



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE
TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO

**DISEÑO Y ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN
AUTOCONSUMO AGROVOLTAICO**

Autor: Salvador Cabrera Parra

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Diseño y Estudio de viabilidad de un autoconsumo agrovoltaico** e la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2025-2026** es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

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

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

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

1. Ayuda con la generación de ideas (ej: posible estructura para un capítulo)
2. Ayuda con la búsqueda de información (ej: listado de *papers* y estudios)
3. Asistencia en la traducción de textos al inglés (ej: traducción para el abstract)
4. Asistencia en la redacción de textos propios (ej: reescribir un párrafo para una mejor redacción y comprensión)



Firmado (alumno): Salvador Cabrera Parra

Fecha: 19/06/2026

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

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha:



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE
TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO

**DISEÑO Y ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN
AUTOCONSUMO AGROVOLTAICO**

Autor: Salvador Cabrera Parra

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi familia todo el apoyo que me han dado todos estos años. Sin ellos no estaría entregando este proyecto.

Agradecer también a mis dos hermanas, por haber compartido conmigo estos años fuera de casa y por haberme soportado y ayudado en mis peores momentos.

Agradecer a ICAI no solamente por el conocimiento técnico que me han enseñado sino por haber cambiado también mi forma de ver el mundo.

Por último, me gustaría agradecer a mi tutora Consuelo por haber tenido paciencia y enseñarme todo lo que he aprendido haciendo este proyecto.

Gracias.

DISEÑO Y ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA SOLAR AGROFOTOVOLTAICA.

Autor: Cabrera Parra, Salvador.

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: Global Power Generation.

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: *agrovoltaica, autoconsumo, energía solar fotovoltaica, PVsyst, viabilidad económica.*

1. Introducción

El presente trabajo estudia el diseño y la viabilidad técnica, económica y ambiental de una instalación agrovoltaica de autoconsumo destinada a abastecer una nave industrial situada en Huércal-Overa (Almería). La configuración agrovoltaica permite un uso dual del terreno, compatibilizando la actividad agrícola con la generación de energía renovable mediante módulos semitransparentes elevados sobre el cultivo. El objetivo principal es determinar si esta inversión resulta económicamente viable para el promotor de la instalación.

2. Metodología

Se caracteriza la demanda de la nave a partir de su facturación eléctrica y el recurso solar del emplazamiento. La instalación se modela en PVsyst empleando el módulo semitransparente Brite Solar BSG-300/54-F y inversores de la gama Huawei SUN2000, seleccionando un modelo de 17 kW para las variantes de 18,6 kWp y uno de 8 kW para las de 10,2 kWp, con ratios DC/AC de 1,09 y 1,27 respectivamente. Se simulan cuatro variantes que combinan estas dos potencias pico con dos tipos de estructura (seguidor a un eje y estructura fija), descartándose las de mayor potencia por sobredimensionamiento frente a la demanda. Sobre las variantes finalistas se construye un modelo económico a 30 años que, alimentado por la simulación multianual, evalúa su rentabilidad mediante el VAN, la TIR y el periodo de retorno.

3. Viabilidad económica

Ambas variantes de 10,2 kWp resultan económicamente viables. La configuración de estructura fija (VC4) se selecciona como la óptima, con un VAN de 1.987,75 una TIR del 5,99 % y un periodo de retorno de 14 años, frente a la variante con seguidor, penalizada por

su mayor inversión. El mayor ahorro del seguidor no compensa su sobrecoste, ya que la energía adicional generada se vierte mayoritariamente a la red como excedente de bajo valor.

4. Conclusiones

El proyecto demuestra la viabilidad de la agrovoltaica de autoconsumo a pequeña escala, con un beneficio ambiental de 128,99 t CO₂ evitadas a lo largo de su vida útil. El desarrollo de este tipo de proyectos resulta clave para impulsar la madurez y el abaratamiento de una tecnología llamada a compatibilizar la descarbonización con el uso agrícola del suelo.

DESIGN AND FEASIBILITY STUDY OF AN AGRIVOLTAIC SOLAR PLANT.

Author: Cabrera Parra, Salvador.

Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: Global Power Generation.

ABSTRACT

keywords: *agrivoltaics, self-consumption, solar photovoltaic energy, PVsyst, economic feasibility.*

1. Introduction

This project studies the design and the technical, economic and environmental feasibility of an agrivoltaic self-consumption installation intended to supply an industrial warehouse located in Huércal-Overa (Almería, Spain). The agrivoltaic configuration enables a dual use of the land, combining agricultural activity with renewable energy generation by means of semi-transparent modules elevated above the crop. The main objective is to determine whether this investment is economically viable for the project promoter.

2. Methodology

The warehouse demand is characterised from its electricity bills, together with the solar resource at the site. The installation is modelled in PVsyst using the semi-transparent Brite Solar BSG-300/54-F module and inverters from the Huawei SUN2000 range, selecting a 17 kW model for the 18.6 kWp variants and an 8 kW model for the 10.2 kWp ones, with DC/AC ratios of 1.09 and 1.27 respectively. Four variants are simulated, combining these two peak powers with two structure types (single-axis tracker and fixed structure); the higher-power variants are discarded due to oversizing relative to demand. A 30-year economic model is then built upon the remaining variants which, fed by the multi-year simulation, evaluates their profitability through the NPV, IRR and payback period.

3. Economic Feasibility

Both 10.2 kWp variants prove to be economically viable. The fixed-structure configuration (VC4) is selected as the optimal one, with an NPV of €1,987.75, an IRR of 5.99 % and a

payback period of 14 years, outperforming the tracker variant, which is penalised by its higher investment. The tracker's greater savings do not offset its additional cost, since most of the extra energy generated is exported to the grid as low-value surplus.

4. Conclusion

The project demonstrates the feasibility of small-scale agrivoltaic self-consumption, with an environmental benefit of 128,99 t CO₂ avoided over its lifetime. The development of such projects is key to advancing the maturity and cost reduction of a technology called to reconcile decarbonisation with the agricultural use of land.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	10
1.1 Objetivo y motivación del proyecto.....	10
1.2 Contexto Actual	11
1.3 Agrovoltaica.....	13
1.4 Autoconsumo en España.....	14
1.5 Marco regulatorio autoconsumo	15
1.6 Metodología y recursos a emplear	17
Capítulo 2. Descripción del emplazamiento	20
2.1 Localización de la nave.....	20
2.2 Descripción de la Nave	21
2.3 Descripción terreno agrovoltaica	23
Capítulo 3. Estudio energético de la nave.....	26
3.1 Estudio del consumo de la nave industrial según las facturas eléctricas	26
3.1.1 Análisis de las facturas eléctricas.....	26
3.1.2 Consumo mensual de la nave.....	27
Capítulo 4. Recurso Solar.....	30
4.1 Definición de variables	30
4.2 Fuentes de Datos Solares Empleadas.....	31
4.3 Análisis del recurso solar en el emplazamiento	32
4.3.1 GHI.....	32
4.3.2 DHI.....	33
4.3.3 Velocidad del Viento	34
4.3.4 Temperatura.....	35
4.4 Selección Final de los datos meteorológicos	36
Capítulo 5. Componentes de la instalación agrovoltaica	38
5.1 Módulos Fotovoltaicos.....	38
5.2 Estructura de soporte.....	39
5.3 Inversor	41
5.4 Sistema de medida y monitorización	42

Capítulo 6. Diseño de la instalación	43
6.1 Metodología de diseño en Pvsyst.....	43
6.2 Selección de los equipos	46
6.2.1 Módulo fotovoltaico	46
6.2.2 Inversores.....	47
6.2.3 Configuración eléctrica del generador.....	49
6.3 Definición de las variantes de diseño.....	51
Capítulo 7. Estimación de Producción Y Pérdidas.....	54
7.1 Parámetros de simulación	54
7.2 Resultados de producción por variante	61
7.3 Selección de la alternativa del diseño	61
Capítulo 8. Análisis de resultados y estudio económico.....	63
8.1 Resultados durante el primer año.....	63
8.2 Evolución de la producción a lo largo de la vida útil.....	69
8.3 Estudio económico.....	72
8.3.1 Inversión.....	72
8.3.2 Ingresos obtenidos y ahorro anual.....	74
8.4 Rentabilidad del proyecto	80
8.4.1 Gastos Operativos.....	82
8.4.2 Resultados indicadores económicos.....	83
8.5 Decisión de diseño	86
8.6 Contaminación evitada.....	87
Capítulo 9. Conclusiones y trabajos futuros.....	90
9.1 Cumplimiento de objetivos e hitos técnicos.....	90
9.2 Aportaciones y valor añadido.....	91
Capítulo 10. Bibliografía.....	93
ANEXO I: Alineación del proyecto con los ODS.....	96
ANEXO II Estudio Recurso Solar.....	99
Anexo III Cálculos eléctricos.....	102

<i>Anexo IV Informe Pvsyst.....</i>	<i>105</i>
<i>Anexo V Ficha técnica panel solar</i>	<i>118</i>
<i>Anexo VI Ficha técnica inversor</i>	<i>121</i>

Índice de figuras

Figura 1: Evolución de la capacidad fotovoltaica acumulada instalada a nivel mundial en el periodo 2014–2024.Fuente: [1]	12
Figura 2:El autoconsumo fotovoltaico en España en cifras (2025). Fuente: APPA Renovables (2026)	15
Figura 3:Ubicación de la nave en el polígono industrial de Huércal-Overa (Almería). Fuente: Apple Maps.....	20
Figura 4:Vista aérea de la nave industrial. Fuente: Google Earth Pro	22
Figura 5:Ubicación de la nave industrial seleccionada para el desarrollo de la instalación agrovoltaica en el término municipal de Huércal-Overa (Almería). Fuente: QGIS.....	23
Figura 6:Vista aérea del emplazamiento de la finca. Fuente: Google Earth Pro.	24
Figura 7:Ubicación de la finca seleccionada para el desarrollo de la instalación agrovoltaica en el término municipal de Huércal-Overa (Almería). Fuente: QGIS.	25
Figura 8:Componentes de la radiación solar: irradiación difusa horizontal (DHI), global horizontal (GHI) y directa normal (DNI)	31
Figura 9:Panel solar semitransparente. Fuente: Brite Solar	39
Figura 10: Seguidor solar a un eje. Fuente: Datasheet Axial Agritracker.	40
Figura 11: Estructura fija. Fuente: Ijes Solar.....	41
Figura 12:Interfaz principal PVsyst. Fuente: PVsyst	44
Figura 13:Interfaz principal de interacción del programa PVsyst. Fuente: PVsyst.....	45
Figura 14: Parámetros pérdidas térmicas. Fuente: PVSyst.....	55
Figura 15: Parámetros de pérdidas por degradación de la eficiencia del panel, pérdidas LID y desacople. Fuente: PVSyst	56
Figura 16: Pérdidas asociadas por suciedad. Fuente: PVSyst	56
Figura 17:Parámetros distancia y sección del cable comunes a todas las variantes estudiadas. Fuente: PVsyst.....	57
Figura 18:Parámetros de pérdidas por indisponibilidad de producción de la instalación. Fuente: PVsyst.....	58
Figura 19:Parámetros de pérdidas por degradación anual del panel. Fuente: PVsyst.....	59

Figura 20: Parámetros de pérdidas por el ángulo de incidencia de la luz en el panel. Fuente: PVsyst.....	60
Figura 21: Parámetros de pérdidas auxiliares en la instalación. Fuente: PVsyst	60
Figura 22: Balance energético año 1 VC3. Fuente: Pvsyst	66
Figura 23: Balance energético año 1 VC4. Fuente: Pvsyst	66
Figura 24: Diagrama de Sankey VC3 (seguidor un eje). Fuente: PVsyst.	67
Figura 25: Diagrama de Sankey VC4 (estructura fija). Fuente: PVsyst.....	68
Figura 26: Diagrama unifilar de la instalación. Fuente: PVsyst.....	69

Índice de tablas

Tabla 1: Descripción catastral terreno nave industrial. Fuente: Sede Catastro Español.	22
Tabla 2: Resumen información Catastral de las parcelas de la finca. Fuente: Sede Catastro Español	24
Tabla 3: Consumo mensual de la nave industrial según las facturas eléctricas. Fuente: Fenie Energía S.A.....	27
Tabla 4: Promedio del consumo anual de la nave industrial	29
Tabla 5: Datos meteorológicos seleccionados para la simulación. Fuente: PVGIS	37
Tabla 6: Descripción técnica panel Brite Solar. Fuentes: PVsyst + Datasheet	47
Tabla 7: Descripción técnica inversores Huawei. Fuentes: PVsyst + Datasheet.....	49
Tabla 8: Variantes de diseño consideradas.....	53
Tabla 9: Resultados de producción anuales de las variantes simuladas.	61
Tabla 10: Producción energética VC3 en 30 años. Fuente: PVsyst.	70
Tabla 11: Producción energética VC4 en 30 años. Fuente: PVsyst	72
Tabla 12: Desglose de inversión inicial VC3 y VC4.....	73
Tabla 13: Balance de costes e ingresos a lo largo de la vida útil de la instalación con seguidor a un eje VC3	75
Tabla 14: Balance de costes e ingresos a lo largo de la vida útil de la instalación con estructura fija VC4	77
Tabla 15: Ahorro anual con excedentes VC3	79
Tabla 16: Ahorro anual con excedentes VC4	80
Tabla 17: Gastos operativos anuales de la instalación	83
Tabla 18: Cálculos de flujos para VAN, TIR y Pay-Back seguidor un eje VC3.....	85
Tabla 19: Cálculos de flujos para VAN, TIR y Pay-Back estructura fija VC4.....	86
Tabla 20: Resumen indicadores económicos.....	86
Tabla 21: Contaminación evitada a lo largo de la vida útil de la instalación	89

Tabla 22:GHI [$KWh/m^2(mes)$] mensual y acumulada del emplazamiento según distintas fuentes de datos	99
Tabla 23:DHI [$KWh/m^2(mes)$] mensual y acumulada del emplazamiento según distintas fuentes de datos	100
Tabla 24:Velocidad del viento [m/s] media mensual del emplazamiento según distintas fuentes de datos	100
Tabla 25:Temperatura [$^{\circ}C$] media mensual del emplazamiento según distintas fuentes de datos.....	101
Tabla 26: Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de...	103

Índice de gráficas

Gráfica 1: Consumo mensual de la nave industrial	28
Gráfica 2: Promedio del consumo anual de la nave industrial.	29
Gráfica 3:Comparativa GHI	32
Gráfica 4:Comparativa DHI	33
Gráfica 5:Comparativa Velocidad del Viento	35
Gráfica 6:Comparativa Temperatura	36
Gráfica 7:Desglose de la energía producida y las pérdidas para la variante VC3(seguidor a un eje). Fuente: PVsyst.....	63
Gráfica 8:Desglose de la energía producida y las pérdidas para la variante VC4(estructura fija). Fuente: PVsyst	64
Gráfica 9: Rendimiento mensual de la instalación (VC3 seguidor un eje). Fuente: PVsyst	64
Gráfica 10: Rendimiento mensual de la instalación (VC4 estructura fija). Fuente: PVsyst	65

Lista de Acrónimos

<i>Acrónimo</i>	<i>Significado</i>
AC	Corriente Alterna (<i>Alternating Current</i>)
APPA	Asociación de Empresas de Energías Renovables
BOP	Balance of Plant (resto de equipos de la instalación)
BSG	Brite Solar Glass (gama del módulo BSG-300/54-F)
CAPEX	Gastos de Capital / Inversión inicial (<i>Capital Expenditure</i>)
DC	Corriente Continua (<i>Direct Current</i>)
DC/AC	Relación entre potencia de continua y de alterna (ratio de dimensionamiento del inversor)
DHI	Irradiación Difusa Horizontal (<i>Diffuse Horizontal Irradiance</i>)
DNI	Irradiación Directa Normal (<i>Direct Normal Irradiance</i>)
GHI	Irradiación Global Horizontal (<i>Global Horizontal Irradiance</i>)
IAM	Modificador del Ángulo de Incidencia (<i>Incidence Angle Modifier</i>)
ICAI	Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI)
IEA	Agencia Internacional de la Energía (<i>International Energy Agency</i>)
JRC	Centro Común de Investigación (<i>Joint Research Centre</i>)
LID	Degradación Inducida por la Luz (<i>Light Induced Degradation</i>)
MPPT	Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (<i>Maximum Power Point Tracking</i>)
MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OPEX	Gastos de Operación (<i>Operational Expenditure</i>)
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PR	Performance Ratio (rendimiento global del sistema)
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
QGIS	Quantum GIS (software de información geográfica)
RD	Real Decreto
STC	Condiciones Estándar de Medida (<i>Standard Test Conditions</i>)
TFG	Trabajo de Fin de Grado
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO Y MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La progresiva subida de los precios de la energía eléctrica, junto con el compromiso creciente del sector industrial con la reducción de su huella de carbono, ha convertido al autoconsumo fotovoltaico en una alternativa cada vez más atractiva para reducir la dependencia de la red y los costes de explotación. En este contexto surge la modalidad agrofotovoltaica, que permite compatibilizar la generación de energía con el aprovechamiento agrícola del terreno, optimizando así el uso del suelo en lugar de destinarlo de forma exclusiva a una única actividad.

La motivación de este trabajo nace precisamente de esa posibilidad de uso dual del terreno. Frente a una instalación fotovoltaica convencional, que ocupa la superficie de manera excluyente, la configuración agrovoltaica plantea un escenario en el que la producción eléctrica destinada a abastecer una nave industrial convive con la continuidad de la actividad agrícola existente. No obstante, el presente trabajo se centra exclusivamente en la vertiente energética y económica del autoconsumo, sin entrar a evaluar la gestión agronómica de la finca. El interés principal del proyecto reside, por tanto, en determinar si esta inversión resulta económicamente viable para el propietario de la nave industrial interesado en autoabastecerse así mismo.

A ello se añade un valor adicional del planteamiento. La propia naturaleza de la instalación agrovoltaica, con los módulos dispuestos sobre el cultivo, haría posible llevar a cabo en un futuro un estudio sobre el comportamiento de los árboles bajo la sombra parcial de los paneles. Aunque dicho estudio queda fuera del alcance del presente trabajo, su viabilidad constituye una línea de investigación abierta que podría servir de base para la obtención de ayudas o subvenciones de carácter investigador, reforzando así el atractivo global del proyecto.

Para alcanzar este objetivo general, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Dimensionar la instalación fotovoltaica de autoconsumo en función de la demanda energética de la nave industrial.
- Realizar un estudio económico-financiero de la inversión (costes de implantación, ahorro energético, periodo de retorno y rentabilidad) que permita valorar su conveniencia.

1.2 CONTEXTO ACTUAL

La sociedad contemporánea se encuentra inmersa en un proceso de transición energética sin precedentes, impulsado por la necesidad imperativa de mitigar los efectos del cambio climático y reducir la dependencia histórica de los combustibles fósiles. En este escenario, las políticas medioambientales a nivel internacional y europeo, como el **Pacto Verde Europeo**, han establecido objetivos ambiciosos para alcanzar la neutralidad climática en las próximas décadas. Para lograrlo, la **integración masiva de fuentes de energía renovable** se ha consolidado como el pilar fundamental de este cambio de paradigma.

Dentro del conjunto de tecnologías limpias, la **energía solar fotovoltaica** ha experimentado un **crecimiento exponencial a nivel global**. Esta evolución está respaldada por una notable madurez tecnológica y una drástica reducción en los costes de instalación a lo largo de la última década.

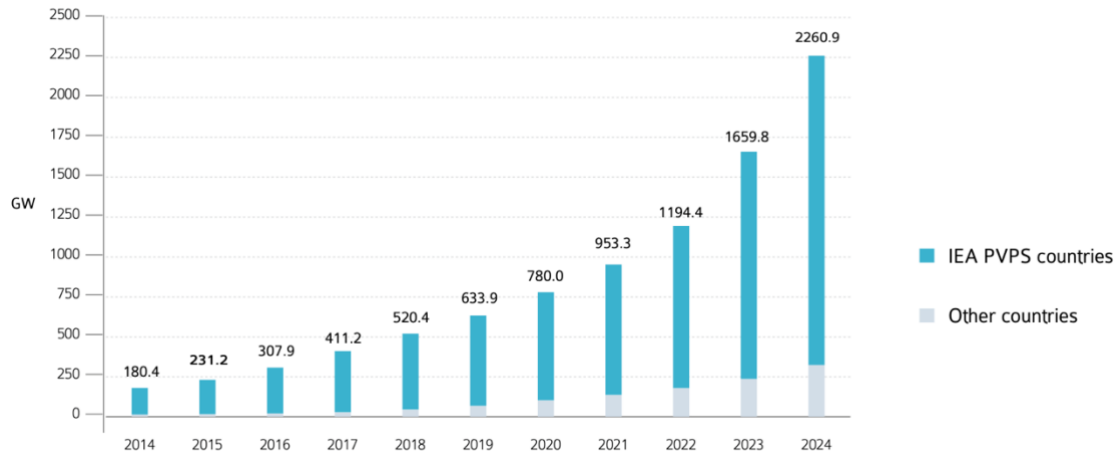


Figura 1: Evolución de la capacidad fotovoltaica acumulada instalada a nivel mundial en el periodo 2014–2024. Fuente: [1]

En este contexto, **España** cuenta con un recurso solar excepcional. Estas condiciones climáticas y geográficas posicionan a la zona como un **enclave estratégico** para liderar la generación renovable. Las directrices nacionales, reflejadas en herramientas como el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)**, proyectan un aumento masivo de la capacidad fotovoltaica instalada en los próximos años para aprovechar este potencial.

Sin embargo, el rápido despliegue de infraestructuras de generación a gran escala está planteando nuevos retos territoriales y socioeconómicos. La instalación de los parques solares convencionales requiere vastas extensiones de terreno, lo que inevitablemente entra en competencia directa con otros usos del suelo, en especial con el sector agrícola.

Esta tensión creciente entre la urgencia de generar energía limpia y la necesidad innegable de preservar el tejido productivo primario y los terrenos cultivables define la encrucijada actual del sector energético, haciendo indispensable la búsqueda de modelos integradores y más eficientes.

1.3 AGROVOLTAICA

La energía agrovoltaica consiste en la coexistencia, sobre una misma parcela, de la generación fotovoltaica y la actividad agrícola, de manera que el suelo cumple simultáneamente una doble función productiva. Su atractivo principal radica en este aprovechamiento conjunto del terreno, que evita la disyuntiva entre destinar el suelo a cultivo o a producción energética y permite al titular de la explotación diversificar sus ingresos al tiempo que contribuye a la generación renovable.

El interés de esta tecnología va más allá del ahorro de espacio. La sombra parcial que proyectan los módulos modifica las condiciones bajo las que crece el cultivo, reduciendo la temperatura de la vegetación y las pérdidas de agua por evaporación, efectos especialmente valiosos en climas cálidos y secos. En determinadas especies, este microclima más favorable puede incluso mejorar el rendimiento agrícola y disminuir las necesidades de riego, además de proteger las plantas frente a fenómenos meteorológicos adversos. A estas ventajas se suman beneficios sobre el entorno, como una menor alteración visual del paisaje rural y efectos positivos sobre el suelo y la biodiversidad en sistemas integrados con pastoreo o polinizadores.

No obstante, su despliegue afronta limitaciones relevantes. En el plano económico, los costes de inversión y mantenimiento superan a los de la fotovoltaica convencional, debido a las estructuras elevadas, los módulos especiales y la menor madurez del mercado; además, no todos los cultivos se adaptan bien a crecer bajo cobertura parcial. En el plano social, persisten incertidumbres sobre la rentabilidad real, así como reticencias por parte de agricultores y comunidades locales. El reto de fondo consiste, por tanto, en hallar el punto de equilibrio que permita maximizar la producción energética sin comprometer la labor agrícola.

Atendiendo a la disposición de los paneles respecto al cultivo, suelen distinguirse varias configuraciones. Las instalaciones de paneles fijos intercalados entre las hileras de cultivo constituyen la opción más habitual en grandes plantas. Los sistemas de paneles elevados, montados a una altura que permite el paso de maquinaria y personas, resultan idóneos para

cultivos leñosos o en espaldera. Una tercera variante integra los módulos en las cubiertas de invernaderos. Por último, la agrovoltaica dinámica incorpora movilidad o automatización: seguidores solares, estructuras orientables o sistemas gobernados por sensores, para ajustar en tiempo real el reparto de luz entre la generación eléctrica y las necesidades del cultivo.

1.4 AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

Para situar el presente proyecto en su contexto sectorial conviene atender a los datos más recientes del Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico 2024 elaborado por APPA Renovables, que constituye la referencia más completa sobre la evolución de esta modalidad en España [2]. Durante 2024 se instalaron en el país **1.431 MW de autoconsumo**, lo que supuso una **reducción del 26,3 %** respecto a los 1.943 MW del año anterior y encadenó el segundo ejercicio consecutivo de descenso.

Esta contracción se atribuye principalmente a la finalización de los incentivos del programa europeo Next Generation y a la moderación de los precios de la electricidad tras la crisis energética de los años precedentes. Pese a ello, la potencia acumulada nacional alcanzó los 8.585 MW, consolidando una tecnología que en apenas nueve años ha multiplicado por más de cuatrocientas veces la potencia instalada respecto a 2015.

El rasgo más significativo de este mercado, y el de mayor interés para el presente trabajo, es el claro predominio del segmento industrial. De los 1.431 MW instalados en 2024, el 76 % (1.085 MW) correspondió a instalaciones industriales y solo el 24 % (346 MW) a residenciales; en términos acumulados, la potencia industrial asciende a 6.304 MW frente a los 2.281 MW del ámbito residencial [2]. Además, el tamaño medio de la instalación industrial se situó en torno a los 180 kW, el doble que en 2023 y 2,5 veces el de 2022, lo que refleja un cambio de modelo: de un autoconsumo dominado por pequeñas y medianas empresas se ha transitado hacia proyectos de mayor envergadura promovidos por compañías que disponen de amplias superficies de cubierta o suelo. Este perfil coincide con el de la instalación objeto de este proyecto.

En el plano territorial, Andalucía se consolida como la segunda comunidad autónoma por potencia acumulada de autoconsumo, con 1.443 MW, lo que supone el 17 % del total nacional, solo por detrás de Cataluña (1.524 MW, 18 %) y por delante de la Comunidad Valenciana (1.171 MW, 14 %); entre las tres concentran prácticamente la mitad de la potencia instalada en el conjunto del país [2]. Este peso relevante, unido al elevado recurso solar de la región, configura un entorno especialmente favorable para proyectos como el que aquí se aborda.

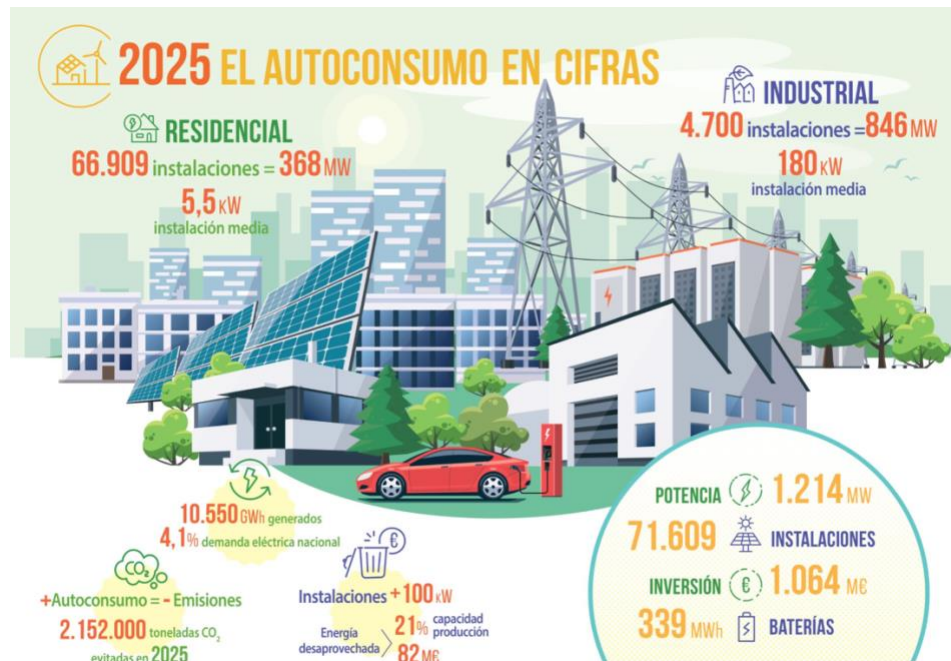


Figura 2: El autoconsumo fotovoltaico en España en cifras (2025). Fuente: APPA Renovables (2026)

1.5 MARCO REGULATORIO AUTOCONSUMO

El autoconsumo de energía eléctrica en España se asienta sobre una estructura normativa de varios niveles, que va desde la ley de cabecera del sistema eléctrico hasta el reglamento que regula de forma específica esta actividad. Las normas que conforman este marco son las siguientes:

- **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.** Es la norma de cabecera del sistema eléctrico español y la que introdujo por primera vez la figura del autoconsumo en el ordenamiento jurídico. Establece el marco general sobre el que se desarrolla toda la regulación posterior.
- **Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.** Supuso un punto de inflexión para el sector al derogar el denominado "impuesto al sol", reconocer el derecho a autoconsumir energía sin cargos asociados y habilitar por primera vez el autoconsumo compartido entre varios consumidores.
- **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.** Es el reglamento que regula de forma específica y detallada esta actividad y constituye, a día de hoy, la referencia fundamental para cualquier proyecto de autoconsumo en España. Sus aportaciones principales son:
 - **Modalidades de autoconsumo:** distingue entre autoconsumo *sin excedentes* (en el que un dispositivo anti vertido impide la inyección de energía sobrante a la red) y autoconsumo *con excedentes*, que a su vez se subdivide en la modalidad *acogida a compensación* y la *no acogida a compensación*. Además, según el número de consumidores, clasifica las instalaciones en individuales y colectivas.
 - **Compensación simplificada de excedentes:** permite compensar en factura la energía vertida a la red que no se auto consume, si bien se limita a instalaciones de generación de potencia igual o inferior a 100 kW y nunca puede dar lugar a una factura de resultado negativo.
 - **Autoconsumo colectivo e instalaciones próximas:** fija las condiciones para compartir energía entre varios consumidores, ya sea mediante red interior o

a través de la red de distribución, con requisitos de proximidad y de pertenencia a la misma referencia catastral.

- **Simplificación administrativa:** agiliza los trámites técnicos y administrativos, especialmente para las instalaciones de menor potencia, y elimina el antiguo límite que impedía instalar una potencia de generación superior a la contratada.
- **Proyecto de Real Decreto sobre autoconsumo y almacenamiento distribuido (en tramitación).** Tras un primer intento fallido de tramitación mediante real decreto-ley, el MITECO presentó a finales de 2025 una actualización del RD 244/2019, con entrada en vigor prevista a lo largo de 2026. Sus principales novedades son:
 - Ampliación del radio de proximidad para el autoconsumo colectivo de 2 a 5 kilómetros, para instalaciones de hasta 5 MW situadas sobre cubierta, suelo industrial o estructuras artificiales.
 - Creación de la figura del gestor de autoconsumo.
 - Introducción de la modalidad de excedentes compartidos.
 - Regulación expresa del almacenamiento distribuido, hasta ahora apenas contemplado en la norma.

1.6 METODOLOGÍA Y RECURSOS A EMPLEAR

El desarrollo del proyecto se ha estructurado en cuatro etapas diferenciadas.

La etapa inicial tiene como finalidad situar el proyecto en su contexto. Para ello se examina la situación energética actual de España, prestando especial atención al protagonismo que han adquirido las energías renovables y, en particular, el autoconsumo dentro del panorama nacional. Esta fase pretende ofrecer una base teórica que reúna los conceptos fundamentales

necesarios para comprender por qué resulta de interés el diseño de instalaciones fotovoltaicas destinadas al autoconsumo.

La segunda etapa se divide, a su vez, en dos bloques. El primero aborda un estudio energético de la nave industrial, en el que se cuantifica su consumo eléctrico. El segundo se ocupa de caracterizar el emplazamiento objeto de análisis: se describe la ubicación concreta de la parcela donde se ubica la nave industrial, así como la parcela donde irá ubicada la agrovoltaica que alimentará al sistema eléctrico de la nave industrial. De este modo también se evaluarán las condiciones climáticas del entorno, con el fin de evaluar variables como la radiación solar a lo largo del año o la temperatura ambiente. Estos parámetros resultan determinantes a la hora de valorar la viabilidad del proyecto.

En la tercera etapa se lleva a cabo la simulación de la instalación mediante el software PVsyst, herramienta con la que se dimensiona el sistema que se prevé instalar de agrovoltaica. El resultado principal de esta fase es la estimación de la energía generada por la instalación, dato imprescindible para el análisis posterior.

Por último, una vez obtenidos los resultados de la simulación, la cuarta etapa se centra en valorar la idoneidad de la instalación a partir de la energía producida. Asimismo, se realiza un análisis económico orientado a determinar si la inversión resulta rentable.

Para la elaboración de este trabajo se han empleado los siguientes recursos:

- Sesiones formativas impartidas por la directora del TFG, centradas en el recurso solar, los componentes y el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, el manejo de bases de datos meteorológicas y el uso del programa PVsyst.
- Bases de datos meteorológicas.
- El software PVsyst, empleado para simular instalaciones fotovoltaicas.
- Bibliografía académica.
- Informes oficiales.

- Artículos especializados.
- Datos de consumo energético de la nave industrial.
- Catálogos comerciales de los distintos componentes del sistema de autoconsumo (paneles solares e inversores)

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

2.1 LOCALIZACIÓN DE LA NAVE

La nave se encuentra en España, en la comunidad autónoma de Andalucía, en el polígono industrial del municipio almeriense de Huércal-Overa, cuyas coordenadas son las siguientes:

Latitud: 37.417507

Longitud: -1.968286

Elevación: 365 m

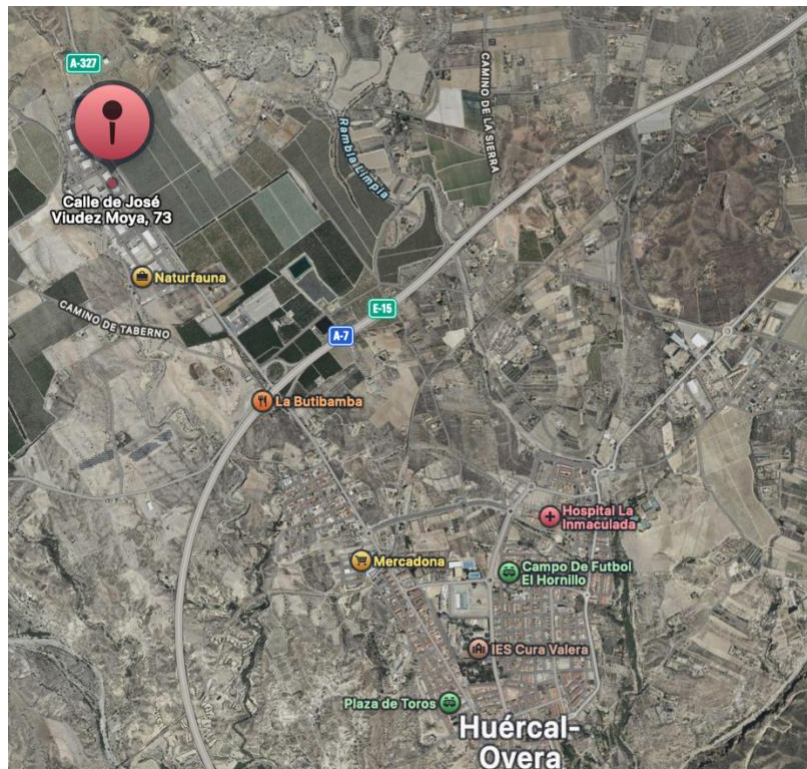


Figura 3: Ubicación de la nave en el polígono industrial de Huércal-Overa (Almería). Fuente: Apple Maps

La parcela total de la nave no constituye una única parcela catastral continua, sino que está integrada por un conjunto de parcelas colindantes (siendo un total de 9 subparcelas) que, en su conjunto, configuran la unidad territorial de implantación del proyecto.

2.2 DESCRIPCIÓN DE LA NAVE

Las referencias catastrales que delimitan el ámbito de actuación son las siguientes:

<i>Referencia Catastral</i>	<i>1319701WG9411N00 01GE</i>	<i>1319702WG9411N00 01QE</i>	<i>1319703WG9411N00 01PE</i>	<i>1319704WG9411N00 01LE</i>
Localización	CL JOSE VIUDEZ MOYA 81 R 24B HUERCAL-OVERA (ALMERÍA)	CL JOSE VIUDEZ MOYA 79 R 24B HUERCAL-OVERA (ALMERÍA)	CL JOSE VIUDEZ MOYA 77 R 24B HUERCAL-OVERA (ALMERÍA)	CL JOSE VIUDEZ MOYA 75 R 24B HUERCAL-OVERA (ALMERÍA)
Clase	Urbano	Urbano	Urbano	Urbano
Uso principal	Industrial	Industrial	Industrial	Industrial
Superficie gráfica (m²)	777	615	615	615
Superficie construida (m²)	327	513	513	513

<i>Referencia Catastral</i>	<i>1319705WG9411 N0001TE</i>	<i>1319706WG9411 N0001FE</i>	<i>1319707WG9411 N0001ME</i>	<i>1319708WG9411 N0001OE</i>	<i>1319709WG941 1N0001KE</i>
Localización	CL JOSE VIUDEZ MOYA 73 R 24B 04600 HUERCAL-OVERA (ALMERÍA)	CL JOSE VIUDEZ MOYA 71 R 24B 04600 HUERCAL-OVERA (ALMERÍA)	CL JOSE VIUDEZ MOYA 69 R 24B 04600 HUERCAL-OVERA (ALMERÍA)	CL JOSE VIUDEZ MOYA 67 R 24B 04600 HUERCAL-OVERA (ALMERÍA)	CL JOSE VIUDEZ MOYA 65 R 24B 04600 HUERCAL-OVERA (ALMERÍA)
Clase	Urbano	Urbano	Urbano	Urbano	Urbano

Uso principal	Industrial	Industrial	Industrial	Industrial	Oficinas
Superficie gráfica (m ²)	615	615	615	616	590
Superficie construida (m ²)	513	513	513	514	486

Tabla 1: Descripción catastral terreno nave industrial. Fuente: Sede Catastro Español.

La suma total del área de superficie construida sobre todas las sub-parcelas donde se encuentra ubicada y construida la nave industrial hacen un total de 4405 m².



Figura 4: Vista aérea de la nave industrial. Fuente: Google Earth Pro

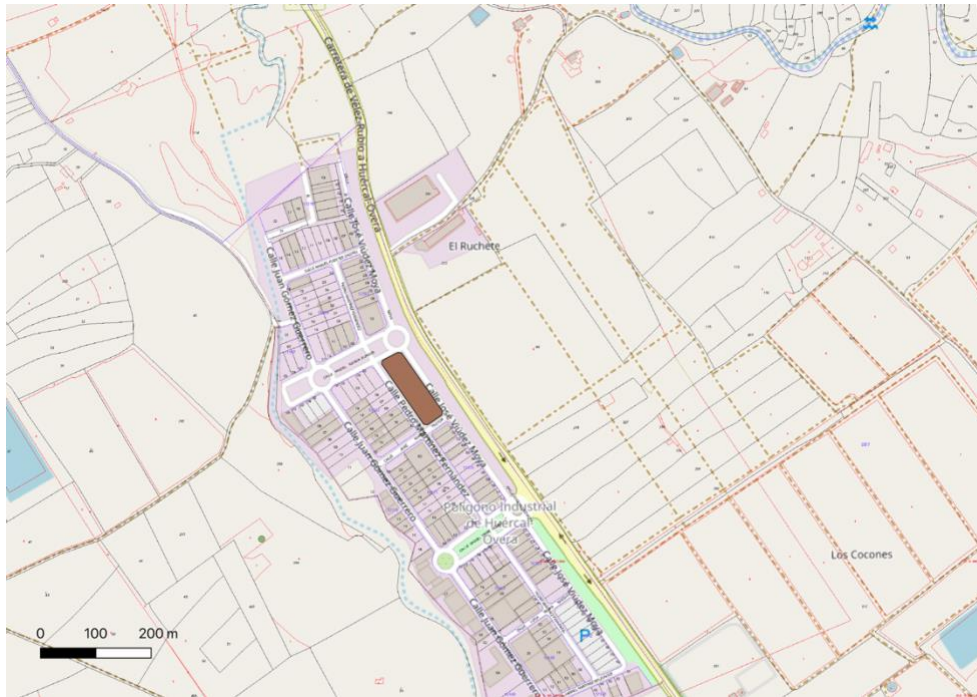


Figura 5: Ubicación de la nave industrial seleccionada para el desarrollo de la instalación agrovoltaica en el término municipal de Huércal-Overa (Almería). Fuente: QGIS

2.3 DESCRIPCIÓN TERRENO AGROVOLTAICA

La superficie objeto de estudio se localiza en el término municipal de Huércal-Overa (provincia de Almería). La finca considerada no constituye una única parcela catastral continua, sino que está integrada por un conjunto de parcelas colindantes que, en su conjunto, configuran la unidad territorial de implantación del proyecto.

Las referencias catastrales que delimitan el ámbito de actuación son las siguientes:

Referencia Catastral	04053A0390039 90000XY	04053A0390039 80000XB	04053A0390029 30000XJ	04053A03900044 0000XW	04053A0390040 00000XY
Localización	Polígono 39 Parcela 399 LABORCICAS. HUERCAL- OVERA (ALMERÍA)	Polígono 39 Parcela 398 LABORCICAS. HUERCAL- OVERA (ALMERÍA)	Polígono 39 Parcela 293 LABORCICAS. HUERCAL- OVERA (ALMERÍA)	Polígono 39 Parcela 44 LABORCICAS. HUERCAL- OVERA (ALMERÍA)	Polígono 39 Parcela 400 LABORCICAS. HUERCAL- OVERA (ALMERÍA)
Clase	Rústico	Rústico	Rústico	Rústico	Rústico
Uso principal	Agrario	Agrario	Agrario	Agrario	Agrario

Registro	HUERCAL - OVERA	HUERCAL - OVERA	HUERCAL - OVERA	HUERCAL - OVERA	HUERCAL - OVERA
Código Registral Único	04006000558936	04006000569253	0400600056320 6	04006000563213	04006000550909
Superficie (m²)	61,553	25,130	13,289	11,392	10,010
Superficie Total (m²)	121,374				
Superficie Total (ha)	12,1374				

Tabla 2: Resumen información Catastral de las parcelas de la finca. Fuente: Sede Catastro Español

En consecuencia, a efectos del presente estudio, las parcelas mencionadas se analizan de manera integrada, constituyendo el perímetro total de desarrollo del proyecto.

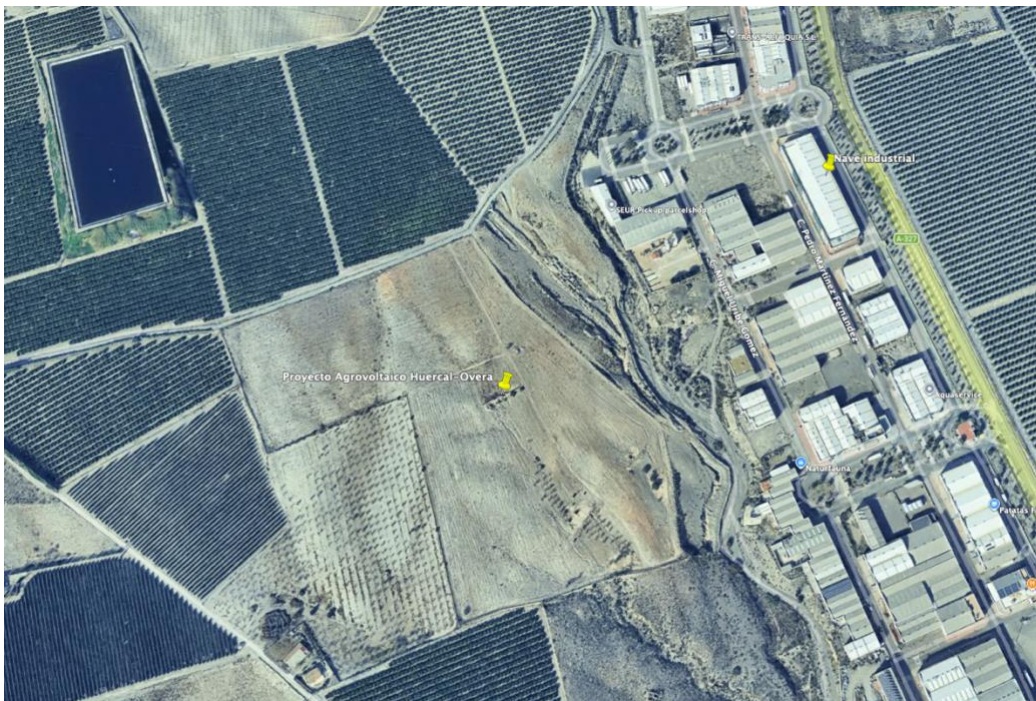


Figura 6: Vista aérea del emplazamiento de la finca. Fuente: Google Earth Pro.

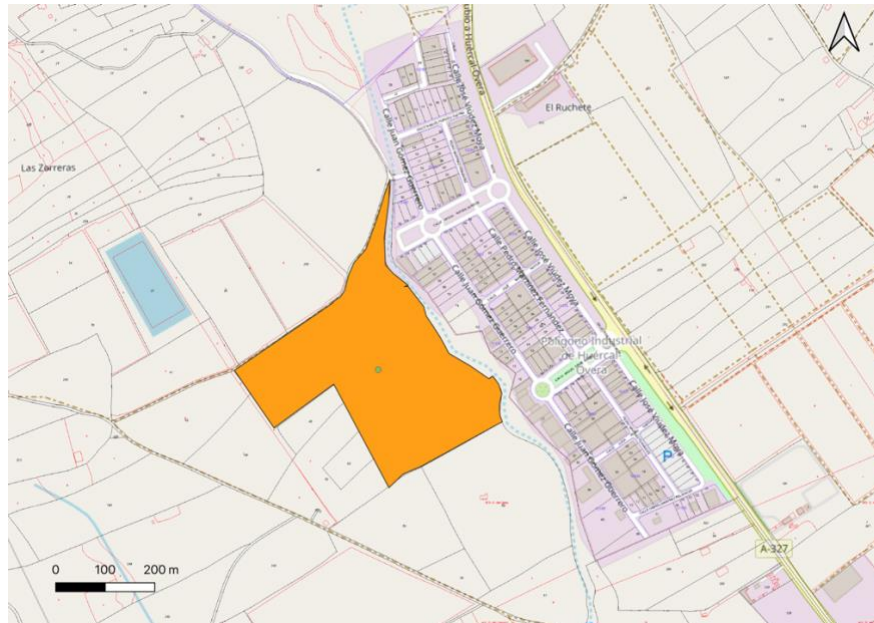


Figura 7: Ubicación de la finca seleccionada para el desarrollo de la instalación agrovoltaica en el término municipal de Huércal-Overa (Almería). Fuente: QGIS.

La distancia estimada total entre la finca y la nave donde se quiere instalar el autoconsumo es de 250m.

Capítulo 3. ESTUDIO ENERGÉTICO DE LA NAVE

El presente capítulo tiene por objeto caracterizar el comportamiento energético de la nave industrial cuyo suministro eléctrico se pretende cubrir, parcial o totalmente, mediante la instalación fotovoltaica de autoconsumo objeto de este trabajo. Esta caracterización constituye un paso previo imprescindible al dimensionamiento del sistema, puesto que tanto la potencia a instalar como la configuración finalmente adoptada deben responder al perfil real de demanda del consumidor.

3.1 ESTUDIO DEL CONSUMO DE LA NAVE INDUSTRIAL SEGÚN LAS FACTURAS ELÉCTRICAS

3.1.1 ANÁLISIS DE LAS FACTURAS ELÉCTRICAS

El punto de partida del estudio energético es la facturación eléctrica de la nave industrial, de la que se dispone de un registro completo de doce meses consecutivos a lo largo de los años 2023, 2024 y 2025. A partir de estas facturas se extrae la información necesaria para caracterizar la demanda: la energía consumida en cada periodo de facturación, su distribución entre los distintos periodos tarifarios y los precios efectivamente abonados por el suministro.

Por motivos de confidencialidad, no se reproducen en esta memoria las facturas originales ni capturas de las mismas. En su lugar, los datos de consumo se presentan de forma agregada en tablas elaboradas a partir de dicha facturación. Cabe señalar, además, que los valores de consumo utilizados a lo largo del trabajo corresponden a los registros reales escalados por un factor de tres. Este escalado permite trabajar con un perfil de demanda más representativo del escenario de estudio planteado, manteniendo en todo caso la distribución mensual y la estructura tarifaria del consumidor real, que son las características relevantes para el dimensionamiento de la instalación y el análisis económico posterior.

El **suministro eléctrico** de la nave está contratado con la comercializadora **Fenie Energía, S.A.**, que es la entidad emisora de las facturas analizadas. Por su parte, la empresa **distribuidora** de la zona es **E-Distribución Redes Digitales, S.L.U.**, perteneciente al grupo Endesa, responsable de la red de distribución a la que se encuentra conectado el punto de suministro y ante la cual se tramitan los procedimientos de acceso y conexión asociados a la instalación de autoconsumo.

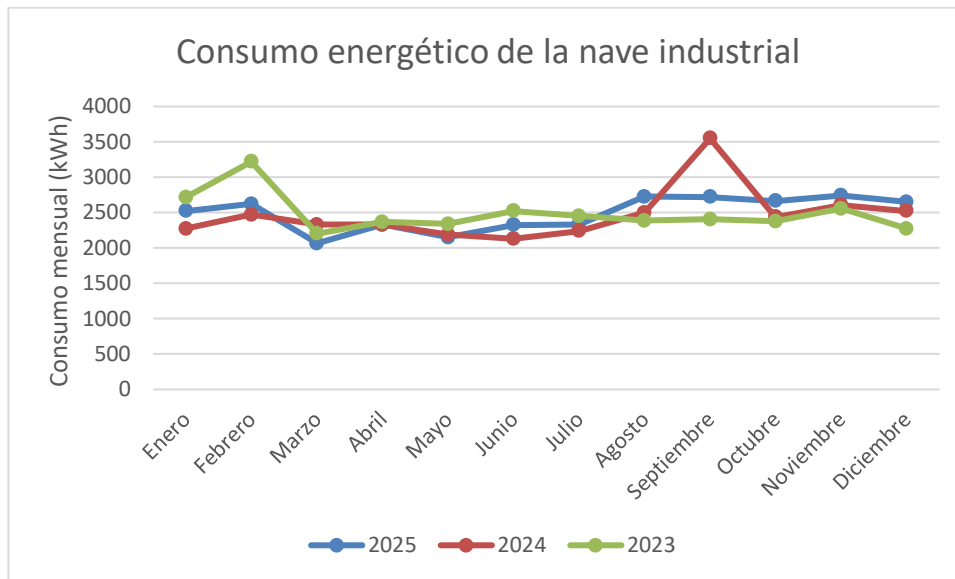
3.1.2 CONSUMO MENSUAL DE LA NAVE

Se ha recopilado de las facturas eléctricas mensuales el consumo (kWh) durante los años 2023,2024 y 2025 y se muestran en la siguiente tabla.

Año	2025	2024	2023
Enero	2523	2271	2718
Febrero	2622	2472	3219
Marzo	2067	2328	2202
Abril	2328	2328	2367
Mayo	2151	2190	2337
Junio	2325	2130	2523
Julio	2328	2238	2454
Agosto	2727	2499	2388
Septiembre	2721	3549	2406
Octubre	2664	2436	2376
Noviembre	2742	2610	2556
Diciembre	2652	2523	2271
TOTAL	29850	29574	29817

Tabla 3: Consumo mensual de la nave industrial según las facturas eléctricas. Fuente: Fenie Energía S.A

A continuación, se han representado estos mismos datos en una gráfica para ver visualmente el comportamiento del consumo de la nave.



Gráfica 1: Consumo mensual de la nave industrial

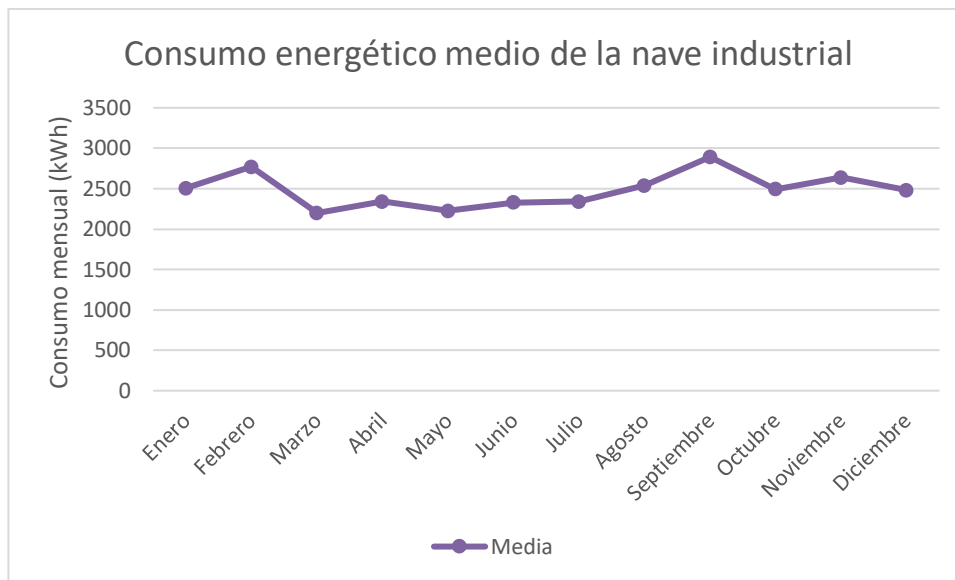
La Gráfica 1 muestra la evolución del consumo mensual de la nave industrial durante los ejercicios 2023, 2024 y 2025. Se observa un perfil de demanda notablemente estable a lo largo del año, con valores que oscilan en general entre 2.000 y 3.000 kWh mensuales, sin una estacionalidad marcada. Esta regularidad indica que el consumo responde principalmente a una actividad industrial sostenida, y no a cargas fuertemente dependientes de la climatología.

A partir de los registros mensuales de los tres ejercicios analizados, se ha calculado el consumo promedio de cada mes, con el fin de disponer de un perfil de demanda representativo que suavice las desviaciones puntuales de años concretos. La Tabla 4 recoge estos valores promedio, que constituyen el perfil de consumo de referencia empleado en el resto del trabajo, tanto para el dimensionamiento de las variantes de diseño como para el posterior análisis económico.

Mes	Consumo anual promedio (kWh)
Enero	2504
Febrero	2771
Marzo	2199
Abril	2341
Mayo	2226
Junio	2326
Julio	2340
Agosto	2538
Septiembre	2892
Octubre	2492
Noviembre	2636
Diciembre	2482
TOTAL	29747

Tabla 4: Promedio del consumo anual de la nave industrial

Igualmente, se han representado estos mismos datos en una gráfica.



Gráfica 2: Promedio del consumo anual de la nave industrial.

Capítulo 4. RECURSO SOLAR

Una vez caracterizada la demanda energética de la nave industrial, se procede al análisis del recurso solar disponible en el emplazamiento de la instalación, situado en la finca agrícola colindante al punto de consumo. Este estudio constituye una fase esencial del proyecto, ya que permite caracterizar las condiciones climáticas de la ubicación y evaluar su potencial de generación. Los datos obtenidos (irradiación, temperatura ambiente y otras variables meteorológicas) se emplearán como parámetros de entrada en el software de simulación PVSyst, herramienta mediante la cual se realizará el modelado del sistema agrovoltaico y la estimación de la producción energética de las distintas variantes de diseño consideradas

4.1 DEFINICIÓN DE VARIABLES

Con el objetivo de facilitar la comprensión de este análisis, a continuación, se definen las principales variables meteorológicas y radiométricas consideradas en el estudio del recurso solar.

- DNI (Direct Normal Irradiance) [W/m^2 o kWh/m^2]: La cantidad de radiación solar directa que llega desde el disco solar e incide sobre una superficie perpendicular al rayo solar.
- DHI (Direct Horizontal Irradiance) [W/m^2 o kWh/m^2]: Fracción de la radiación solar que llega a la superficie horizontal tras ser dispersada por moléculas, aerosoles y nubes en la atmósfera.
- GHI (Global Horizontal Irradiance) [W/m^2 o kWh/m^2]: Cantidad total de radiación solar que incide sobre una superficie horizontal por unidad de área. Se puede calcular a partir
- Velocidad del viento [m/s]: Magnitud vectorial que indica el desplazamiento del aire en la atmósfera.

- Temperatura [$^{\circ}\text{C}$]: La temperatura ambiente es la temperatura del aire medida a una altura estándar (normalmente 2 m sobre el suelo).

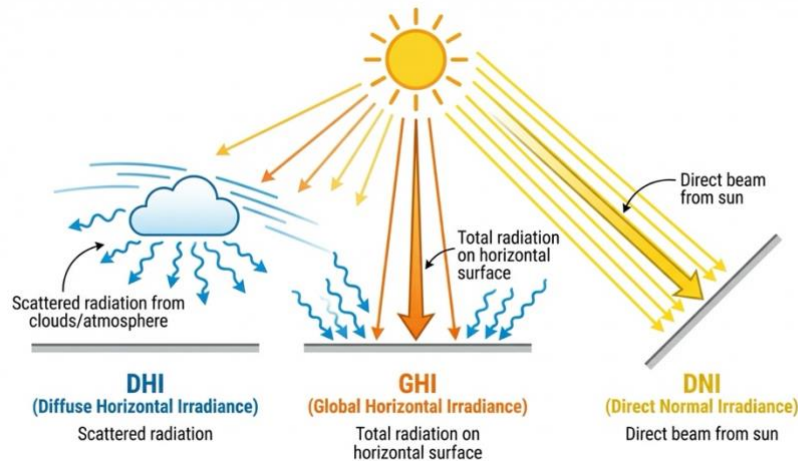


Figura 8: Componentes de la radiación solar: irradiación difusa horizontal (DHI), global horizontal (GHI) y directa normal (DNI)

4.2 FUENTES DE DATOS SOLARES EMPLEADAS

Existen multitud de bases de datos solares a nivel mundial que proporcionan información detallada sobre el recurso solar y las principales variables meteorológicas necesarias para el diseño y simulación de instalaciones fotovoltaicas.

En el presente estudio se han empleado distintas bases de datos con el objetivo de contrastar resultados y aumentar la fiabilidad del análisis. En concreto, se han utilizado:

- **NASA**, basada en datos satelitales y modelos atmosféricos globales.
- **PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)**, herramienta desarrollada por el Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea, ampliamente utilizada en estudios fotovoltaicos en Europa.
- **Meteonorm**, base de datos comercial que combina estaciones meteorológicas y modelos estadísticos para generar archivos climáticos compatibles con softwares de simulación como PVsyst.

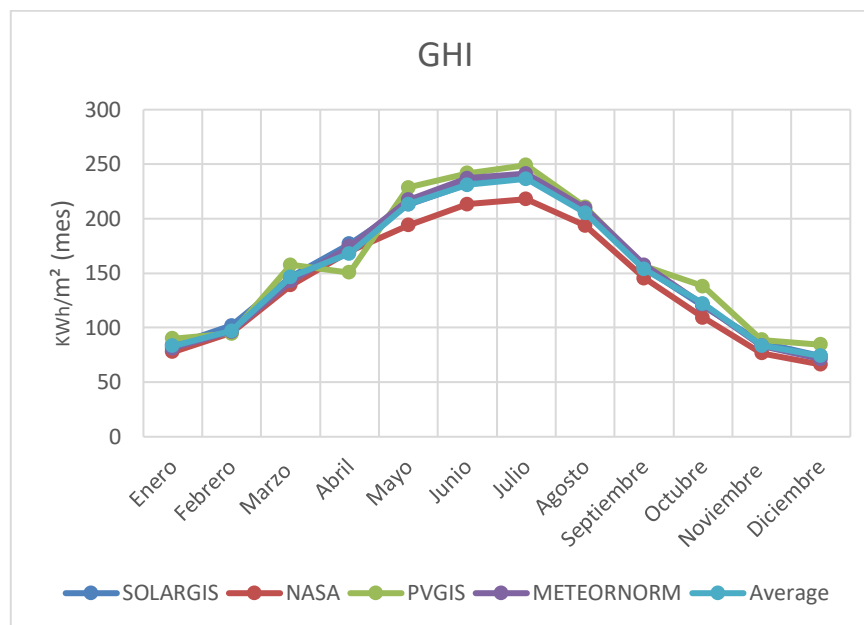
- **SolarGIS**, plataforma especializada en datos solares de alta precisión, utilizada en proyectos fotovoltaicos a gran escala.

El uso comparativo de estas fuentes permite evaluar posibles discrepancias entre modelos, analizar la coherencia de los valores de irradiancia obtenidos y seleccionar el conjunto de datos más representativo para la simulación final en PVsyst, aumentando así la robustez técnica del estudio.

4.3 ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR EN EL EMPLAZAMIENTO

4.3.1 GHI

Los valores anuales obtenidos muestran un recurso solar elevado, con una clara estacionalidad.



Gráfica 3: Comparativa GHI

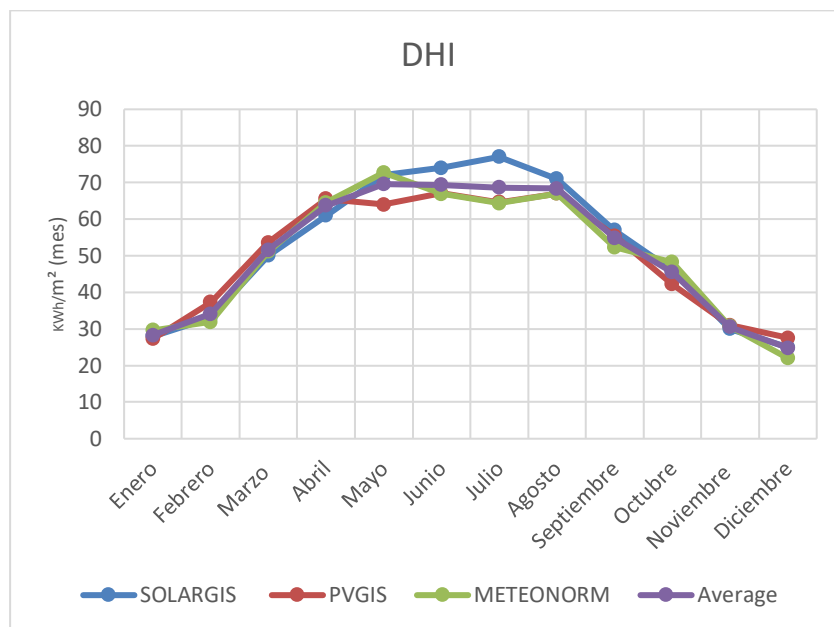
Se ha realizado una comparación entre distintas bases de datos solares (SolarGIS, NASA, PVGIS y Meteonorm) con el objetivo de evaluar la consistencia de los valores de irradiación

global horizontal (GHI) en el emplazamiento seleccionado. Los datos empleados para la creación de la gráfica se encuentran en el [Anexo II].

Los resultados muestran una elevada coherencia entre SolarGIS, Meteonorm y PVGIS, con valores anuales comprendidos entre 1.834 y 1.891 kWh/m²·año. La base de datos NASA presenta, en cambio, una estimación sensiblemente inferior (1.699 kWh/m²·año), lo que puede atribuirse a su menor resolución espacial y al modelo satelital empleado, menos ajustado a las particularidades locales del emplazamiento.

Dado que PVGIS es la herramienta oficial de la Comisión Europea y ofrece datos específicamente ajustados al territorio europeo, se ha seleccionado esta base de datos como referencia principal para la simulación en el software PVsyst, garantizando así coherencia técnica y rigor metodológico.

4.3.2 DHI



Gráfica 4: Comparativa DHI

En el emplazamiento analizado, los valores acumulados anuales obtenidos para la DHI presentan una elevada coherencia entre las tres bases de datos que proporcionan esta

variable, oscilando entre 601 y 624 kWh/m²·año: SolarGIS (624 kWh/m²·año), PVGIS (603 kWh/m²·año) y Meteonorm (601 kWh/m²·año).

Tomando como referencia el valor de PVGIS (603 kWh/m²·año), la componente difusa representa aproximadamente un 32 % de la irradiación global horizontal anual, proporción coherente con las condiciones climáticas mediterráneas del emplazamiento, caracterizadas por una elevada frecuencia de cielos despejados y baja nubosidad media anual.

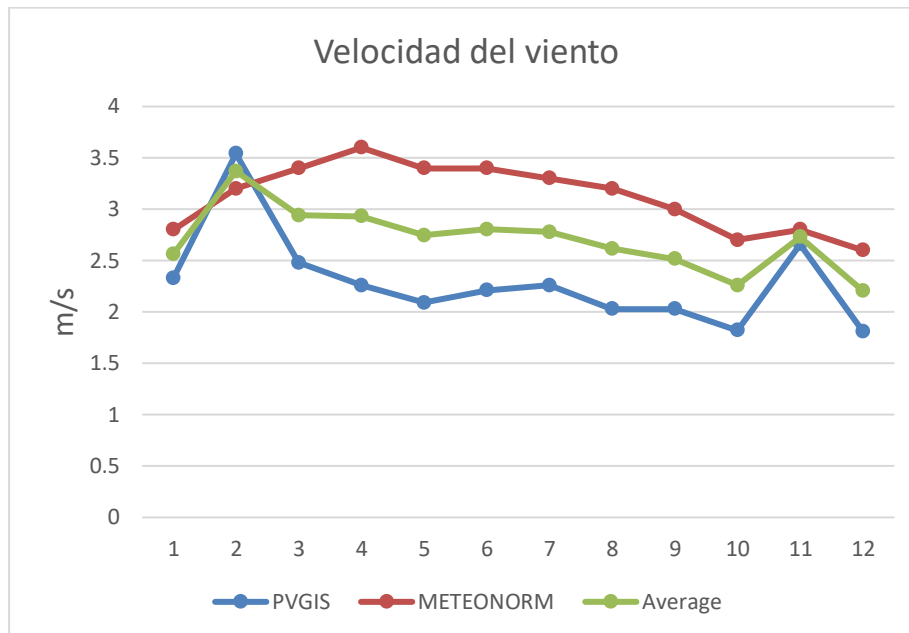
Desde el punto de vista energético, la correcta caracterización del componente difuso resulta esencial para el cálculo de la irradiación incidente sobre el plano inclinado de los módulos, proceso que realiza el software PVsyst mediante modelos de transposición. Asimismo, en el contexto agrovoltaico, la radiación difusa contribuye a proporcionar una iluminación más homogénea bajo las estructuras fotovoltaicas, favoreciendo el equilibrio entre producción eléctrica y desarrollo agrícola.

Los datos empleados para la creación de la gráfica se encuentran en el [Anexo II].

4.3.3 VELOCIDAD DEL VIENTO

La velocidad del viento es una variable climática que, en teoría, influye en el comportamiento térmico de los módulos fotovoltaicos, ya que favorece la disipación de calor por convección y reduce su temperatura de operación. No obstante, su efecto en la práctica es muy limitado y los modelos de simulación habituales no la tratan como un parámetro determinante: PVsyst, en su configuración estándar, emplea un modelo térmico con coeficientes de convección constantes, sin acoplar la velocidad de viento horaria al cálculo de la temperatura de célula. Por este motivo, esta variable se presenta únicamente con carácter descriptivo del emplazamiento y no interviene de forma significativa en los resultados de producción obtenidos.

En el presente estudio, no todas las bases de datos solares consultadas proporcionan información relativa a la velocidad media del viento. Por este motivo, el análisis se ha limitado a las fuentes que disponen de dicha variable, concretamente PVGIS y Meteonorm.



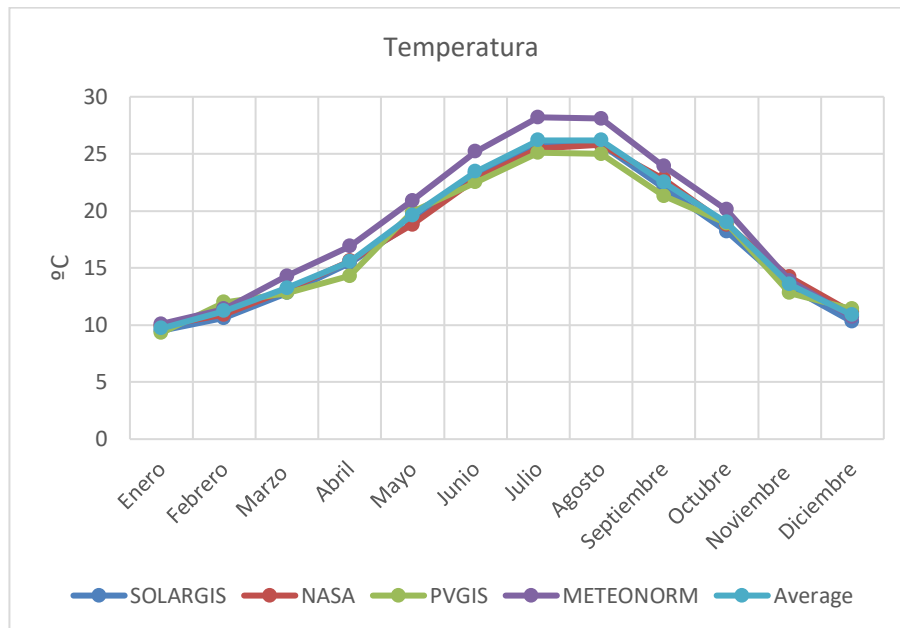
Gráfica 5: Comparativa Velocidad del Viento

Los valores anuales obtenidos oscilan entre 2.29 m/s (PVGIS) y 3.12 m/s (Meteonorm), situándose el valor medio en torno a 2.7 m/s. Estas magnitudes son coherentes con las condiciones climáticas del sureste peninsular, caracterizadas por regímenes de viento moderados.

Los datos empleados para la creación de la gráfica se encuentran en el [Anexo II].

4.3.4 TEMPERATURA

La temperatura ambiente constituye uno de los parámetros climáticos más relevantes en el modelado energético de instalaciones fotovoltaicas, ya que influye directamente en la temperatura de operación de los módulos y, por tanto, en su rendimiento eléctrico. A diferencia de la irradiación, cuya variación determina la energía incidente, la temperatura actúa principalmente como factor de pérdida, debido al coeficiente térmico negativo característico de las células fotovoltaicas de silicio.



Gráfica 6: Comparativa Temperatura

En el emplazamiento analizado, los valores medios anuales obtenidos oscilan entre 17,11 °C (PVGIS) y 18,64 °C (Meteonorm), situándose el valor promedio en torno a 17,6 °C. Esta diferencia entre bases de datos es moderada y muestra una coherencia razonable entre las fuentes consultadas. Tomando como referencia la base de datos seleccionada, PVGIS, la temperatura media anual del emplazamiento es de 17,11 °C.

La distribución mensual evidencia temperaturas elevadas durante los meses estivales, alcanzando valores medios superiores a 25 °C en julio y agosto según la mayoría de las bases de datos. Es precisamente en este periodo cuando la irradiación solar también alcanza sus máximos anuales, lo que implica que los módulos operarán bajo condiciones térmicas exigentes, con la consiguiente penalización del rendimiento por efecto de la temperatura.

4.4 SELECCIÓN FINAL DE LOS DATOS METEOROLÓGICOS

Tras analizar y comparar las distintas bases de datos disponibles para cada variable, se establece la fuente meteorológica que se empleará en la simulación. El criterio principal de

selección ha sido la fiabilidad de los datos y la coherencia interna entre las distintas variables, requisito para garantizar la consistencia del archivo climático.

Por este motivo, se ha seleccionado **Meteonorm** como base de datos de referencia. Se trata de una de las fuentes meteorológicas más consolidadas y ampliamente utilizadas en el sector fotovoltaico, integrada de forma nativa en PVsyst, lo que garantiza la compatibilidad y la consistencia del archivo climático generado. Utilizar una única fuente para todas las variables, en lugar de combinar datos de orígenes distintos, evita además posibles incoherencias derivadas de las diferencias entre los modelos de cada base de datos.

La Tabla 5 resume los valores anuales finalmente adoptados para el emplazamiento, que constituyen los parámetros de entrada de la simulación en PVsyst:

Month	GlobH kWh/m ²	DiffH kWh/m ²	Temp °C	Wind m/s
January	81,1	29,6	10,1	2,61
February	96,5	31,9	11,4	3,11
March	142,7	51,1	14,3	3,29
April	174,4	64,5	16,9	3,5
May	217,4	72,7	20,9	3,4
June	237,1	66,9	25,2	3,4
July	241,4	64,3	28,2	3,3
August	209,7	67	28,1	3,2
September	157,7	52,3	23,9	2,9
October	121,3	48,2	20,1	2,49
November	83,4	30,7	13,9	2,59
December	71,3	22	10,7	2,5

Tabla 5: Datos meteorológicos seleccionados para la simulación. Fuente: PVGIS

Capítulo 5. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

AGROVOLTAICA

Una instalación agrovoltaica comparte la mayor parte de sus componentes con una instalación fotovoltaica convencional de autoconsumo: módulos fotovoltaicos, estructura de soporte, inversor, cableado, protecciones eléctricas y sistema de medida y monitorización. La diferencia fundamental no reside tanto en la naturaleza de los equipos como en los requisitos adicionales que impone la convivencia con la actividad agrícola: los módulos deben permitir el paso de una fracción de la radiación al cultivo situado bajo ellos, y la estructura debe elevarse lo suficiente para no interferir con el desarrollo de los árboles ni con las labores agrícolas. En este capítulo se describen los componentes principales del sistema, prestando especial atención a aquellas características que los diferencian de una instalación convencional.

5.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El módulo fotovoltaico es el elemento generador de la instalación, encargado de convertir la radiación solar en energía eléctrica en corriente continua mediante el efecto fotovoltaico. En aplicaciones agrovoltaicas adquieren especial relevancia los módulos semitransparentes de doble vidrio (vidrio-vidrio), en los que las células fotovoltaicas se distribuyen con una separación mayor de la habitual sobre un sustrato transparente. Esta configuración permite que una fracción controlada de la radiación incidente atraviese el módulo y alcance el cultivo, generando una sombra parcial y difusa en lugar de una ocultación total.

Esta transparencia parcial supone una penalización en la potencia por unidad de superficie respecto a un módulo opaco convencional, pero constituye precisamente la característica que hace viable el uso dual del terreno: el grado de transparencia del módulo determina el equilibrio entre la producción eléctrica y la radiación disponible para la actividad agrícola.



Figura 9: Panel solar semitransparente. Fuente: Brite Solar

5.2 ESTRUCTURA DE SOPORTE

La estructura de soporte fija los módulos al terreno y define su orientación e inclinación, y es el componente donde la aplicación agrovoltaica introduce mayores particularidades. Frente a las estructuras convencionales sobre suelo, las estructuras agrovoltaicas elevadas deben dejar bajo los módulos una altura libre suficiente para el desarrollo del cultivo y el paso de personas y maquinaria agrícola, lo que incrementa los requisitos estructurales y de cimentación frente a cargas de viento.

Existen dos grandes familias de estructuras consideradas en este trabajo:

- La **estructura fija** mantiene los módulos con una orientación e inclinación constantes, habitualmente orientados al sur y con una inclinación próxima a la óptima anual del emplazamiento. Es la solución más sencilla, económica y de menor mantenimiento, al carecer de elementos móviles.
- El **seguidor solar a un eje** gira los módulos a lo largo del día siguiendo el movimiento aparente del sol, típicamente en torno a un eje horizontal orientado

norte-sur. Este seguimiento incrementa la producción anual al mejorar el ángulo de incidencia de la radiación, especialmente en las horas extremas del día, a costa de un mayor coste de inversión, mayor mantenimiento por la presencia de elementos móviles y un consumo propio asociado a los motores. En el contexto agrovoltaico, el seguidor presenta además un interés adicional: la sombra proyectada sobre el cultivo se desplaza a lo largo del día, repartiéndose de forma más homogénea sobre el terreno, y algunos sistemas permiten posiciones de consigna específicas para favorecer al cultivo en determinados momentos.

Con independencia del tipo de estructura, en este proyecto la altura libre bajo los módulos viene condicionada por el cultivo existente en la finca. Al tratarse de cítricos, una especie leñosa de porte arbóreo cuya altura en plena producción alcanza varios metros, la estructura debe elevarse de forma considerable respecto a una instalación convencional, adoptándose una altura libre mínima de 3,5 m. Esta cota garantiza el desarrollo de los árboles y permite realizar las labores de poda, recolección y tratamiento sin interferencia con la estructura. Como contrapartida, esta elevación incrementa los esfuerzos que debe soportar el conjunto, especialmente frente a las cargas de viento, lo que exige perfiles más robustos y cimentaciones más exigentes, con su consiguiente repercusión en el coste de la estructura y la obra civil.



Figura 10: Seguidor solar a un eje. Fuente: Datasheet Axial Agritracker.



Figura 11: Estructura fija. Fuente: Ijes Solar.

5.3 INVERSOR

El inversor es el equipo encargado de convertir la corriente continua generada por los módulos en corriente alterna apta para el consumo en la nave y para su vertido a la red de distribución. Además de la conversión, el inversor desempeña funciones esenciales para el sistema: el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) del generador fotovoltaico, la sincronización con la red, la monitorización de la producción y las protecciones integradas frente a funcionamiento en isla, sobretensiones o fallos de aislamiento.

Sus parámetros característicos principales son la potencia nominal de salida, el rango de tensiones de entrada del MPPT, el número de seguidores independientes y de entradas por seguidor, y su rendimiento de conversión. La relación entre la potencia pico del generador fotovoltaico y la potencia nominal del inversor (ratio DC/AC) es un parámetro de diseño relevante, que debe situarse en un rango adecuado para evitar tanto el sobredimensionamiento del inversor como pérdidas excesivas por limitación de potencia.

5.4 SISTEMA DE MEDIDA Y MONITORIZACIÓN

Al tratarse de una instalación de autoconsumo conectada a la red interior del consumidor, el sistema de medida adquiere un papel central. El contador bidireccional instalado en el punto frontera registra tanto la energía importada de la red como la energía excedentaria vertida a ella, información necesaria para la facturación y, en su caso, para la compensación de excedentes prevista en el Real Decreto 244/2019.

De forma complementaria, el sistema de monitorización del inversor permite registrar la producción fotovoltaica, supervisar el estado de la instalación y detectar de forma temprana posibles incidencias o pérdidas de rendimiento, aspecto especialmente relevante para verificar a lo largo de la vida útil que el sistema se comporta conforme a las estimaciones de la simulación.

Capítulo 6. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

6.1 METODOLOGÍA DE DISEÑO EN PVSYST

El diseño y la simulación de las distintas variantes de la instalación se han llevado a cabo mediante el software PVsyst, herramienta de referencia en el sector fotovoltaico para el modelado de sistemas conectados a red y la estimación de su producción energética. En este apartado se describe el flujo de trabajo seguido en el programa, común a todas las variantes consideradas, detallando los parámetros de entrada empleados en cada etapa.

1. Creación del proyecto

El primer paso consiste en la creación del proyecto, en el que se define el tipo de instalación a simular. En este caso se ha seleccionado un sistema conectado a red (Grid-Connected), configurado como instalación sobre suelo, opción que se corresponde con la naturaleza del sistema agrovoltaico planteado, en el que los módulos se disponen sobre estructura elevada en la finca agrícola y no sobre la cubierta de la nave.

2. Datos del emplazamiento y meteorología

A continuación, se carga el archivo de emplazamiento (.SIT), que contiene las coordenadas geográficas de la finca y la base de datos meteorológica asociada. A partir de esta información, PVsyst genera el archivo climático horario empleado en la simulación, con los valores de irradiación global horizontal, irradiación difusa y temperatura ambiente descritos en el Capítulo 4.

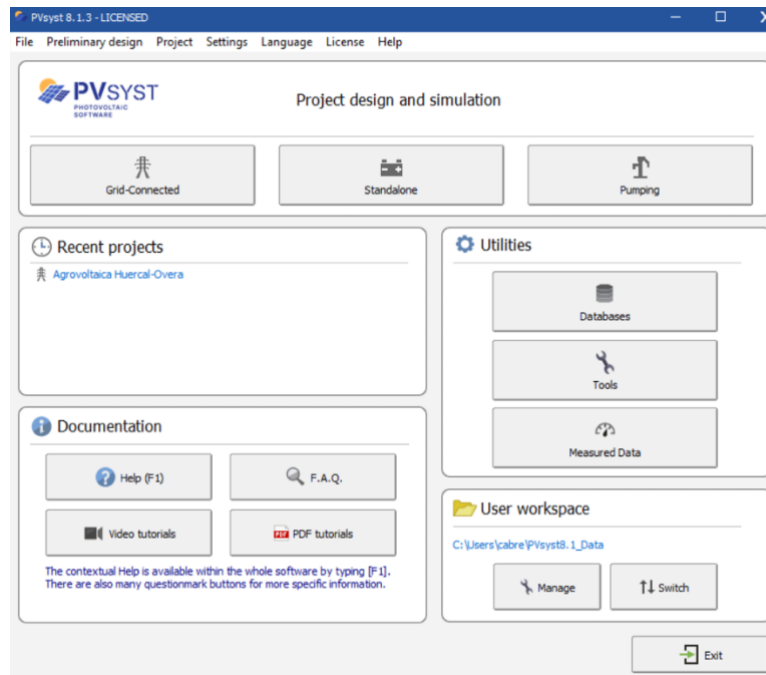


Figura 12: Interfaz principal PVsyst. Fuente: PVsyst

3. *Parámetros principales de la simulación*

Definido el proyecto y su emplazamiento, la configuración de cada variante se realiza a través de cuatro bloques principales de parámetros:

- *Orientación.* En este bloque se define la disposición geométrica del campo fotovoltaico. Para las variantes con estructura fija se ha establecido una orientación sur con inclinación de 35° , mientras que para las variantes con seguidor se ha configurado un seguimiento a un eje horizontal norte-sur, con los límites de giro propios del seguidor considerado.
- *Sistema.* Constituye el núcleo del diseño eléctrico: en él se seleccionan el módulo fotovoltaico y el inversor, y se define la configuración del generador (número de módulos en serie por string, número de strings y su reparto entre las entradas MPPT del inversor). PVsyst verifica en esta etapa la compatibilidad eléctrica del conjunto, comprobando que las tensiones del string permanecen dentro del rango de operación del inversor en todo el rango de temperaturas del emplazamiento, así como el ratio de potencias DC/AC resultante.

- *Pérdidas detalladas.* En este bloque se ajustan los parámetros que modelan las pérdidas del sistema: el modelo térmico de los módulos, las pérdidas óhmicas en el cableado, las pérdidas por suciedad, las pérdidas por dispersión de parámetros entre módulos (*mismatch*), las pérdidas por degradación inicial (LID) y la calidad del módulo, entre otras. Los valores adoptados se detallan en el Capítulo 7, junto con su repercusión en el diagrama de pérdidas de la simulación.
- *Autoconsumo.* Dado que el objeto del proyecto es una instalación de autoconsumo, en este bloque se introduce el perfil de demanda de la nave industrial obtenido en el Capítulo 3. Esta definición permite que la simulación calcule, además de la producción del sistema, el balance entre la energía autoconsumida de forma directa, los excedentes vertidos a la red y la energía importada de ella, magnitudes sobre las que se construye la comparación entre variantes y el posterior análisis económico.

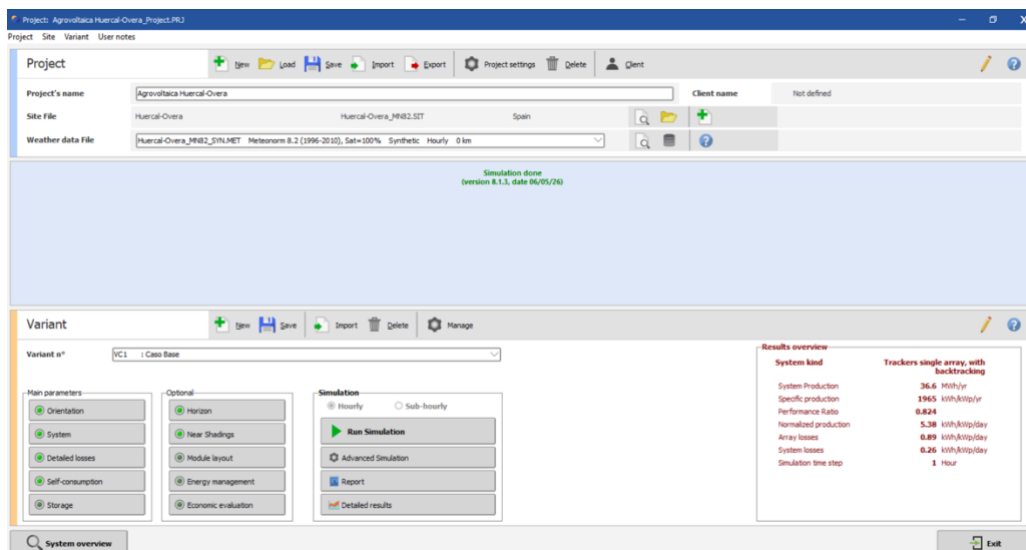


Figura 13: Interfaz principal de interacción del programa PVsyst. Fuente: PVsyst

4. Parámetros opcionales

De forma complementaria, PVsyst permite refinar la simulación mediante una serie de parámetros opcionales, de los cuales se han considerado dos:

- *Horizonte.* Define el perfil de obstáculos lejanos (relieve del terreno circundante) que pueden producir sombreado en las primeras y últimas horas del día. El perfil de horizonte del emplazamiento se ha importado para tener en cuenta este efecto en la simulación.
- *Sombreado cercano.* Permite construir una escena tridimensional de la instalación para evaluar las sombras mutuas entre filas de módulos y las producidas por objetos próximos. En este caso, la escena modela la disposición real del campo fotovoltaico en la finca, lo que resulta especialmente relevante en la configuración agrovoltaica adoptada, con filas alternas de paneles y cultivo.

Una vez completada la configuración, la ejecución de la simulación proporciona los resultados horarios y agregados de producción, pérdidas y balance de autoconsumo de cada variante, que se presentan y analizan en el Capítulo 7.

6.2 SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS

6.2.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

El módulo seleccionado para la instalación es el **Brite Solar BSG 300-54F**, un módulo semitransparente de doble vidrio específicamente concebido para aplicaciones agrovoltaicas. Su elección responde al requisito fundamental del proyecto: permitir el paso de una fracción de la radiación incidente hacia el cultivo situado bajo la estructura, de modo que la generación eléctrica no comprometa la actividad agrícola.

El módulo presenta una potencia nominal de 300 Wp y una transparencia parcial, lograda mediante la distribución espaciada de las células sobre el sustrato de vidrio. Esta configuración produce una sombra parcial y difusa sobre el terreno, en contraste con la ocultación total que generaría un módulo opaco convencional. Adicionalmente, su construcción vidrio-vidrio aporta una elevada resistencia mecánica y durabilidad en ambiente agrícola, expuesto a polvo, humedad de riego y operaciones de maquinaria.

Cabe destacar que este módulo no se encontraba disponible en la base de datos de PVsyst, por lo que ha sido necesario pedir a la empresa su archivo de características (.PAN). La Tabla 6 recoge los parámetros principales del módulo.

	Brite Solar BSG 300 – 54F
Pnom (Wp)	300,00
Vmpp (V)	21,10
Impp (A)	14,23
Voc (V)	25,10
Isc (A)	14,89
Eficiencia referida al área del módulo (%)	11,12
Coefficiente térmico de potencia (%/°C)	-0,31
Coefficiente térmico de tensión Voc (mV/°C)	-68
Coefficiente térmico de intensidad Isc (mA/°C)	+7,5
Dimensiones (mm)	2382 x1134
Grado de transparencia (%)	54,00
Peso (kg)	32,60

Tabla 6: Descripción técnica panel Brite Solar. Fuentes: PVsyst + Datasheet

Cabe señalar que este módulo se mantiene común a todas las variantes de diseño consideradas en el trabajo. La semitransparencia es un requisito derivado del planteamiento agrovoltaico del proyecto, no una variable de diseño, por lo que las diferencias entre variantes se limitan a la potencia pico instalada y al tipo de estructura de soporte. De este modo, la comparación entre configuraciones refleja exclusivamente el efecto de estas dos decisiones, sin que intervengan diferencias tecnológicas entre módulos.

6.2.2 INVERSORES

Para la conversión de la corriente continua generada por el campo fotovoltaico en corriente alterna se han seleccionado inversores del fabricante Huawei, uno de los principales

fabricantes mundiales de inversores fotovoltaicos, con fiabilidad contrastada y un sistema de monitorización integrado que permite el seguimiento de la producción a lo largo de la vida útil de la instalación, aspecto relevante para verificar el cumplimiento de las estimaciones de la simulación.

Dado que las variantes de diseño contemplan dos potencias pico distintas, se ha seleccionado un modelo de inversor adaptado a cada una de ellas, ambos pertenecientes a la misma gama SUN2000 del fabricante.

Para las **variantes de 18,6 kWp** se emplea el **SUN2000-17KTL-M2**, de 17,0 kW de potencia nominal y salida trifásica a 380 V, mientras que para las **variantes de 10,2 kWp** se emplea el **SUN2000-8KTL-M1**, de 8,0 kW. El uso de dos modelos de la misma familia mantiene la homogeneidad tecnológica entre variantes: las diferencias de resultados reflejan el efecto de la potencia instalada y del tipo de estructura, y no cambios en la tecnología de conversión.

Más allá de la solvencia del fabricante, la selección de esta gama ha venido determinada por dos criterios técnicos:

1. El primero es la compatibilidad de su rango de tensiones de seguimiento de máxima potencia (MPPT) con la configuración de strings del módulo BSG-300/54-F: al tratarse de un módulo de baja tensión ($V_{oc} \approx 25$ V), es necesario un número elevado de módulos en serie para alcanzar tensiones de trabajo adecuadas, y el amplio rango MPPT de estos equipos ofrece flexibilidad suficiente para las configuraciones consideradas.
2. El segundo criterio es la elevada corriente del módulo ($I_{mpp} \approx 14$ A), que condiciona el número de strings conectables en paralelo; los inversores de la gama SUN2000 disponen de varios seguidores MPPT con posibilidad de reparto de potencia entre ellos, lo que permite acomodar esta corriente sin pérdidas por limitación.

La Tabla 7 recoge las características principales de ambos equipos.

Parámetro	SUN2000-17KTL-M2	SUN2000-8KTL-M1
Variantes	18,6 kWp (VC1, VC2)	10,2 kWp (VC3, VC4)
Potencia nominal AC (kW)	17,0	8,0
Rango de tensiones MPPT (V)	160-950	140-980
Tensión máxima de entrada DC (V)	1.080	1.100
N.º de seguidores MPPT	2	2
Tensión de salida (V)	380 (trifásica)	400 (trifásica)
Frecuencia (Hz)	50/60	50/60

Tabla 7: Descripción técnica inversores Huawei. Fuentes: PVsyst + Datasheet

6.2.3 CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA DEL GENERADOR

6.2.3.1 Tensión de la red y selección del inversor

El punto de conexión de la instalación es el cuadro eléctrico de la nave industrial, cuyo suministro se realiza en baja tensión con tarifa de acceso 3.0TD, correspondiente a un suministro trifásico a 400 V (230/400 V) con una potencia contratada de 15,1 kW. Esta tensión de red condiciona la selección del inversor, que debe entregar su energía en corriente alterna trifásica a 400 V para ser compatible con la instalación interior del consumidor.

Por este motivo, se ha seleccionado la versión de 400 V de los inversores de la gama Huawei SUN2000, tanto el modelo de 17 kW empleado en las variantes de 18,6 kWp como el de 8 kW de las variantes de 10,2 kWp. La adopción de la tensión normalizada de 400 V, frente a versiones de menor tensión, reduce la corriente de línea para una misma potencia, lo que repercute favorablemente en el dimensionamiento del cableado de evacuación, como se detalla más adelante.

6.2.3.2 Configuración de strings y verificación de tensiones

La configuración del generador fotovoltaico se realiza en el lado de corriente continua, por lo que es independiente de la tensión de salida en alterna del inversor analizada en el apartado anterior. Se ha definido verificando que la tensión del string permanece dentro del rango de

operación del inversor en las condiciones extremas de temperatura del emplazamiento: concretamente, que la tensión de circuito abierto a la temperatura mínima histórica no supera la tensión máxima admisible de entrada, y que la tensión en el punto de máxima potencia a la temperatura máxima de operación se mantiene por encima del límite inferior del rango MPPT.

Para la variante de 18,6 kW_p, el generador se compone de 62 módulos distribuidos en 2 strings de 31 módulos en serie, repartidos entre los dos seguidores de máxima potencia (MPPT) del inversor SUN2000-17KTL-M2 mediante reparto de potencia. Las tensiones resultantes en las condiciones extremas del emplazamiento son:

- Tensión de circuito abierto a -10 °C : 852 V, inferior a los 1.080 V de tensión máxima de entrada del inversor.
- Tensión de máxima potencia a 60 °C : 576 V, superior al límite inferior del rango MPPT (160 V).
- Tensión de máxima potencia a 20 °C : 665 V, dentro del rango de operación.

De este modo, PVsyst valida la compatibilidad eléctrica del conjunto sin advertencias de sobretensión ni de infradimensionamiento. El ratio de potencias DC/AC resultante es de 1,09, valor próximo a la unidad que indica un buen ajuste entre la potencia del generador y la del inversor, sin pérdidas apreciables por limitación de potencia (0,0 %).

Para las variantes de 10,2 kW_p, el generador se compone de 34 módulos distribuidos en 2 strings de 17 módulos en serie, repartidos entre los dos MPPT del inversor SUN2000-8KTL-M1 mediante reparto de potencia. Las tensiones resultantes son:

- Tensión de circuito abierto a -10 °C : 467 V, inferior a los 1.100 V de tensión máxima de entrada del inversor.
- Tensión de máxima potencia a 60 °C : 316 V, superior al límite inferior del rango MPPT (140 V).
- Tensión de máxima potencia a 20 °C : 365 V, dentro del rango de operación.

De este modo, PVsyst valida la compatibilidad eléctrica del conjunto sin advertencias de sobretensión ni de infradimensionamiento. El ratio de potencias DC/AC resultante es de 1,27, valor que supone un ligero sobredimensionamiento del generador respecto al inversor, con una pérdida por limitación de potencia mínima, como se detalla en el capítulo de estimación de pérdidas.

6.2.3.3 Dimensionamiento de la línea de evacuación

Dado que el inversor se ubica en la finca, junto al campo generador, y el punto de conexión se encuentra en el cuadro de la nave industrial, situado a unos 250 m de distancia, el dimensionamiento de la línea de evacuación en corriente alterna constituye un aspecto relevante del diseño. La sección del conductor se ha determinado conforme a los dos criterios establecidos por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión: el criterio de intensidad máxima admisible (ITC-BT-19) y el criterio de caída de tensión (ITC-BT-40), siendo este último el más restrictivo dada la longitud de la línea.

El cálculo, cuyo desarrollo completo se recoge en el Anexo III, conduce a una sección de 25 mm² de cobre, con la que la caída de tensión a potencia nominal se mantiene en el 1,2%, por debajo del límite del 1,5 % que la ITC-BT-40 establece para las instalaciones generadoras. De este modo, la línea de evacuación cumple los criterios eléctricos reglamentarios aplicables.

6.3 DEFINICIÓN DE LAS VARIANTES DE DISEÑO

Una vez seleccionados los equipos, la cuestión central del diseño es la determinación de la potencia pico a instalar.

En una **instalación de autoconsumo**, este **dimensionamiento** no consiste en maximizar la producción, sino en **ajustarla al perfil de demanda del consumidor**. La razón es fundamentalmente económica: la energía autoconsumida de forma directa evita la compra a la red al precio completo del suministro, mientras que la energía excedentaria vertida a la red tiene un valor sensiblemente inferior. En el mecanismo de compensación simplificada

de excedentes previsto en el Real Decreto 244/2019, **los excedentes se valoran a un precio menor que el de la energía consumida** y, además, la compensación no puede superar en ningún caso el importe del término de energía de la factura del periodo, de modo que el excedente que sobrepasa dicho límite no genera retribución alguna.

De ahí el conflicto de dimensionamiento característico del autoconsumo: una potencia elevada incrementa la autosuficiencia (fracción de la demanda cubierta con generación propia) pero reduce la tasa de autoconsumo (fracción de la producción aprovechada directamente), generando excedentes de escaso valor económico; una potencia reducida aprovecha casi toda su producción, pero deja sin cubrir una parte mayor de la demanda. La potencia óptima se encuentra entre ambos extremos, y su determinación requiere comparar configuraciones alternativas.

A este equilibrio se añade una segunda decisión de diseño: el tipo de estructura de soporte. El seguidor a un eje incrementa la producción anual respecto a la estructura fija y, en el contexto agrovoltaico, ofrece el beneficio agronómico adicional del sombreado dinámico sobre el cultivo; a cambio, supone un mayor coste de inversión y de mantenimiento. La estructura fija constituye la alternativa más económica y robusta, a costa de una menor producción.

Con el fin de evaluar conjuntamente ambas decisiones, se han definido cuatro variantes de diseño, resultado de combinar dos potencias pico con los dos tipos de estructura.

- La primera potencia, de 18,6 kWp (62 módulos), se orienta a maximizar la cobertura de la demanda de la nave.
- La segunda, de 10,2 kWp (34 módulos), se dimensiona de forma más ajustada al consumo con el fin de minimizar los excedentes.

La Tabla 8 resume las cuatro configuraciones:

Variante	Potencia pico (kWp)	N.º de módulos	Estructura	Inversor
VC1	18,6	62	Seguidor a un eje	SUN2000-17KTL-M2
VC2	18,6	62	Fija, 35°	SUN2000-17KTL-M2
VC3	10,2	34	Seguidor a un eje	SUN2000-8KTL-M1
VC4	10,2	34	Fija, 35°	SUN2000-8KTL-M1

Tabla 8: Variantes de diseño consideradas.

Las cuatro variantes comparten el módulo fotovoltaico, el emplazamiento y el perfil de demanda de la nave, de modo que las diferencias en sus resultados reflejan exclusivamente el efecto de la potencia instalada y del tipo de estructura. Su comportamiento energético se analiza en el Capítulo 7, y su comparación económica, que constituye el criterio último de selección entre ellas, en el capítulo de viabilidad económica.

Capítulo 7. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN Y

PÉRDIDAS

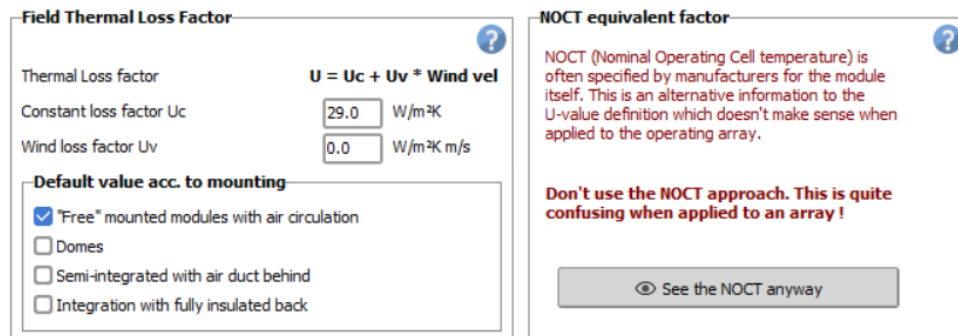
Definidas las cuatro variantes de diseño en el capítulo anterior, en este capítulo se presentan los resultados de su simulación en PVsyst. El objetivo es doble: por un lado, estimar la producción energética de cada configuración y analizar las pérdidas que intervienen desde la radiación incidente hasta la energía inyectada en la instalación interior; por otro, obtener el balance de autoconsumo de cada variante (energía autoconsumida, excedentes vertidos a la red y energía importada), que constituye la base sobre la que se construye el análisis de viabilidad económica del capítulo siguiente.

7.1 PARÁMETROS DE SIMULACIÓN

Todas las variantes se han simulado bajo las mismas hipótesis de pérdidas, con el fin de que los resultados sean directamente comparables. Los parámetros adoptados son los siguientes:

- ***Pérdidas por temperatura:***

Se han mantenido los coeficientes de pérdida térmica por defecto de PVsyst para sistemas sobre estructura abierta con circulación libre de aire ($U_c = 29 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$, $U_v = 0$). Esta hipótesis es coherente con la disposición real de la instalación, en la que los módulos se sitúan sobre estructura elevada en campo abierto, sin superficie posterior que limite la ventilación, lo que favorece la disipación de calor por ambas caras del módulo.



The screenshot shows two panels in the PVsyst software interface. The left panel, titled 'Field Thermal Loss Factor', contains the following elements:

- A header 'Field Thermal Loss Factor' with a question mark icon.
- The formula $U = U_c + U_v * \text{Wind vel}$.
- Input fields for 'Constant loss factor U_c' (value: 29.0 W/m²K) and 'Wind loss factor U_v' (value: 0.0 W/m²K m/s).
- A section 'Default value acc. to mounting' with four radio button options:
 - "Free" mounted modules with air circulation
 - Domes
 - Semi-integrated with air duct behind
 - Integration with fully insulated back

 The right panel, titled 'NOCT equivalent factor', contains:

- A header 'NOCT equivalent factor' with a question mark icon.
- Text explaining that NOCT (Nominal Operating Cell temperature) is often specified by manufacturers and is an alternative to the U-value definition.
- A red warning: 'Don't use the NOCT approach. This is quite confusing when applied to an array!'.
- A button labeled 'See the NOCT anyway'.

Figura 14: Parámetros pérdidas térmicas. Fuente: PVsyst

- **Pérdidas por sombreado:**

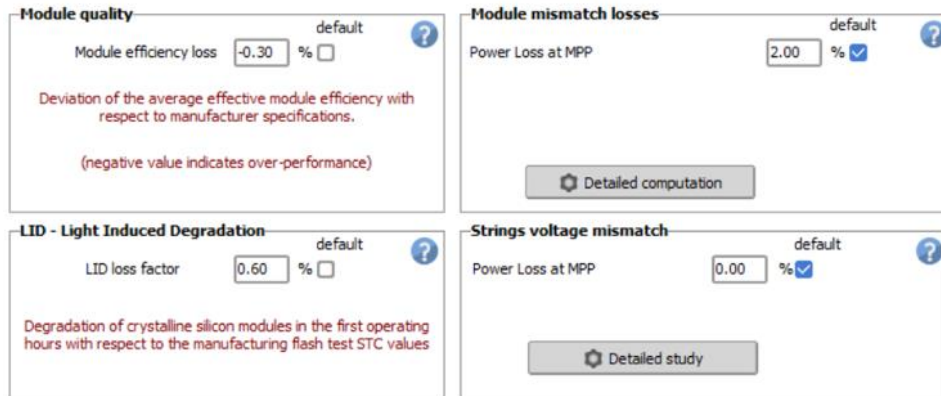
El sombreado lejano queda definido por el perfil de horizonte importado para el emplazamiento (apartado 6.1). El sombreado cercano se evalúa mediante la escena tridimensional construida para cada variante, que modela la disposición de las filas de módulos sobre la parcela.

- **Pérdidas por calidad del módulo, LID y mismatch (desacople):**

La pérdida por calidad del módulo se ha fijado en el -0,30 %, valor derivado de la tolerancia de potencia del fabricante (-0/+3 %): al ser una tolerancia exclusivamente positiva, PVsyst asigna un valor negativo que refleja que la potencia real esperable de los módulos es ligeramente superior a la nominal, comportándose en la práctica como una pequeña ganancia.

La degradación inicial por exposición a la luz (LID), característica de los módulos de silicio cristalino durante sus primeras horas de operación, se ha establecido en el 0,60 %.

Por último, las pérdidas por dispersión de parámetros entre módulos (mismatch) se han mantenido en el valor por defecto del 2,00 % en el punto de máxima potencia, sin considerar pérdidas adicionales por desequilibrio de tensión entre strings, dado que todos los strings de cada variante presentan idéntica composición.



Module quality (default) ?
Module efficiency loss: -0.30 %
Deviation of the average effective module efficiency with respect to manufacturer specifications.
(negative value indicates over-performance)

Module mismatch losses (default) ?
Power Loss at MPP: 2.00 %
Detailed computation

LID - Light Induced Degradation (default) ?
LID loss factor: 0.60 %
Degradation of crystalline silicon modules in the first operating hours with respect to the manufacturing flash test STC values

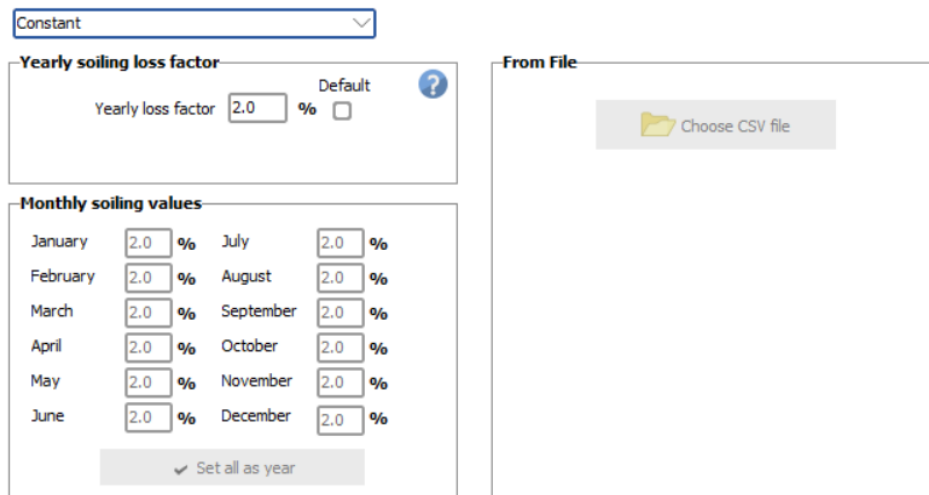
Strings voltage mismatch (default) ?
Power Loss at MPP: 0.00 %
Detailed study

Figura 15: Parámetros de pérdidas por degradación de la eficiencia del panel, pérdidas LID y desacople.

Fuente: PVSystem

- **Pérdidas por suciedad:**

Se ha adoptado una pérdida media anual por suciedad del 2 %, valor considerando el entorno agrícola del emplazamiento, con presencia de polvo en suspensión asociado a las labores de cultivo.



Constant

Yearly soiling loss factor (Default) ?
Yearly loss factor: 2.0 %

Monthly soiling values

January	2.0 %	July	2.0 %
February	2.0 %	August	2.0 %
March	2.0 %	September	2.0 %
April	2.0 %	October	2.0 %
May	2.0 %	November	2.0 %
June	2.0 %	December	2.0 %

Set all as year

From File
Choose CSV file

Figura 16: Pérdidas asociadas por suciedad. Fuente: PVSystem

- **Pérdidas eléctricas:**

Las pérdidas por efecto Joule en el cableado de corriente continua, entre los módulos y la entrada del inversor, se han fijado en el 1,5 % de la potencia en condiciones STC, valor por defecto de PVsyst y representativo de un campo fotovoltaico compacto con el inversor instalado a pie de planta, como es el caso. A estas se añaden las pérdidas del tramo de corriente alterna que une la salida del inversor, ubicado en la finca, con el cuadro eléctrico de la nave industrial, situado a una distancia de 250 m. Esta línea de evacuación, de longitud muy superior a la habitual en instalaciones de autoconsumo, se ha dimensionado con un conductor de cobre de 25 mm² de sección, lo que resulta en una caída de tensión del 1,18 % a potencia nominal, por debajo del límite reglamentario del 1,5 %. El desarrollo completo de este cálculo se recoge en el Anexo III.

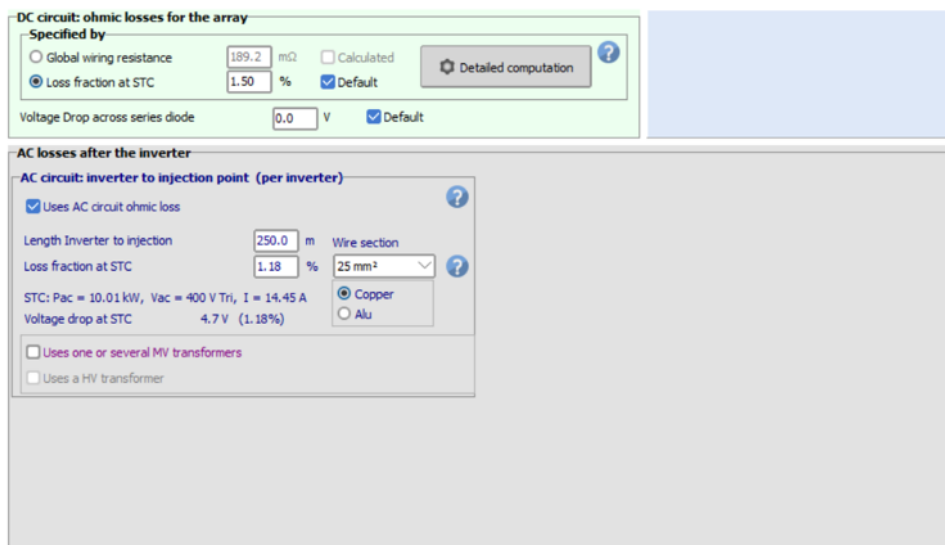
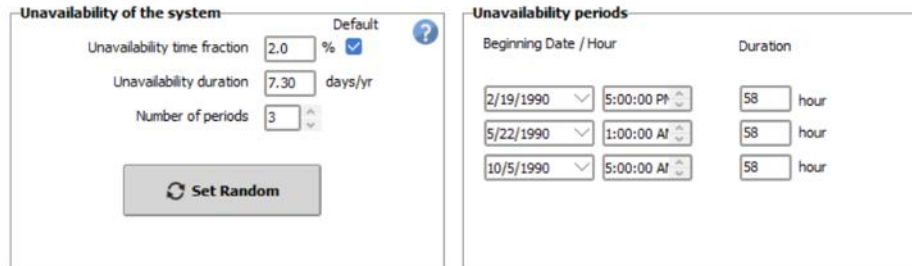


Figura 17: Parámetros distancia y sección del cable comunes a todas las variantes estudiadas. Fuente: PVsyst

- **Pérdidas por indisponibilidad:**

Para tener en cuenta los periodos en los que la instalación no produce por averías, labores de mantenimiento o paradas del inversor, se ha considerado una indisponibilidad del sistema del 2,0 % del tiempo, equivalente a 7,3 días al año, distribuida en tres periodos de 58 horas

repartidos aleatoriamente a lo largo del año. Este valor resulta una hipótesis prudente para una instalación de pequeña potencia con un único inversor, en la que una eventual avería de este equipo detiene la totalidad de la producción hasta su reparación o sustitución.



The screenshot shows two panels in the PVsyst software interface:

- Unavailability of the system:**
 - Unavailability time fraction: 2.0 % (with a 'Default' checkbox checked)
 - Unavailability duration: 7.30 days/yr
 - Number of periods: 3
 - A 'Set Random' button is located at the bottom.
- Unavailability periods:**

Beginning Date / Hour		Duration
2/19/1990	5:00:00 PM	58 hour
5/22/1990	1:00:00 AM	58 hour
10/5/1990	5:00:00 AM	58 hour

Figura 18: Parámetros de pérdidas por indisponibilidad de producción de la instalación. Fuente: PVsyst

- **Pérdidas por envejecimiento:**

Los módulos fotovoltaicos experimentan una degradación progresiva de su potencia a lo largo de su vida útil, asociada al deterioro gradual de los materiales por la exposición continuada a la radiación y a los ciclos térmicos. Para tener en cuenta este efecto se ha empleado la herramienta de simulación multianual de PVsyst (*aging tool*), que permite obtener los resultados de producción y de balance de autoconsumo de cada año de operación, en lugar de un único año tipo. Se ha adoptado una tasa de degradación media del 0,4 % anual. Esta consideración resulta especialmente relevante para el análisis económico del capítulo siguiente, puesto que la energía importada de la red (y, por tanto, el ahorro generado por la instalación) varía año a año a medida que la producción disminuye, y los flujos de caja del modelo financiero se han construido a partir de estos resultados anuales en lugar de suponer una producción constante.

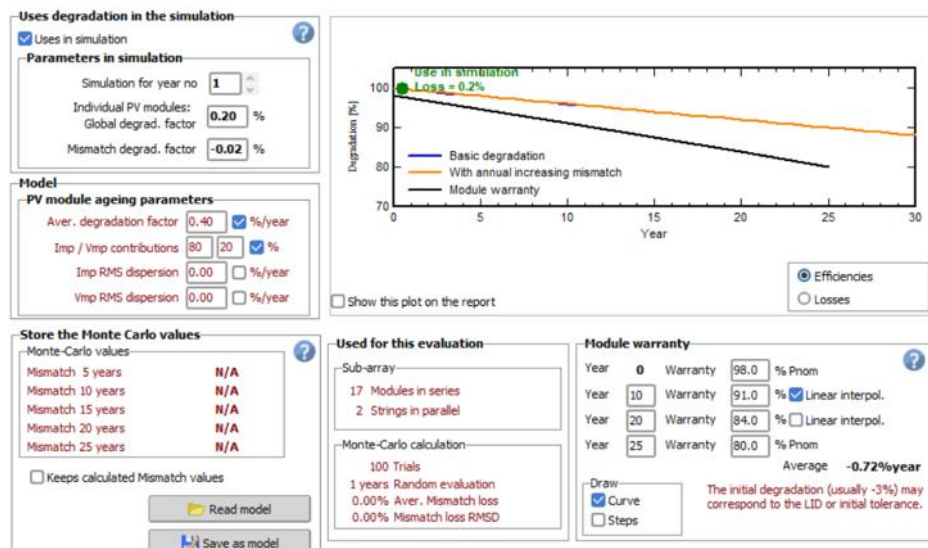


Figura 19: Parámetros de pérdidas por degradación anual del panel. Fuente: PVsyst

- **Pérdidas IAM:**

Cuando la radiación solar no incide perpendicularmente sobre el plano de los módulos, una fracción de ella se pierde por reflexión en la superficie del vidrio antes de alcanzar las células. Este efecto, conocido como IAM (*Incidence Angle Modifier*), depende del ángulo de incidencia y resulta más acusado en las primeras y últimas horas del día, cuando la radiación llega con ángulos muy oblicuos. Para su modelado se ha mantenido el perfil definido por defecto en PVsyst (modelo de Fresnel) aplicado sobre las características constructivas del módulo de doble vidrio.

Cabe señalar que esta pérdida es estructuralmente menor en las variantes con seguidor a un eje, dado que el seguimiento mantiene ángulos de incidencia reducidos durante la mayor parte del día, lo que constituye una de las componentes de su ganancia de producción frente a la estructura fija.

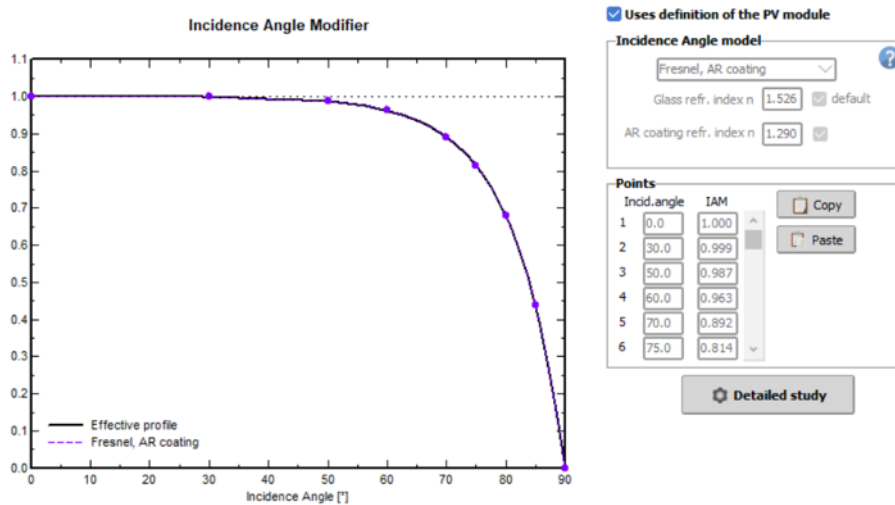
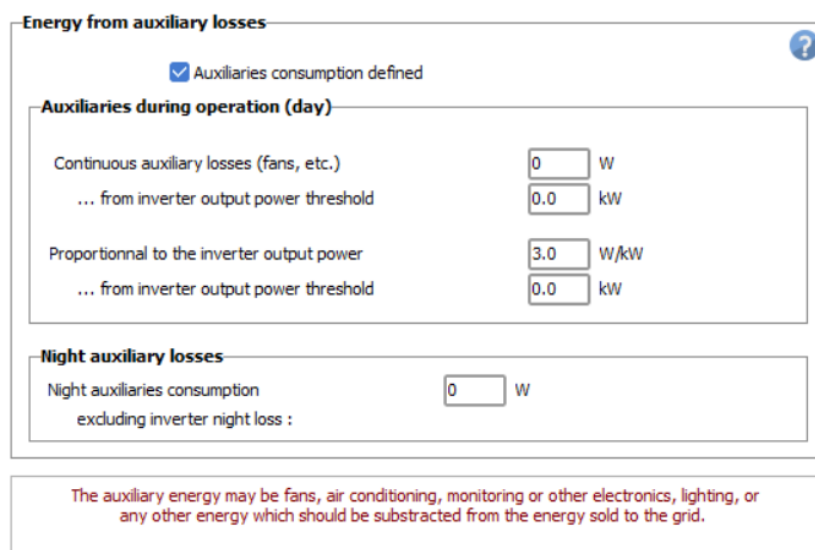


Figura 20: Parámetros de pérdidas por el ángulo de incidencia de la luz en el panel. Fuente: PVsyst

- **Pérdidas auxiliares:**

Corresponden al consumo propio de los equipos auxiliares de la instalación, como la electrónica de control y monitorización, la ventilación del inversor o, en las variantes con seguidor, los motores de accionamiento del sistema de seguimiento. Se ha definido un consumo auxiliar proporcional a la potencia de salida del inversor, de 3,0 W/kW, sin consumos continuos adicionales ni consumo nocturno.



The figure shows the 'Energy from auxiliary losses' configuration panel in PVsyst. It has a checked option 'Auxiliaries consumption defined'. Under 'Auxiliaries during operation (day)', there are four input fields: 'Continuous auxiliary losses (fans, etc.)' (0 W), '... from inverter output power threshold' (0.0 kW), 'Proportional to the inverter output power' (3.0 W/kW), and '... from inverter output power threshold' (0.0 kW). Under 'Night auxiliary losses', there is one input field: 'Night auxiliaries consumption excluding inverter night loss' (0 W). A red warning message at the bottom states: 'The auxiliary energy may be fans, air conditioning, monitoring or other electronics, lighting, or any other energy which should be subtracted from the energy sold to the grid.'

Figura 21: Parámetros de pérdidas auxiliares en la instalación. Fuente: PVsyst

7.2 RESULTADOS DE PRODUCCIÓN POR VARIANTE

Ejecutadas las simulaciones de las cuatro variantes bajo las hipótesis descritas en el apartado anterior, la Tabla 9 resume sus principales resultados anuales de producción:

Variante	Potencia(kWp)	Estructura	Producción anual (MWh)	Producción específica (kWh/kWp año)	PR (%)
VC1	18,6	Seguidor 1 eje	36,40	1957	0,820
VC2	18,6	Fija 35°	32,20	1735	0,818
VC3	10,2	Seguidor 1 eje	19,59	1921	0,805
VC4	10,2	Fija 35°	17,36	1702	0,802

Tabla 9: Resultados de producción anuales de las variantes simuladas.

7.3 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DEL DISEÑO

Los resultados anteriores ponen de manifiesto un claro sobredimensionamiento de las variantes VC1 y VC2 respecto a la demanda de la nave. Con producciones anuales de 36,40 y 32,20 MWh respectivamente, frente a un consumo de 29,7 MWh, ambas configuraciones generan más energía de la que la nave consume en el conjunto del año. Dado que la coincidencia horaria entre generación y demanda es limitada, esto se traduce en un volumen de excedentes muy elevado: una parte sustancial de la energía producida no se autoconsume, sino que se vierte a la red.

Este desajuste tiene una consecuencia económica directa. Como se expuso en el apartado 6.3, en la modalidad de compensación simplificada de excedentes la energía vertida se valora a un precio sensiblemente inferior al de la energía consumida y, sobre todo, la compensación está limitada al importe del término de energía de cada factura. Dado el perfil de demanda de la nave, las variantes de 18,6 kWp alcanzan este límite de forma sistemática durante los meses de mayor producción, de modo que una fracción sustancial de sus excedentes no genera retribución alguna. El resultado es una inversión considerablemente mayor (más

módulos, estructura de mayor envergadura e inversor de mayor potencia) cuyo incremento de producción apenas se traduce en ahorro adicional para el propietario.

En consecuencia, las variantes VC1 y VC2 se descartan del análisis de viabilidad económica detallado, que se centra en las configuraciones de 10,2 kWp (VC3 y VC4), cuyo dimensionamiento se ajusta de forma más eficiente al perfil de consumo de la instalación. No obstante, sus resultados energéticos se mantienen en este capítulo como referencia, pues permiten cuantificar el efecto del sobredimensionamiento y respaldan la decisión de diseño adoptada.

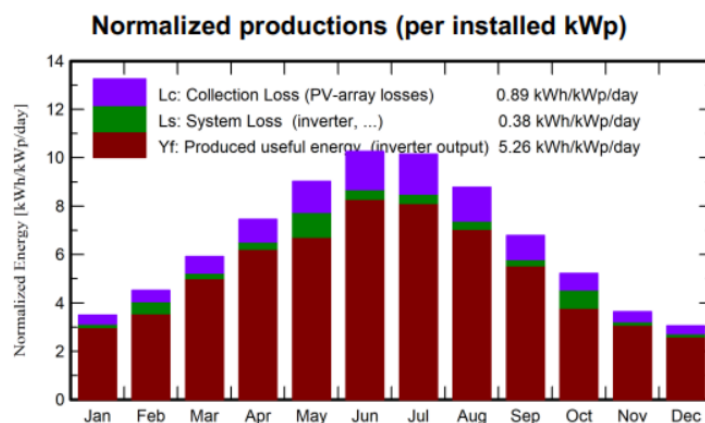
Capítulo 8. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y ESTUDIO ECONÓMICO

ECONÓMICO

Los capítulos anteriores han permitido caracterizar el comportamiento energético de las variantes de diseño consideradas; este capítulo aborda la cuestión central del trabajo: determinar si la instalación agrovoltaica de autoconsumo constituye una inversión económicamente viable para el propietario de la finca. Conforme al descarte justificado en el Capítulo 7, el análisis se centra en las dos configuraciones de 10,2 kWp, VC3 con seguidor a un eje y VC4 con estructura fija, cuya comparación permite además cuantificar si el sobrecoste del seguimiento solar queda compensado por su mayor producción.

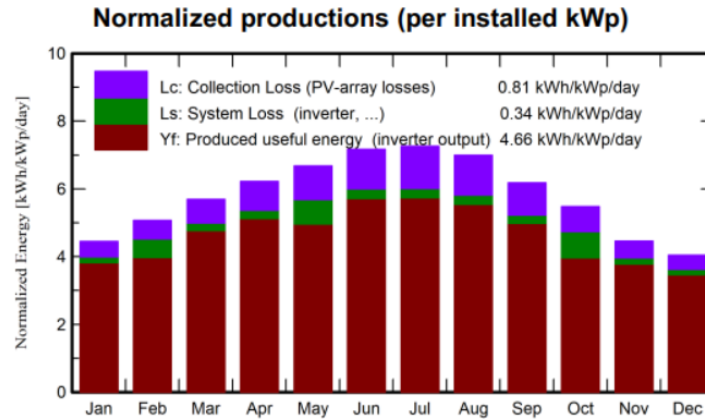
8.1 RESULTADOS DURANTE EL PRIMER AÑO

En las gráficas se aprecian tres colores distintos: el granate representa la energía útil producida (Yf), el verde las pérdidas del sistema (Ls), asociadas principalmente al inversor, y el morado las pérdidas de captación del generador fotovoltaico (Lc).



Gráfica 7: Desglose de la energía producida y las pérdidas para la variante VC3 (seguidor a un eje). Fuente:

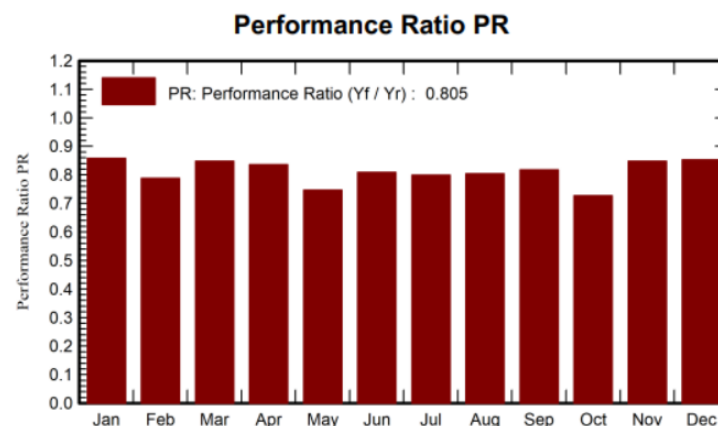
PVsyst



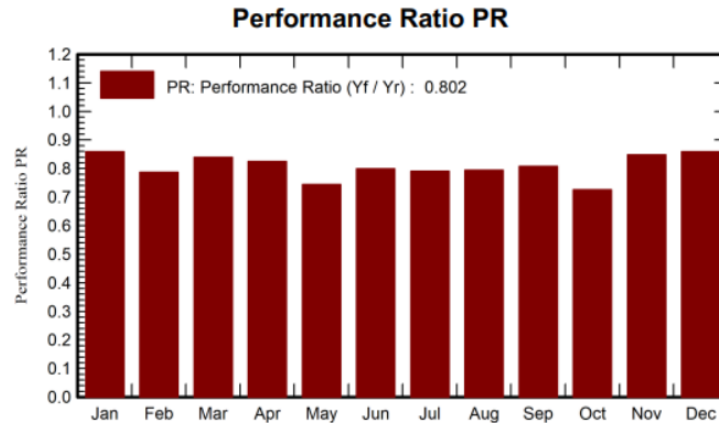
Gráfica 8: Desglose de la energía producida y las pérdidas para la variante VC4 (estructura fija). Fuente: PVsyst

A simple vista no se aprecian diferencias considerables en el perfil de un caso respecto al otro, más allá de la mayor producción de la variante con seguidor. En ambos, los meses de verano son los de mayor generación de energía y, al mismo tiempo, los que registran mayores pérdidas, especialmente las de captación, debido a las elevadas temperaturas de operación de los módulos, que reducen su rendimiento. Por el contrario, durante los meses de invierno se genera la menor energía del año, acompañada igualmente de unas pérdidas más reducidas.

Las gráficas que se muestran a continuación corresponden al rendimiento mensual de la instalación.



Gráfica 9: Rendimiento mensual de la instalación (VC3 seguidor un eje). Fuente: PVsyst



Gráfica 10: Rendimiento mensual de la instalación (VC4 estructura fija). Fuente: PVsyst

Las gráficas del *performance ratio* mensual de ambas variantes presentan valores anuales prácticamente idénticos: 0,805 en VC3 (seguidor) y 0,802 en VC4 (estructura fija). Esta coincidencia es coherente con la naturaleza del indicador, que relaciona la energía producida con la que se obtendría en condiciones ideales para la irradiación efectivamente captada en cada caso; al normalizar respecto a la radiación incidente, el PR resulta poco sensible al tipo de estructura, de modo que la mayor producción del seguidor no se traduce en un PR significativamente superior.

PVsyst proporciona, para cada variante, una tabla de balances y resultados principales con la evolución mensual de las magnitudes energéticas más relevantes. Las primeras columnas recogen las variables meteorológicas y de irradiación: la irradiación global horizontal (GlobHor), la difusa horizontal (DiffHor), la temperatura ambiente (T_Amb) y la radiación sobre el plano de los módulos, tanto incidente (GlobInc) como efectiva (GlobEff), esta última ya corregida por las pérdidas por ángulo de incidencia y sombreado. Las columnas siguientes describen el balance energético del sistema: la energía a la salida del generador (EArray), la demanda de la nave (E_User), la energía solar efectivamente autoconsumida (E_Solar), la energía excedentaria vertida a la red (E_Grid) y la energía que es preciso seguir importando de la red para cubrir la demanda no satisfecha por la generación (E_FrGrid). Las Figuras 21 y 22 reproducen estos balances para las variantes VC3 y VC4 respectivamente.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	81.1	27.11	9.43	108.4	101.9	993	2504	726	222	1778
February	96.6	32.53	10.71	126.6	120.5	1160	2771	797	221	1974
March	142.7	56.91	13.68	183.4	175.1	1661	2199	888	699	1311
April	174.5	61.42	16.26	223.8	214.9	1999	2341	1022	885	1319
May	217.5	69.31	20.40	279.9	269.0	2452	2226	1000	1130	1226
June	237.1	66.55	24.79	307.8	296.5	2661	2326	1225	1313	1101
July	241.4	64.51	27.80	314.7	303.6	2692	2340	1213	1354	1127
August	209.8	66.22	27.68	272.1	262.1	2339	2538	1208	1023	1330
September	157.7	54.58	23.41	203.4	194.7	1777	2892	1159	537	1733
October	121.2	35.00	19.36	161.7	154.4	1438	2492	764	435	1728
November	83.4	31.33	13.23	109.3	103.0	990	2636	770	175	1866
December	71.3	24.40	10.11	94.8	89.0	865	2482	660	165	1822
Year	1834.2	589.86	18.12	2385.9	2284.8	21025	29747	11432	8160	18315

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Figura 22: Balance energético año 1 VC3. Fuente: Pvsyst

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	81.1	27.11	9.43	138.0	131.9	1267	2504	758	451	1746
February	96.6	32.53	10.71	142.0	136.1	1294	2771	792	347	1979
March	142.7	56.91	13.68	176.4	167.8	1583	2199	846	665	1353
April	174.5	61.42	16.26	186.7	176.7	1646	2341	923	647	1418
May	217.5	69.31	20.40	207.2	195.5	1798	2226	874	697	1352
June	237.1	66.55	24.79	215.0	202.8	1838	2326	1009	743	1317
July	241.4	64.51	27.80	225.2	212.9	1904	2340	1015	800	1325
August	209.8	66.22	27.68	216.7	205.5	1840	2538	1054	700	1484
September	157.7	54.58	23.41	185.4	176.1	1602	2892	1058	470	1834
October	121.2	35.00	19.36	169.8	162.5	1499	2492	752	504	1740
November	83.4	31.33	13.23	134.0	128.0	1215	2636	794	365	1842
December	71.3	24.40	10.11	125.3	120.2	1151	2482	688	410	1794
Year	1834.2	589.86	18.12	2121.5	2015.9	18636	29747	10565	6798	19182

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Figura 23: Balance energético año 1 VC4. Fuente: Pvsyst

Estos resultados evidencian que, en ambas variantes, la mayor limitación no es la producción sino su coincidencia temporal con la demanda: aun **autoconsumiendo** solo en torno al **55–60 % de su producción**, las dos configuraciones vierten a la red una fracción considerable de la energía generada, al tiempo que dejan **sin cubrir más del 60 % de la demanda de la nave**. La diferencia entre VC3 y VC4 en términos de autoconsumo es reducida, lo que

anticipa que la elección entre ambas dependerá en gran medida del coste de la inversión y, por tanto, de si el sobrecoste del seguidor queda justificado por su ligera mejora de autosuficiencia, cuestión que se aborda en el análisis económico.

El diagrama de pérdidas, o diagrama de Sankey, representa de forma gráfica la cadena energética completa de cada variante, desde la irradiación global horizontal disponible en el emplazamiento hasta el reparto final de la energía entre el usuario y la red. Las Figuras 24 y 25 recogen los diagramas de las variantes VC3 y VC4 respectivamente.

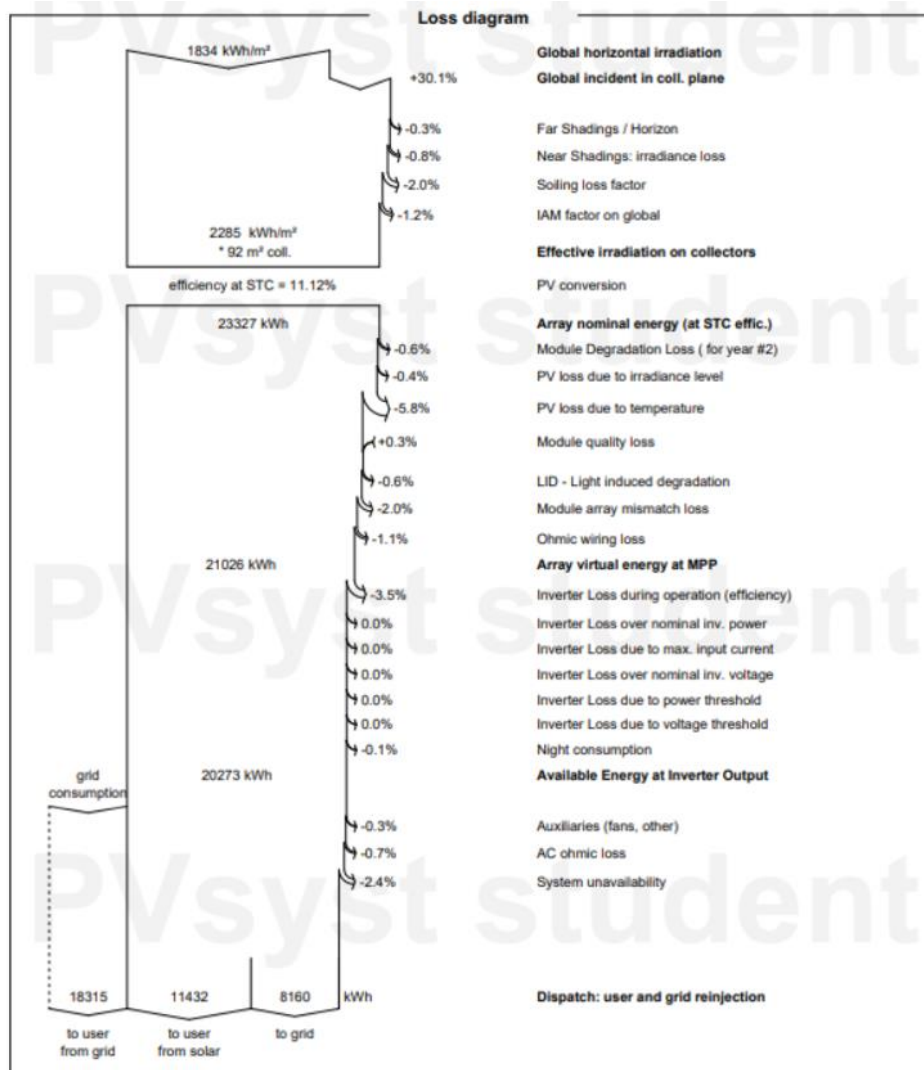


Figura 24: Diagrama de Sankey VC3 (seguidor un eje). Fuente: PVsyst.

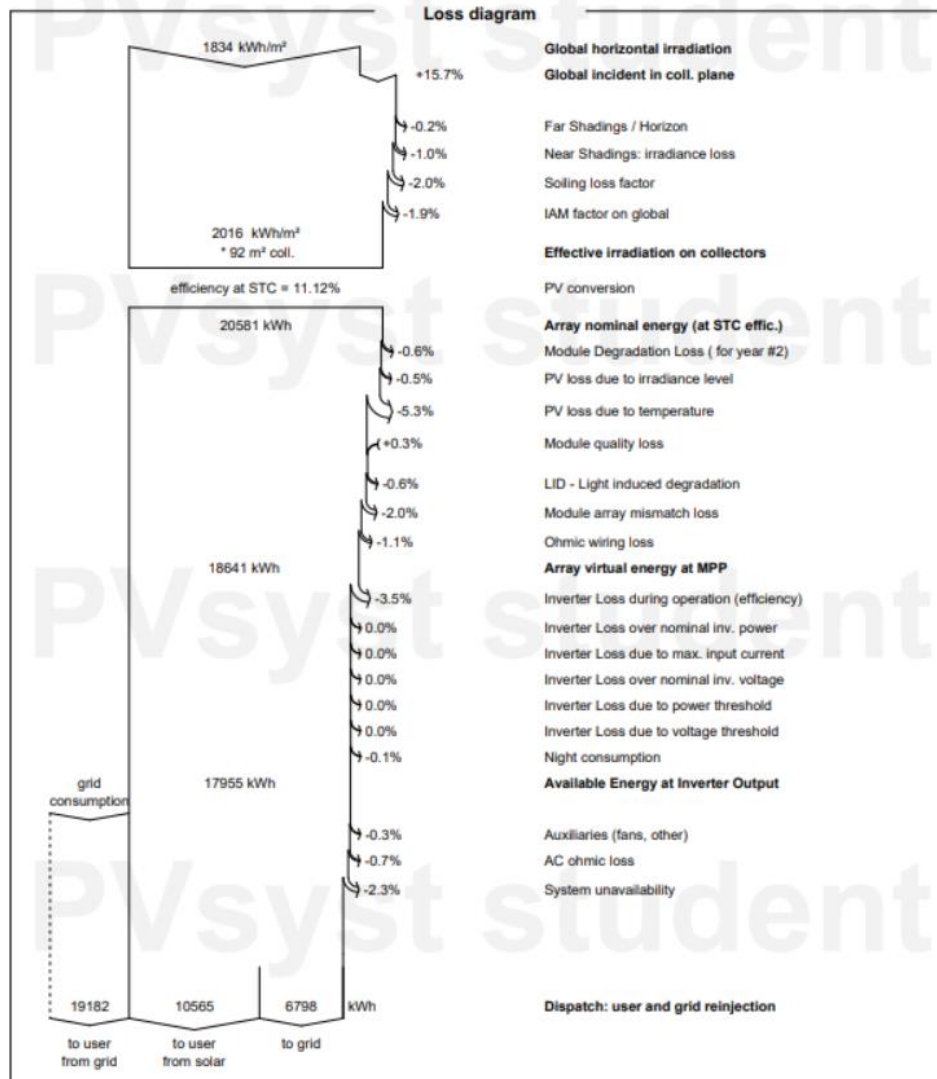


Figura 25: Diagrama de Sankey VC4 (estructura fija). Fuente: PVsyst.

El diagrama de Sankey refleja la diferencia esencial entre ambas variantes en su parte superior: la transposición de la radiación al plano de los módulos supone una ganancia del 30,1 % en VC3 (seguidor) frente al 15,7 % en VC4 (fija a 35°).

Finalmente, se muestra un diagrama unifilar de la instalación. Ambas variantes bajo objeto de estudio comparten el mismo diagrama:

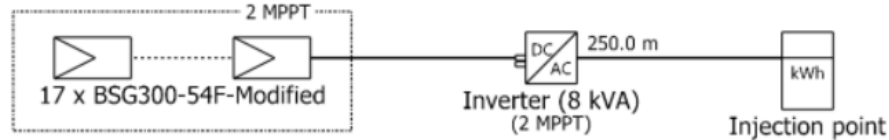


Figura 26: Diagrama unifilar de la instalación. Fuente: PVsyst

La justificación de la sección del cable empleado en esta instalación para llevar la corriente desde la finca hasta el punto de conexionado de la nave industrial

8.2 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL

Los resultados presentados hasta ahora corresponden al primer año de operación de la instalación. Sin embargo, la evaluación económica de un proyecto de estas características exige considerar su comportamiento a lo largo de toda la vida útil, fijada en 30 años conforme a la garantía de potencia del fabricante de los módulos.

Para cuantificar este efecto se ha empleado la herramienta de simulación multianual de PVsyst, que ejecuta la simulación de forma sucesiva para cada uno de los 30 años, aplicando en cada uno el nivel de degradación acumulado correspondiente. De este modo se obtiene, para las variantes VC3 y VC4, la evolución año a año de las principales magnitudes del balance energético: la energía autoconsumida, los excedentes vertidos a la red y la energía importada.

Año	Energía Generada (kWh)	Energía Exportada (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía Importada (kWh)
1	19.671,00	8.230,00	11.441,00	18.306,00
2	19.592,00	8.160,00	11.432,00	18.315,00
3	19.515,00	8.091,00	11.424,00	18.323,00
4	19.436,00	8.021,00	11.415,00	18.332,00
5	19.358,00	7.951,00	11.407,00	18.340,00

6	19.280,00	7.882,00	11.398,00	18.349,00
7	19.201,00	7.812,00	11.389,00	18.358,00
8	19.124,00	7.743,00	11.381,00	18.366,00
9	19.046,00	7.674,00	11.372,00	18.375,00
10	18.968,00	7.605,00	11.363,00	18.384,00
11	18.889,00	7.535,00	11.354,00	18.393,00
12	18.810,00	7.466,00	11.344,00	18.403,00
13	18.732,00	7.397,00	11.335,00	18.412,00
14	18.654,00	7.328,00	11.326,00	18.421,00
15	18.576,00	7.259,00	11.317,00	18.430,00
16	18.497,00	7.190,00	11.307,00	18.440,00
17	18.420,00	7.122,00	11.298,00	18.449,00
18	18.341,00	7.053,00	11.288,00	18.459,00
19	18.262,00	6.984,00	11.278,00	18.469,00
20	18.185,00	6.916,00	11.269,00	18.478,00
21	18.107,00	6.848,00	11.259,00	18.488,00
22	18.028,00	6.779,00	11.249,00	18.498,00
23	17.949,00	6.711,00	11.238,00	18.509,00
24	17.871,00	6.643,00	11.228,00	18.519,00
25	17.793,00	6.575,00	11.218,00	18.529,00
26	17.715,00	6.507,00	11.208,00	18.539,00
27	17.636,00	6.439,00	11.197,00	18.550,00
28	17.559,00	6.372,00	11.187,00	18.560,00
29	17.480,00	6.304,00	11.176,00	18.571,00
30	17.401,00	6.236,00	11.165,00	18.582,00

Tabla 10: Producción energética VC3 en 30 años. Fuente: PVsyst.

Año	Energía Generada (kWh)	Energía Exportada (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía Importada (kWh)
1	17.432,00	6.857,00	10.575,00	19.172,00
2	17.363,00	6.798,00	10.565,00	19.182,00
3	17.294,00	6.740,00	10.554,00	19.193,00
4	17.225,00	6.681,00	10.544,00	19.203,00
5	17.156,00	6.622,00	10.534,00	19.213,00
6	17.088,00	6.564,00	10.524,00	19.223,00
7	17.018,00	6.505,00	10.513,00	19.234,00
8	16.949,00	6.446,00	10.503,00	19.244,00
9	16.880,00	6.388,00	10.492,00	19.255,00
10	16.811,00	6.329,00	10.482,00	19.265,00
11	16.741,00	6.270,00	10.471,00	19.276,00
12	16.672,00	6.212,00	10.460,00	19.287,00
13	16.602,00	6.153,00	10.449,00	19.298,00
14	16.534,00	6.095,00	10.439,00	19.308,00
15	16.463,00	6.036,00	10.427,00	19.320,00
16	16.394,00	5.978,00	10.416,00	19.331,00
17	16.325,00	5.920,00	10.405,00	19.342,00
18	16.255,00	5.861,00	10.394,00	19.353,00
19	16.185,00	5.803,00	10.382,00	19.365,00
20	16.116,00	5.745,00	10.371,00	19.376,00
21	16.046,00	5.687,00	10.359,00	19.388,00
22	15.977,00	5.629,00	10.348,00	19.399,00
23	15.907,00	5.571,00	10.336,00	19.411,00
24	15.837,00	5.513,00	10.324,00	19.423,00

25	15.769,00	5.456,00	10.313,00	19.434,00
26	15.699,00	5.398,00	10.301,00	19.446,00
27	15.629,00	5.340,00	10.289,00	19.458,00
28	15.560,00	5.283,00	10.277,00	19.470,00
29	15.490,00	5.225,00	10.265,00	19.482,00
30	15.421,00	5.168,00	10.253,00	19.494,00

Tabla 11: Producción energética VC4 en 30 años. Fuente: PVsyst

8.3 ESTUDIO ECONÓMICO

Una vez caracterizado el comportamiento energético de las variantes VC3 y VC4 a lo largo de toda su vida útil, este apartado aborda su evaluación económica, que constituye el criterio último para determinar la viabilidad de la inversión y para seleccionar la configuración más conveniente entre ambas.

El análisis se estructura en torno a un modelo financiero que confronta los costes de la instalación con los ahorros que genera durante los 30 años de operación.

8.3.1 INVERSIÓN

<i>Macro-Partida</i>	<i>Subconceptos</i> <i>Incluidos</i>	<i>VC3 Seguidor 1 eje</i>		<i>VC4 Estructura fija</i>	
		<i>Importe (€)</i>	<i>Ratio (€/Wp)</i>	<i>Importe (€)</i>	<i>Ratio (€/Wp)</i>
SUMINISTRO DE EQUIPOS	Paneles Solares	2040	0,2	2040	0,2
CENTRAL DE CONVERSIÓN	Inversor (string)	1100	0,107843137	1100	0,107843137

BOP	Estructura y Obra	8202,5	0,804166667	4785,5	0,469166667
(BALANCE OF PLANT)	Civil				
	Instalación Eléctrica (cableado, protecciones, contador bidireccional)	6109	0,598921569	6109	0,598921569
	Montaje	3570	0,35	2550	0,25
INGENIERÍA Y DESARROLLO	Ingeniería, Legalización y Tramitación	1224	0,12	1200	0,117647059
TOTAL CAPEX	Generación Eléctrica	22.245,5€	2,1809€/Wp	17.784,5€	1,7435€/Wp

Tabla 12: Desglose de inversión inicial VC3 y VC4.

La Tabla 12 desglosa la inversión inicial (CAPEX) de ambas variantes por macro-partidas. El coste total asciende a 22.246 € en VC3 (seguidor) y a 17.785 € en VC4 (estructura fija), lo que equivale a unos ratios de 2,181 €/Wp y 1,744 €/Wp respectivamente.

Varias partidas son idénticas en ambas variantes: módulos (2.040 €), inversor (1.100 €) y, sobre todo, la instalación eléctrica (6.109 €), que engloba cableado, protecciones y contador bidireccional. Esta última supone en torno al 27 % del CAPEX en VC3 y al 34 % en VC4, muy por encima de lo habitual, debido a los 250 m que separan la finca de la nave: mantener la caída de tensión dentro de los límites reglamentarios a esa distancia obliga a emplear conductores de sección 25 mm² (de cobre), lo que dispara su coste.

La diferencia de inversión entre ambas variantes, de 4.461 €, no procede por tanto del cableado, sino fundamentalmente de la partida de estructura y obra civil (8.203 € en VC3 frente a 4.786 € en VC4) y, en menor medida, del montaje (3.570 € frente a 2.550 €). Ambos sobrecostes responden a la misma causa: la mayor complejidad del seguidor a un eje, que incorpora elementos móviles, motorización y una cimentación más exigente frente a la sencillez de la estructura fija.

En definitiva, el seguidor supone un sobrecoste de inversión cercano al 25 %, cuyo retorno dependerá de si la ganancia de producción analizada en los apartados anteriores es suficiente para compensarlo, cuestión que resuelven los indicadores de rentabilidad.

8.3.2 INGRESOS OBTENIDOS Y AHORRO ANUAL

El beneficio económico de la instalación no proviene de la venta de energía, sino del ahorro generado en la factura eléctrica de la nave. Este ahorro se compone de dos términos diferenciados, calculados a partir del balance energético obtenido en la simulación.

La compañía eléctrica compra la energía producida por la instalación a 0,06 €/kWh y cobra un total de 0,1381€/kWh por la energía importada. Los ingresos y los costes se han calculado con estas cantidades.

<i>Año</i>	<i>Energía Importada (kWh)</i>	<i>Coste de la Importación (EUR)</i>	<i>Energía Exportada (kWh)</i>	<i>Ingreso por la exportación (EUR)</i>	<i>Factura con autoconsumo (EUR)</i>
1	18.306,00	2.528,06	8.230,00	493,8	2.034,26
2	18.315,00	2.529,30	8.160,00	489,6	2.039,70
3	18.323,00	2.530,41	8.091,00	485,46	2.044,95
4	18.332,00	2.531,65	8.021,00	481,26	2.050,39
5	18.340,00	2.532,75	7.951,00	477,06	2.055,69
6	18.349,00	2.534,00	7.882,00	472,92	2.061,08
7	18.358,00	2.535,24	7.812,00	468,72	2.066,52
8	18.366,00	2.536,34	7.743,00	464,58	2.071,76
9	18.375,00	2.537,59	7.674,00	460,44	2.077,15
10	18.384,00	2.538,83	7.605,00	456,3	2.082,53
11	18.393,00	2.540,07	7.535,00	452,1	2.087,97
12	18.403,00	2.541,45	7.466,00	447,96	2.093,49

13	18.412,00	2.542,70	7.397,00	443,82	2.098,88
14	18.421,00	2.543,94	7.328,00	439,68	2.104,26
15	18.430,00	2.545,18	7.259,00	435,54	2.109,64
16	18.440,00	2.546,56	7.190,00	431,4	2.115,16
17	18.449,00	2.547,81	7.122,00	427,32	2.120,49
18	18.459,00	2.549,19	7.053,00	423,18	2.126,01
19	18.469,00	2.550,57	6.984,00	419,04	2.131,53
20	18.478,00	2.551,81	6.916,00	414,96	2.136,85
21	18.488,00	2.553,19	6.848,00	410,88	2.142,31
22	18.498,00	2.554,57	6.779,00	406,74	2.147,83
23	18.509,00	2.556,09	6.711,00	402,66	2.153,43
24	18.519,00	2.557,47	6.643,00	398,58	2.158,89
25	18.529,00	2.558,85	6.575,00	394,5	2.164,35
26	18.539,00	2.560,24	6.507,00	390,42	2.169,82
27	18.550,00	2.561,76	6.439,00	386,34	2.175,42
28	18.560,00	2.563,14	6.372,00	382,32	2.180,82
29	18.571,00	2.564,66	6.304,00	378,24	2.186,42
30	18.582,00	2.566,17	6.236,00	374,16	2.192,01

Tabla 13: Balance de costes e ingresos a lo largo de la vida útil de la instalación con seguidor a un eje VC3

La última columna, denominada factura con autoconsumo, representa el desembolso que la nave continúa abonando a la compañía eléctrica una vez descontada de su factura la compensación por los vertidos, y se obtiene como la diferencia entre el coste de la energía importada y el ingreso por la energía exportada.

<i>Año</i>	<i>Energía Importada (kWh)</i>	<i>Coste de la Importación (EUR)</i>	<i>Energía Exportada (kWh)</i>	<i>Ingreso por la exportación (EUR)</i>	<i>Factura con autoconsumo (EUR)</i>
1	19.172,00	2.647,65	6.857,00	411,42	2.236,23
2	19.182,00	2.649,03	6.798,00	407,88	2.241,15
3	19.193,00	2.650,55	6.740,00	404,40	2.246,15
4	19.203,00	2.651,93	6.681,00	400,86	2.251,07
5	19.213,00	2.653,32	6.622,00	397,32	2.256,00
6	19.223,00	2.654,70	6.564,00	393,84	2.260,86
7	19.234,00	2.656,22	6.505,00	390,30	2.265,92
8	19.244,00	2.657,60	6.446,00	386,76	2.270,84
9	19.255,00	2.659,12	6.388,00	383,28	2.275,84
10	19.265,00	2.660,50	6.329,00	379,74	2.280,76
11	19.276,00	2.662,02	6.270,00	376,20	2.285,82
12	19.287,00	2.663,53	6.212,00	372,72	2.290,81
13	19.298,00	2.665,05	6.153,00	369,18	2.295,87
14	19.308,00	2.666,43	6.095,00	365,70	2.300,73
15	19.320,00	2.668,09	6.036,00	362,16	2.305,93
16	19.331,00	2.669,61	5.978,00	358,68	2.310,93
17	19.342,00	2.671,13	5.920,00	355,20	2.315,93
18	19.353,00	2.672,65	5.861,00	351,66	2.320,99
19	19.365,00	2.674,31	5.803,00	348,18	2.326,13
20	19.376,00	2.675,83	5.745,00	344,70	2.331,13
21	19.388,00	2.677,48	5.687,00	341,22	2.336,26
22	19.399,00	2.679,00	5.629,00	337,74	2.341,26
23	19.411,00	2.680,66	5.571,00	334,26	2.346,40

24	19.423,00	2.682,32	5.513,00	330,78	2.351,54
25	19.434,00	2.683,84	5.456,00	327,36	2.356,48
26	19.446,00	2.685,49	5.398,00	323,88	2.361,61
27	19.458,00	2.687,15	5.340,00	320,40	2.366,75
28	19.470,00	2.688,81	5.283,00	316,98	2.371,83
29	19.482,00	2.690,46	5.225,00	313,50	2.376,96
30	19.494,00	2.692,12	5.168,00	310,08	2.382,04

Tabla 14: Balance de costes e ingresos a lo largo de la vida útil de la instalación con estructura fija VC4

De acuerdo con el Real Decreto 244/2019, en la modalidad de autoconsumo con compensación simplificada los ingresos procedentes de la compensación de los excedentes vertidos a la red no pueden superar el coste de la energía consumida de la red en el mismo periodo de facturación. Es decir, la compensación puede reducir como máximo a cero el término de energía de la factura, pero nunca generar un saldo a favor del cliente, ya que no está permitido que la comercializadora pague por los excedentes vertidos. Esto implica que, si la instalación genera excedentes por un valor económico superior al de la energía consumida en ese periodo, la energía vertida por encima de dicho límite no recibe compensación alguna, sin contraprestación para el titular de la instalación.

Para ver el ahorro total que se tiene cada año hay que calcular el ingreso que se tiene por la venta de los excedentes a la red y sumarle el ahorro que supone autoconsumir energía y no tener que importarla de la red. El ahorro total anual a lo largo de la vida útil se muestra en las siguientes tablas:

Año	Energía Autoconsumida (kWh/año)	Ahorro anual sin excedentes (EUR)	Ahorro anual con excedentes (EUR)
1	11.441,00	1.580,00	2.073,80
2	11.432,00	1.578,76	2.068,36
3	11.424,00	1.577,65	2.063,11

4	11.415,00	1.576,41	2.057,67
5	11.407,00	1.575,31	2.052,37
6	11.398,00	1.574,06	2.046,98
7	11.389,00	1.572,82	2.041,54
8	11.381,00	1.571,72	2.036,30
9	11.372,00	1.570,47	2.030,91
10	11.363,00	1.569,23	2.025,53
11	11.354,00	1.567,99	2.020,09
12	11.344,00	1.566,61	2.014,57
13	11.335,00	1.565,36	2.009,18
14	11.326,00	1.564,12	2.003,80
15	11.317,00	1.562,88	1.998,42
16	11.307,00	1.561,50	1.992,90
17	11.298,00	1.560,25	1.987,57
18	11.288,00	1.558,87	1.982,05
19	11.278,00	1.557,49	1.976,53
20	11.269,00	1.556,25	1.971,21
21	11.259,00	1.554,87	1.965,75
22	11.249,00	1.553,49	1.960,23
23	11.238,00	1.551,97	1.954,63
24	11.228,00	1.550,59	1.949,17
25	11.218,00	1.549,21	1.943,71
26	11.208,00	1.547,82	1.938,24
27	11.197,00	1.546,31	1.932,65
28	11.187,00	1.544,92	1.927,24
29	11.176,00	1.543,41	1.921,65

30	11.165,00	1.541,89	1.916,05
-----------	-----------	----------	----------

Tabla 15: Ahorro anual con excedentes VC3

Año	Energía Autoconsumida (kWh/año)	Ahorro anual sin excedentes (EUR)	Ahorro anual con excedentes (EUR)
1	10.575,00	1.460,41	1.871,83
2	10.565,00	1.459,03	1.866,91
3	10.554,00	1.457,51	1.861,91
4	10.544,00	1.456,13	1.856,99
5	10.534,00	1.454,75	1.852,07
6	10.524,00	1.453,36	1.847,20
7	10.513,00	1.451,85	1.842,15
8	10.503,00	1.450,46	1.837,22
9	10.492,00	1.448,95	1.832,23
10	10.482,00	1.447,56	1.827,30
11	10.471,00	1.446,05	1.822,25
12	10.460,00	1.444,53	1.817,25
13	10.449,00	1.443,01	1.812,19
14	10.439,00	1.441,63	1.807,33
15	10.427,00	1.439,97	1.802,13
16	10.416,00	1.438,45	1.797,13
17	10.405,00	1.436,93	1.792,13
18	10.394,00	1.435,41	1.787,07
19	10.382,00	1.433,75	1.781,93
20	10.371,00	1.432,24	1.776,94

21	10.359,00	1.430,58	1.771,80
22	10.348,00	1.429,06	1.766,80
23	10.336,00	1.427,40	1.761,66
24	10.324,00	1.425,74	1.756,52
25	10.313,00	1.424,23	1.751,59
26	10.301,00	1.422,57	1.746,45
27	10.289,00	1.420,91	1.741,31
28	10.277,00	1.419,25	1.736,23
29	10.265,00	1.417,60	1.731,10
30	10.253,00	1.415,94	1.726,02

Tabla 16: Ahorro anual con excedentes VC4

8.4 RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Para analizar la rentabilidad del proyecto y decidir sobre la viabilidad de la inversión se estudian tres indicadores económicos: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de retorno o *Pay-Back*.

El Valor Actual Neto (VAN) representa el valor que genera el proyecto en términos absolutos a lo largo de toda su vida útil, expresado en euros del momento presente. Para su cálculo, todos los flujos de caja futuros que produce la instalación se actualizan al año inicial mediante una tasa de descuento, que refleja el coste del dinero en el tiempo y la rentabilidad mínima exigida a la inversión. A la suma de estos flujos actualizados se le resta la inversión inicial, obteniéndose así el beneficio neto que aporta el proyecto una vez recuperado el capital invertido.

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+d)^t}$$

Ecuación 1: Ecuación Valor Actual Neto

Donde:

- I_0 es la inversión inicial o CAPEX (€)
- FC_t es el flujo de cada año t (€)
- d es la tasa de descuento (%)
- n es la vida útil del proyecto (30 años)

La interpretación del indicador es directa: un VAN positivo indica que el proyecto genera valor por encima de la rentabilidad exigida, por lo que la inversión es económicamente viable; un VAN negativo implica que el proyecto no alcanza dicha rentabilidad mínima. Entre dos alternativas viables, resulta preferible la de mayor VAN.

En el presente estudio se ha adoptado una tasa de descuento del 5 %. Este valor refleja la rentabilidad mínima exigida a la inversión y el coste de oportunidad del capital, situándose en un rango razonable para un proyecto de autoconsumo de bajo riesgo y horizonte largo, por encima de la rentabilidad de productos financieros sin riesgo pero acorde con la estabilidad de los ahorros esperados.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) expresa la rentabilidad intrínseca del proyecto en términos relativos, como un porcentaje anual. Se define como la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto se anule, es decir, aquella para la cual el valor actualizado de los flujos de caja futuros iguala exactamente a la inversión inicial. Representa, por tanto, el rendimiento medio anual que ofrece el capital invertido a lo largo de la vida útil del proyecto.

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

Ecuación 2: Ecuación del TIR

Donde:

- I_0 es la inversión inicial o CAPEX (€)

- FC_t es el flujo de cada año t (€)
- n es la vida útil del proyecto (30 años)

La interpretación de la TIR se realiza por comparación con la tasa de descuento exigida a la inversión: si la TIR es superior a dicha tasa (en este caso, el 5 %), el proyecto resulta rentable, ya que ofrece un rendimiento mayor que el mínimo exigido; si es inferior, la inversión no alcanza la rentabilidad requerida. Entre dos alternativas, una mayor TIR indica una mayor rentabilidad relativa del capital invertido.

El último índice que comprobar será el periodo de retorno o Pay-Back, que indica el número de años necesarios para recuperar la inversión inicial a través de los flujos de caja que genera el proyecto. Es el indicador más intuitivo de los tres, ya que mide directamente el tiempo que tarda la instalación en amortizarse: el momento a partir del cual los ahorros acumulados igualan al capital invertido y la instalación comienza a generar beneficio neto.

$$\sum_{t=1}^{PB} FC_t = I_0$$

Ecuación 3: Pay – Back

Donde:

- PB es el periodo de retorno (años)
- FC_t es el flujo de cada año t (€)
- I_0 es la inversión inicial o CAPEX (€)

8.4.1 GASTOS OPERATIVOS

Además de la inversión inicial, la instalación conlleva una serie de gastos recurrentes a lo largo de su vida útil, agrupados bajo el concepto de costes de operación y mantenimiento (OPEX). Estos costes deben descontarse del ahorro anual generado para obtener el flujo de caja neto del proyecto.

Partida	Descripción	VC3 Seguidor un eje		VC4 Estructura fija	
		Ratio (€/kWp/año)	Coste Anual (€)	Ratio (€/kWp/año)	Coste Anual (€)
Operación y Mantenimiento (O&M)	Mantenimiento preventivo, correctivo y limpieza de paneles (frecuente por la calima)	21,6	220,32	21,6	220,32
	Seguros	11,8	120,36	11,8	120,36
Gestión y Administración	Monitorización, contabilidad y gestión de la venta de energía	7,8	79,56	7,8	79,56
Tributos y Tasas	tasas o licencias periódicas	3,9	39,78	3,9	39,78
TOTAL, OPEX	Gastos anuales fijos de la planta solar	45,1 €/kWp/año	460,02€	45,1 €/kWp/año	460,02€

Tabla 17: Gastos operativos anuales de la instalación

8.4.2 RESULTADOS INDICADORES ECONÓMICOS

A continuación, se muestran ambos estudios que posteriormente serán comentados y analizados para así seleccionar la variante más optimizada.

Año	Inversión (EUR)	Ahorro (EUR)	Flujo de Caja (EUR)	Pay-Back
0	-22.245,50		-22.245,50	-22.245,50
1	-460,02	2.073,80	1.613,78	-20.631,72
2	-460,02	2.068,36	1.608,34	-19.023,38

3	-460,02	2.063,11	1.603,09	-17.420,28
4	-460,02	2.057,67	1.597,65	-15.822,63
5	-460,02	2.052,37	1.592,35	-14.230,29
6	-460,02	2.046,98	1.586,96	-12.643,32
7	-460,02	2.041,54	1.581,52	-11.061,80
8	-460,02	2.036,30	1.576,28	-9.485,53
9	-460,02	2.030,91	1.570,89	-7.914,63
10	-1.560,02	2.025,53	465,51	-7.449,12
11	-460,02	2.020,09	1.560,07	-5.889,05
12	-460,02	2.014,57	1.554,55	-4.334,51
13	-460,02	2.009,18	1.549,16	-2.785,34
14	-460,02	2.003,80	1.543,78	-1.241,56
15	-460,02	1.998,42	1.538,40	296,83
16	-460,02	1.992,90	1.532,88	1.829,71
17	-460,02	1.987,57	1.527,55	3.357,26
18	-460,02	1.982,05	1.522,03	4.879,30
19	-460,02	1.976,53	1.516,51	6.395,81
20	-1.560,02	1.971,21	411,19	6.807,00
21	-460,02	1.965,75	1.505,73	8.312,73
22	-460,02	1.960,23	1.500,21	9.812,93
23	-460,02	1.954,63	1.494,61	11.307,54
24	-460,02	1.949,17	1.489,15	12.796,69
25	-460,02	1.943,71	1.483,69	14.280,37
26	-460,02	1.938,24	1.478,22	15.758,60
27	-460,02	1.932,65	1.472,63	17.231,22
28	-460,02	1.927,24	1.467,22	18.698,45

29	-460,02	1.921,65	1.461,63	20.160,07
30	-460,02	1.916,05	1.456,03	21.616,10

Tabla 18: Cálculos de flujos para VAN, TIR y Pay-Back seguidor un eje VC3

Año	Inversión (EUR)	Ahorro (EUR)	Flujo de Caja (EUR)	Pay-Back
0	-17.784,50		-17.784,50	-17.784,50
1	-460,02	1.871,83	1.411,81	-16.372,69
2	-460,02	1.866,91	1.406,89	-14.965,81
3	-460,02	1.861,91	1.401,89	-13.563,92
4	-460,02	1.856,99	1.396,97	-12.166,95
5	-460,02	1.852,07	1.392,05	-10.774,91
6	-460,02	1.847,20	1.387,18	-9.387,72
7	-460,02	1.842,15	1.382,13	-8.005,60
8	-460,02	1.837,22	1.377,20	-6.628,39
9	-460,02	1.832,23	1.372,21	-5.256,19
10	-1.560,02	1.827,30	267,28	-4.988,90
11	-460,02	1.822,25	1.362,23	-3.626,68
12	-460,02	1.817,25	1.357,23	-2.269,45
13	-460,02	1.812,19	1.352,17	-917,29
14	-460,02	1.807,33	1.347,31	430,02
15	-460,02	1.802,13	1.342,11	1.772,13
16	-460,02	1.797,13	1.337,11	3.109,24
17	-460,02	1.792,13	1.332,11	4.441,35
18	-460,02	1.787,07	1.327,05	5.768,40
19	-460,02	1.781,93	1.321,91	7.090,31
20	-1.560,02	1.776,94	216,92	7.307,23

21	-460,02	1.771,80	1.311,78	8.619,01
22	-460,02	1.766,80	1.306,78	9.925,79
23	-460,02	1.761,66	1.301,64	11.227,43
24	-460,02	1.756,52	1.296,50	12.523,93
25	-460,02	1.751,59	1.291,57	13.815,50
26	-460,02	1.746,45	1.286,43	15.101,93
27	-460,02	1.741,31	1.281,29	16.383,22
28	-460,02	1.736,23	1.276,21	17.659,43
29	-460,02	1.731,10	1.271,08	18.930,51
30	-460,02	1.726,02	1.266,00	20.196,51

Tabla 19: Cálculos de flujos para VAN, TIR y Pay-Back estructura fija VC4

En ambos casos se tuvo en cuenta la renovación de los equipos inversores cada 10 años.

8.5 DECISIÓN DE DISEÑO

La siguiente tabla resume los principales indicadores técnicos y económicos de ambas variantes, sobre los que se fundamenta la decisión final.

Instalación	Inversión Inicial	VAN (EUR)	TIR (%)	Pay-Back (años)	Ingresos al final de la vida útil
Seguidor 1					
eje	22.245,50	562,06 €	5,23%	15	21.616,10 €
Estructura					
fija	17.784,50	1.987,75 €	5,99%	14	20.196,51 €

Tabla 20: Resumen indicadores económicos

A la vista de los resultados recogidos en la Tabla 20, la variante con estructura fija (VC4) se selecciona como la configuración definitiva del proyecto, al resultar superior a la del seguidor a un eje en la totalidad de los indicadores económicos analizados.

Pese a contar con una inversión inicial inferior (17.784,50 € frente a 22.245,50 €), la opción de estructura fija alcanza un Valor Actual Neto de 1.987,75 €, más del triple del obtenido por el seguidor (562,06 €), y una Tasa Interna de Retorno del 5,99 %, frente al 5,23 %. Su periodo de retorno es asimismo más breve, recuperándose la inversión en 14 años en lugar de 15.

8.6 CONTAMINACIÓN EVITADA

Más allá de su rentabilidad económica, la instalación aporta un beneficio ambiental derivado de la sustitución de energía procedente de la red por energía solar de origen renovable. Cada kilovatio-hora generado por la instalación (ya sea autoconsumido directamente o vertido a la red) desplaza una cantidad equivalente de energía que, de otro modo, habría sido suministrada por el mix de generación eléctrica nacional, con sus emisiones asociadas de dióxido de carbono.

Para cuantificar este beneficio se ha empleado el factor de emisión del mix eléctrico nacional publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), de 0,258 kg CO₂/kWh. Las emisiones evitadas se obtienen multiplicando la energía generada en cada año por dicho factor:

$$E_{CO_2} = \sum_{t=1}^n E_{gen,t} \cdot f_{CO_2}$$

Donde,

- $E_{gen,t}$ es la energía generada en el año t (kWh)
- f_{CO_2} es el factor de emisión del mix eléctrico (0,258 kg CO₂/kWh)
- n es la vida útil de la instalación

Año	Energía Generada (kWh)	Contaminación evitada (kg CO ₂)
1	17.625,00	4547,25
2	17.675,00	4560,15
3	17.546,00	4526,868
4	17.477,00	4509,066
5	17.407,00	4491,006
6	17.336,00	4472,688
7	17.266,00	4454,628
8	17.196,00	4436,568
9	17.125,00	4418,25
10	17.055,00	4400,19
11	16.984,00	4381,872
12	16.914,00	4363,812
13	16.843,00	4345,494
14	16.772,00	4327,176
15	16.701,00	4308,858
16	16.631,00	4290,798
17	16.560,00	4272,48
18	16.489,00	4254,162
19	16.419,00	4236,102
20	16.348,00	4217,784
21	16.277,00	4199,466
22	16.206,00	4181,148
23	16.135,00	4162,83
24	16.064,00	4144,512

25	15.994,00	4126,452
26	15.923,00	4108,134
27	15.852,00	4089,816
28	15.781,00	4071,498
29	15.710,00	4053,18
30	15.639,00	4034,862
TOTAL	499.950,00	128.987,10

Tabla 21: Contaminación evitada a lo largo de la vida útil de la instalación

En conjunto, y conforme al detalle recogido en la Tabla 21, la variante seleccionada evita la emisión de un total de 128,99 t CO₂ a lo largo de sus 30 años de vida útil, partiendo de unas 4,55 t CO₂ anuales en el primer año y reduciéndose progresivamente conforme disminuye la producción por la degradación de los módulos.

Capítulo 9. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

9.1 CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS E HITOS TÉCNICOS

El objetivo principal de este trabajo era determinar la viabilidad técnica y económica de una instalación agrovoltaica de autoconsumo destinada a abastecer una nave industrial, aprovechando el uso dual del terreno de una explotación agrícola. A lo largo de los capítulos anteriores se ha dado respuesta a este objetivo, alcanzando los hitos técnicos que se resumen a continuación.

En primer lugar, se ha caracterizado la demanda energética de la nave a partir del análisis de su facturación eléctrica, obteniendo el perfil de consumo y el precio medio ponderado del suministro que han servido de base a todo el dimensionamiento y al análisis económico posterior. Asimismo, se ha analizado el recurso solar del emplazamiento como punto de partida de las simulaciones.

En segundo lugar, se han seleccionado los componentes de la instalación atendiendo a los requisitos específicos de una configuración agrovoltaica. De forma destacada, se ha empleado un módulo semitransparente diseñado para esta aplicación, el Brite Solar BSG-300/54-F, cuyo archivo de características hubo de crearse de forma manual en PVsyst al no encontrarse disponible en su base de datos, lo que constituye una de las aportaciones propias del trabajo.

En tercer lugar, se ha llevado a cabo el modelado y la simulación de la instalación en PVsyst, planteando un conjunto de variantes de diseño que combinaban dos potencias pico con dos tipos de estructura de soporte. Este planteamiento ha permitido evaluar de forma sistemática el efecto del dimensionamiento sobre el aprovechamiento de la energía generada, identificando el sobredimensionamiento de las variantes de mayor potencia frente al perfil de demanda de la nave y justificando su descarte.

En cuarto lugar, se ha desarrollado un modelo económico completo que, alimentado por los resultados de la simulación multianual, ha permitido evaluar la rentabilidad de las variantes finalistas mediante los indicadores VAN, TIR y periodo de retorno, considerando la degradación de la producción y el marco de compensación de excedentes vigente. Sobre esta base se ha seleccionado la configuración definitiva del proyecto, la variante VC4 de estructura fija.

Por último, se ha cuantificado el beneficio ambiental de la instalación mediante el balance de emisiones de CO₂ a lo largo de su ciclo de vida, completando así la evaluación del proyecto desde las perspectivas técnica, económica y ambiental.

9.2 APORTACIONES Y VALOR AÑADIDO

Más allá del cumplimiento de los objetivos, este trabajo presenta varias aportaciones de valor.

Desde el punto de vista técnico, aborda una aplicación todavía poco extendida de la fotovoltaica, la agrovoltaica, mediante un caso de estudio realista que integra el dimensionamiento energético, el análisis económico y la evaluación ambiental en un mismo marco. La caracterización manual de un módulo semitransparente específico para esta aplicación constituye además una herramienta reutilizable para futuros estudios.

El principal valor del proyecto reside, no obstante, en su contribución a la maduración de la tecnología agrovoltaica. Esta solución permite un uso dual del terreno, compatibilizando producción agrícola y generación renovable, algo especialmente relevante en un país con la superficie agrícola y el recurso solar de España. Su adopción se ve hoy limitada por unos costes de inversión todavía elevados, y es precisamente el desarrollo de proyectos como este lo que contribuye a demostrar su viabilidad e impulsar las economías de escala que reducirán sus costes. Solo mediante este abaratamiento progresivo podrá la agrovoltaica dejar de ser una solución de nicho e implantarse de forma generalizada, aportando una vía de descarbonización que complementa el uso agrícola del suelo en lugar de competir con él.

Por último, el proyecto se alinea con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas. Su carácter agrovoltaico le permite incidir simultáneamente sobre las dimensiones energética, ambiental y agrícola del desarrollo sostenible.

Así, contribuye al **ODS 7 (Energía asequible y no contaminante)** mediante la generación de electricidad de origen exclusivamente renovable, y al **ODS 13 (Acción por el clima)**, tanto por la reducción directa de emisiones cuantificada en el apartado anterior como por la capacidad adaptativa que la sombra de los módulos aporta al cultivo frente a las olas de calor y la sequía. La sombra parcial incide también en el **ODS 6 (Agua limpia y saneamiento)**, al reducir las necesidades hídricas del cultivo en una zona de marcada escasez de agua. Asimismo, el proyecto contribuye al **ODS 9 (Industria, innovación e infraestructura)**, por tratarse de una tecnología innovadora que moderniza el medio rural, y al **ODS 12 (Producción y consumo responsables)**, mediante la gestión sostenible del suelo y la restitución del terreno a su uso agrícola tras la obra civil.

El análisis detallado de la contribución del proyecto a cada uno de estos objetivos y a sus metas específicas se recoge en el [Anexo I].

Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS) , «Trends in Photovoltaic Applications 2025,» International Energy Agency, Paris, 2025.
- [2] Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), «Atlas de radiación solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT,» AEMET, Madrid, 2012.
- [3] Instituto Geográfico Nacional (IGN), «Modelo Digital del Terreno MDT25,» Madrid, 2024.
- [4] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación (MAPA), «Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas (SIGPAC) y cartografía de suelos,» Madrid, 2024.
- [5] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación (MAPA), «Encuesta sobre Superficies y Rendimientos de Cultivos (ESYRCE),» Gobierno de España, Madrid, 2024.
- [6] Red Eléctrica de España, «El sistema eléctrico español 2024,» Red Eléctrica de España (REE), Madrid, 2024.
- [7] G. A. Barron-Gafford, M. A. Pavao-Zuckerman y R. L. Minor, «Agrivoltaics provide mutual benefits across the food–energy–water nexus in drylands,» *Nature Sustainability*, pp. 848-855, 2019.
- [8] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación (MAPA), «Estudios de costes y rentas de las explotaciones agrarias,» Gobierno de España, Madrid, 2024.

- [9] Red Eléctrica de España, «Mapa de proyectos de transporte de electricidad,» 2026.
- [10] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Renewable Power Generation Costs in 2023,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2024.
- [11] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) , «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030,» Gobierno de España, Madrid, 2023.
- [12] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, *Reglamento (UE) 2021/241, de 12 de febrero de 2021, por el que se establece el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia*, Diario Oficial de la Unión Europea, L 57/17, 2021.
- [13] C. Dupraz, H. Marrou, G. Talbot, L. Dufour, A. Nogier y Y. Ferard, «Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes,» *Renewable Energy*, vol. 36, nº 10, pp. 2725-2732, 2011.
- [14] Red Eléctrica de España (REE), «Capacidad de acceso de generación a la red de transporte,» 2026. [En línea]. Available: <https://www.ree.es>.
- [15] Comisión Europea, «El Pacto Verde Europeo. Comunicación COM(2019) 640 final,» Comisión Europea, Bruselas, 2019.
- [16] H. Marrou, L. Guillioni, L. Dufour, C. Dupraz y J. Wery, «Microclimate under agrivoltaic systems: Is crop growth rate affected in the partial shade of solar panels?,» *Agricultural and Forest Meteorology*, vol. 177, pp. 117-132, 2013.
- [17] H. Marrou, L. Dufour y J. Wery, «How does a shelter of solar panels influence water flows in a soil–crop system?,» *European Journal of Agronomy*, vol. 50, pp. 38-51, 2013.

- [18] Consejo de las Comunidades Europeas, *Directiva 92/43/CEE, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres*, Diario Oficial de las Comunidades Europeas, L 206/7, 1992.
- [19] Instituto Nacional de Estadística (INE), «Cifras de población y censos demográficos,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.ine.es>.
- [20] M. Trommsdorff, J. Kang, C. Reise, S. Schindele, G. Bopp, A. Ehmman, A. Weselek, P. Högy y T. Obergfell, «Combining food and energy production: Design of an agrivoltaic system applied in arable and vegetable farming in Germany,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 140, p. 110694, 2021.

ANEXO I: ALINEACIÓN DEL PROYECTO CON LOS ODS



La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, aprobada por la Asamblea General de las Naciones Unidas en septiembre de 2015, establece un plan de acción global articulado en torno a **17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)**. Estos objetivos abordan de manera integrada las dimensiones económica, social y ambiental del desarrollo, e instan a gobiernos, empresas y ciudadanos a alinear sus actuaciones con un modelo de crecimiento más justo, inclusivo y respetuoso con los límites del planeta. A continuación, se analiza la contribución del proyecto a cada uno de los objetivos sobre los que tiene un impacto más significativo.

ODS 6. Agua limpia y saneamiento

El proyecto contribuye a la siguiente meta de este objetivo:

Meta 6.4, orientada a aumentar el uso eficiente de los recursos hídricos en todos los sectores y, en particular, en la agricultura, principal consumidora de agua a escala global. La sombra

parcial generada por las estructuras reduce las necesidades hídricas del cultivo al disminuir la evapotranspiración, lo que se traduce en un menor consumo de agua de riego por unidad de superficie. Este efecto resulta especialmente relevante en el emplazamiento del proyecto, situado en una zona caracterizada por la escasez estructural de recursos hídricos.

ODS 7. Energía asequible y no contaminante

Meta 7.2, que persigue aumentar de manera sustancial la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas, mediante la inyección a la red de energía eléctrica de origen exclusivamente solar fotovoltaico.

ODS 9. Industria, innovación e infraestructura

La tecnología agrovoltaica constituye una innovación reciente dentro del sector de las energías renovables, que combina conocimientos de ingeniería eléctrica, agronomía y diseño de estructuras móviles. El proyecto contribuye a varias de las metas de este objetivo:

Meta 9.1, relativa al desarrollo de infraestructuras fiables, sostenibles, resilientes y de calidad para apoyar el desarrollo económico y el bienestar humano. La ejecución de la planta agrovoltaica contribuye al despliegue de este tipo de infraestructuras en el medio rural, dotando al territorio de un equipamiento energético moderno y duradero.

Meta 9.4, orientada a modernizar la infraestructura y reconvertir las industrias para que sean sostenibles, con un uso más eficiente de los recursos y una mayor adopción de tecnologías y procesos industriales limpios. El proyecto apuesta por procesos productivos limpios y por la modernización tecnológica del sector primario, integrando innovación energética y actividad agrícola en una misma infraestructura.

ODS 12. Producción y consumo responsables

Meta 12.2, relativa a la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales. El diseño contempla la reutilización de la tierra vegetal extraída durante las excavaciones y la

restitución del terreno a su uso agrícola original tras la obra civil, evitando la generación innecesaria de residuos y preservando la funcionalidad del suelo como recurso productivo.

ODS 13. Acción por el clima

Meta 13.1, relativa al fortalecimiento de la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima y los desastres naturales. Las plantas agrovoltaicas generan un beneficio adaptativo significativo, ya que la sombra parcial proporcionada por los módulos disminuye la evapotranspiración del cultivo y modera la temperatura del suelo, lo que contribuye a la adaptación del sistema agrícola frente a las olas de calor y los episodios de sequía característicos del clima mediterráneo, cada vez más acusados como consecuencia del cambio climático.

Meta 13.2, orientada a incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas y planes nacionales. La sustitución de energía generada con combustibles fósiles por energía solar fotovoltaica supone una reducción directa de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al mix eléctrico, situando al proyecto en plena coherencia con esta meta y con los compromisos asumidos por España en el marco del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)

ANEXO II ESTUDIO RECURSO SOLAR

	SOLARGIS	NASA	PVGIS	METEORNORM	Media
Enero	84	77,8	89,9	81,1	83,2
Febrero	102	95,5	94,6	96,5	97,15
Marzo	147	138,9	157,5	142,7	146,525
Abril	177	169,8	150,6	174,4	167,95
Mayo	213	194,1	228,6	217,4	213,275
Junio	232	213,3	241,7	237,1	231,025
Julio	238	217,9	249,1	241,4	236,6
Agosto	207	193,8	210,7	209,7	205,3
Septiembre	155	145,5	156,7	157,7	153,725
Octubre	120	109,4	138,2	121,3	122,225
Noviembre	86	76,5	88,9	83,4	83,7
Diciembre	74	66,3	84,4	71,3	74
Suma acumulada	1835	1699	1891	1834	1815

Tabla 22: GHI [KWh/m²(mes)] mensual y acumulada del emplazamiento según distintas fuentes de datos

	SOLARGIS	PVGIS	METEONORM	Media
Enero	28	27,3	29,6	28,3
Febrero	33	37,3	31,9	34,0666667
Marzo	50	53,6	51,1	51,5666667
Abril	61	65,5	64,5	63,6666667
Mayo	72	64	72,7	69,5666667

Junio	74	67,1	66,9	69,3333333
Julio	77	64,6	64,3	68,6333333
Agosto	71	67	67	68,3333333
Septiembre	57	55,4	52,3	54,9
Octubre	46	42,2	48,2	45,4666667
Noviembre	30	31	30,7	30,5666667
Diciembre	25	27,5	22	24,8333333
Suma acumulada	624	603	601	609

Tabla 23: DHI [KWh/m² (mes)] mensual y acumulada del emplazamiento según distintas fuentes de datos

	PVGIS	METEONORM	Media
Enero	2.33	2.8	2.565
Febrero	3.54	3.2	3.37
Marzo	2.48	3.4	2.94
Abril	2.26	3.6	2.93
Mayo	2.09	3.4	2.745
Junio	2.21	3.4	2.805
Julio	2.26	3.3	2.78
Agosto	2.03	3.2	2.615
Septiembre	2.03	3	2.515
Octubre	1.82	2.7	2.26
Noviembre	2.66	2.8	2.73
Diciembre	1.81	2.6	2.205
Media	2.293	3.117	2.705

Tabla 24: Velocidad del viento [m/s] media mensual del emplazamiento según distintas fuentes de datos

	SOLARGIS	NASA	PVGIS	METEONORM	Media
Enero	9,5	9,9	9,3	10,1	9,7
Febrero	10,6	10,9	12	11,4	11,225
Marzo	12,8	13,1	12,8	14,3	13,25
Abril	15,4	15,6	14,3	16,9	15,55
Mayo	18,9	18,8	19,9	20,9	19,625
Junio	23,3	22,8	22,5	25,2	23,45
Julio	25,9	25,5	25,1	28,2	26,175
Agosto	25,8	25,8	25	28,1	26,175
Septiembre	22	22,8	21,3	23,9	22,5
Octubre	18,2	18,8	18,9	20,1	19
Noviembre	13,3	14,2	12,8	13,9	13,55
Diciembre	10,3	11,1	11,4	10,7	10,875
Media	17,17	17,44	17,11	18,64	17,59

Tabla 25: Temperatura [°C] media mensual del emplazamiento según distintas fuentes de datos

ANEXO III CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Cálculo de la línea de evacuación en corriente alterna (Baja Tensión)

En este apartado se determina la sección del conductor de la línea de evacuación en corriente alterna que conecta la salida del inversor, ubicado en la finca, con el cuadro eléctrico de la nave industrial, situado a una distancia de 250 m. El dimensionamiento se realiza conforme al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).

Parámetros de diseño

- Potencia nominal de salida del inversor (variante 10,2 kWp)
- Tensión nominal de salida: $U_n = 400$ V (trifásica)
- Factor de potencia: $\cos \varphi = 1$
- Longitud de la línea: $L = 250$ m
- Material del conductor: cobre ($\gamma \approx 53$ m/ $\Omega \cdot \text{mm}^2$ a la temperatura de operación)

Intensidad de línea

La intensidad de corriente alterna se determina a partir de la ecuación de potencia para sistemas trifásicos equilibrados:

$$P_n = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I \cdot \cos \varphi$$

Despejando la intensidad:

$$I = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{10.020}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 14,5 \text{ A}$$

Dado que la línea de evacuación discurre enterrada a lo largo de los 250 m que separan la finca de la nave, la intensidad máxima admisible del conductor se determina conforme a la ITC-BT-07, relativa a redes subterráneas de distribución en baja tensión. Para un conductor de cobre de 25 mm² con aislamiento XLPE, instalado enterrado bajo tubo a una profundidad de 0,70 m y en condiciones estándar de terreno, la tabla de intensidades máximas admisibles, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente) de dicha instrucción establece una intensidad máxima admisible del orden de 160 A.



SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Tabla 26: Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

La intensidad de servicio de la línea, de 14,5 A, es muy inferior a este límite, por lo que el conductor satisface ampliamente el criterio de calentamiento. En consecuencia, la sección de 25 mm² queda determinada por el criterio de caída de tensión (ITC-BT-40) y no por el de intensidad máxima admisible, lo cual es habitual en líneas de gran longitud como la presente.

Dimensionamiento por caída de tensión (ITC-BT-40)

Dada la longitud de la línea, el criterio determinante es la caída de tensión, que para una instalación generadora debe mantenerse por debajo del 1,5 %. La caída de tensión en una línea trifásica se calcula mediante:

$$\Delta U = \frac{P_n \cdot L}{\gamma \cdot S \cdot U_n}$$

Adoptando una sección normalizada de 25 mm² de cobre y sustituyendo los valores de diseño, suponiendo una temperatura de operación de alrededor de 45°C ($\gamma \approx 53$):

$$\Delta U = \frac{10.200 \cdot 250}{53 \cdot 25 \cdot 400} = \frac{2.550.000}{530.000} = 4,81 \text{ V}$$

Expresada en términos porcentuales respecto a la tensión nominal:

$$\Delta U(\%) = \frac{4,81}{400} \cdot 100 = 1,20 \%$$

Esta caída de tensión del 1,20 %, calculada a potencia nominal (condiciones STC), se mantiene por debajo del límite del 1,5 % establecido por la ITC-BT-40 para instalaciones generadoras, y coincide con el valor obtenido en el modelado de pérdidas de PVsystem.

Verificación del criterio de intensidad máxima admisible (ITC-BT-19)

Un conductor de cobre de 25 mm² presenta una intensidad máxima admisible muy superior a los 14,5 A que circulan por la línea, por lo que este criterio queda ampliamente satisfecho. La sección queda, por tanto, determinada por el criterio de caída de tensión.

ANEXO IV INFORME PVSYST



PVsyst V8.1.3

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Agrovoltaica Huercal-Overa

Variant: Soporte Estructura 10kwp

Sheds, single array

System power: 10.20 kWp

Huercal-Overa - Spain

Author

Salvador Cabrera Parra (Spain)



Project: Agrovoltaica Huercal-Overa

Variant: Soporte Estructura 10kwp

Salvador Cabrera Parra (Spain)

PVsyst V8.1.3

VC4, Simulation date:
18/06/26 16:17
with V8.1.3

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Huercal-Overa		Latitude	37.4152 °(N)	Albedo	0.20
Spain		Longitude	-1.9716 °(W)		
		Altitude	398 m		
		Time zone	UTC		
Weather data					
Huercal-Overa					
Meteonorm 8.2 (1996-2010), Sat=100% - Synthetic					

System summary

Grid-Connected System		Sheds, single array		User's needs	
Simulation for year no 2		Near Shadings		Monthly values	
Orientation #1		Linear shadings : Fast (table)			
Fixed plane					
Tilt/Azimuth					
35 / 0 °					
System information					
PV Array					
Nb. of modules	34 units	Inverters		Nb. of units	1 unit
Pnom total	10.20 kWp	Total power		8 kWac	
		Pnom ratio		1.27	

Results summary

Simulation step	Hourly				
Produced Energy	17363 kWh/year	Specific production	1702 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	80.24 %
Used Energy	29747 kWh/year			Solar Fraction SF	35.51 %

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
Cost of the system	11
CO ₂ Emission Balance	12



Project: Agrovoltaica Huerca-Overa

Variant: Soporte Estructura 10kw

Salvador Cabrera Parra (Spain)

PVsyst V8.1.3

VC4, Simulation date:
18/06/26 16:17
with V8.1.3

General parameters

Grid-Connected System		Sheds, single array											
Simulation step													
Hourly													
Orientation #1													
Fixed plane													
Tilt/Azimuth	35 / 0 °	Sheds configuration	Sizes										
		Nb. of sheds	2 units										
		Single array	Sheds spacing										
		Shading limit angle	Sensitive width										
		Limit profile angle	15.3 °										
			GCR Shading										
			Top inactive band										
			Bottom inactive band										
			0.02 m										
			0.02 m										
Models used													
Transposition	Perez	Horizon	Near Shadings										
Diffuse	Perez, Meteororm	Average Height	1.6 °										
Circumsolar	separate		Linear shadings : Fast (table)										
User's needs													
Monthly values													
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
2.50	2.77	2.20	2.34	2.23	2.33	2.34	2.54	2.89	2.49	2.64	2.48	29.7	MWh/mth

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	BSG300-54F-Modified	Model	SUN2000-8KTL-M1-400V
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
BSG300-54F_Modified.PAN		Unit Nom. Power	8.00 kWac
Unit Nom. Power	300 Wp	Number of inverters	1 unit
Number of PV modules	34 units	Total power	8.0 kWac
Nominal (STC)	10.20 kWp	Operating voltage	140-980 V
Modules	2 units x 17 In series	Max. power (=>52°C)	8.80 kWac
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.27
Pmpp	9.39 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	328 V		
I mpp	29 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	10 kWp	Total power	8 kWac
Total	34 modules	Max. power	8.8 kWac
Module area	91.8 m ²	Number of inverters	1 unit
Cell area	82.9 m ²	Pnom ratio	1.27

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	189 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.50 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s		
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses	
Loss Fraction	0.60 %	Loss Fraction	-0.30 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP



Project: Agrovoltaica Huerca-Overa

Variant: Soporte Estructura 10kwp

Salvador Cabrera Parra (Spain)

PVsyst V8.1.3

VC4, Simulation date:
18/06/26 16:17
with V8.1.3

Array losses

Module average degradation

Year no 2
Loss factor 0.4 %/year
Imp / Vmp contributions 80% / 20%

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year
Vmp RMS dispersion 0 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

Auxiliary losses

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

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 1.18 % at STC

Inverter: SUN2000-8KTL-M1-400V

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 3 x 25 mm²
Wires length 250 m



Project: Agrovoltaica Huerca-Overa

Variant: Soporte Estructura 10kwp

Salvador Cabrera Parra (Spain)

PVsyst V8.1.3

VC4, Simulation date:
18/06/26 16:17
with V8.1.3

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=37°24'54", Long=-1°58'17", Alt=398m

Average Height 1.6 ° Albedo Factor 0.00
 Diffuse Factor 1.00 Albedo Fraction 100 %

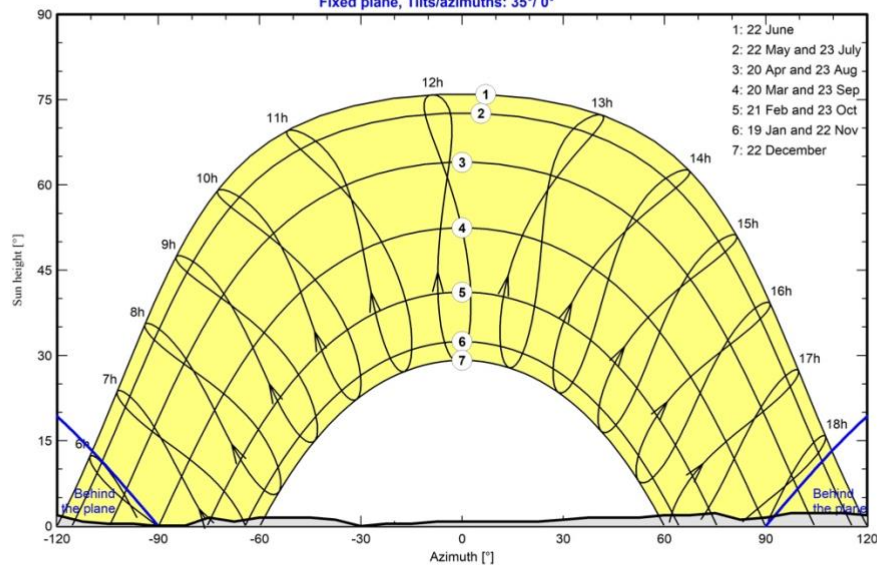
Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90
Height [°]	2.7	3.1	2.7	3.1	2.3	1.9	0.8	0.4	1.9	0.8	0.4	0.4	0.0
Azimuth [°]	-83	-75	-68	-60	-45	-38	-30	-23	-15	-8	23	30	38
Height [°]	0.0	1.5	0.8	1.5	1.5	1.1	0.0	0.4	0.4	0.8	0.8	1.1	1.5
Azimuth [°]	53	60	68	75	83	90	98	113	120	128	180		
Height [°]	1.5	1.9	1.9	2.3	1.1	1.5	2.3	2.3	1.9	2.7	2.7		

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 35°/ 0°



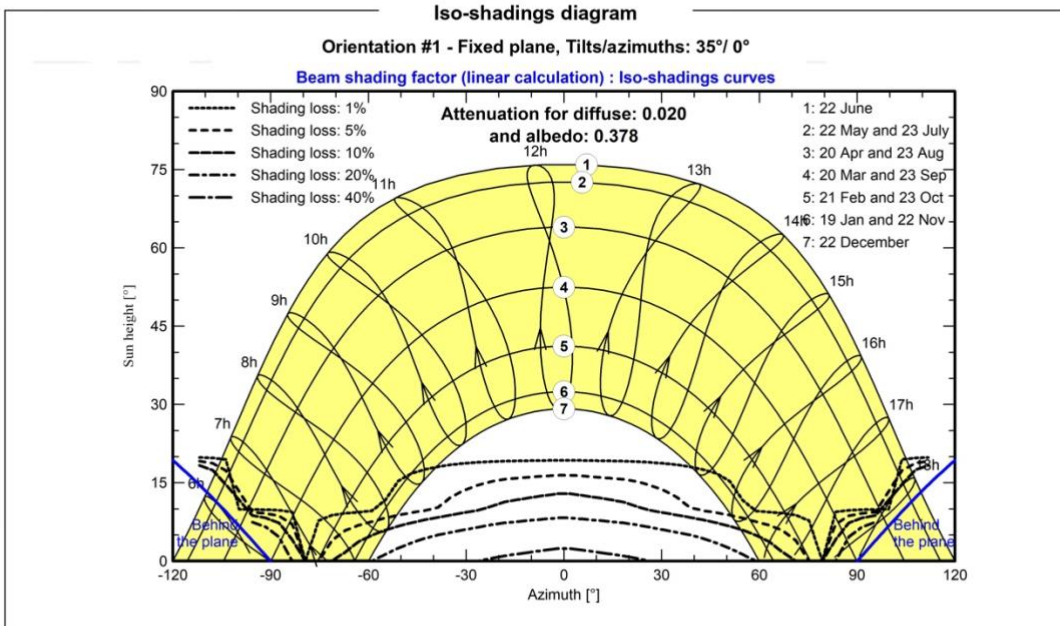
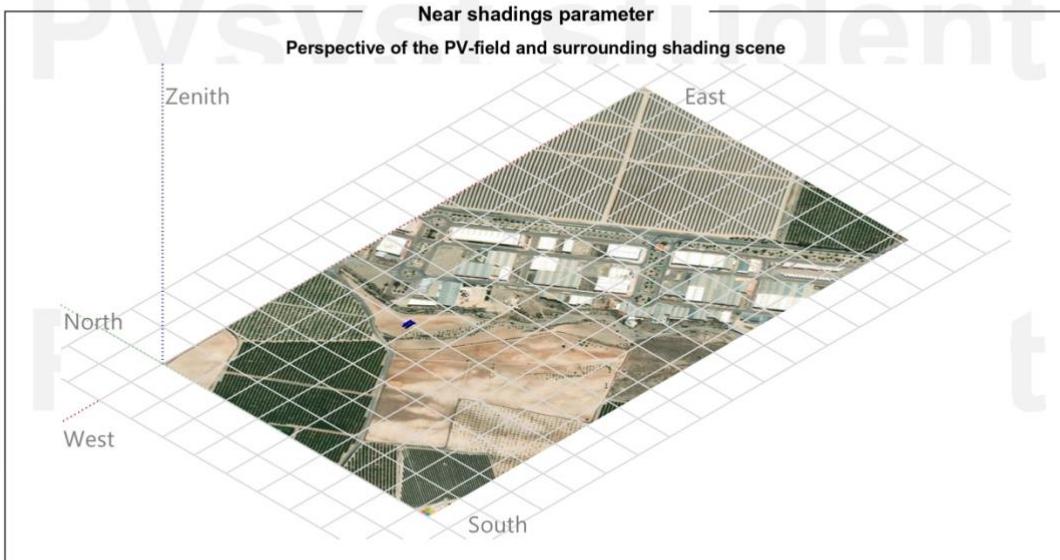


PVsyst V8.1.3
 VC4, Simulation date:
 18/06/26 16:17
 with V8.1.3

Project: Agrovoltaica Huerca-Overa

Variant: Soporte Estructura 10kwp

Salvador Cabrera Parra (Spain)





Project: Agrovoltaica Huerca-Overa

Variant: Soporte Estructura 10kwp

Salvador Cabrera Parra (Spain)

PVsyst V8.1.3

VC4, Simulation date:
18/06/26 16:17
with V8.1.3

Main results

Simulation step

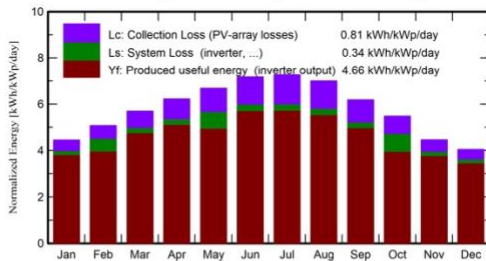
Hourly

System Production

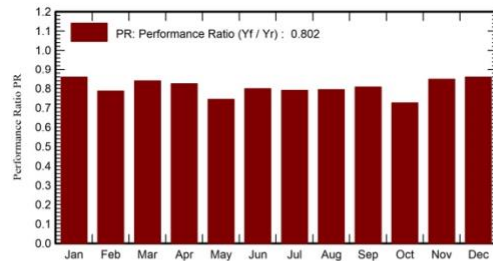
Produced Energy 17363 kWh/year
 Used Energy 29747 kWh/year

Specific production 1702 kWh/kWp/year
 Perf. Ratio PR 80.24 %
 Solar Fraction SF 35.51 %

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 ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	81.1	27.11	9.43	138.0	131.9	1267	2504	758	451	1746
February	96.6	32.53	10.71	142.0	136.1	1294	2771	792	347	1979
March	142.7	56.91	13.68	176.4	167.8	1583	2199	846	665	1353
April	174.5	61.42	16.26	186.7	176.7	1646	2341	923	647	1418
May	217.5	69.31	20.40	207.2	195.5	1798	2226	874	697	1352
June	237.1	66.55	24.79	215.0	202.8	1838	2326	1009	743	1317
July	241.4	64.51	27.80	225.2	212.9	1904	2340	1015	800	1325
August	209.8	66.22	27.68	216.7	205.5	1840	2538	1054	700	1484
September	157.7	54.58	23.41	185.4	176.1	1602	2892	1058	470	1834
October	121.2	35.00	19.36	169.8	162.5	1499	2492	752	504	1740
November	83.4	31.33	13.23	134.0	128.0	1215	2636	794	365	1842
December	71.3	24.40	10.11	125.3	120.2	1151	2482	688	410	1794
Year	1834.2	589.86	18.12	2121.5	2015.9	18636	29747	10565	6798	19182

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

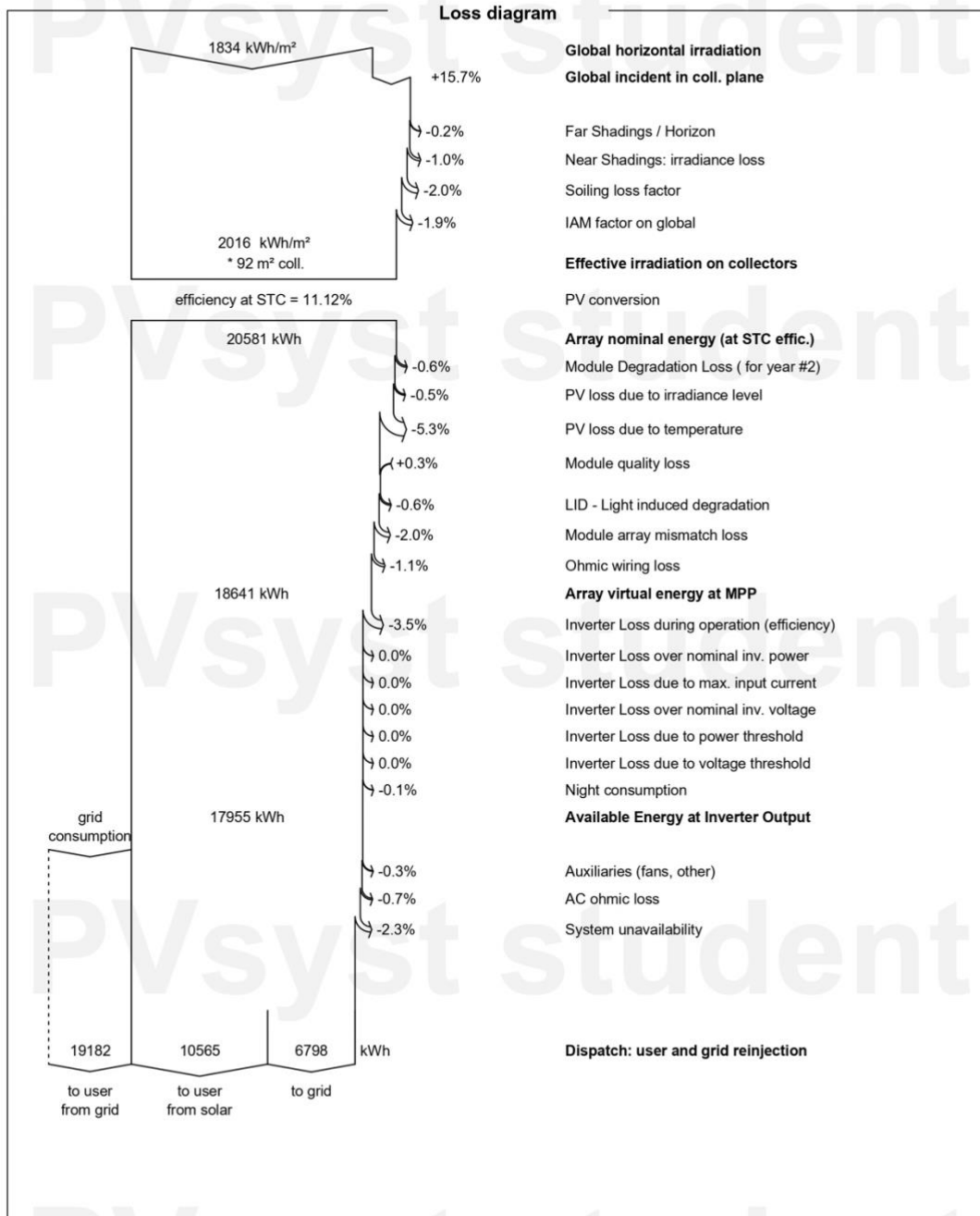


Project: Agrovoltaica Huerca-Overa

Variant: Soporte Estructura 10kwp

Salvador Cabrera Parra (Spain)

PVsyst V8.1.3
 VC4, Simulation date:
 18/06/26 16:17
 with V8.1.3



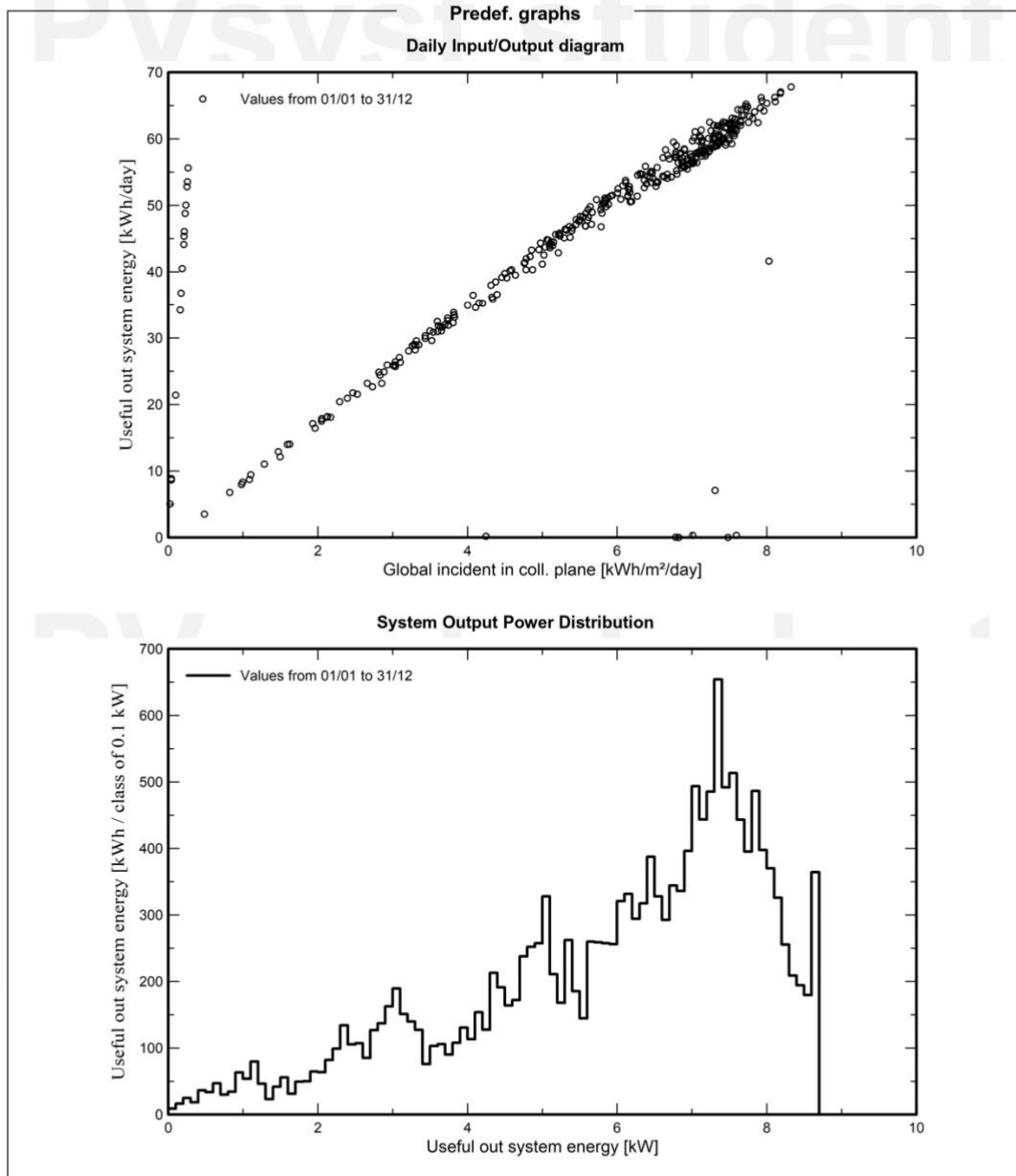


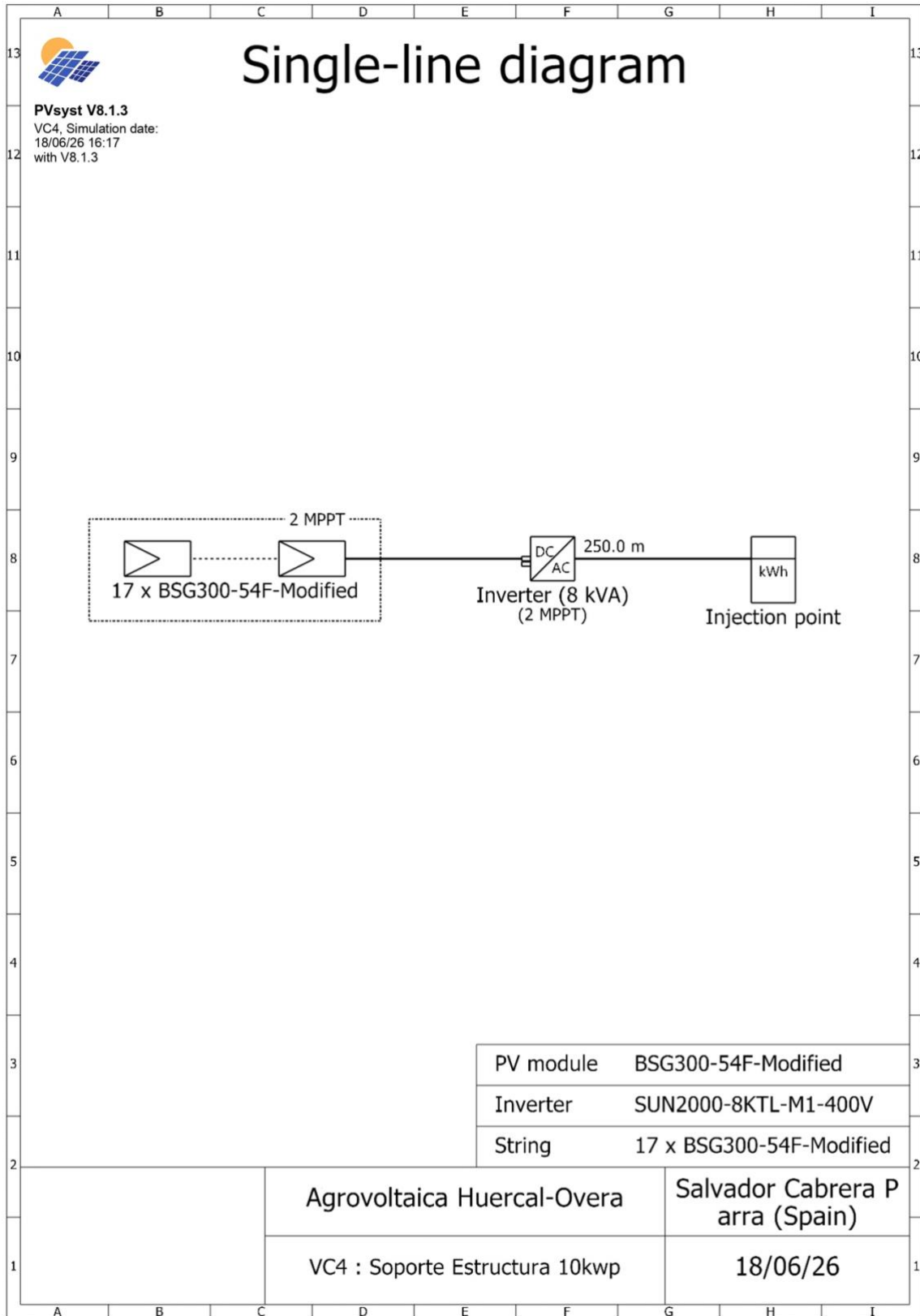
Project: Agrovoltaica Huerca-Overa

Variant: Soporte Estructura 10kwp

Salvador Cabrera Parra (Spain)

PVsyst V8.1.3
 VC4, Simulation date:
 18/06/26 16:17
 with V8.1.3







PVsyst V8.1.3
 VC4, Simulation date:
 18/06/26 16:17
 with V8.1.3

Project: Agrovoltaica Huerca-Overa

Variant: Soporte Estructura 10kwp

Salvador Cabrera Parra (Spain)

Cost of the system

Installation costs			
Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
		Total	0.00
		Depreciable asset	0.00

Operating costs	
Item	Total EUR/year
Total (OPEX)	0.00

System summary	
Total installation cost	0.00 EUR
Operating costs	0.00 EUR/year
Useful energy from solar	10.6 MWh/year
Energy sold to the grid	6.8 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.0000 EUR/kWh



Project: Agrovoltaica Huerca-Overa

Variant: Soporte Estructura 10kwp

Salvador Cabrera Parra (Spain)

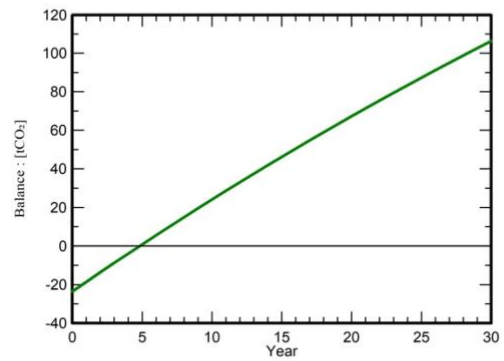
PVsyst V8.1.3

VC4, Simulation date:
18/06/26 16:17
with V8.1.3

CO₂ Emission Balance

Total:	106.3 tCO ₂
Generated emissions	
Total:	23.59 tCO ₂
Source: Detailed calculation from table below	
Replaced Emissions	
Total:	149.7 tCO ₂
System production:	17.39 MWh/yr
Grid Lifecycle Emissions:	287 gCO ₂ /kWh
Source:	IEA List
Country:	Spain
Lifetime:	30 years
Annual degradation:	1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	10.2 kWp	17470
Supports	1.91 kgCO ₂ /kg	3100 kg	5934
Inverters	190 kgCO ₂ /units	1.00 units	190

ANEXO V FICHA TÉCNICA PANEL SOLAR



Thermi 2 Building, 9th km. Thessaloniki - Thermi, P.O. Box D8129, 57001 Thermi, Greece
Tel. +30 2310 321342, email: info@britesolar.com | www.britesolar.com

BSG-300/54-F

Bifacial Agri-PV Solar Panel | GreenGlass™

Advantages

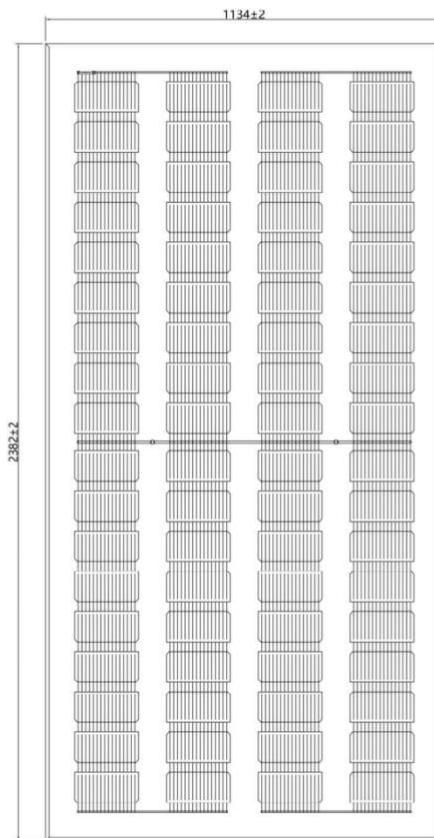
- 

High Light Transmissivity
- 

Optional Glass for High Degree of Light Diffusion
- 

Suitable for New or Retrofit Greenhouse Applications
- 

Available in Custom Sizes



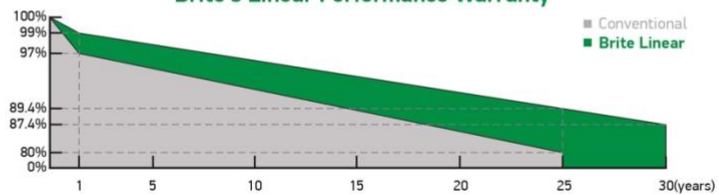
300 Wp

54 %T

12^{Years} Material@Craft Quality Assurance

30^{Years} Power Output Guarantee

Brite's Linear Performance Warranty



ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
IEC/EN61215 - IEC/EN61730 - ANSI/UL61703



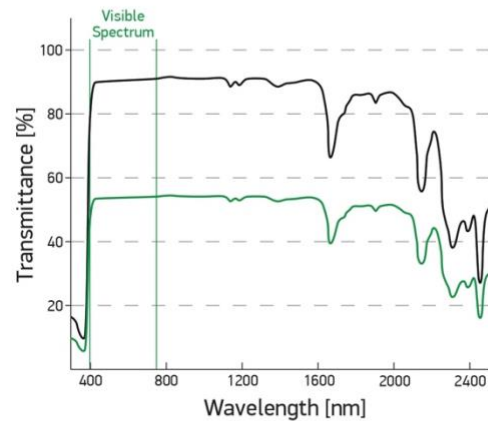
BSG-300/54-F

Bifacial Agri-PV Solar Panel | GreenGlass™

Mechanical Specifications

Length	2382mm
Width	1134mm
Thickness	30mm
Solar Cells	182mm x 91mm, 72pcs
Solar Cell Type	N Monocrystalline
Solar Module Area	1.192m ²
Front Glass	2 mm Tempered
Weight	32.6kg
Cable	4mm ²
Junction Box	IP68, 2 diode
Connectors	MC4 Compatible
Shading	46%
Operating Temperature	-40 to 85°C
Maximum Static Load	5400Pa

Light Transmittance



Electrical Specifications (STC)

Short Circuit Current (Isc)	14.89A
Opt. Operating Current (Impp)	14.08A
Open Circuit Voltage (Voc)	24.84V
Opt. Operating Voltage (Vmpp)	21.31V
Nominal Max Power (Pmax)	300Wp
Maximum System Voltage	1500V
Maximum Series Fuse Rating	25A

Temperature Coefficients

Temp. Coefficient Pmax (%/°K)	-0.30
Temp. Coefficient Voc (%/°K)	-0.25
Temp. Coefficient Isc (%/°K)	0.05
Nominal Operating Module Temp.	45±2°C

Packaging Configuration

Modules Per Box	37 Pcs
Modules Per 40' Container	740 Pcs



Thermi 2 Building, 9th km. Thessaloniki - Thermi,
P.O. Box D8129, 57001 Thermi, Greece
Tel. +30 2310 321342, email: info@britesolar.com
www.britesolar.com

ANEXO VI FICHA TÉCNICA INVERSOR

SUN2000-3-10KTL-M1 (Versión de Alta Corriente)
Smart Energy Controller



Seguro y Fiable

Protección ante fallo por arco eléctrico



Mayor Generación

Hasta un 30% más de energía con optimizadores¹



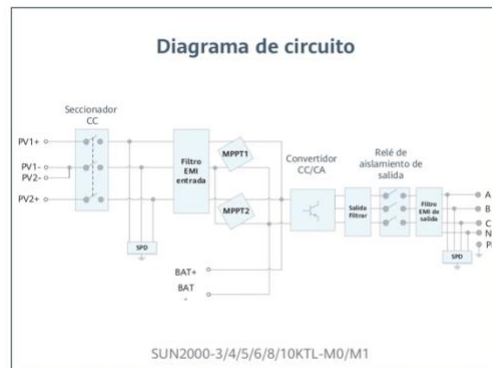
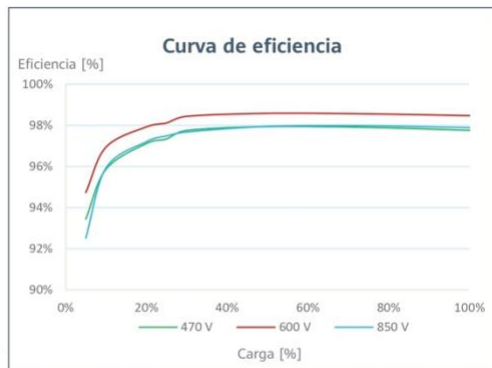
Compatible con Batería

Con entradas listas para conectar batería²



Comunicación Flexible

Soporta comunicaciones por WLAN, Fast Ethernet o 4G



¹ Sólo compatible con inversores SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1
² Los inversores SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 son compatibles con HUAWEI smart string ESS para versiones posteriores a Q1, 2021

SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1 (Versión de Alta Corriente)
Especificaciones Técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000 -3KTL-M1	SUN2000 -4KTL-M1	SUN2000 -5KTL-M1	SUN2000 -6KTL-M1	SUN2000 -8KTL-M1	SUN2000 -10KTL-M1
Eficiencia						
Eficiencia Máxima	98.2%	98.3%	98.4%	98.4%	98.6%	98.6%
Eficiencia europea	96.7%	97.1%	97.5%	97.7%	98.0%	98.1%
Entrada (FV)						
Potencia FV max. recomendada ¹	4,500 Wp	6,000 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp	12,000 Wp	15,000 Wp
Tensión máxima de entrada ²	1,100 V					
Rango de tensión de operación ³	140 V ~ 980 V					
Tensión de arranque	200 V					
Tensión nominal de entrada	600 V					
Intensidad max. por MPPT	13.5 A					
Intensidad max. de cortocircuito	19.5 A					
Cantidad de MPPTs	2					
Nº max. de entradas por MPPT	1					
Entrada (CC Batería)						
Batería compatible	HUAWEI Smart String ESS 5kWh - 30kWh					
Rango de tensión de operación	600 V ~ 980 V					
Max. intensidad de operación	16.7 A					
Potencia máxima de carga	10,000 W					
Potencia máxima de descarga	3,300 W	4,400 W	5,500 W	6,600 W	8,800 W	10,000 W
Salida (con conexión a la red)						
Conexión a red eléctrica	Trifásico					
Potencia nominal activa de CA	3,000 W	4,000 W	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W
Máx. potencia aparente de CA	3,300 VA	4,400 VA	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA	11,000 VA ⁴
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W / N+PE					
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz					
Máx. intensidad de salida	5.1 A	6.8 A	8.5 A	10.1 A	13.5 A	16.9 A
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo					
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %					
Salida (Fuera de la red)						
Máx. potencia aparente	3,000 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA
Tensión nominal de Salida	220 V / 230 V					
Máx. intensidad de salida	13.6 A	15 A	15 A	15 A	15 A	15 A
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo					
Características y protecciones						
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí					
Protección anti-isla	Sí					
Protección de polaridad inversa en CC	Sí					
Monitorización de aislamiento	Sí					
Protección contra descargas atmosféricas CC	Sí, compatible con la clase de protección TIPO II según EN / IEC 61643-11					
Protección contra descargas atmosféricas CA	Sí, compatible con la clase de protección TIPO II según EN / IEC 61643-11					
Monitorización de corriente residual	Sí					
Protección contra sobrecorrientes de CA	Sí					
Protección contra cortocircuitos de CA	Sí					
Protección contra sobretensión de CA	Sí					
Protección ante fallo por arco	Sí					
Control de receptor ripple	Sí					
Recuperación PID integrada ⁵	Sí					
Carga inversa de la batería desde la red	Sí					
Datos generales						
Rango de temperatura de operación	-25 ~ + 60 °C					
Humedad de operación relativa	0 %RH ~ 100 %RH					
Altitud de operación	0 ~ 4,000 m (13,123 ft.) (Disminución de la capacidad eléctrica a partir de 2000 m)					
Ventilación	Convección natural					
Pantalla	LED integrado; integrado WLAN + FusionSolar App					
Comunicación	RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE; 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Opcional)					
Peso (incluido soporte de montaje)	17 kg					
Dimensiones (incluido soporte de montaje)	525 x 470 x 146.5 mm					
Grado de protección	IP65					
Consumo de energía durante la noche	< 5.5 W ⁶					
Compatibilidad con optimizador						
Optimizador compatible con DC MBUS	SUN2000-450W-P, SUN2000-450W-P2, SUN2000-600W-P2					
Cumplimiento de normas (más disponibles a pedido)						
Certificado	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 62116					
Estándares de conexión a la red	G98, G99, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, NTS, TOR D4, NRS 097-2-1, IEC61727, IEC62116, DEWA					

¹ La potencia fotovoltaica máxima de entrada del inversor es de 20.000 Wp cuando las cadenas largas se diseñan y se conectan completamente con los optimizadores SUN2000-450/600W-P

² El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

³ Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

⁴ C10 / 11: 10,000 VA

⁵ El inversor SUN2000-3-10KTL-M1 aumenta por encima de cero la tensión entre la FV- y tierra a través de la función de recuperación PID, con el fin de recuperar la degradación del módulo debido al efecto PID Compatible con módulo tipo P (mono poli)