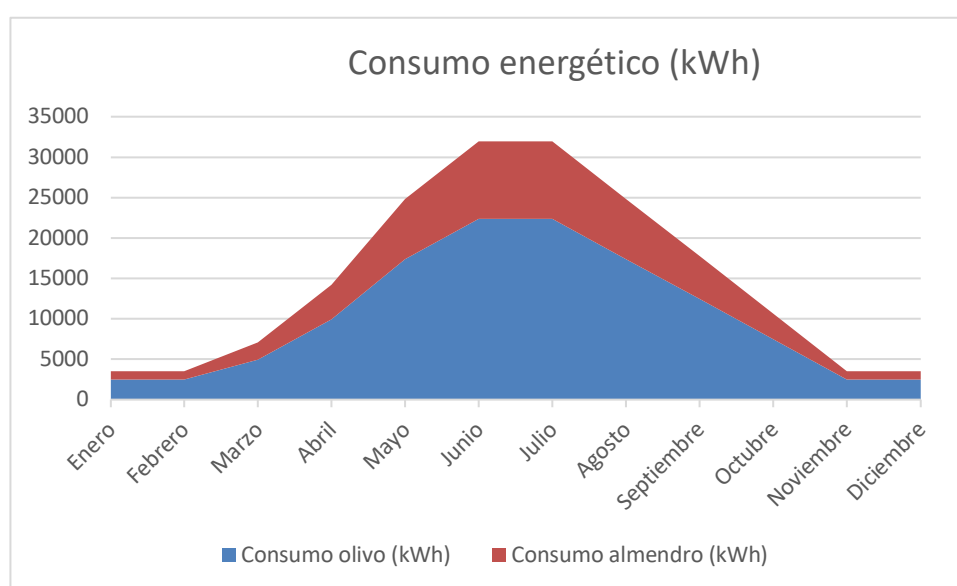
El almendro florece entre enero y marzo, por lo que necesita ser cultivado y regado desde invierno hasta principios de primavera. Por otro lado, el olivo necesita riego los meses más calurosos y secos, que son desde mayo a septiembre ya que comienza a florecer a finales de abril. Con esta información se asigna un porcentaje de consumo energético estimado a

cada mes. Esta información es útil para PVsyst y poder dimensionar correctamente. El sistema fotovoltaico.

A continuación, se muestra la tabla con el consumo energético:

Mes	% consumo mensual	Consumo total (kWh)	Consumo olivo (kWh)	Consumo almendro (kWh)
Enero	2 %	3.549,63	2.484,74	1.064,89
Febrero	2 %	3.549,63	2.484,74	1.064,89
Marzo	4 %	7.099,25	4.969,47	2.129,78
Abril	8.0 %	14.198,51	9.938,96	4.259,55
Mayo	14 %	24.847,38	17.393,17	7.454,21
Junio	18 %	31.946,64	22.362,65	9.583,99
Julio	18 %	31.946,64	22.362,65	9.583,99
Agosto	14 %	24.847,38	17.393,17	7.454,21
Septiembre	10 %	17.748,13	12.423,69	5.324,44
Octubre	6 %	10.648,88	7.454,22	3.194,66
Noviembre	2 %	3.549,63	2.484,74	1.064,89
Diciembre	2 %	3.549,63	2.484,74	1.064,89

Tabla 9. Consumo energético en la finca.



Gráfica 3. Consumo energético.

La instalación contará con una potencia de generación fotovoltaica de 85,5 kW. El vertido a la red está limitado en 75 kW. La instalación estará conectada a baja tensión. La instalación es de autoconsumo con excedentes acogido a compensación. Se aplicará la tarifa regulada 6.1TD, que corresponde a los suministros conectados a baja tensión con alta demanda.

Esta tarifa se caracteriza por una discriminación horaria en seis periodos diarios (P1 a P6), con precios distintos tanto para la energía como para la potencia, que varían según la hora del día, el mes del año y la zona geográfica. Los periodos P1 y P2 son los periodos con los precios más altas, porque son los correspondientes a las horas punta del sistema eléctrico que suelen darse por la mañana y al principio de la tarde, sobre todo en días laborables, mientras que los periodos P5 y P6 corresponden a la madrugada y fines de semana, siendo los más económicos y rentables. Andalucía pertenece a la zona peninsular sur, por lo que se rige por estos tramos horarios estacionales definidos en la normativa nacional.

El riego de los cultivos se realiza mayoritariamente durante el día. Por ello, la mayor parte del consumo eléctrico se concentra en los periodos más caros (P1 y P2), esto se estudiará más adelante en el análisis económico. [17]



## Capítulo 5. DISEÑO

### 5.1 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN EN PVSYST



PVsyst V8.0.13

#### PVsyst - Simulation report

##### Grid-Connected System

Project: tfg

Variant: NUEVOCASOCON2

Sheds, single array

System power: 85.5 kWp

Espelu - Spain

*Ilustración 11. Informe PVsyst*

La plataforma PVsyst es un software profesional de referencia internacional utilizado para el estudio, dimensionamiento y simulación del rendimiento de sistemas fotovoltaicos. Está capacitado tanto a aplicaciones conectadas a red como a sistemas aislados o híbridos, y resulta especialmente útil en fases de diseño preliminar, análisis técnico y evaluación de la viabilidad energética de una instalación solar. [16, 34]

Para realizar el diseño en PVsyst se definen las coordenadas del emplazamiento para recoger sus datos geográficos y sus datos meteorológicos. Se adquieren de la plataforma PVGIS, por comprobaciones de precisión realizadas en apartados anteriores. En concreto, la instalación se ubica en el término municipal de Espeluy (Jaén), cuyas coordenadas geográficas son

38.02° N, -3.89° W, a una altitud de 220 m, con un valor de albedo del suelo de 0.15, adecuado para el entorno agrícola.



PVsyst V8.0.13

VCE, Simulation date:  
08/07/25 21:10  
with V8.0.13

Project: tfg

Variant: NUEVOCASOCON2

#### Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=38°1'28", Long=-3°53'21", Alt=220m

Average Height 2.3 ° Albedo Factor 0.90  
Diffuse Factor 0.98 Albedo Fraction 100 %

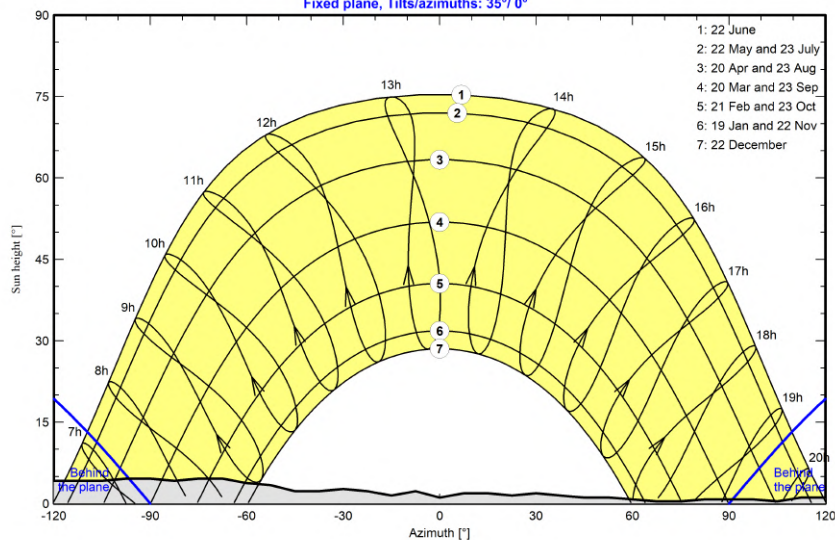
#### Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-128	-120	-105	-98	-90	-83
Height [°]	1.9	2.7	2.7	3.1	2.7	3.1	3.8	4.2	4.2	4.6	4.6	4.2
Azimuth [°]	-75	-68	-60	-53	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8
Height [°]	4.6	4.6	3.8	3.4	2.3	2.3	2.7	2.3	1.5	2.3	1.1	1.9
Azimuth [°]	15	23	30	38	45	53	60	68	75	83	98	105
Height [°]	1.9	1.5	1.9	1.5	1.1	1.1	0.8	0.4	0.4	0.8	0.8	0.4
Azimuth [°]	113	120	128	135	143	150	165	173	180			
Height [°]	1.1	1.1	1.5	1.5	1.9	1.5	1.5	1.9	1.9			

#### Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

##### Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 35°/ 0°



Una vez se tienen definidas estas bases de datos, se define el tipo de instalación:

Se ha diseñado un sistema conectado a red con una potencia pico instalada de 85.5 kWp, utilizando 150 módulos bifaciales LONGi LR5-72HGD-570M de 570 Wp cada uno, configurados en 10 strings de 15 módulos en serie. La corriente continua generada se transforma mediante un único inversor trifásico Huawei SUN2000-75KTL-C1, cuya potencia nominal es de 75 kW, resultando en un ratio de sobredimensionamiento de 1.14. Este valor es adecuado para aprovechar la curva de generación solar y maximizar la producción anual, especialmente en horas punta.

$$Ratio \frac{CC}{CA} = \frac{Potencia\ pico\ instalada\ CC}{Potencia\ nominal\ del\ inversor\ AC} = \frac{85,5kWp}{75kW} = 1.14$$

Esta sobredimensionado un 14% más, está dentro del ratio que se recomienda (entre 1.1 y 1.3) y es óptimo para aprovechar mejor las horas de alta irradiancia.

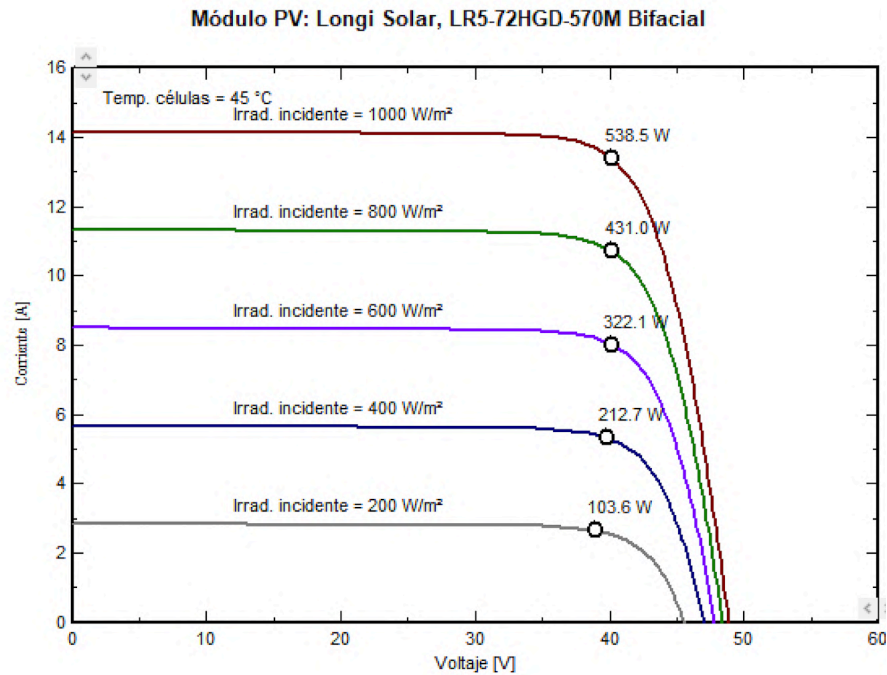
En cuanto al número de módulos en serie o en paralelo, se hace esa elección mediante las siguientes fórmulas:

$$N_s = \frac{V_{CC,DISEÑO}}{V_{mpp,módulo}} = \frac{645}{43} = 15$$

$$N_p = \frac{N_{módulos}}{N_s} = \frac{150}{15} = 10$$

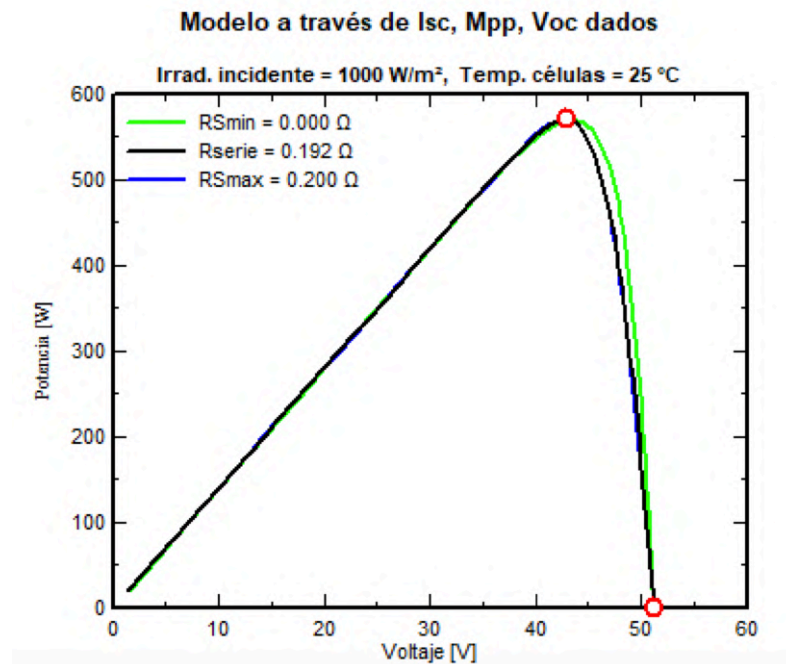
Se busca que la tensión total del conjunto de módulos en serie (string) esté dentro del rango de funcionamiento óptimo del inversor, sin estar por encima de su tensión máxima ni estar por debajo del umbral mínimo de arranque. Por ello, el número de módulos debe sumar una tensión cercana al punto de máxima eficiencia del inversor.

El número de módulos en paralelo debe adaptarse a la capacidad de entrada del inversor, evitando sobrepasar su intensidad máxima de entrada en corriente continua.



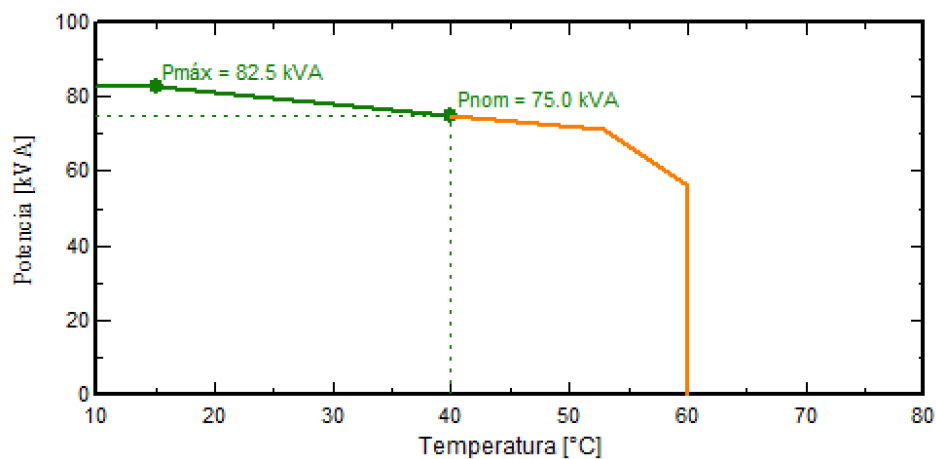
*Gráfica 4. Relación V/I de los módulos*

La gráfica muestra las curvas corriente/tensión (I-V) de los módulos según distintos niveles de irradiancia. Se observa que, a mayor irradiancia, mayor es la corriente generada y la potencia obtenida. Los puntos marcados indican la potencia máxima para cada caso.



Gráfica 5. Influencia de la Resistencia Serie en la Curva Potencia-Voltaje del Módulo Fotovoltaico.

La gráfica muestra cómo varía la potencia de salida del módulo fotovoltaico en función del voltaje para diferentes valores de resistencia serie ( $R_s$ ).

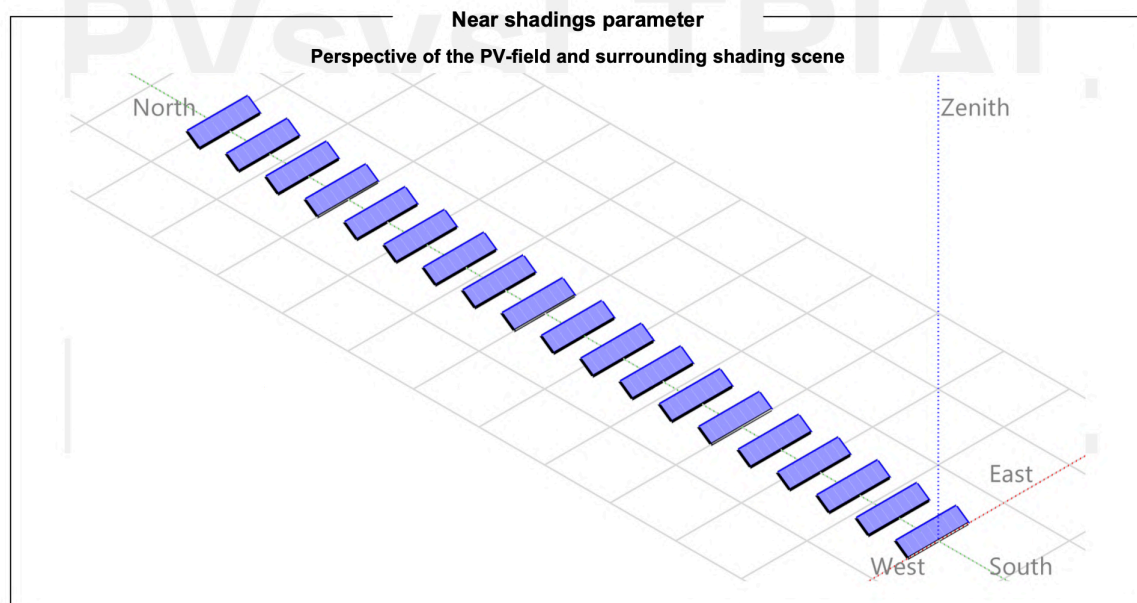


Gráfica 6. Variación de la Potencia de Salida del Inversor en Función de la Temperatura Ambiente.

La gráfica muestra cómo varía la potencia de salida del inversor en función de la temperatura ambiente. A temperaturas inferiores a 40 °C, el inversor puede entregar su potencia nominal de 75 kVA, alcanzando un máximo de 82,5 kVA a unos 15 °C. A partir de los 40 °C, la potencia comienza a reducirse progresivamente hasta llegar a cero a 60 °C por protección térmica.

Los módulos se han montado sobre estructura fija tipo pórtico orientada al sur (azimut 0°) con una inclinación de 35°, configurada para maximizar la captación solar anual en el emplazamiento. El sistema contempla un total de 19 estructuras independientes, según el diseño generado en PVsyst. Estas estructuras se disponen con una separación entre filas de 5,00 metros y un ancho útil por shed de 2,30 metros, lo que arroja un Ground Coverage Ratio (GCR) del 46 %. La geometría del sistema bifacial está definida con una altura sobre el suelo de 1,50 m, lo que favorece la ventilación trasera de los módulos y la captación de irradiancia por la cara posterior.

El perfil del horizonte se ha importado de PVGIS, con una media angular de 1,5° y máximos de hasta 5,1°, representando las elevaciones reales del entorno. En PVsyst se ha construido un modelo 3D para simular sombras cercanas y un ángulo límite de perfil de 61,6°. Las pérdidas por sombreado cercano han sido del -34,9 %, compensadas parcialmente gracias al diseño de strings por MPPT y a la bifacialidad de los módulos.



*Ilustración 13. Disposición paneles solares.*

Se ha activado el modelo de bifacialidad 2D con disposición en sheds ilimitados, utilizando un factor de bifacialidad del 80 % y una altura de instalación de 1,50 m sobre el suelo. El albedo trasero es igual que el frontal (0,15), y se ha aplicado una pérdida por sombreado trasero estimada del -4.5 %.

El sistema se ha definido bajo un esquema de autoconsumo con compensación de excedentes. Se ha introducido un perfil de carga constante de 2.026 kW, representativo de un sistema de bombeo en riego agrícola. El consumo anual previsto es de 177.480 kWh, de los cuales se consigue autoconsumir directamente un 39,97 % (aproximadamente 69.890 kWh/año), mientras que el excedente inyectado a red asciende a 92.930 kWh/año.

El ratio de rendimiento bifacial (bifacial performance ratio) es del 84,03 %, lo que indica un buen aprovechamiento de la irradiancia reflejada. La producción específica es de 1.991 kWh/kWp·año, y el ratio de rendimiento global del sistema (PR) alcanza el 87,83 %, valores que reflejan una instalación eficiente y bien optimizada.



Durante la simulación se han introducido manualmente los siguientes factores de pérdida, basados en condiciones reales:

- Pérdidas por suciedad (soiling):  $-2,0 \%$
- Degradación LID (Light Induced Degradation):  $-1,0 \%$
- Desajuste entre módulos:  $-2,0 \%$
- Pérdidas por dispersión de strings:  $-0,05 \%$
- Pérdidas térmicas:  $-4,8 \%$
- Pérdidas por irradiancia baja:  $-0,5 \%$
- Pérdidas por ángulo de incidencia (IAM):  $-1,8 \%$
- Pérdidas por calidad del módulo:  $+0,3 \%$
- Pérdidas por inversor:  $-1,7 \%$
- Pérdidas por cableado CC:  $-0,8 \%$
- Pérdidas por cableado CA:  $-0,7 \%$
- Pérdidas auxiliares (monitorización, ventilación):  $-0,3 \%$

Se ha considerado también una degradación anual del  $0,4 \%$ , aplicable desde el primer año, para estimar la producción a lo largo de la vida útil del sistema.

## **5.2 ANÁLISIS Y COMPROBACIÓN DE LA INSTALACIÓN**

A continuación, se presenta un análisis detallado de los resultados obtenidos en la simulación con PVsyst, centrado en el balance energético y el rendimiento mensual de la instalación:

**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
Jan. 23	83.6	25.49	8.17	146.3	139.3	11.59	15.07	4.96	6.32	10.11
Feb. 23	105.5	35.37	9.50	159.1	151.7	12.63	13.61	5.14	7.15	8.48
Mar. 23	160.4	47.67	14.96	203.0	193.1	15.87	15.07	6.10	9.34	8.98
Apr. 23	211.4	50.32	20.48	231.0	219.4	17.73	14.59	6.52	10.71	8.07
May 23	216.4	68.41	21.00	209.2	197.7	16.26	15.07	6.62	9.20	8.46
June 23	216.6	66.95	26.20	197.2	185.8	15.17	14.59	6.54	8.22	8.04
July 23	251.2	62.56	31.48	235.1	222.1	17.76	15.07	7.09	10.20	7.99
Aug. 23	228.3	55.37	31.39	236.9	224.6	17.76	15.07	6.83	10.44	8.24
Sep. 23	170.2	48.85	23.99	205.8	195.8	15.75	14.59	6.03	9.28	8.56
Oct. 23	120.0	44.61	20.66	163.5	155.4	12.56	15.07	5.39	6.84	9.68
Nov. 23	86.3	31.02	13.49	141.3	134.5	11.05	14.59	4.89	5.87	9.70
Dec. 23	75.3	25.15	9.07	138.3	130.9	10.82	15.07	4.83	5.71	10.24
Year	1925.1	561.77	19.26	2266.6	2150.3	174.95	177.48	70.93	99.28	106.54

**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\_User Energy supplied to the user

E\_Solar Energy from the sun

E\_Grid Energy injected into grid

EFrGrid Energy from the grid

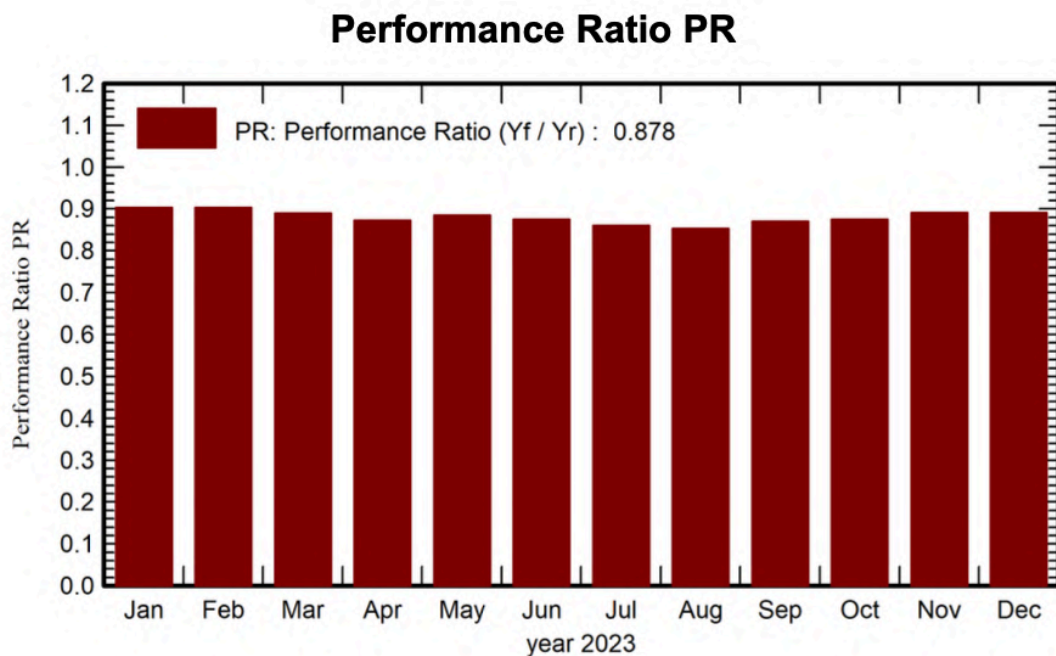
*Tabla 10. Balances y resultados de PVsyst.*

En primer lugar, la tabla “Balances and Main Results” muestra los valores mensuales de producción solar, consumo y flujo energético entre la instalación y la red. La radiación global horizontal acumulada durante el año es de 1.925,1 kWh/m<sup>2</sup>, mientras que la irradiancia efectiva en el plano de los módulos (GlobEff) alcanza los 2.150,3 kWh/m<sup>2</sup>, gracias a su óptima inclinación. La energía útil producida por el campo fotovoltaico (EArray) asciende a 174,95 MWh/año, de los cuales se autoconsumen directamente 70,93 MWh/año (E\_Solar), y se inyectan a la red 99,28 MWh/año (E\_Grid). El resto del consumo, no cubierto por energía solar, se obtiene desde la red, sumando 106,54 MWh/año (EFrGrid).

La producción específica se sitúa en 1.991 kWh/kWp/año, lo cual refleja un excelente rendimiento, por encima de la media para instalaciones en condiciones climáticas similares. El Performance Ratio (PR) global del sistema es del 87,83 %, indicando un alto nivel de eficiencia tras descontar todas las pérdidas eléctricas y térmicas del sistema. fracción solar (SF) alcanza el 39,97 %, lo que representa el porcentaje de energía del consumo total que ha

podido ser cubierto por energía solar. Asimismo, se destaca un rendimiento bifacial del 84,03 %, lo que demuestra la contribución adicional del albedo trasero del terreno a la generación eléctrica, reforzando el aprovechamiento energético de los módulos bifaciales.

Los mejores rendimientos mensuales se obtienen entre mayo y agosto, coincidiendo con la mayor irradiancia (por encima de  $230 \text{ kWh/m}^2$ ) y temperaturas favorables. Durante estos meses, el PR se mantiene estable en valores próximos o superiores al 0,87, lo que confirma el correcto diseño, orientación y dimensionado de la instalación.



*Gráfica 7. Performance ratio.*

Además de las pérdidas ya mencionadas, el sistema fotovoltaico presenta otras pérdidas identificadas en el diagrama de pérdidas:

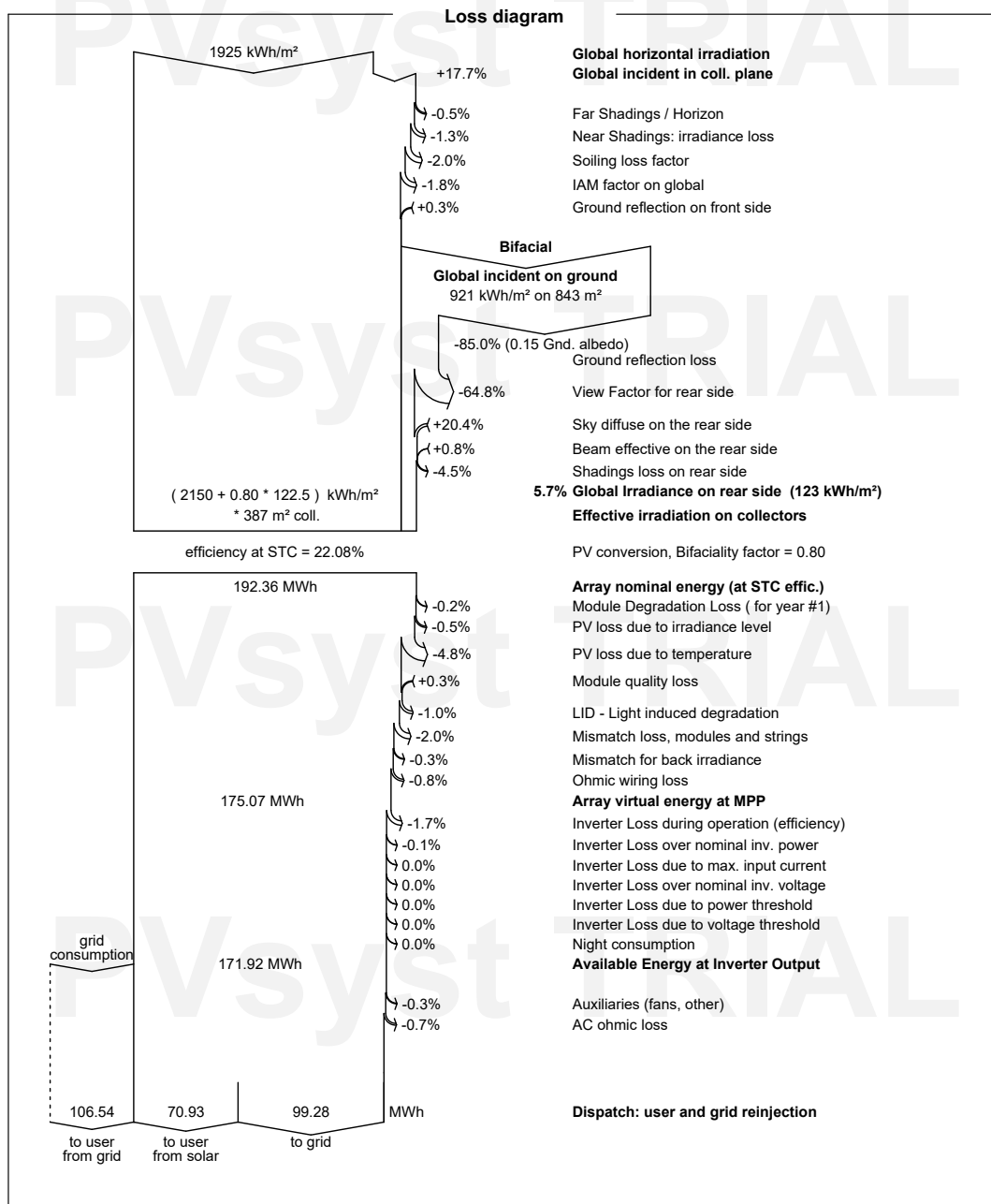


Ilustración 14. Diagrama de Sankey.

La pérdida más significativa en esta instalación fotovoltaica es la debida a la temperatura de los módulos, que asciende a un -4,8 %. Esta pérdida refleja la disminución de rendimiento de las células fotovoltaicas cuando operan por encima de la temperatura estándar de 25 °C,

especialmente relevante en climas cálidos. También destaca la pérdida por desajuste entre módulos y strings, cifrada en  $-2,0\%$ , que aparece cuando los módulos conectados en serie presentan diferencias leves en su comportamiento eléctrico, afectando al rendimiento del conjunto.

En cuanto a pérdidas eléctricas, se registran un  $-0,8\%$  por efecto óhmico en el cableado de corriente continua (DC), debido a la resistencia de los conductores, y un  $-0,7\%$  por caída de tensión en el cableado de corriente alterna (AC). Por su parte, el inversor presenta una pérdida operativa del  $-1,7\%$ , relacionada con su eficiencia de conversión energética.

Otros factores menores incluyen pérdidas por calidad del módulo ( $-0,3\%$ ) y por sombreado trasero en la cara bifacial de los módulos ( $-4,5\%$ ). Esta última se atribuye a la limitación de la radiación reflejada que llega a la parte posterior del panel, especialmente por sombras proyectadas por otras estructuras o elementos cercanos.

De este diagrama cabe destacar que hay un incremento del  $17,7\%$  al comparar la radiación global horizontal (GHI) con la radiación global incidente en el plano inclinado de los módulos. Este aumento se debe a que la inclinación optimiza el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre los paneles, mejorando así su captación energética, especialmente durante las horas centrales del día y en las estaciones de mayor irradiación.

Partiendo de un valor de radiación horizontal de  $1925 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$ , se obtiene la radiación real que incide sobre el plano del generador aplicando dicho incremento se obtiene es de  $2265,7 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$ .

Estas pérdidas se compensan parcialmente gracias al aprovechamiento bifacial del sistema, que incrementa el recurso solar captado y permite mejorar el rendimiento global.

### **5.3 ENERGÍA DE LA INSTALACIÓN EN 30 AÑOS.**

Con el fin de estimar la producción, el autoconsumo, la importación y la exportación energética de la instalación fotovoltaica a lo largo de su vida útil, se ha realizado una proyección a 30 años. Para ello, se han tomado como base los datos obtenidos mediante

simulación anual durante un periodo de 7 años alternos, lo cual permite observar el comportamiento de la planta a medio plazo considerando factores como la degradación natural de los módulos.

A partir de estos datos, se ha construido una gráfica de energía generada frente al año de operación, aplicando posteriormente una línea de regresión lineal que representa la tendencia decreciente en la producción debido a la pérdida progresiva de eficiencia de los paneles.

Se ha calculado la energía en cada uno de los 30 años de vida estimada del sistema, lo que permite obtener un valor acumulado a largo plazo. Este procedimiento resulta útil para evaluar con mayor precisión la rentabilidad energética y económica del proyecto, considerando una evolución realista de la producción anual basada en datos iniciales verificados y un modelo matemático ajustado.

Año	E. Producida con O&M (MWh)	E.Autoconsumo (MWh)	E. Exportada a la red (MWh)	E. Importada de la red (MWh)
1	166,84	70,95	99,3	106,53
2	166,19	70,89	98,68	106,58
3	165,53	70,83	98,07	106,64
4	164,87	70,78	97,46	106,7
5	164,21	70,72	96,84	106,75
6	163,56	70,67	96,23	106,81
7	162,9	70,61	95,61	106,87
8	162,24	70,55	95	106,92
9	161,59	70,5	94,39	106,98
10	160,93	70,44	93,77	107,04
11	160,27	70,38	93,16	107,09
12	159,61	70,33	92,54	107,15
13	158,96	70,27	91,93	107,21
14	158,3	70,21	91,32	107,26
15	157,64	70,16	90,7	107,32
16	156,98	70,1	90,09	107,38
17	156,33	70,04	89,47	107,43
18	155,67	69,99	88,86	107,49
19	155,01	69,93	88,25	107,55
20	154,36	69,87	87,63	107,6
21	153,7	69,82	87,02	107,66
22	153,04	69,76	86,4	107,72
23	152,38	69,7	85,79	107,77
24	151,73	69,65	85,17	107,83
25	151,07	69,59	84,56	107,89
26	150,41	69,54	83,95	107,94
27	149,76	69,48	83,33	108
28	149,1	69,42	82,72	108,05
29	148,44	69,37	82,1	108,11
30	147,78	69,31	81,49	108,17
<b>Promedio</b>	157,31	70,13	90,39	107,35

*Tabla 11. Energía estimada en 30 años.*

## **5.4 COMPARATIVA DE INVERSORES**

Se ha llevado a cabo una comparativa técnica y económica entre dos posibles configuraciones de inversor para la instalación fotovoltaica diseñada en la localidad de Espeluy. Por un lado, se ha considerado el modelo Huawei SUN2000-75KTL-C1, , el cual ha sido finalmente seleccionado. Por otro lado, se analizó la posibilidad de emplear el modelo Huawei SUN2000-50KTL-ZHM3-400V.

Desde el punto de vista técnico, ambas alternativas presentan características similares en cuanto a eficiencia nominal, superior al 98 %, y compatibilidad con sistemas bifaciales. No obstante, existen diferencias notables en cuanto a la capacidad del sistema y su respuesta ante las necesidades reales de consumo. La potencia pico instalada en el sistema asociado al inversor de 75 kW es de 85,5 kWp, mientras que el sistema que emplea el inversor de 50 kW solo alcanza los 57,0 kWp. Esta diferencia se traduce directamente en la producción energética anual: el sistema de mayor potencia logra generar 170,21 MWh al año, frente a los 113,13 MWh del sistema con menor capacidad. La diferencia, de más de 57 MWh anuales, supone un incremento del 50 % en generación, lo cual resulta clave en instalaciones agrícolas donde la demanda energética se concentra en los meses de mayor radiación solar, especialmente entre abril y septiembre.

Ambos sistemas mantienen un ratio de sobredimensionamiento DC/AC de 1,14, que se encuentra dentro del rango óptimo recomendado para instalaciones de autoconsumo. Sin embargo, el sistema seleccionado, gracias a su mayor número de módulos y superficie colectora, aprovecha mejor la radiación disponible en las horas centrales del día, minimizando el riesgo de saturación del inversor y maximizando el autoconsumo directo. El sistema con el inversor de 75 kW consigue aportar al consumo 70,93 MWh procedentes directamente del sol, mientras que el sistema alternativo apenas alcanza los 65,55 MWh. Asimismo, el volumen de energía excedentaria inyectada a la red es muy superior en el



primer caso, alcanzando los 99,28 MWh frente a los 47,59 MWh del segundo, lo que permite mayores oportunidades de compensación o venta de excedentes.

Desde la perspectiva económica, aunque el coste del inversor de 75 kW es aproximadamente 1.800 euros superior al del modelo de 50 kW, esta diferencia se ve ampliamente compensada por su mayor rendimiento energético. Si se considera un precio medio de la electricidad de 0,1 €/kWh, la mayor producción anual del sistema seleccionado se traduce en un ahorro o ingreso adicional estimado en torno a los 7.000 € anuales. Esto supone un menor coste específico por unidad de energía generada y una mayor rentabilidad a medio plazo.

En conclusión, aunque el modelo SUN2000-50KTL-ZHM3-400V representa una solución moderna, eficiente y compacta, sus limitaciones en potencia nominal lo hacen menos adecuado para instalaciones con alta demanda energética en los meses de mayor radiación, como es el caso de una finca agrícola destinada al riego de olivar y almendro. Por el contrario, el modelo SUN2000-75KTL-C1, ofrece una producción energética significativamente superior, una mejor cobertura del consumo eléctrico, mayor aprovechamiento del sistema bifacial y una relación coste-beneficio más favorable. Por todo ello, se considera que el modelo seleccionado constituye la alternativa más eficiente, estable y rentable para el contexto concreto de autoconsumo en el sector agrícola de Espeluy.



**PVsyst V8.0.13**

VCI, Simulation date:  
08/07/25 22:40  
with V8.0.13

Project: tfg

Variant: NUEVOCASOCON3.1

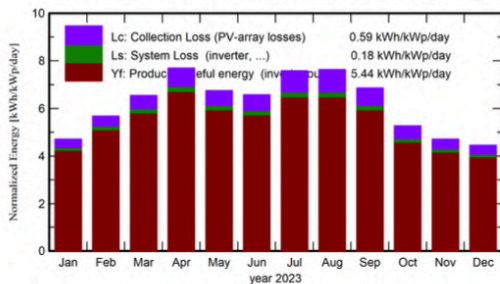
### Main results

#### System Production

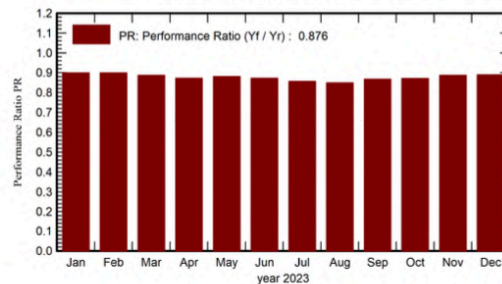
Produced Energy 113.13 MWh/year  
Used Energy 177.48 MWh/year

Specific production 1985 kWh/kWp/year  
Perf. Ratio PR 87.57 %  
Solar Fraction SF 36.93 %  
Bifacial perf. ratio 83.73 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Jan. 23	83.6	25.49	8.17	146.3	139.5	7.74	15.07	4.50	3.00	10.57
Feb. 23	105.5	35.37	9.50	159.1	151.8	8.43	13.61	4.75	3.41	8.87
Mar. 23	160.4	47.67	14.96	203.0	193.3	10.61	15.07	5.67	4.59	9.40
Apr. 23	211.4	50.32	20.48	231.0	219.5	11.88	14.59	6.11	5.38	8.48
May 23	216.4	68.41	21.00	209.2	197.9	10.86	15.07	6.05	4.46	9.02
June 23	216.6	66.95	26.20	197.2	186.0	10.13	14.59	5.95	3.85	8.63
July 23	251.2	62.56	31.48	235.1	222.3	11.86	15.07	6.62	4.86	8.45
Aug. 23	228.3	55.37	31.39	236.9	224.8	11.85	15.07	6.42	5.05	8.65
Sep. 23	170.2	48.85	23.99	205.8	196.0	10.51	14.59	5.68	4.49	8.90
Oct. 23	120.0	44.61	20.66	163.5	155.5	8.39	15.07	4.96	3.16	10.11
Nov. 23	86.3	31.02	13.49	141.3	134.7	7.38	14.59	4.45	2.69	10.13
Dec. 23	75.3	25.15	9.07	138.3	131.2	7.24	15.07	4.37	2.64	10.70
Year	1925.1	561.77	19.26	2266.6	2152.5	116.87	177.48	65.55	47.59	111.93

#### 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\_User Energy supplied to the user  
E\_Solar Energy from the sun  
E\_Grid Energy injected into grid  
EFrGrid Energy from the grid

Tabla 12. Resumen del inversor SUN2000-50KTL-ZHM3-400V

## **Capítulo 6. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA**

### **6.1 DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN**

La instalación solar fotovoltaica que se va a diseñar tiene como objetivo abastecer el consumo energético del sistema de riego de una explotación agrícola dedicada al cultivo de olivo y almendro. Tras analizar en el apartado anterior el consumo energético anual, de 177,48 MWh/año, se ha diseñado una instalación fotovoltaica capaz de generar anualmente aproximadamente 170,21 MWh, cubriendo así el parte de la demanda prevista, obteniendo la que falte de la red y generando excedentes que serán vertidos a la red bajo la modalidad de autoconsumo con compensación. [9]

El sistema se ha dimensionado con una potencia pico instalada de 85,5 kWp, distribuida en 150 módulos fotovoltaicos del modelo LONGi LR5-72HGD-570M, de tecnología monocristalina, de tipo bifacial y tecnología de media célula (half-cell). Tiene una potencia unitaria de 570 W, con una potencia máxima de hasta 590 W y una eficiencia de módulo del 22,8 %. Estos módulos tienen una alta eficiencia, rendimiento y no presentan grandes pérdidas térmicas, lo que los hace adecuados para el clima cálido de la zona. La potencia nominal de la instalación es de 75 kW, que cumple el límite que se puede verter a la red eléctrica. Las características eléctricas de los módulos son las siguientes:

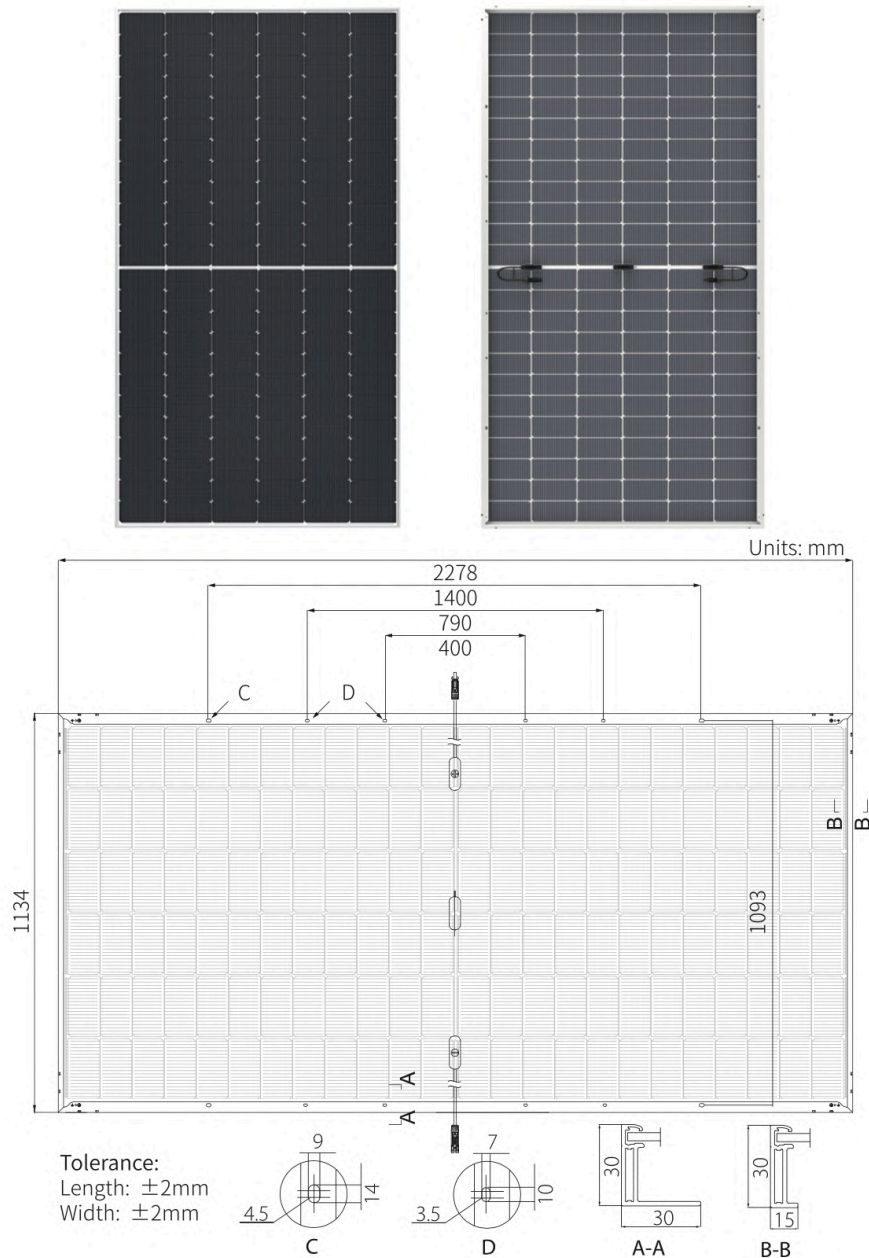
- Tensión de circuito abierto 51,19 V
- Corriente de máxima potencia 10,62 A
- Tensión de máxima potencia 43V
- Intensidad de cortocircuito 11,29 A

Las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos se han determinado bajo condiciones estándar de medida (STC), es decir, con una irradiancia de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , una temperatura de célula de  $25^\circ\text{C}$  y un espectro solar AM 1.5.

Los módulos se montan sobre una estructura fija metálica inclinada  $35^\circ$  hacia el sur (azimut  $0^\circ$ ) con una sola orientación, maximizando la captación de radiación solar durante todo el año. Este diseño ayuda a crear una estructura simple, a la eficiencia de la instalación y a la facilidad de mantener las placas en buen estado para prevenir pérdidas.

Cada módulo LONGi LR5-72HGD-570M está formado por 144 medias células tipo M10 de tamaño  $182 \text{ mm} \times 91 \text{ mm}$ , distribuidas en 6 columnas y 24 filas. Las dimensiones totales del panel son de  $2.278 \text{ mm}$  de largo por  $1.134 \text{ mm}$  de ancho y  $30 \text{ mm}$  de grosor, con un peso de  $31,8 \text{ kg}$ , lo que permite una instalación manejable y adecuada para estructuras metálicas sobre suelo agrícola. Las células están protegidas con doble vidrio templado de  $2,0 \text{ mm}$  y enmarcadas con una estructura de aleación de aluminio anodizado. El módulo tiene una tolerancia de potencia de  $0$  a  $+3\%$ , clase de protección eléctrica II y grado de protección IP68 en la caja de conexiones. El coeficiente de temperatura de potencia es de  $-0,280\% / ^\circ\text{C}$ , mejorando el rendimiento en climas cálidos como el de Espeluy y soporta cargas mecánicas de hasta  $5.400 \text{ Pa}$  en la cara frontal. También cuenta con una garantía de rendimiento del  $87,4\%$  a los 30 años, lo que garantiza una larga vida útil. Las características del panel hacen que este tenga buena eficiencia, resistencia mecánica y facilidad para ser montado.

Este dimensionado se basa en datos climáticos medios obtenidos de PVGIS, teniendo en cuenta la irradiación anual, condiciones climáticas donde se va a realizar el emplazamiento y la cantidad de energía que va a consumir la instalación.



*Ilustración 15. Panel solar instalado.*

## **6.2 ELECCIÓN DE COMPONENTES**

### **6.2.1 PANELES**

Los paneles se han explicado en el apartado anterior. Una breve explicación sería:

Los módulos fotovoltaicos seleccionados para la instalación son del modelo LONGi LR5-72HGD-570M, con una potencia pico de 570 Wp cada uno. Se instalan 150 módulos dando lugar a una potencia instalada de 85,5 kWp. Se trata de paneles de tipo monocristalino de célula partida (“half-cell”), con una eficiencia máxima del 22,8%. Estos paneles tienen unas dimensiones de 2.278mmx1.134mmx30mm y un peso de 31,8 kg por unidad. Están rodeados por vidrio doble y una estructura de aluminio anodizado. Cumplen con la norma internacional IEC 61215 y IEC 61730. Las condiciones estándar para la medición de sus características eléctricas son 1.000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia, 25 °C de temperatura de célula y espectro AM1.5. [31]

### **6.2.2 INVERSOR**

El inversor seleccionado para la instalación fotovoltaica es el modelo Huawei SUN2000-75KTL-C1, un equipo trifásico de conexión a red diseñado específicamente para aplicaciones industriales o comerciales de gran tamaño. Este dispositivo, fabricado por Huawei Technologies, representa una solución avanzada para maximizar la eficiencia y el control de sistemas fotovoltaicos, garantizando fiabilidad, seguridad y rendimiento energético sostenido. [32]

Desde el punto de vista eléctrico, el inversor ofrece una potencia de salida nominal de 75 kW en corriente alterna trifásica (400 V), lo que hace que sea ideal para instalaciones conectadas a la red eléctrica de media o baja tensión. Presenta un rango de tensión de entrada en corriente continua (DC) que va desde los 200 hasta los 1.000 V, con una tensión de arranque de 250 V y una tensión máxima de entrada de 1.100 V, lo cual hace que el diseño del campo

fotovoltaico sea flexible. Este rango amplio facilita el aprovechamiento de diferentes configuraciones de cadenas de módulos, incluso en condiciones de baja irradiancia, como en las primeras horas del día o en días nublados.

Una de las características más destacables del SUN2000-75KTL-C1 es su alta eficiencia, alcanzando una eficiencia máxima del 98,5 % y una eficiencia europea del 98,0%, lo que hace que se puedan reducir las pérdidas de conversión de energía de forma significativa. Esta alta eficiencia se ve complementada por la inclusión de 6 seguidores MPPT independientes siendo su máxima corriente de entrada de 26A, cada uno de los cuales puede gestionar hasta dos entradas de cadenas fotovoltaicas con una corriente máxima total de entrada de 108 A. Esto proporciona un control y optimización constante de la producción solar, que es muy útil cuando las cadenas están diseñadas en distintas orientaciones o con sombras parciales.

En cuanto a la salida en alterna, el inversor proporciona una corriente máxima de salida de 108,2 A, con una frecuencia de salida de 50/60 Hz. Su factor de potencia es ajustable de 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo.

En cuanto a su resistencia y adaptabilidad a las condiciones ambientales, el inversor está diseñado para funcionar en un amplio rango térmico, desde  $-25^{\circ}\text{C}$  hasta  $+60^{\circ}\text{C}$ , aunque su potencia se reduce ligeramente a partir de los  $50^{\circ}\text{C}$ . Su grado de protección es IP66, lo que lo hace un equipo completamente impermeable al polvo y a chorros potentes de agua, ideal para instalaciones en exteriores. Además, el equipo puede trabajar en condiciones de humedad relativa de hasta el 100 %, sin afectar a su funcionamiento, lo que aporta un margen adicional de seguridad y fiabilidad.

En términos de protecciones integradas, el SUN2000-75KTL-C1 incorpora una serie de funcionalidades clave que garantizan la seguridad eléctrica del sistema y su durabilidad. Entre ellas se encuentran: protección frente a sobretensiones (tanto en DC como en AC), protección contra polaridad inversa, fallos de aislamiento, cortocircuitos, y sobrecalentamientos. También cuenta con protección diferencial tipo B, lo que permite



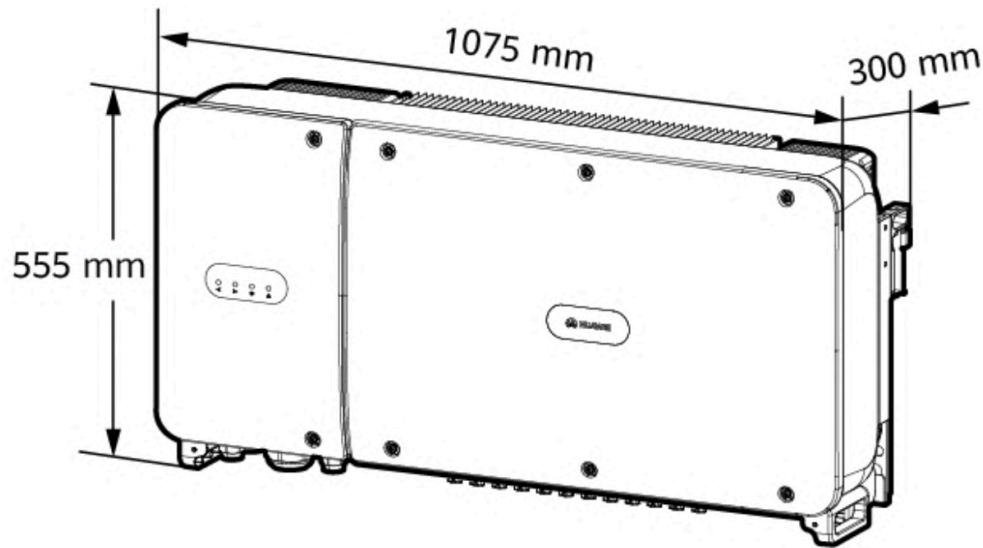
detectar fugas de corriente alterna y continua, asegurando una desconexión rápida en caso de fallo y cumpliendo con las exigencias normativas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética. Desde el punto de vista de la operación y mantenimiento, este modelo incluye opciones de monitorización avanzada y conectividad mediante RS485 y puertos Ethernet, así como Wi-Fi mediante módulo adicional, lo que permite su integración en plataformas de gestión energética. Además, el equipo permite el encendido y apagado remoto.

El diseño compacto del inversor, con unas dimensiones aproximadas de 1.075mm×555mm×300mm y un peso de 85 kg, facilita su instalación. El equipo incluye elementos para su montaje sencillo, así como conectores rápidos tanto en AC como en DC.

Otro elemento destacable es su compatibilidad con sistemas de almacenamiento, lo que lo convierte en un inversor versátil y escalable en caso de que, en el futuro, se desee integrar un sistema de baterías.

Por último, cabe señalar que el Huawei SUN2000-75KTL-C1 cumple con los requisitos exigidos por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y las directivas europeas en materia de seguridad, compatibilidad electromagnética y eficiencia energética, por lo que su uso es completamente viable en instalaciones fotovoltaicas dentro del territorio español.





*Ilustración 16. Huawei SUN2000-75KTL-C1.*

### 6.2.3 ESTRUCTURA

La estructura que soporta los módulos fotovoltaicos de la instalación está diseñada para mantener su estabilidad mecánica y su duración frente a condiciones ambientales adversas, cumpliendo con el Código Técnico de la Edificación (CTE). La estructura es un sistema de soporte inclinado elevado para suelo, en este caso de cultivo. El modelo es Pórtico 38V, hecho con acero galvanizado en caliente, que es un material que proporciona una gran resistencia a la corrosión y alta robustez. El diseño de la estructura hace que se pueda montar un montaje vertical de módulos en dos filas por estructura, con una inclinación de  $35^\circ$  y orientación azimutal de  $0^\circ$ , para poder optimizar la absorción de radiación solar.

El sistema ha sido dimensionado de forma que soporte las cargas de viento y nieve del emplazamiento en Espeluy (Jaén), donde se registran velocidades medias anuales del viento de unos 3,01 m/s, con picos de hasta 3,46 m/s, y temperaturas que oscilan entre los  $7,9^\circ\text{C}$  en invierno y los  $29,1^\circ\text{C}$  en verano. El riesgo de caída de las estructuras por carga de viento o nieve es muy bajo. Estas condiciones no son extremas, pero aun así la estructura debe ser

resistente y flexible, capaz de absorber las dilataciones térmicas sin transmitir esfuerzos mecánicos que dañen los módulos, evitando deformaciones o que se deterioren con el paso del tiempo.

El Pórtico 38V está diseñado para ser ocupado por módulos de hasta 2.279mm×1150 mm, montados sobre perfiles guía tipo G7, con una fijación mediante presores laterales y centrales, asegurando una separación uniforme de 20 mm entre paneles. Las uniones se realizan con tornillería hexagonal y piezas UG7, que hacen que la unión sea fuerte entre los perfiles. Esta estructura es sencilla de montar y desmontar para facilitar las tareas de mantenimiento o para sustituir componentes si fuera necesario.

Para fijarlo sobre el terreno se utilizan zapatas de hormigón armado de 1m×1m×1,5m. Encima de estas se colocan los postes estructurales mediante pernos y mortero de nivelación, garantizando una sujeción sólida incluso en terrenos de consistencia media o blanda, como puede ser la tierra de las parcelas. En conjunto, se trata de una estructura fiable, duradera y reciclable al 100%, amoldada a las circunstancias del entorno y realizada de forma que se maximice el rendimiento y la vida útil del sistema fotovoltaico. [36]



*Ilustración 17. Estructura soporte de paneles.*

## 6.2.4 CABLEADO

El cableado de la instalación fotovoltaica se ha dimensionado y seleccionado según criterios de eficiencia, normativa y seguridad, considerando tanto las especificaciones del inversor Huawei SUN2000-75KTL-C1 como las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos LONGi LR5-72HGD-570M. Para la corriente continua (DC), el inversor admite hasta 6 MPPT con 2 entradas cada uno, lo que permite una configuración de hasta 12 cadenas fotovoltaicas independientes. En este proyecto se han configurado 10 strings de 15 módulos en serie, con una tensión de string aproximada de 645 V y una corriente de entrada por cadena de 10,62 A, compatibles con el rango de operación del inversor (200–1.000 V) y su corriente máxima por entrada MPPT (26 A).

Gracias a esta configuración y a la agrupación de los strings en zonas próximas al inversor, se ha conseguido reducir la longitud total de cableado en corriente continua hasta aproximadamente 150 metros. Se emplean conductores tipo Acriflex PV FLEX de 6 mm<sup>2</sup> de cobre, con doble aislamiento, resistentes a los rayos UV y al agua, certificados bajo la norma UNE-EN 50618, clase II, con tensión de aislamiento de 1,5 kV. Este cable está especialmente diseñado para instalaciones en exterior y enterramiento directo, soportando hasta 120 °C de temperatura de servicio, lo que garantiza su durabilidad frente a sobrecalentamiento, humedad y desgaste mecánico.

$$S = \frac{2 * L * I}{\gamma * \Delta V} = \frac{2 * 10,62 * 150}{56 * 9,68} = 6 \text{ mm}^2$$

$$\text{Caída de tensión máxima: } \Delta V = 1,5\% * 645 = 9,68 \text{ V}$$

$$\text{Conductividad del cobre: } \gamma = 56 \text{ m} / \Omega * \text{ mm}^2$$

$$\text{Corriente: } I = 10,62 \text{ A}$$

$$\text{Longitud del cable: } L = 150 \text{ m}$$

Para la salida en corriente alterna (AC), el inversor entrega una potencia nominal de 75 kW a 400 V trifásica, con una corriente máxima de salida de 108,2 A. En función de este valor, se instalan 3 conductores unipolares de aluminio tipo XZ1 (AS) de  $1 \times 240 \text{ mm}^2$ , uno por fase, junto con un conductor de protección de igual sección, para un tramo enterrado de 230 metros de longitud entre el inversor y el centro de transformación. Estos cables de alta seguridad están colocados en zanja con cinta de señalización de peligrosidad y protección mecánica, cumpliendo las exigencias de compatibilidad electromagnética y resistencia frente al fuego según la normativa vigente.

Además, se han dispuesto 180 metros de cableado interior libre de halógenos tipo RZ1-K  $3 \times 95 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ , desde el cuadro de protecciones hasta el inversor, garantizando seguridad térmica y eléctrica frente a cortocircuitos o incendios. Estos cables están dentro del cuarto técnico de la instalación, lo que reduce los riesgos ambientales.

La infraestructura se completa con los cables de comunicación necesarios para la monitorización remota del sistema: se instalan cables RS485 y Ethernet FTP Cat6 blindado, vinculando el inversor con la unidad de registro de datos y los sistemas avanzados de supervisión energética. También se integran envolventes eléctricas estancas, protecciones diferenciales electrónicas, transformadores de medida y sistemas de seccionamiento, garantizando un sistema eficiente, seguro, normativo y optimizado en coste y rendimiento.

[28]

## **6.2.5 PROTECCIONES**

La instalación fotovoltaica cuenta con un sistema completo de protecciones en corriente continua, dimensionado para garantizar la seguridad, funcionalidad y facilidad de mantenimiento del campo solar. Los 12 strings de módulos fotovoltaicos se agrupan en 3 cajas de paralelaje SUMSOL IP65, cada una con capacidad para hasta cuatro cadenas. Estas cajas integran fusibles individuales por string para proteger frente a sobrecorrientes, y disponen de grado de protección IP65.

Cada caja incluye además protección contra sobretensiones tipo II y un seccionador en carga, lo que permite aislar eléctricamente cada agrupación de strings durante labores de mantenimiento o en situaciones de emergencia. Las salidas de estas cajas de string se conectan directamente a las entradas MPPT del inversor Huawei SUN2000-75KTL-C1, aprovechando su diseño descentralizado de 6 MPPT con 2 entradas cada uno, que permite una distribución flexible y sin necesidad de cajas combinadoras adicionales. Esta forma mejora la eficiencia y simplifica el cableado.

Las protecciones en DC se instalan sobre el terreno, en el interior de cajas técnicas de hormigón enterradas (175cm×125cm×45cm), que actúan como resguardos seguros y accesibles frente a agentes climáticos extremos.

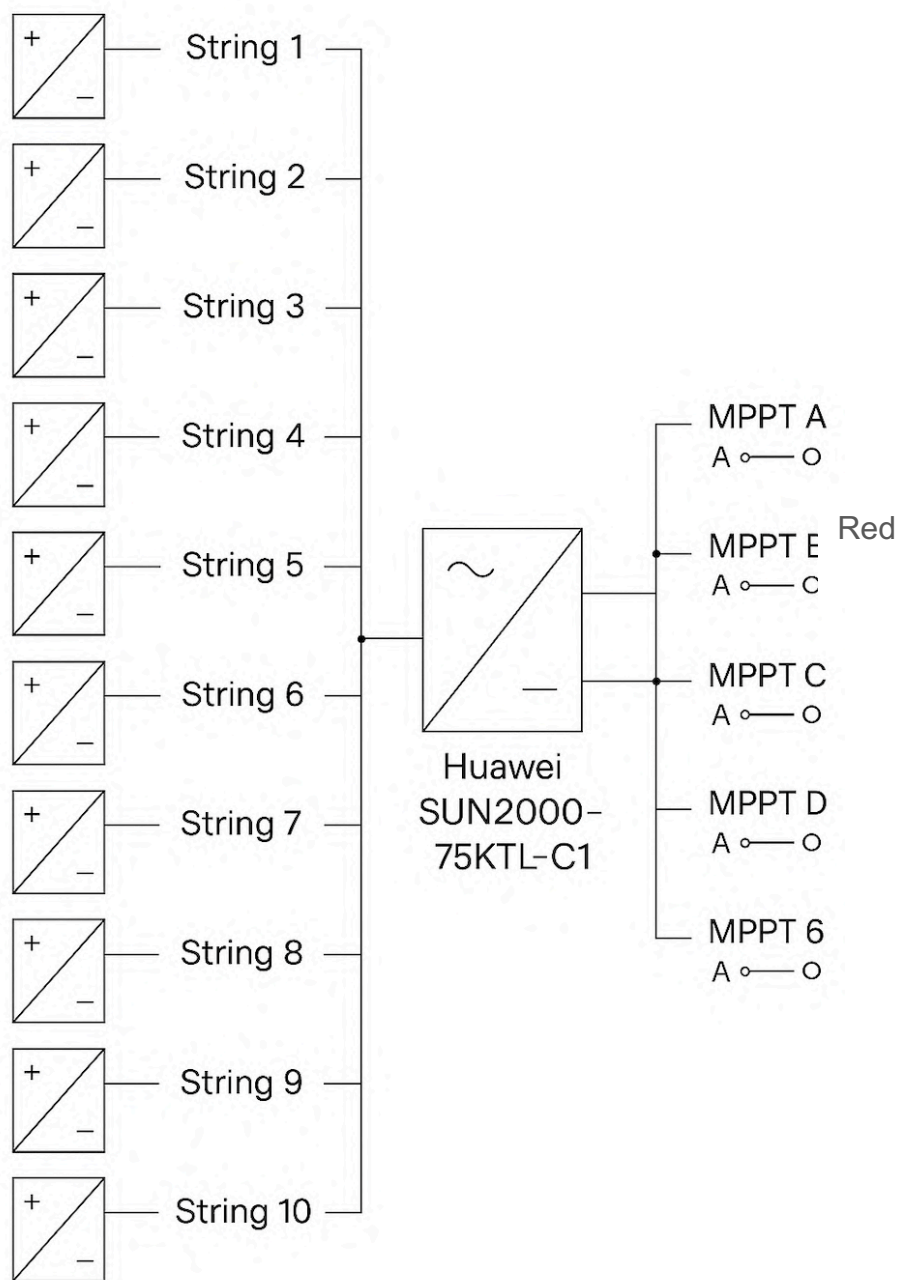
Además del sistema de protecciones en corriente continua, la instalación incorpora los elementos necesarios para su integración en la red eléctrica. Se dispone de un cuadro general de baja tensión (CGBT) que centraliza las protecciones en corriente alterna, incluyendo interruptores automáticos, protección diferencial, seccionador de corte general y sistema de protección contra sobretensiones transitorias en AC. Asimismo, se ha instalado un sistema de puesta a tierra para todos los elementos metálicos y eléctricos, conforme al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), garantizando la derivación de posibles corrientes de fallo. Además, se cuenta con un contador bidireccional homologado para el registro de la energía vertida y consumida, ubicado junto al punto de conexión al centro de transformación,

en cumplimiento con los requisitos de la compañía distribuidora y del sistema de autoconsumo con compensación simplificada. [33]

### **6.3 ESQUEMA INSTALACIÓN**

La instalación consta de 10 strings que entran al inversor, cada uno con 15 paneles en serie. Cada panel tiene 570 Wp, al estar en serie se suma la potencia pico de estos resultando en

8.550 Wp, al tener 10 strings, tenemos una instalación de 85,5kWp. Se usan 10 de las 12 entradas disponibles del inversor, algo favorable por si en un futuro se quiere ampliar el número de paneles. El inversor tiene 6 MPPTs, el sexto queda libre.



*Ilustración 18. Esquema unifilar instalación solar. [37]*

## Capítulo 7. ESTUDIO ECONÓMICO Y DE SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL

### 7.1 ESTUDIO ECONÓMICO

La solución de nuestro diseño es la siguiente:

Panel	LONGi LR5-72HGD-570M
Inversor	Huawei SUN2000-75KTL-C1 (400 V)
Potencia nominal	75 kW
Potencia pico	570 Wp/Panel
Potencia pico total	85,5 kWp
Ratio PP/Pn	1,14
Nº inversores	1
Nº Paneles	150
Nº Paneles/String	15
Nº String	10
Energía año 1	170,21 MWh/año

*Tabla 13. Solución diseño instalación.*

A continuación, se va a estudiar el presupuesto que conlleva el proyecto, la estimación de ahorro energético y amortización y el estudio de la rentabilidad.

### 7.1.1 PRESUPUESTO DEL PROYECTO

Para ello recopilamos los datos reales y estimados del precio de la obra:

Concepto	Coste (€)
Paneles fotovoltaicos (150 x 570 Wp)	16.500
Inversor Huawei SUN2000-75KTL-C1 (400 V)	2.500
Protecciones CC y CA (cajas SUMSOL, seccionadores, fusibles)	2.500
Cableado CC/CA (RV-K, RZ1-K, XZ1-AS, zanjas, señalización)	11.100
Cimentación y estructura soporte Pórtico 38V (acero galvanizado)	7.380
Puesta en marcha y mano de obra completa	12.000
Legalización, dirección técnica, proyecto, licencias	7.670
Seguridad y salud	5.000
<b>TOTAL</b>	<b>64.650,00</b>
<b>TOTAL CON IVA (21%)</b>	<b>78.226,5</b>

*Tabla 14. Gasto del proyecto.*

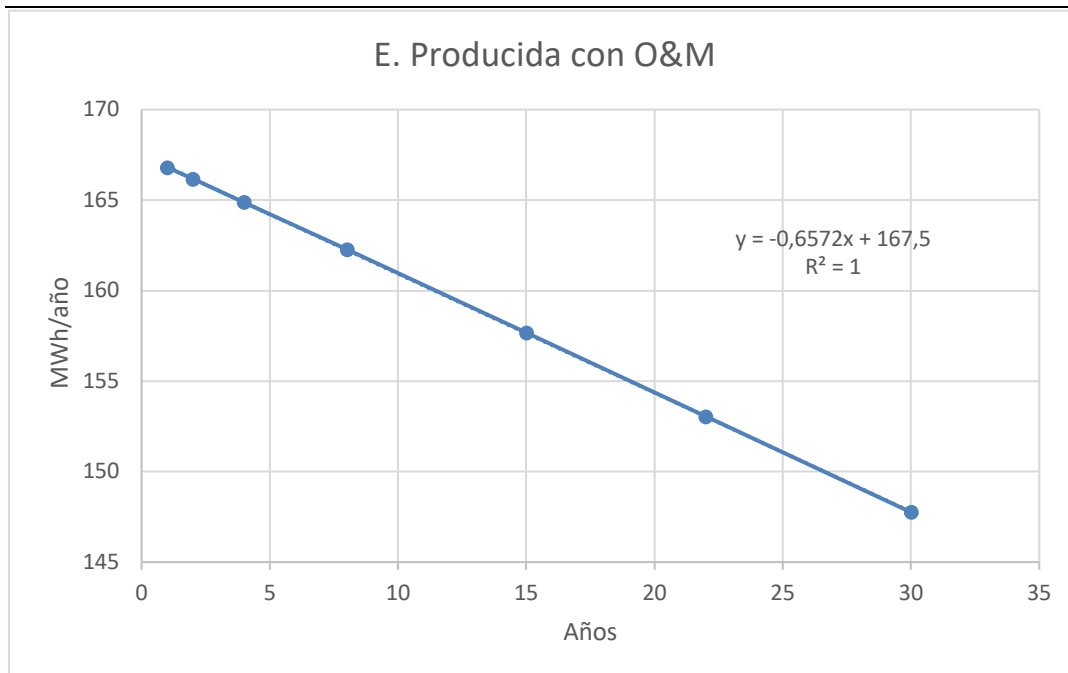
### 7.1.2 ESTIMACIÓN DEL AHORRO ENERGÉTICO

A continuación, se estima el ahorro de consumo energético anual teniendo en cuenta la energía que produce la planta, la que se autoconsume, la que se vierte a la red y la que se obtiene de la red.

Para ello hemos calculado la línea de tendencia de energía anual producida por las placas solares durante 30 años.

Este estudio económico se ha realizado sin tener en cuenta ninguna ayuda pública o subvención, ya que hasta la fecha no se ha solicitado apoyo económico en el marco de programas como el RD 477/2021 o ayudas autonómicas. Por tanto, la inversión y los indicadores de rentabilidad reflejados corresponden íntegramente al coste real.





Gráfica 8. Energía producida al año.

Con ella calculamos la energía en MWh/año durante 30 años, sacando un factor de potencia de capacidad de 21%. De esta misma forma hemos hallado la energía de autoconsumo, la importada y la exportada a 30 años.

<b>Año</b>	<b>E. Producida con O&amp;M (MWh)</b>
1	166,84
2	166,19
3	165,53
4	164,87
5	164,21
6	163,56
7	162,90
8	162,24
9	161,59
10	160,93
11	160,27
12	159,61
13	158,96
14	158,30
15	157,64
16	156,98
17	156,33
18	155,67
19	155,01
20	154,36
21	153,70
22	153,04
23	152,38
24	151,73
25	151,07
26	150,41
27	149,76
28	149,10
29	148,44
30	147,78
<b>Promedio</b>	157,31
<b>kWh/kWp</b>	1.839,92
<b>Factor capacidad</b>	0,21

*Tabla 15. Energía producida al año en MWh/año y factor de capacidad.*

El consumo anual de la industria es de 177.481,32 kWh. A partir de los informes que nos devuelve PVsyst podemos calcular la energía auto consumida, exportada e importada de la red haciendo el proceso que se ha hecho por calcular la energía producida. Esto se hace para calcular el ahorro anual en 30 años.

Año	E. Producida con O&M (MWh)	E.Autoconsumo (MWh)	E. Exportada a la red (MWh)	E. Importada de la red (MWh)
1	166,84	70,95	99,3	106,53
2	166,19	70,89	98,68	106,58
3	165,53	70,83	98,07	106,64
4	164,87	70,78	97,46	106,7
5	164,21	70,72	96,84	106,75
6	163,56	70,67	96,23	106,81
7	162,9	70,61	95,61	106,87
8	162,24	70,55	95	106,92
9	161,59	70,5	94,39	106,98
10	160,93	70,44	93,77	107,04
11	160,27	70,38	93,16	107,09
12	159,61	70,33	92,54	107,15
13	158,96	70,27	91,93	107,21
14	158,3	70,21	91,32	107,26
15	157,64	70,16	90,7	107,32
16	156,98	70,1	90,09	107,38
17	156,33	70,04	89,47	107,43
18	155,67	69,99	88,86	107,49
19	155,01	69,93	88,25	107,55
20	154,36	69,87	87,63	107,6
21	153,7	69,82	87,02	107,66
22	153,04	69,76	86,4	107,72
23	152,38	69,7	85,79	107,77
24	151,73	69,65	85,17	107,83
25	151,07	69,59	84,56	107,89
26	150,41	69,54	83,95	107,94
27	149,76	69,48	83,33	108
28	149,1	69,42	82,72	108,05
29	148,44	69,37	82,1	108,11
30	147,78	69,31	81,49	108,17
<b>Promedio</b>	157,31	70,13	90,39	107,35

*Tabla 16. Energía auto consumida, vertida y obtenida de la red en MWh/año.*

Para el análisis económico del sistema fotovoltaico, se ha tomado como referencia el precio medio del kWh facturado por la comercializadora que actualmente suministra electricidad a la explotación agrícola, Eni Plenitude Iberia S.L..

Este valor se ha obtenido a partir del análisis de varias facturas reales.

En cada factura se ha extraído el consumo energético total (kWh) y el importe correspondiente al término de energía. A partir de estos datos, se ha calculado el precio medio ponderado, dividiendo el coste por energía entre el consumo en cada mes y ponderando según la cantidad consumida.

El resultado de este análisis ha sido un precio medio del kWh de 0,1 €/kWh, que se ha considerado como valor representativo para estimar los ahorros económicos anuales debidos al autoconsumo y a los excedentes vertidos a la red. Este valor incluye exclusivamente el término de energía, sin considerar otros componentes de la factura como la potencia contratada, alquiler de equipos o impuestos, ya que estos no se ven directamente afectados por el autoconsumo.

Plenitude aplica una compensación fija de 0,050 €/kWh por la energía excedente inyectada a la red, independientemente del horario en que se produzca. El ahorro por excedentes se ha estimado multiplicando la energía vertida anualmente (en kWh) por el precio de 0,05€/kWh. Esta estimación permite cuantificar de forma aproximada el valor económico que podría recuperarse.

También se considera la evolución previsible del mercado eléctrico en España y Europa, se contempla un escenario dinámico en el que se aplica una tasa de crecimiento del 2 % anual en el precio de la electricidad durante los próximos 30 años. Este supuesto se justifica debido a factores que afectan al sistema energético como el aumento del coste de fuentes de generación de electricidad tradicionales, el aumento del consumo eléctrico y la retirada progresiva de instalaciones de generación continua que hasta ahora daban estabilidad al sistema.

Se estudia el ahorro en la siguiente tabla:

<b>Año</b>	<b>Ahorro autoconsumo (€)</b>	<b>Compensación por excedentes (€)</b>	<b>Coste por energía de la red (€)</b>
1	7.094,75	4.964,95	10.652,66
2	7.230,88	4.934,24	10.871,49
3	7.369,62	4.903,54	11.094,80
4	7.511,02	4.872,83	11.322,71
5	7.655,12	4.842,13	11.555,29
6	7.801,99	4.811,42	11.792,64
7	7.951,66	4.780,72	12.034,87
8	8.104,21	4.750,01	12.282,07
9	8.259,67	4.719,31	12.534,34
10	8.418,11	4.688,60	12.791,79
11	8.579,59	4.657,90	13.054,53
12	8.744,15	4.627,19	13.322,66
13	8.911,87	4.596,49	13.596,29
14	9.082,80	4.565,78	13.875,54
15	9.257,00	4.535,08	14.160,51
16	9.434,54	4.504,37	14.451,34
17	9.615,47	4.473,67	14.748,14
18	9.799,87	4.442,96	15.051,03
19	9.987,80	4.412,26	15.360,13
20	10.179,32	4.381,55	15.675,58
21	10.374,51	4.350,85	15.997,50
22	10.573,44	4.320,14	16.326,03
23	10.776,17	4.289,44	16.661,30
24	10.982,79	4.258,73	17.003,45
25	11.193,36	4.228,03	17.352,63
26	11.407,95	4.197,32	17.708,96
27	11.626,66	4.166,62	18.072,61
28	11.849,55	4.135,91	18.443,73
29	12.076,70	4.105,21	18.822,46
30	12.308,20	4.074,50	19.208,96

*Tabla 17. Ahorro y gasto en euros.*

Por lo que el ahorro total al año y el coste de la energía obtenida de la red es:

<b>Año</b>	<b>Ahorro total (€)</b>	<b>Coste por energía de red (€)</b>
1	12.059,70	10.652,66
2	12.165,12	10.871,49
3	12.273,16	11.094,80
4	12.383,85	11.322,71
5	12.497,25	11.555,29
6	12.613,41	11.792,64
7	12.732,38	12.034,87
8	12.854,22	12.282,07
9	12.978,98	12.534,34
10	13.106,71	12.791,79
11	13.237,48	13.054,53
12	13.371,34	13.322,66
13	13.508,36	13.596,29
14	13.648,58	13.875,54
15	13.792,08	14.160,51
16	13.938,91	14.451,34
17	14.089,14	14.748,14
18	14.242,83	15.051,03
19	14.400,05	15.360,13
20	14.560,87	15.675,58
21	14.725,36	15.997,50
22	14.893,58	16.326,03
23	15.065,61	16.661,30
24	15.241,52	17.003,45
25	15.421,38	17.352,63
26	15.605,27	17.708,96
27	15.793,27	18.072,61
28	15.985,46	18.443,73
29	16.181,91	18.822,46
30	16.382,70	19.208,96

*Tabla 18. Ahorro y coste total.*

### 7.1.3 ESTUDIO DE RENTABILIDAD

Para evaluar la rentabilidad económica de la instalación fotovoltaica, se ha realizado un análisis financiero utilizando dos indicadores fundamentales: el valor actual neto VAN y la tasa interna de retorno TIR.

El VAN permite calcular la rentabilidad de una inversión descontando los flujos de caja futuros al valor presente, determina si los ahorros que generará la instalación superan el coste inicial del proyecto. Cuando el VAN es positivo significa que el proyecto es rentable.

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

$I_0$  = Inversión inicial

$F_t$  = Flujo neto de caja en el año t

r = Tasa de descuento

n = número de años analizado

Por otro lado, la TIR representa la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Es una medida del rendimiento porcentual que se espera obtener de la inversión. Cuanto mayor sea la TIR, más rentable será el proyecto.

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

Para analizarlo debemos tener en cuenta los flujos de caja anuales, estimando que el mantenimiento anual de la instalación será de 600€. Estos incluyen mantenimiento de limpieza, revisión, pequeñas reparaciones y soporte técnico. Además, la vida útil del inversor es de 10 a 15 años. Por lo que en el año 12 se repondrá invirtiendo de nuevo 2.500€ más



IVA 3.025€. Los paneles LONGi tienen una vida útil de 25 a 30 años. Por lo que en este estudio no se vuelve e invertir en reponerlos. Las protecciones necesitan una reposición parcial cada 15 años, por lo que en el año 15 se invertirá en ello 2.000€.

Para el cálculo del VAN se ha utilizado una tasa de descuento del 4 % anual, debido a que el proyecto está dentro del sector renovable y es un valor típico empleado en proyectos de inversión con bajo riesgo tecnológico y horizonte de amortización a largo plazo.

Año	Inversión inicial (€)	Ahorro anual (€)	Inversiones anuales (€)	Flujo de caja (€)	Flujo de caja acumulado (€)	VAN
0	-78226,5			-78226,5	-78226,5	-78226,5
1		12.059,70	-600	11.459,70	-66.766,80	-67.207,56 €
2		12.165,12	-600	11.565,12	-55.201,68	-56.514,95 €
3		12.273,16	-600	11.673,16	-43.528,52	-46.137,56 €
4		12.383,85	-600	11.783,85	-31.744,67	-36.064,67 €
5		12.497,25	-600	11.897,25	-19.847,42	-26.286,00 €
6		12.613,41	-600	12.013,41	-7.834,01	-16.791,63 €
7		12.732,38	-600	12.132,38	4.298,37	-7.572,02 €
8		12.854,22	-600	12.254,22	16.552,59	1.382,02 €
9		12.978,98	-600	12.378,98	28.931,57	10.079,33 €
10		13.106,71	-600	12.506,71	41.438,28	18.528,41 €
11		13.237,48	-600	12.637,48	54.075,76	26.737,48 €
12		13.371,34	-3625	9.746,34	63.822,10	32.825,02 €
13		13.508,36	-600	12.908,36	76.730,46	40.577,44 €
14		13.648,58	-600	13.048,58	89.779,04	48.112,67 €
15		13.792,08	-600	13.192,08	102.971,12	55.437,77 €
16		13.938,91	-600	13.338,91	116.310,03	62.559,52 €
17		14.089,14	-600	13.489,14	129.799,17	69.484,48 €
18		14.242,83	-600	13.642,83	143.442,00	76.218,97 €
19		14.400,05	-600	13.800,05	157.242,05	82.769,06 €
20		14.560,87	-600	13.960,87	171.202,92	89.140,61 €
21		14.725,36	-600	14.125,36	185.328,28	95.339,30 €
22		14.893,58	-600	14.293,58	199.621,86	101.370,55 €
23		15.065,61	-600	14.465,61	214.087,47	107.239,63 €
24		15.241,52	-600	14.641,52	228.728,99	112.951,60 €
25		15.421,38	-600	14.821,38	243.550,37	118.511,35 €
26		15.605,27	-600	15.005,27	258.555,64	123.923,59 €
27		15.793,27	-600	15.193,27	273.748,91	129.192,87 €
28		15.985,46	-600	15.385,46	289.134,37	134.323,57 €
29		16.181,91	-600	15.581,91	304.716,28	139.319,93 €
30		16.382,70	-600	15.782,70	320.498,98	144.186,03 €
Promedio		13.991,68	-700,8333333			
					<b>TIR</b>	15%
					<b>VAN</b>	144.186,03 €

Tabla 19. Análisis del VAN y del TIR.

A partir del análisis económico realizado, se puede concluir que la instalación fotovoltaica propuesta presenta una rentabilidad aceptable a largo plazo. Con una inversión inicial de 78.226,50€, el sistema genera flujos de caja anuales positivos gracias al ahorro por autoconsumo y la compensación por excedentes, considerando además costes de mantenimiento y una reposición del inversor en el año 12. La Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto alcanza un 15 %, superando la tasa de descuento utilizada (4 %), lo que indica que la inversión es financieramente viable. Además, el Valor Actual Neto (VAN) se vuelve positivo a partir del año 8, reflejando la recuperación de la inversión y la generación de beneficios netos acumulados a partir de ese año y sumando un valor de 144.186,03 a los 30 años. Estos indicadores económicos confirman que la instalación fotovoltaica es claramente rentable, con una recuperación de la inversión en los primeros años de operación y beneficios económicos sostenidos a largo plazo, por lo que se trata de una solución viable y eficiente desde el punto de vista financiero. La instalación fotovoltaica diseñada presenta un período de retorno simple de la inversión, o payback, de 7 años. Esto significa que el coste total de la instalación será recuperado en un plazo de siete años gracias al ahorro generado en la factura eléctrica, ya sea por autoconsumo directo o por compensación de excedentes.

## **7.2 ESTUDIO DE SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL**

### **7.2.1 IMPACTO AMBIENTAL**

La construcción de una instalación solar fotovoltaica sobre suelo de un terreno destinado al cultivo tiene varios impactos ambientales que deben ser examinados para asegurar la sostenibilidad y el medioambiente. Se analizan los efectos sobre el medio, especialmente el suelo. La instalación no requiere la impermeabilización total del terreno ni movimientos de tierra de gran magnitud. Las estructuras se fijan sobre zapatas de hormigón enterradas, lo que preserva en gran parte la permeabilidad del suelo y permite la continuidad de su uso agrícola entre filas de módulos, aunque no se destine a ello. No se aplican productos químicos, por lo que no se contamina el terreno.

En relación con la flora y la fauna, la instalación se ubica en una parcela que ya se dedicaba al cultivo del olivo y almendro. No se prevé eliminar la flora natural ni que esta instalación afecte a la fauna, en especial a especies protegidas. La instalación no tiene elementos que puedan molestar a la fauna terrestre, y no hay gran riesgo de colisiones de aves ya que no se encuentran a gran altura los paneles y no interfieren en la ruta de estas.

En relación con el medio acuático, no se generan vertidos de aguas residuales ni contaminantes. El sistema no consume agua durante su operación, más allá de pequeñas cantidades en las tareas de limpieza de los paneles, realizadas de forma puntual y con métodos sostenibles.

Desde el punto de vista de la calidad atmosférica, la generación eléctrica se realiza sin combustión, eliminando completamente las emisiones de gases contaminantes, partículas en suspensión o compuestos de efecto invernadero. El sistema no produce olores ni emisiones peligrosas, siendo una tecnología limpia desde el punto de vista de su funcionamiento habitual, ya que se trata de energías renovables.

Un aspecto clave en la evaluación ambiental es el impacto visual. Aunque la instalación se sitúa sobre terreno agrícola, las estructuras metálicas y los módulos pueden modificar la vista del paisaje. No obstante, el diseño del sistema ha sido planteado con una altura reducida, parecida a la de los olivos y los almendros, pasando casi desapercibidos en el entorno. Como se trata de estructuras fijas de baja altura y con materiales no reflectantes, el impacto es considerado bajo. El emplazamiento no se encuentra dentro de un entorno natural protegido ni en áreas de especial valor, por lo que se reduce la importancia de este impacto.

En cuanto al impacto acústico, la instalación fotovoltaica genera un nivel de ruido prácticamente imperceptible durante su funcionamiento. El único elemento que genera sonido es el inversor, que está instalado dentro de una nave cerrada, lo que minimiza su ruido. El nivel de ruido generado se encuentra muy por debajo de los límites establecidos en el Decreto 6/2012 sobre contaminación acústica en Andalucía. [27]

Respecto a la contaminación lumínica, la planta no necesita iluminación artificial durante la noche, por lo que no genera alteraciones.

Durante la fase de construcción, los impactos más relevantes se asocian al movimiento de maquinaria, apertura de zanjas y cimentación. Estos trabajos son temporales y duran un periodo corto. Se han previsto medidas para la gestión adecuada de residuos, la señalización de caminos para evitar provocar molestias en zonas no previstas y el uso de maquinaria eficiente para minimizar el consumo energético y la emisión de gases.

En el análisis de residuos, la instalación no genera residuos peligrosos durante su funcionamiento habitual. Los residuos generados durante la fase de obra serán gestionados por empresas autorizadas conforme al Real Decreto 105/2008. También se prevé el reciclaje o tratamiento adecuado para módulos al final de su vida útil. [26]

El riesgo de incendios es mínimo porque los materiales utilizados no son inflamables y no se almacenan combustibles. Las conexiones eléctricas cumplen con las normativas de baja

tensión, con protecciones térmicas y diferenciales adecuadas, y la instalación está diseñada para operar con seguridad incluso en condiciones adversas.

La ocupación del terreno es pequeña, una superficie inferior a  $5.000\text{ m}^2$ , dentro de una parcela agrícola de mayor tamaño, por eso la instalación solar fotovoltaica es idílica para compaginarlo con la actividad agraria. La separación entre filas facilita la ventilación natural y el acceso para mantenimiento.

El proyecto cumple con todas las normativas ambientales autonómicas y nacionales, y es objeto de una calificación ambiental favorable. En resumen, se trata de una actuación de bajo impacto ambiental, compatible con su entorno y orientada hacia la sostenibilidad.

### **7.2.2 BENEFICIOS**

La instalación solar fotovoltaica construida aporta muchos beneficios ambientales, tanto directos como indirectos. En primer lugar, permite una reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, al sustituir energía eléctrica que viene de fuentes fósiles por energía renovable. Esta contribución a la descarbonización del sistema eléctrico es muy relevante en el contexto en el que nos encontramos, ya que en la agricultura se promueve la eficiencia en el uso de recursos naturales.

Además, se produce una mejora en la eficiencia energética del sistema de riego, principal consumidor de energía de la finca. El autoconsumo reduce las pérdidas por transporte eléctrico, ya que la energía se genera y consume localmente, lo que disminuye la huella energética total. También se optimiza el uso del agua, ya que el sistema está vinculado a un embalse artificial, permitiendo el aprovechamiento de agua acumulada sin depender de canales externos.

Otro beneficio clave es la independencia energética, que disminuye la vulnerabilidad frente a los cambios del precio de la electricidad. Esto refuerza el poder económico y ambiental

del sector primario, promoviendo la autosuficiencia y el desarrollo sostenible en zonas rurales y siendo ejemplo para otros negocios que se dediquen a lo mismo. En términos ambientales, la instalación no emite ruido, ni genera residuos durante su funcionamiento habitual. No produce emisiones atmosféricas ni vertidos al medio acuático, y su impacto visual se minimiza con un diseño que se adapta al paisaje agrícola. La construcción de la instalación promueve el empleo local, la economía verde y el cumplimiento de los objetivos climáticos fijados por la Unión Europea para 2030 y 2050.

En resumen, el análisis ambiental de esta instalación fotovoltaica se ha estructurado de forma completa y lógica. Esta estructura ayuda a la solidez del proyecto ante organismos reguladores y técnicos, garantizando su compatibilidad ambiental según la normativa vigente.

## Capítulo 8. NORMATIVA

La instalación solar fotovoltaica de este proyecto se ha desarrollado cumpliendo con la normativa vigente en materia de energía, medio ambiente, urbanismo e instalaciones eléctricas, a nivel estatal, autonómico y local. [35]

### **8.1 NORMATIVA DE AUTOCONSUMO ELÉCTRICO**

La instalación se trata de la modalidad de autoconsumo con excedentes acogido a compensación, de acuerdo con el Real Decreto 244/2019, que regula las condiciones técnicas, administrativas y económicas del autoconsumo. Se sustenta en la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, y el Real Decreto-ley 15/2018, que derogó el denominado “impuesto al sol” y promovió el autoconsumo compartido y simplificado. [19]

### **8.2 NORMATIVA TÉCNICA ELÉCTRICA**

Desde el punto de vista técnico, la instalación cumple con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), aprobado mediante Real Decreto 842/2002, aplicando las instrucciones técnicas complementarias, especialmente la ITC-BT-05, que trata de las inspecciones por Organismo de Control Autorizado (OCA), y la ITC-BT-40, para generadores conectados a red. [21]

### **8.3 NORMATIVA AUTONÓMICA Y AMBIENTAL**

En Andalucía, el proyecto se encuentra sujeto a la Ley 7/2021, que promueve la sostenibilidad del territorio de Andalucía ya que se ubica sobre suelo agrícola y es considerado compatible urbanísticamente. Es considerado de Calificación Ambiental favorable, conforme al Decreto 297/1995 y sus modificaciones posteriores por el Decreto Ley 3/2024, al tratarse de una planta sobre suelo agrícola de superficie inferior a  $5.000m^2$ .



Se ha aplicado la Ley 2/2007, de fomento de las energías renovables en Andalucía, que exige una prestación patrimonial del 10 % de la inversión, excepto maquinaria, y la presentación de garantía económica para la restauración del terreno. [25,22,24]

En conclusión, el proyecto cumple con los requisitos legales, técnicos y ambientales exigidos, garantizando la viabilidad administrativa y la seguridad jurídica de la instalación.

## Capítulo 9. CONCLUSIONES

La instalación solar fotovoltaica es una solución técnica, económica y medioambientalmente exitosa para el autoconsumo energético aplicado al riego del almendro y del olivo en Espeluy, Jaén. Desde el punto de vista técnico, se ha diseñado un sistema de 85,5 kWp compuesto por 150 módulos bifaciales LONGi LR5-72HGD-570M y un inversor Huawei SUN2000-75KTL-C1. El sistema está configurado con una inclinación fija de 35° y orientación sur (azimut 0°), optimizado para maximizar la producción durante los meses de mayor demanda del sistema de riego.

Mediante simulaciones realizadas con PVsyst y datos climáticos de PVGIS-SARAH3 para el año 2023, se ha estimado una producción anual de 170,21 MWh, lo que representa una cobertura del 39,9 % de la demanda energética de la finca. El sistema tiene un rendimiento específico de 1.991 kWh/kWp/año y un Performance Ratio (PR) del 87,83 %, indicadores que muestran una gran eficiencia y una buena respuesta a las condiciones de radiación solar del entorno. Además, el diseño bifacial y las condiciones de albedo del terreno permiten maximizar la captación de energía, tanto por la cara frontal como por la trasera de los módulos.

Desde el punto de vista económico, la instalación requiere una inversión inicial de 78.226,5 €, incluyendo IVA, y contempla costes anuales asociados al mantenimiento, así como la reposición del inversor en el año 12. Los ahorros generados por el autoconsumo superan los 12.000 € anuales desde el primer año, incrementándose progresivamente gracias al efecto acumulativo de la inflación energética. El análisis financiero muestra que el Valor Actual Neto (VAN) se vuelve positivo en el año 8, momento a partir del cual la instalación empieza a generar beneficios netos acumulados y en el año 30 tiene un valor de 144.186,03. Asimismo, la Tasa Interna de Retorno (TIR) obtenida es del 15 %, valor que supera con creces la tasa de descuento asumida del 4 %, lo que confirma la viabilidad y rentabilidad económica del proyecto en un horizonte de largo plazo.

En cuanto al impacto medioambiental, la instalación evita la emisión de aproximadamente 72 toneladas de  $CO_2$  al año, lo que supone una significativa contribución a la lucha contra el cambio climático y refuerza el compromiso del sector agrario con la sostenibilidad. Gracias a la instalación fotovoltaica diseñada, se evita la emisión de 72 toneladas de  $CO_2$  al año. Teniendo en cuenta una producción anual estimada de 170,21 MWh, el ratio de emisiones evitadas se sitúa en 0,423 t $CO_2$ /MWh (equivalente a 423 kg de  $CO_2$  por megavatio-hora generado). Este valor refleja el impacto positivo del sistema sobre la reducción de gases de efecto invernadero y se encuentra dentro del rango habitual del sistema eléctrico español, contribuyendo así a los objetivos de descarbonización establecidos en la Agenda 2030 y el PNIEC. En conjunto, este proyecto no solo es técnica y económicamente viable, sino que también representa una estrategia eficiente y responsable para avanzar en la transición energética del entorno rural, reduciendo la dependencia de la red eléctrica y mejorando la autonomía energética de la explotación agrícola.

## Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

1. Agencia Andaluza de la Energía. (2022). *Plan Integral de Energía y Clima de Andalucía 2021–2030 (PIECA)*. Junta de Andalucía. <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es>
2. Asociación de la Industria Fotovoltaica (UNEF). (2021). *Guía práctica de autoconsumo fotovoltaico*. UNEF.
3. BOE. (2013). *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. Boletín Oficial del Estado, núm. 310. <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/26/24>
4. BOE. (2014). *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos*. Boletín Oficial del Estado, núm. 140. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2014/06/06/413>
5. BOE. (2019). *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado, núm. 83. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>
6. Cañizares, P., & Martínez, M. (2020). *Energía solar: Fundamentos, aplicaciones y normativa*. Editorial Paraninfo.
7. Energía Solar Hoy. (2023). *Comparativa de tipos de células solares: Rendimiento, coste y aplicaciones*. Energía Solar Hoy. <https://www.energiasolarhoy.com/celulas>
8. PVGIS. (2023). *Photovoltaic Geographical Information System*. European Commission – Joint Research Centre. <https://ec.europa.eu/pvgis>
9. Torres, J. L., & Fernández, M. A. (2019). *Sistemas fotovoltaicos: Diseño, dimensionado y mantenimiento*. Marcombo.
10. European Commission – Joint Research Centre. (2023). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) – SARA3 Database*. <https://ec.europa.eu/pvgis>

11. NASA POWER Project. (2023). *NASA Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER) Data Access Viewer*. National Aeronautics and Space Administration. <https://power.larc.nasa.gov/>
12. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2021). *Guía técnica para la integración de energías renovables en el sector agrario*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.idae.es>
13. Google Earth. (2023). *Google Earth Pro*. <https://www.google.com/earth/>
14. Ministerio de Hacienda. Dirección General del Catastro. (2023). *Sede Electrónica del Catastro – Consulta de parcelas*. <https://www.sedecatastro.gob.es>
15. Cañizares, P., & Delgado, F. (2020). *Análisis del recurso solar y aplicaciones fotovoltaicas en España*. Editorial Energía XXI.
16. UNEF (Unión Española Fotovoltaica). (2023). *Manual práctico de diseño y simulación de plantas solares fotovoltaicas*. UNEF.
17. Red Eléctrica de España (REE). (2022). *Guía práctica de tarifas eléctricas y autoconsumo en entornos agrícolas*. REE Publicaciones Técnicas.
18. Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA). (2024). Informe Autoconsumo Fotovoltaico 2024. APPA Renovables. <https://www.appa.es/publicaciones>
19. Gobierno de España. (2018). *Real Decreto-ley 15/2018, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*. Boletín Oficial del Estado, núm. 242. <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/10/05/15>
20. **Hydronik**. (s. f.). *Tipos de paneles solares*. Recuperado el 11 de julio de 2025, de <https://hydronik.es/tipos-de-paneles-solares/>
21. Gobierno de España. (2002). *Real Decreto 842/2002, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión*. Boletín Oficial del Estado, núm. 224. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2002/08/02/842>
22. Junta de Andalucía. (2007). *Ley 2/2007, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía*. Boletín Oficial de la Junta de Andalucía, núm. 129. <https://www.juntadeandalucia.es/boja/2007/129/d1.pdf>
23. Junta de Andalucía. (2021). *Ley 7/2021, de impulso para la sostenibilidad del territorio de Andalucía*. Boletín Oficial de la Junta de Andalucía, núm.

- 
246. [https://www.juntadeandalucia.es/boja/2021/246/BOJA21-246-00007-18935-01\\_00243993.pdf](https://www.juntadeandalucia.es/boja/2021/246/BOJA21-246-00007-18935-01_00243993.pdf)
24. Junta de Andalucía. (2024). *Decreto-ley 3/2024, de simplificación administrativa para el fomento de la actividad productiva en Andalucía*. Boletín Oficial de la Junta de Andalucía, núm. 56. [https://www.juntadeandalucia.es/boja/2024/56/BOJA24-056-00004-5053-01\\_00267834.pdf](https://www.juntadeandalucia.es/boja/2024/56/BOJA24-056-00004-5053-01_00267834.pdf)
25. Junta de Andalucía. (1995). *Decreto 297/1995, sobre procedimientos de evaluación ambiental en Andalucía*. Boletín Oficial de la Junta de Andalucía, núm. 139. <https://www.juntadeandalucia.es/boja/1995/139/d1.pdf>
26. Gobierno de España. (2008). *Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición*. Boletín Oficial del Estado, núm. 38. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2008/02/01/105>
27. Junta de Andalucía. (2012). *Decreto 6/2012, por el que se aprueba el Reglamento de protección contra la contaminación acústica en Andalucía*. Boletín Oficial de la Junta de Andalucía, núm. 21. <https://www.juntadeandalucia.es/boja/2012/21/d1.pdf>
28. Prysmian Group. (2022). *Catálogo de cables RZI-K, XZI-AS y RV-K para instalaciones de baja tensión*. <https://www.prysmiangroup.com>
29. Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). (2023). *Renewable Power Generation Costs in 2022*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications>
30. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). *Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (ELP)*. Gobierno de España. <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/estrategia-a-largo-plazo>
31. LONGi Solar. (2022). *LR5-72HGD-570M Datasheet*. <https://www.longi.com>
32. Huawei Technologies Co., Ltd. (s.f.). *Technical specifications: SUN2000-75KTL-CI*. Huawei Enterprise Support. Recuperado el 9 de julio de 2025, de <https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100001097/19aedf22/technical-specifications>
33. SUMSOL. (2022). *Cajas de conexión IP65 para strings FV: Catálogo técnico*. SUMSOL Energías Renovables.
-

34. IDAE - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2020). *Guía técnica de diseño de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.idae.es>
35. CYPE Ingenieros. (2021). *Manual del Código Técnico de la Edificación (CTE): Documentos Básicos de seguridad estructural y protección frente al ruido*. <https://www.codigotecnico.org>
36. PV Hardware. (2022). *Catálogo técnico de estructuras fijas para suelo: Serie Pórtico 38V*. PVH.
37. OpenAI. (2025). *ChatGPT (versión GPT-4)* [Modelo de lenguaje]. <https://chat.openai.com/>

## **ANEXO I. FICHAS TÉCNICAS**





Ficha técnica de los paneles solares:

## Hi-MO 7

LR5-72HGD  
**560~590M**

- High-performance PV modules for utility power plants
- Advanced HPDC cell technology delivers superior module efficiency and power
- High bifaciality and excellent power temperature coefficient achieves high energy yield
- LONGi lifecycle quality ensures long-term performance

 12-year Warranty for Materials and Processing

 30-year Warranty for Extra Linear Power Output

### Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730  
ISO9001:2015: ISO Quality Management System  
ISO14001: 2015: ISO Environment Management System  
ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety  
IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

**LONGi**



## Hi-MO 7

## LR5-72HGD 560~590M

**22.8%**  
MAX MODULE  
EFFICIENCY

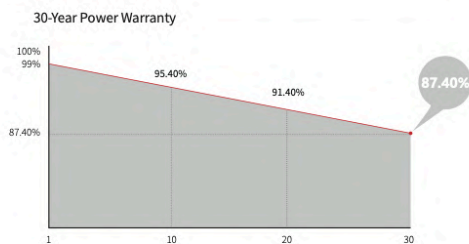
**0~3%**  
POWER  
TOLERANCE

**<1%**  
FIRST YEAR  
POWER DEGRADATION

**0.4%**  
YEAR 2-30  
POWER DEGRADATION

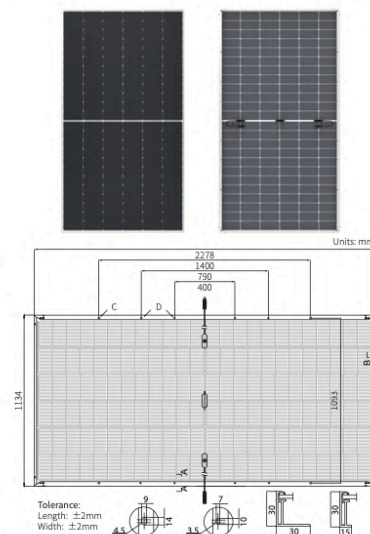
**HALF-CELL**  
Lower operating temperature

### Additional Value



### Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	31.8kg
Dimension	2278×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 180pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC



### Electrical Characteristics

Module Type	STC: AM1.5 1000W/m <sup>2</sup> 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m <sup>2</sup> 20°C 1m/s											
	LR5-72HGD-560M	LR5-72HGD-565M	LR5-72HGD-570M	LR5-72HGD-575M	LR5-72HGD-580M	LR5-72HGD-585M	LR5-72HGD-590M	LR5-72HGD-595M	LR5-72HGD-600M	LR5-72HGD-605M	LR5-72HGD-610M	LR5-72HGD-615M	LR5-72HGD-620M	LR5-72HGD-625M
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P <sub>max</sub> /W)	560	426.3	565	430.1	570	433.9	575	437.7	580	441.5	585	445.3	590	449.1
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> /V)	50.99	48.46	51.09	48.55	51.19	48.65	51.30	48.75	51.41	48.86	51.52	48.96	51.63	49.07
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> /A)	13.89	11.16	13.97	11.22	14.05	11.29	14.14	11.35	14.22	11.42	14.30	11.48	14.38	11.55
Voltage at Maximum Power (V <sub>mp</sub> /V)	42.82	40.69	42.91	40.78	43.00	40.87	43.11	40.97	43.22	41.07	43.33	41.18	43.44	41.28
Current at Maximum Power (I <sub>mp</sub> /A)	13.08	10.48	13.17	10.55	13.26	10.62	13.34	10.68	13.42	10.75	13.51	10.82	13.59	10.89
Module Efficiency(%)	21.7	21.9	22.1	22.3	22.5	22.6	22.8	22.9	23.1	23.2	23.4	23.5	23.7	23.8

### Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 575W front)

P <sub>max</sub> /W	V <sub>oc</sub> /V	I <sub>sc</sub> /A	V <sub>mp</sub> /V	I <sub>mp</sub> /A	P <sub>max</sub> gain
604	51.30	14.84	43.11	14.00	5%
633	51.30	15.55	43.11	14.67	10%
661	51.40	16.26	43.21	15.34	15%
690	51.40	16.96	43.21	16.01	20%
719	51.40	17.67	43.21	16.67	25%

### Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	80±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

### Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

### Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	+0.045%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	-0.280%/°C

Ficha técnica del inversor:

SUN2000-(70KTL, 75KTL)-C1  
User Manual

10 Technical Specifications

# 10 Technical Specifications

## Efficiency

Item	SUN2000-75KTL-C1	SUN2000-70KTL-C1
Maximum efficiency	99.00%	
Chinese efficiency	98.50%	

## Input

Item	SUN2000-75KTL-C1	SUN2000-70KTL-C1
Maximum input power	84,200 W	78,600 W
Maximum input voltage <sup>a</sup>	1100 V	
Operating voltage range <sup>b</sup>	200–1000 V	
Maximum input current (per MPPT)	25 A	22 A
Maximum input current (per string)	18 A	
Maximum short-circuit current (per MPPT)	39 A	30 A
Maximum SUN2000 backfeed current to the PV array	0 A	
Full power MPPT voltage range <sup>c</sup>	625–850 V	
Rated input voltage	750 V	
Number of inputs	12	

SUN2000-(70KTL, 75KTL)-C1  
User Manual

10 Technical Specifications

Item	SUN2000-75KTL-C1	SUN2000-70KTL-C1
Number of MPP trackers	6	
<p>Note a: The maximum input voltage is the upper threshold of the DC voltage. If the input voltage exceeds the threshold, the solar inverter may be damaged.</p> <p>Note b: If the input voltage is beyond the operating voltage range, the solar inverter cannot work properly.</p> <p>Note c: PV strings connecting to the same MPPT must contain the same quantity and model of PV modules. It is recommended that the PV string voltage be higher than the lower threshold of the full-load MPPT voltage.</p>		

**Output**

Item	SUN2000-75KTL-C1	SUN2000-70KTL-C1
Rated active power	75 kW	70 kW
Maximum apparent power	82.5 kVA	77 kVA
Maximum active power (cosφ = 1)	82.5 kW	77 kW
Rated output voltage	288 V/500 V, 3W+PE	
Rated output current	86.7 A	80.9 A
Adapted grid frequency	50 Hz	
Maximum output current	95.3 A	89 A
Power factor	0.8 leading... 0.8 lagging	
Maximum total harmonic distortion (rated power)	< 3%	

**Protection**

Item	SUN2000-75KTL-C1	SUN2000-70KTL-C1
Input DC switch	Supported	
Anti-islanding protection	Supported	
Output overcurrent protection	Supported	
Input reverse polarity protection	Supported	
PV string fault detection	Supported	

SUN2000-(70KTL, 75KTL)-C1  
User Manual

10 Technical Specifications

Item	SUN2000-75KTL-C1	SUN2000-70KTL-C1
DC surge protection	Type II	
AC surge protection	Type II	
Insulation resistance detection	Supported	
RCMU	Supported	
Overvoltage category	PV II/AC III	
Built-in PID repair <sup>a</sup>	Not supported	Optional
<p>Note a: When the SUN2000 is disconnected from the grid and stops working, the built-in PID can achieve the PV- positive offset of the PV module. (PV- positive offset refers to raising the voltage between PV- and the ground to above 0 V through voltage compensation.) When designing a power plant, confirm with the PV module manufacturer that the anti-PID voltage compensation direction of the PV module is the same as the direction of the PV- positive offset. Otherwise, PV modules may be damaged.</p>		

**CAUTION**

For the SUN2000 that supports built-in PID repair, when **Built-in PID running mode** is set to **Repair**, there is repair voltage between PV modules and the ground at night. If you need to maintain PV modules at night, power off the SUN2000 to avoid electric shocks.

**Display and Communication**

Item	SUN2000-75KTL-C1	SUN2000-70KTL-C1
Display	LED indicator, Bluetooth module+app, USB data cable+app, and WLAN module+app	
RS485	Optional	
MBUS	Supported	

**Common Parameters**

Item	SUN2000-75KTL-C1	SUN2000-70KTL-C1
Dimensions (W x H x D)	1075 mm x 555 mm x 300 mm	
Net weight	73 kg±1 kg	



SUN2000-(70KTL, 75KTL)-C1  
User Manual

10 Technical Specifications

Item	SUN2000-75KTL-C1	SUN2000-70KTL-C1
Operating Ambient Temperature	-25°C to +60°C	
Cooling mode	Natural convection	
Maximum operating altitude	4000 m	
Humidity	0%~100% RH	
Input terminal	Amphenol Helios H4	
Output terminal	Cable gland+OT terminal	
Ingress Protection Rating	IP65	
Topology	Transformerless	

## **ANEXO II. INFORME PVSYST**



PVsyst V8.0.13

## PVsyst - Simulation report

### Grid-Connected System

Project: tfg

Variant: NUEVOCASOCON2

Sheds, single array

System power: 85.5 kWp

Espelu - Spain

| Author





**PVsyst V8.0.13**

VCE, Simulation date:  
08/07/25 21:10  
with V8.0.13

Project: tfg

Variant: NUEVOCASOCON2

**Project summary**

**Geographical Site**

Espelu  
España

**Situation**

Latitude 38.02 °(N)  
Longitude -3.89 °(W)  
Altitude 220 m  
Time zone UTC+1

**Project settings**

Albedo 0.20

**Weather data**

Espeluy  
PVGIS-SARAH3 - 2023

**System summary**

**Grid-Connected System**

Simulation for year no 1

**Orientation #1**

Fixed plane  
Tilt/Azimuth 35 / 0 °

**Sheds, single array**

**Near Shadings**

Linear shadings : Slow (simul.)

**User's needs**

Fixed constant load  
20.26 kW  
Global  
177 MWh/Year

**System information**

**PV Array**

Nb. of modules 150 units  
Pnom total 85.5 kWp

**Inverters**

Nb. of units 1 unit  
Total power 75 kWac  
Pnom ratio 1.14

**Results summary**

Produced Energy	170.21 MWh/year	Specific production	1991 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	87.83 %
Used Energy	177.48 MWh/year			Solar Fraction SF	39.97 %
				Bifacial perf. ratio	84.03 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10



Project: tfg

Variant: NUEVOCASOCON2

PVsyst V8.0.13

VCE, Simulation date:  
08/07/25 21:10  
with V8.0.13

### General parameters

#### Grid-Connected System

##### Orientation #1

##### Fixed plane

Tilt/Azimuth 35 / 0 °

##### Models used

Transposition Perez  
Diffuse Imported DHI  
Circumsolar separate

##### Bifacial system definition

##### Orientation #1

##### Bifacial system

Model Unlimited Sheds 2D Model

##### Bifacial model geometry

Sheds spacing 5.00 m  
Sheds width 2.30 m  
Limit profile angle 17.8 °  
GCR 46.0 %  
Height above ground 1.50 m  
Nb. of sheds 19 units

##### Bifacial model definitions

Ground albedo 0.15  
Bifaciality factor 80 %  
Rear shading factor 4.5 %  
Rear mismatch loss 7.0 %  
Shed transparent fraction 0.0 %

#### Sheds, single array

##### Sheds configuration

Nb. of sheds 19 units  
Single array  
Shading limit angle  
Limit profile angle 17.8 °

##### Horizon

Average Height 2.3 °

##### Sizes

Sheds spacing 6.00 m  
Sensitive width 2.28 m  
Average GCR 38.0 %  
Top inactive band 0.02 m  
Bottom inactive band 0.02 m

##### Near Shadings

Linear shadings : Slow (simul.)

##### User's needs

Fixed constant load  
20.26 kW  
Global  
177 MWh/Year

### PV Array Characteristics

#### PV module

Manufacturer Generic  
Model LR5-72HGD-570M Bifacial  
(Original PVsyst database)  
Unit Nom. Power 570 Wp  
Number of PV modules 150 units  
Nominal (STC) 85.5 kWp  
Modules 10 string x 15 In series  
**At operating cond. (50°C)**  
Pmpp 79.6 kWp  
U mpp 594 V  
I mpp 134 A

#### Total PV power

Nominal (STC) 86 kWp  
Total 150 modules  
Module area 387 m²  
Cell area 358 m²

#### Inverter

Manufacturer Generic  
Model SUN2000-75KTL-C1  
(Original PVsyst database)  
Unit Nom. Power 75.0 kWac  
Number of inverters 1 unit  
Total power 75.0 kWac  
Operating voltage 200-1000 V  
Max. power (=>15°C) 82.5 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.14  
Power sharing within this inverter

#### Total inverter power

Total power 75 kWac  
Max. power 82.5 kWac  
Number of inverters 1 unit  
Pnom ratio 1.14



**PVsyst V8.0.13**

VCE, Simulation date:  
08/07/25 21:10  
with V8.0.13

Project: tfg

Variant: NUEVOCASOCON2

Array losses								
<b>Array Soiling Losses</b>			<b>Thermal Loss factor</b>			<b>DC wiring losses</b>		
Loss Fraction	2.0 %		Module temperature according to irradiance			Global array res.	48 mΩ	
			Uc (const) 29.0 W/m²K			Loss Fraction	1.00 % at STC	
			Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s					
<b>LID - Light Induced Degradation</b>			<b>Module Quality Loss</b>			<b>Module mismatch losses</b>		
Loss Fraction	1.0 %		Loss Fraction -0.30 %			Loss Fraction	2.00 % at MPP	
<b>Strings Mismatch loss</b>			<b>Module average degradation</b>					
Loss Fraction	0.05 %		Year no 1					
			Loss factor 0.4 %/year					
			Imp / Vmp contributions 80% / 20%					
			<b>Mismatch due to degradation</b>					
			Imp RMS dispersion 0 %/year					
			Vmp RMS dispersion 0 %/year					
<b>IAM loss factor</b>								
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	
<b>Auxiliaries loss</b>	
Proportional to Power	3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses	
<b>Inv. output line up to injection point</b>	
Inverter voltage	500 Vac tri
Loss Fraction	1.02 % at STC
<b>Inverter: SUN2000-75KTL-C1</b>	
Wire section (1 Inv.)	Alu 1 x 3 x 240 mm²
Wires length	231 m



Project: tfg

Variant: NUEVOCASOCON2

**PVsyst V8.0.13**

VCE, Simulation date:  
08/07/25 21:10  
with V8.0.13

#### Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=38°1'28", Long=-3°53'21", Alt=220m

Average Height	2.3 °	Albedo Factor	0.90
Diffuse Factor	0.98	Albedo Fraction	100 %

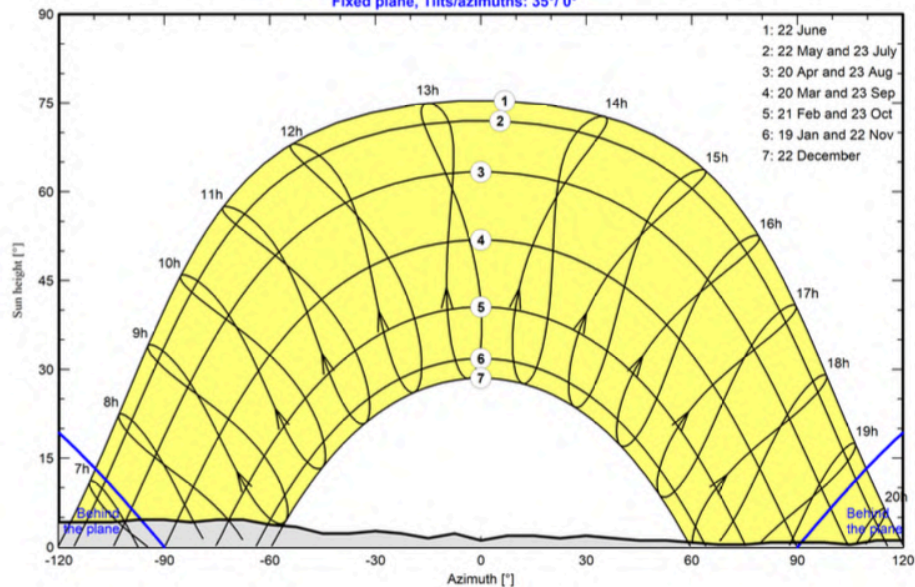
#### Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-128	-120	-105	-98	-90	-83
Height [°]	1.9	2.7	2.7	3.1	2.7	3.1	3.8	4.2	4.2	4.6	4.6	4.2
Azimuth [°]	-75	-68	-60	-53	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8
Height [°]	4.6	4.6	3.8	3.4	2.3	2.3	2.7	2.3	1.5	2.3	1.1	1.9
Azimuth [°]	15	23	30	38	45	53	60	68	75	83	98	105
Height [°]	1.9	1.5	1.9	1.5	1.1	1.1	0.8	0.4	0.4	0.8	0.8	0.4
Azimuth [°]	113	120	128	135	143	150	165	173	180			
Height [°]	1.1	1.1	1.5	1.5	1.9	1.5	1.5	1.9	1.9			

#### Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

##### Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 35°/ 0°

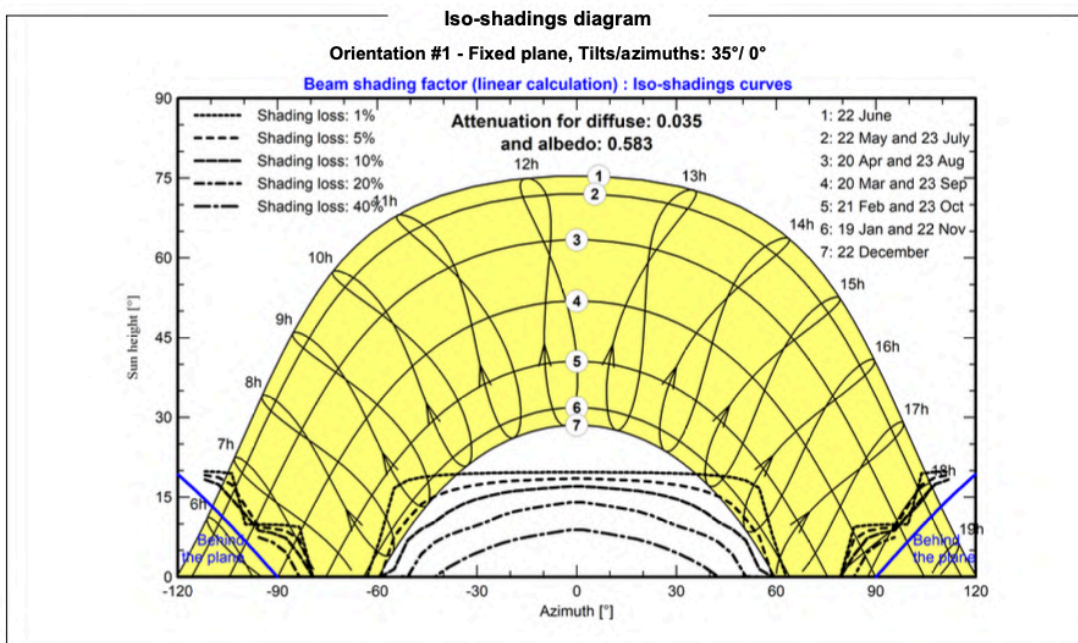
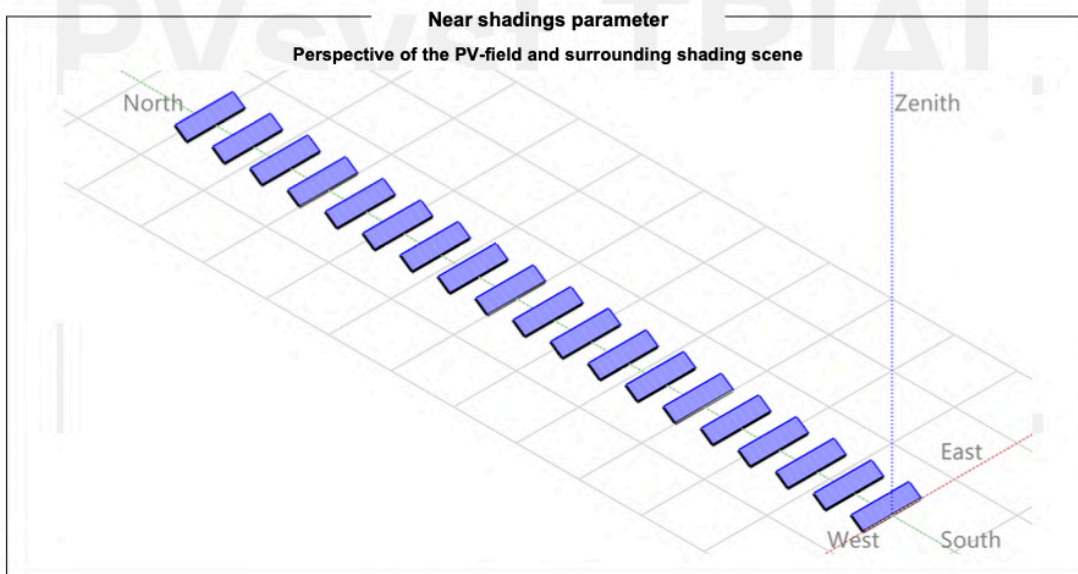






**PVsyst V8.0.13**  
 VCE, Simulation date:  
 08/07/25 21:10  
 with V8.0.13

Project: tfg  
 Variant: NUEVOCASOCON2





**PVsyst V8.0.13**

VCE, Simulation date:  
08/07/25 21:10  
with V8.0.13

Project: tfg

Variant: NUEVOCASOCON2

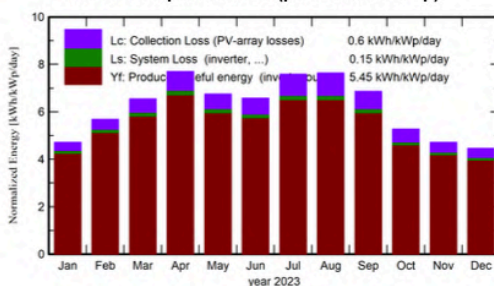
### Main results

#### System Production

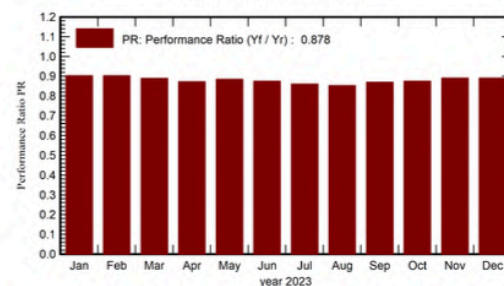
Produced Energy 170.21 MWh/year  
Used Energy 177.48 MWh/year

Specific production 1991 kWh/kWp/year  
Perf. Ratio PR 87.83 %  
Solar Fraction SF 39.97 %  
Bifacial perf. ratio 84.03 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
Jan. 23	83.6	25.49	8.17	146.3	139.3	11.59	15.07	4.96	6.32	10.11
Feb. 23	105.5	35.37	9.50	159.1	151.7	12.63	13.61	5.14	7.15	8.48
Mar. 23	160.4	47.67	14.96	203.0	193.1	15.87	15.07	6.10	9.34	8.98
Apr. 23	211.4	50.32	20.48	231.0	219.4	17.73	14.59	6.52	10.71	8.07
May 23	216.4	68.41	21.00	209.2	197.7	16.26	15.07	6.62	9.20	8.46
June 23	216.6	66.95	26.20	197.2	185.8	15.17	14.59	6.54	8.22	8.04
July 23	251.2	62.56	31.48	235.1	222.1	17.76	15.07	7.09	10.20	7.99
Aug. 23	228.3	55.37	31.39	236.9	224.6	17.76	15.07	6.83	10.44	8.24
Sep. 23	170.2	48.85	23.99	205.8	195.8	15.75	14.59	6.03	9.28	8.56
Oct. 23	120.0	44.61	20.66	163.5	155.4	12.56	15.07	5.39	6.84	9.68
Nov. 23	86.3	31.02	13.49	141.3	134.5	11.05	14.59	4.89	5.87	9.70
Dec. 23	75.3	25.15	9.07	138.3	130.9	10.82	15.07	4.83	5.71	10.24
Year	1925.1	561.77	19.26	2266.6	2150.3	174.95	177.48	70.93	99.28	106.54

#### 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\_User Energy supplied to the user  
E\_Grid Energy from the sun  
E\_Grid Energy injected into grid  
EFrGrid Energy from the grid

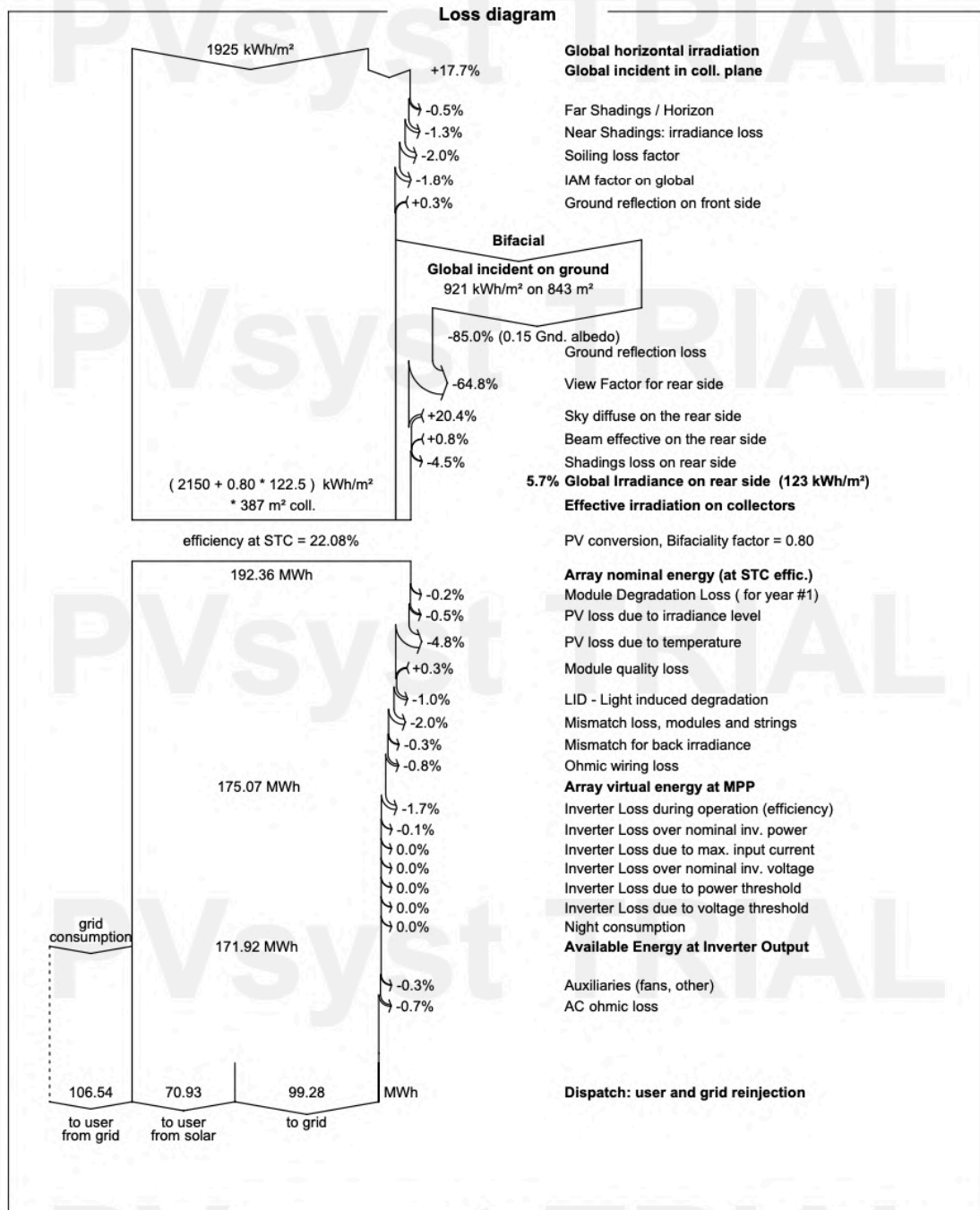


**PVsyst V8.0.13**

VCE, Simulation date:  
08/07/25 21:10  
with V8.0.13

Project: tfg

Variant: NUEVOCASOCON2





**PVsyst V8.0.13**

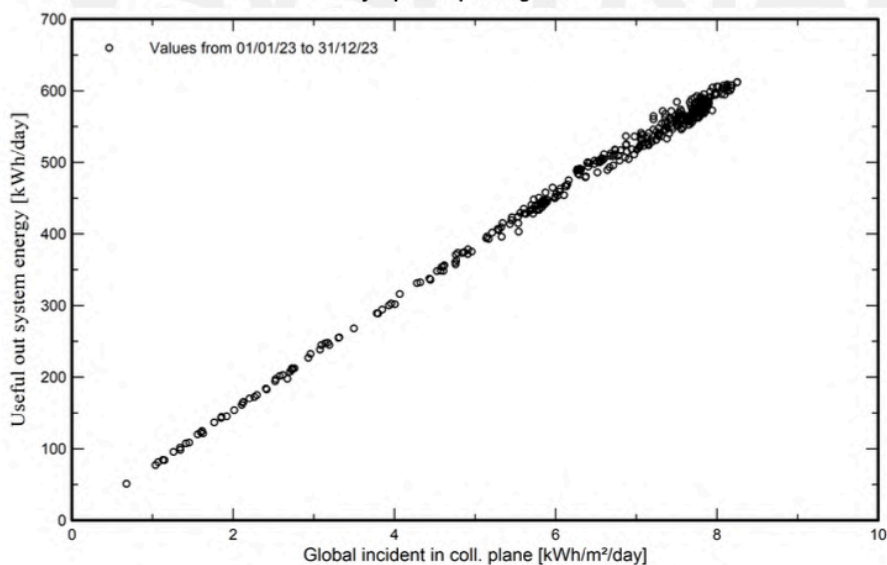
VCE, Simulation date:  
08/07/25 21:10  
with V8.0.13

Project: tfg

Variant: NUEVOCASOCON2

### Predef. graphs

#### Daily Input/Output diagram



#### System Output Power Distribution

