



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

**GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE
TELECOMUNICACIÓN**

TRABAJO FIN DE GRADO

**Auditoría y análisis del rendimiento de una instalación
fotovoltaica**

Autor: María Pilar Fernández Teja

Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid

Enero de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título Auditoría y análisis del rendimiento de una instalación fotovoltaica 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:

Ayuda en la búsqueda de fuentes de información y apoyo con códigos de programación complejos

Firmado (alumno): María Pilar Fernández Teja

Fecha: 21/01/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

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...)

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



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO

Auditoría y análisis del rendimiento de una instalación
fotovoltaica

Autor: María Pilar Fernández Teja

Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid

Enero de 2026

AUDITORÍA Y ANÁLISIS DEL RENDIMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Autor: Fernández Teja, María Pilar

Director: Sanz Fernández, Íñigo

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas)

RESUMEN DEL PROYECTO

En este proyecto, se ha desarrollado una auditoría y análisis del rendimiento de una instalación fotovoltaica doméstica, recopilando datos de su generación, autoconsumo y venta de energía durante 2024. Así, gracias a herramientas como Python y PVGIS, se han podido estudiar grandes volúmenes de datos, automatizar cálculos, obtener indicadores económicos y representar gráficamente los resultados.

Palabras clave: Energía solar fotovoltaica, Autoconsumo, Python, PVGIS, Rendimiento.

1. Introducción

La energía solar fotovoltaica se ha convertido en un pilar fundamental de la transición energética gracias a su madurez tecnológica y a su impacto en el autoconsumo, el cual permite a los consumidores producir parte de su propia energía y reducir su dependencia de la red convencional.

Este proyecto se centra en la auditoría y análisis del rendimiento de una instalación fotovoltaica doméstica en Castilla-La Mancha, con el objetivo de evaluar su eficiencia técnica y económica a partir de los datos reales del año 2024.

2. Definición del proyecto

Este proyecto tiene como objetivo analizar de manera integral el funcionamiento de una instalación fotovoltaica doméstica de pequeña potencia, evaluando tanto los aspectos técnicos como los económicos y regulatorios.

De esta manera, se comparan los resultados obtenidos con valores de referencia teóricos, identificando desviaciones y sus posibles causas, proponiendo recomendaciones técnicas para optimizar la eficiencia y la gestión energética de la instalación.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

La instalación consta de módulos fotovoltaicos conectados a un inversor y a un sistema de almacenamiento, que permiten autoconsumo y venta de excedentes a la red.

Para el análisis se emplearon distintas herramientas:

- ShinePhone: Permite la monitorización de la instalación en tiempo real [1].
- Excel: Facilita la organización de datos y cálculos básicos.
- PVGIS: Herramienta de la Comisión Europea para estimar la producción teórica en base a la irradiación y a los parámetros del sistema, usada para la comparación con los datos reales [2].
- Python: Este lenguaje de programación permite automatizar cálculos y representar gráficamente los resultados.

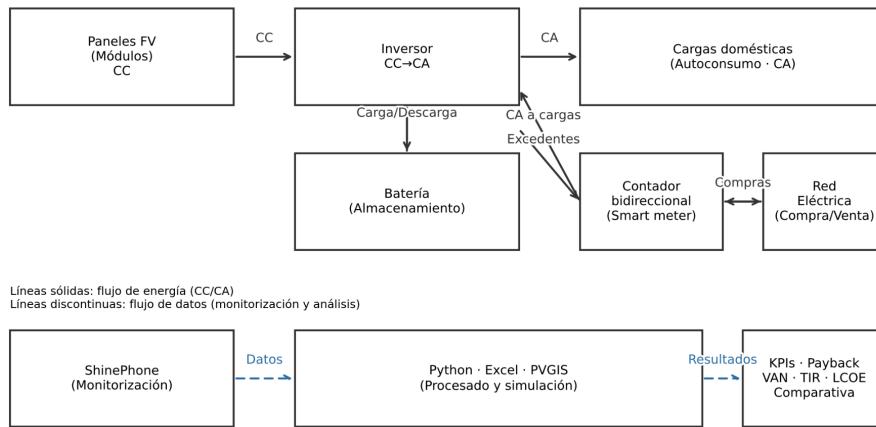


Figura 1: Esquema general de la instalación y flujo de datos de análisis (Elaboración propia)

4. Resultados

La instalación generó en 2024 un total de 11,9 MWh, de los cuales aproximadamente un 35 % (4,2 MWh) se destinó a autoconsumo y un 65 % (7,7 MWh) se vertió a la red eléctrica. Desde el punto de vista económico, los ingresos por excedentes fueron del orden de 431 € anuales y el ahorro neto anual total se estimó en 1.017 €. El sistema opera dentro de los parámetros esperados, aunque se identifican márgenes de mejora relacionados con la optimización operativa, es decir, gestión de ciclos de batería y revisión de pérdidas.

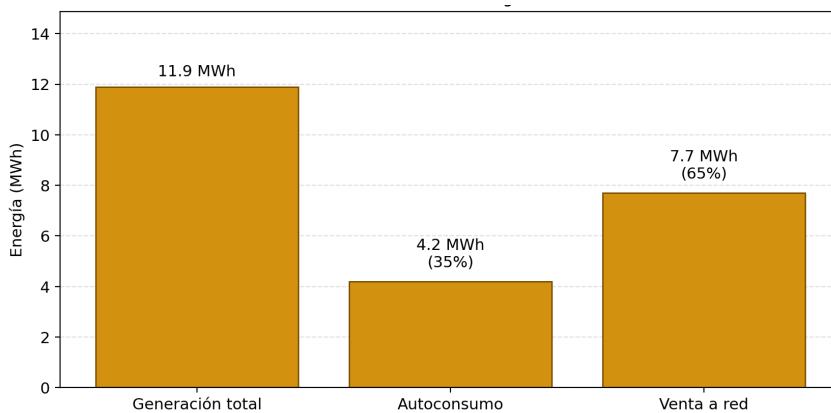


Figura 2: Desglose de la generación y destino de la energía en 2024 (Elaboración propia)

5. Conclusiones

El estudio confirma que la instalación es eficiente y rentable, y que el autoconsumo doméstico es una vía efectiva para reducir costes energéticos y emisiones. El uso de

Python, PVGIS y otras herramientas de ingeniería aporta rigor al análisis, facilita la interpretación de datos y permite replicar la metodología en otras instalaciones.

6. Referencias

- [1] Growatt New Energy Technology Co. *ShinePhone User Manual*. Shenzhen: Growatt, 2022.
- [2] European Commission. *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. Bruselas: Comisión Europea, 2024.

PERFORMANCE AUDIT AND ANALYSIS OF A PHOTOVOLTAIC INSTALLATION

Author: Fernández Teja, María Pilar

Supervisor: Sanz Fernández, Íñigo

Collaborating Institution: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

PROJECT SUMMARY

In this project, an audit and performance analysis of a residential photovoltaic (PV) installation was conducted, gathering data on its generation, self-consumption, and energy exports during 2024. Leveraging tools such as Python and PVGIS, it was possible to process large datasets, automate calculations, derive economic indicators, and visually present the results.

Keywords: Photovoltaic solar energy, Self-consumption, Python, PVGIS, Performance.

1. Introduction

Photovoltaic solar energy has become a cornerstone of the energy transition due to its technological maturity and its impact on self-consumption, which allows consumers to generate part of their own energy and reduce their dependence on the conventional grid.

This project focuses on the performance audit and analysis of a residential photovoltaic installation in Castilla-La Mancha, with the aim of assessing its technical and economic efficiency based on real data from the year 2024.

2. Project Definition

The main objective of this project is to analyze in detail the performance of a small-scale residential photovoltaic installation, evaluating both technical and economic as well as regulatory aspects.

In this way, the results obtained are compared with theoretical reference values, deviations and their possible causes are identified, and technical recommendations are proposed to optimize the efficiency and energy management of the installation.

3. Description of the System / Tools

The installation consists of photovoltaic modules connected to an inverter and a storage system, enabling both self-consumption and the sale of surplus energy to the grid.

For the analysis, several tools were employed:

- ShinePhone: allows real-time monitoring of the installation [6].
- Excel: Facilitates data organization and basic calculations [7].
- PVGIS: European Commission tool for estimating theoretical PV production based on irradiance and system parameters, used for comparison with measured (actual) data [2].
- Python: Used as the main data analysis tool, enabling the automation of calculations and graphical representation of results.

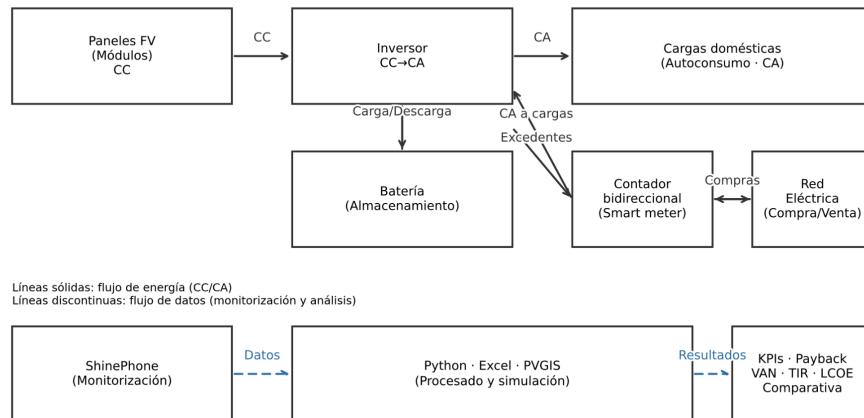


Figure 1: General scheme of the installation and data flow (Author's own work)

4. Results

In 2024, the installation generated a total of 11.9 MWh, of which approximately 35% (4.2 MWh) was used for self-consumption and 65% (7.7 MWh) was exported to the grid. From an economic standpoint, revenues from surplus energy were on the order of €431 per year, and the total net annual savings were estimated at €1,017. The system operates within expected parameters, although there is room for improvement related to operational optimization, namely battery cycle management and loss assessment.

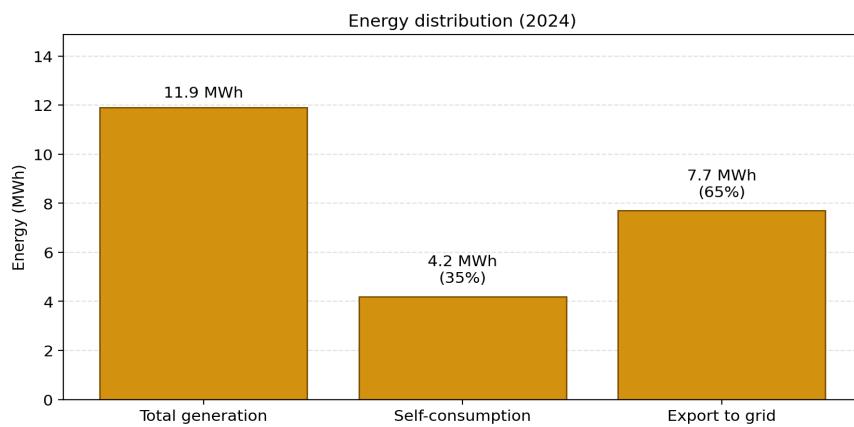


Figure 2: Breakdown of energy generation and destination in 2024 (Author's own work)

5. Conclusions

The study confirms that the installation is both efficient and profitable, and that residential self-consumption is an effective way to reduce energy costs and emissions. The use of

Python and other engineering tools adds rigor to the analysis, facilitates the interpretation of data, and allows the methodology to be replicated in other installations.

6. References

- [1] Growatt New Energy Technology Co., Ltd. ShinePhone User Manual. Shenzhen: Growatt, 2022.
- [2] European Commission. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Brussels: European Commission, 2024.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción.....	6
1.1. Enfoque general.....	7
1.2. Motivaciones.....	8
1.2.1. Motivaciones sociales.....	8
1.2.2. Motivaciones tecnológicas y académicas.....	9
1.3. Contexto energético y climático.....	10
Capítulo 2. Descripción del Trabajo.....	12
2.1 Justificación.....	12
2.2. Objetivos.....	14
2.2.1. Objetivos técnicos.....	15
2.2.2. Objetivos económicos.....	15
2.2.3. Objetivos ambientales.....	15
2.2.4. Objetivos sociales.....	16
2.2.5. Objetivos académicos.....	16
2.3. Metodología.....	16
2.3.1. Recopilación de datos reales.....	17
2.3.2. Comparación con valores teóricos.....	17
2.3.3. Análisis económico.....	17
2.3.4. Propuesta de mejoras.....	18
2.4 Recursos tecnológicos y análisis de datos.....	18
2.4.1 Instalación fotovoltaica.....	18
2.4.1.1. Módulos fotovoltaicos.....	20
2.4.1.2. Inversor.....	22
2.4.1.3. Cuadro eléctrico.....	22
2.4.1.4. Contador bidireccional.....	23
2.4.1.5. Red eléctrica.....	23
2.4.2 Sistema de monitorización.....	23
2.4.3 Herramientas de análisis de datos.....	25
2.5 Marco normativo y fuentes oficiales.....	25
2.5.1 Normativa europea.....	25
2.5.2 Normativa nacional.....	26
2.5.3 Normativa técnica aplicable.....	27
2.5.4 Normativa autonómica y municipal.....	27
Capítulo 3. Estado de la Cuestión.....	29

3.1. Desarrollo del autoconsumo en España.....	29
3.2 Factores que condicionan el rendimiento de la instalación.....	30
3.2.1. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	30
3.2.2. Mantenimiento de los módulos.....	31
3.2.3. Orientación e Inclinación.....	31
3.2.4. Temperatura.....	32
3.2.5. Suciedad y degradación superficial.....	33
3.3 Innovaciones tecnológicas en los sistemas fotovoltaicos.....	34
3.3.1. PERC.....	34
3.3.2. TOPCon.....	34
3.3.3. Otros sistemas de monitorización: SolarEdge Monitoring.....	36
3.4 líneas de desarrollo futuro en el ámbito fotovoltaico.....	37
3.4 Contribución del presente trabajo.....	38
Capítulo 4. Sistema/Modelo Desarrollado.....	39
4.1 Recopilación de datos reales.....	39
4.1.1. Localización de la instalación.....	39
5.1.2. Exportación de los datos de monitorización.....	40
4.2 Comparación con valores teóricos.....	42
4.3 Análisis Económico.....	45
4.3.1 Introducción y Objetivo del Análisis Económico.....	45
4.3.2 Costes de inversión inicial y costes de mantenimiento.....	45
4.3.3 Análisis Económico de la Energía: Autoconsumo y Excedentes.....	46
4.3.4 Período de amortización.....	47
4.3.5 Valor Actual Neto (VAN).....	48
4.3.6 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	50
4.3.7 Coste Nivelado de la Energía (LCOE).....	50
Capítulo 5. Análisis de Resultados.....	53
Capítulo 6. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	55
Capítulo 7. Bibliografía.....	58
ANEXO I: ALINEACIÓN DEL PROYECTO CON LOS ODS.....	61
ANEXO II: Hojas de características.....	63

Índice de figuras

Figura 1: Irradiancia (kWh/m ² /día) anual en Toledo (AEMET).....	10
Figura 2: Valores climatológicos normales de Toledo (AEMET).....	13
Figura 3: Esquema de una instalación fotovoltaica de autoconsumo acogida a compensación económica (ENDEF).....	20
Figura 4: Estructura y componentes típicos de un módulo fotovoltaico (UNEF).....	22
Figura 5: Interfaz de la aplicación ShinePhone.....	24
Figura 6: Esquema de una célula TOPCon (Cambio Energético).....	35
Figura 7: Otros sistemas de monitorización (SolarEdge).....	36
Figura 8: Esquema de paneles bifaciales (Iberdrola).....	37
Figura 9: Imagen satélite de la instalación (Google Maps).....	40
Figura 10: Producción teórica.....	44
Figura 11: Recuperación de la inversión y beneficios acumulados.....	48

Índice de tablas

Tabla 1: Coordenadas de la instalación (Elaboración propia).....	38
Tabla 2: Registro de la producción y consumo por horas del 01/01/2024 (Elaboración propia). 40	
Tabla 3: Producción mensual de la instalación en 2024 (Elaboración propia).....	41
Tabla 4: Resumen de la producción anual de la instalación (Elaboración propia).....	41
Tabla 5: Comparativa entre la producción real y la calculada con PVGIS (elaboración propia). 44	
Tabla 6: Análisis económicos por autoconsumo y excedentes (elaboración propia).....	45
Tabla 7: Coste nivelado de la energía (LCOE).....	51

Índice de ecuaciones

Ecuación 1: Pérdida por suciedad	33
Ecuación 2: Ahorro anual de la instalación.....	47
Ecuación 3: Payback simple.....	47
Ecuación 4: VAN.....	48
Ecuación 5: TIR.....	50
Ecuación 6: LCOE.....	51
Ecuación 7: Coste total.....	51
Ecuación 8: Energía ajustada.....	51
Ecuación 9: Energía en el año 0.....	52

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, los precios de la electricidad se mantuvieron elevados en muchos países, con efectos adversos sobre los sectores intensivos en energía; a ello se sumaron la inflación, los tipos de interés altos y la persistencia de subsidios a los combustibles fósiles, que siguen distorsionando el mercado y dificultando la inversión.

Diversos estudios señalan que, en España, la asequibilidad de los servicios térmicos en vivienda está condicionada por la baja eficiencia del parque residencial y por la evolución de precios energéticos. Usando el modelo de Required Thermal Energy Expenditure (RTEE), la media nacional de gasto térmico teórico por hogar se sitúa en, aproximadamente, 993 €/año, con calefacción+DHW como partida dominante. A esto se debe añadir que, si no se acometen medidas de eficiencia, en 2030 aumentaría el gasto en calefacción hasta un 24%. Este contexto justifica que el autoconsumo fotovoltaico doméstico se complemente con medidas de eficiencia pasiva y de renovación de equipos térmicos para mejorar simultáneamente rendimiento y asequibilidad [1].

En este contexto, las fuentes de energía renovables y, en especial, la energía solar fotovoltaica se han consolidado como tecnología de referencia por su madurez y accesibilidad, impulsada por la bajada de costes, las mejoras de eficiencia y el impulso a la seguridad e independencia energética; además, las innovaciones en generación y almacenamiento mejoran su fiabilidad y reducen costes, y los avances tecnológicos para su uso final en edificios fortalecen su integración en el entorno construido y su contribución a un modelo energético más sostenible [2].

El presente trabajo se centra en la auditoría y análisis del rendimiento de una instalación fotovoltaica de autoconsumo situada en una vivienda unifamiliar en la localidad de Toledo, Castilla-La Mancha. Esta instalación, puesta en marcha en el año 2022, ha sido objeto de seguimiento a lo largo del año 2024 a fin de determinar la rentabilidad de la misma. El acceso directo a los datos reales de producción, consumo y vertido a red ha permitido realizar un estudio detallado de su comportamiento bajo condiciones reales de uso.

1.1. Enfoque general

El proyecto tiene como objetivo principal llevar a cabo una auditoría y análisis del rendimiento de una instalación fotovoltaica doméstica de autoconsumo situada en la provincia de Toledo, Castilla-La Mancha. La instalación produce energía eléctrica a partir de radiación solar, que se destina tanto al consumo directo en la vivienda como a la inyección de excedentes en la red. El estudio se centra en evaluar su eficiencia técnica y económica a lo largo de 2024, identificando desviaciones respecto a valores teóricos y proponiendo mejoras que optimicen su funcionamiento.

El enfoque del proyecto combina el uso de herramientas de monitorización y software especializado con metodologías de análisis de datos propias de la ingeniería de telecomunicación. Para ello, se emplean aplicaciones como ShinePhone, que permite la supervisión en tiempo real de la instalación, así como herramientas de cálculo como Excel y PVGIS. Además, gracias al lenguaje de programación Python ha sido posible la automatización de cálculos y la representación gráfica de resultados [3].

Además, este proyecto se enmarca en un contexto social y ambiental de gran relevancia, ya que la urgencia por un aumento masivo de la temperatura del planeta ha hecho preciso el fomento del uso de fuentes de energía renovables, las cuales contribuyen a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, disminuyen la dependencia energética del exterior y favorecen un consumo más responsable y consciente [4]. La instalación analizada constituye un caso representativo de cómo los hogares pueden participar activamente en la transición energética y beneficiarse económico-meditante el ahorro en la factura eléctrica y la compensación de excedentes vertidos a la red.

Además, el análisis que se realiza en el presente proyecto está diseñado para ser replicable y escalable, de modo que la metodología empleada pueda ser alineada en otras instalaciones de la misma naturaleza. Pese a que inicialmente el presente análisis está pensado para un ámbito residencial, podrá aplicarse, a su vez, en estructuras industriales a pequeña escala. En resumen, el proyecto no solo busca evaluar el rendimiento de un sistema concreto, sino

también demostrar cómo la aplicación de herramientas tecnológicas y de telecomunicaciones modernas en el ámbito de la energía puede contribuir a una gestión más eficiente, sostenible y transparente de los recursos energéticos.

1.2. Motivaciones

La idea de este proyecto nace para responder a diversas motivaciones que van más allá del mero ejercicio académico. Por un lado, se enmarca en un contexto global de urgencia climática y sustitución de fuentes de energía fósiles por renovables, donde la energía solar fotovoltaica desempeña un papel clave en la reducción de emisiones, especialmente en nuestro país, y en el fomento de un modelo energético sostenible tanto a nivel doméstico como industrial.

Por otro lado, en la sociedad actual existe una creciente necesidad de aplicar los avances a nivel tecnológico y normativo que existen en España y en la Unión Europea, a fin de analizar el rendimiento de instalaciones reales de autoconsumo.

Asimismo, el proyecto persigue un propósito de carácter social, puesto que busca evidenciar cómo el autoconsumo puede mejorar la calidad de vida de los ciudadanos, disminuyendo su dependencia de la red eléctrica convencional y favoreciendo la economía de cada vivienda.

Por último, desde el plano académico, al realizarse un profundo análisis técnico y económico aplicando conocimientos energéticos, de programación y de análisis de datos, el presente estudio permite cumplir con la motivación de aplicar y reforzar competencias adquiridas durante el Grado en Ingeniería en Tecnologías de Telecomunicación a un caso real.

1.2.1. Motivaciones sociales

El fomento del autoconsumo eléctrico se alinea con los objetivos de sostenibilidad marcados tanto por la Unión Europea como por el Gobierno de España. La posibilidad de producir energía en el mismo punto en el que se consume permite disminuir la factura energética con carácter inmediato a aquellos los consumidores que opten por el autoconsumo, constituyendo

un seguro ante los elevados precios de la electricidad que se están registrando en los mercados de futuros. Asimismo, facilita una mayor conciencia ciudadana sobre el uso racional de los recursos y el papel activo del consumidor en la transición energética [5].

Desde un punto de vista regional, Castilla-La Mancha, y en particular la provincia de Toledo, es una de las zonas con mayor radiación solar de la Península Ibérica. Esto la convierte en un área donde merece la pena estudiar y fomentar las instalaciones fotovoltaicas residenciales, medida que podrá contribuir de manera activa al desarrollo económico y sostenible de este territorio, luchando, además, contra la despoblación de zonas rurales.

Además, cabe resaltar el avance que supone el autoconsumo a nivel de derechos ciudadanos, puesto que fomenta la democratización de la energía, otorga al ciudadano un papel más protagonista en el sistema eléctrico y permite reducir la vulnerabilidad energética en hogares que pueden aprovechar ayudas públicas o modelos de financiación compartida [6].

1.2.2. Motivaciones tecnológicas y académicas

Desde una perspectiva académica, el desarrollo de este proyecto permite aplicar de forma práctica los conocimientos adquiridos a lo largo del Grado en Ingeniería en Tecnologías de Telecommunicación. Así pues, las competencias específicas que se abordan en el presente proyecto son el análisis de grandes volúmenes de datos, el uso de herramientas de programación para automatizar cálculos, la interpretación de resultados energéticos, la evaluación del rendimiento real y teórico de una instalación a través de distintos indicadores, la programación científica y el empleo de herramientas digitales para la optimización de recursos.

De esta manera, cabe destacar, el uso del lenguaje de programación Python como herramienta fundamental en este análisis. Esta tecnología permite agrupar datos por registros, automatizar cálculos y representar gráficamente los resultados.

Se debe resaltar, a su vez, la incorporación de herramientas complementarias, tales como Excel para la exportación de datos y verificación manual de cálculos o PVGIS para

estimaciones de radiación y rendimiento fotovoltaico a nivel teórico, dotando al proyecto de un enfoque multidisciplinar que combina programación, estadística e ingeniería clásica. Esta visión integradora refleja el carácter transversal del campo de las telecomunicaciones aplicado al sector energético.

1.3. Contexto energético y climático

España, y en particular la provincia de Toledo, cuenta con las condiciones climáticas idóneas para el aprovechamiento de la energía solar. Según el atlas de radiación solar en España elaborado por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), el territorio castellanomanchego cuenta con una irradiancia solar media anual que puede superar los 5 kWh/m²/día [7], por lo que dicha región ofrece un entorno ideal para la instalación de sistemas fotovoltaicos eficientes.

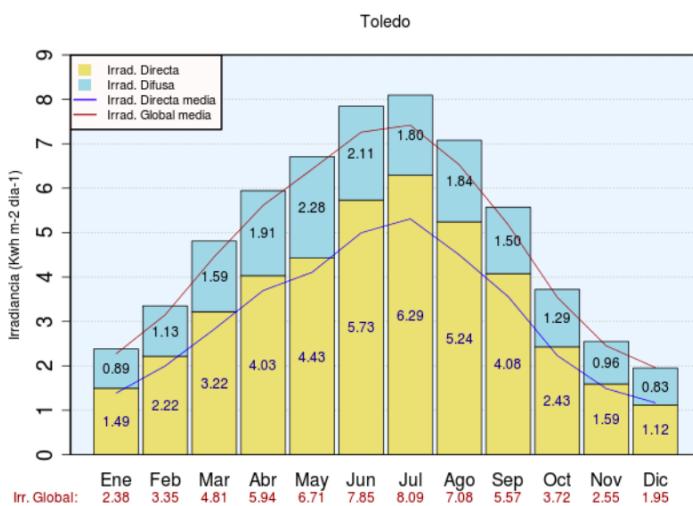


Figura 1: Irradiancia (kWh/m²/día) anual en Toledo (AEMET)

Este potencial, junto con la normativa favorable al autoconsumo y las ayudas públicas disponibles, refuerzan el interés de este tipo de proyectos tanto a nivel particular como institucional.

El desarrollo del autoconsumo en España ha experimentado un notable impulso tras la aprobación del Real Decreto 244/2019 y sus posteriores actualizaciones, que simplifican los trámites administrativos y facilitan la compensación de excedentes [8]. Asimismo, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) establece como objetivo alcanzar aproximadamente 39 GW de potencia solar instalada en España en 2030 y una participación del 74% de energías renovables en la generación eléctrica nacional, por lo que el autoconsumo constituye una herramienta fundamental para el cumplimiento de las metas de descarbonización [9].

Capítulo 2. Descripción del Trabajo

Esta sección detalla la justificación, los objetivos, la metodología y los recursos empleados en el desarrollo del proyecto. La justificación se fundamenta en la necesidad de promover soluciones energéticas sostenibles y accesibles, evaluando el rendimiento real de instalaciones fotovoltaicas domésticas en un contexto de transición energética y emergencia climática .

Los objetivos del proyecto se centran en analizar de forma integral una instalación de autoconsumo ubicada en Toledo, región con una de las irradiaciones solares más elevadas de la Península Ibérica. El estudio contrasta los datos reales de generación, autoconsumo y vertido a red con valores teóricos obtenidos a partir de modelos y fuentes oficiales como PVGIS y AEMET. De este modo, se extraen conclusiones tanto técnicas como económicas que resultan útiles para usuarios, fabricantes, instaladores y responsables de políticas públicas en el ámbito energético.

La metodología se apoya en el uso de herramientas de monitorización y análisis de datos, entre las que destacan ShinePhone para la adquisición del conjunto de datos energéticos de la vivienda en tiempo real [10], Python para la automatización de procesos y la generación de gráficos, y Excel para la consolidación de exportaciones de datos y verificación manual de los cálculos para asegurar un correcto control de calidad. Todo ello se complementa con la normativa vigente y guías técnicas de organismos como el Ministerio para la Transición Ecológica, el IDAE y la CNMC, que aseguran el cumplimiento legal y aportan criterios para el análisis económico de la instalación.

2.1 JUSTIFICACIÓN

El autoconsumo fotovoltaico se ha consolidado en los últimos años como una de las principales palancas de la transición energética, impulsado tanto por la reducción del coste de los módulos solares como por el avance de las políticas públicas que incentivan la generación distribuida. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), el coste

nivelado de la electricidad (LCOE) de la energía solar fotovoltaica se ha reducido aproximadamente un 90 % entre 2010 y 2023, lo que la convierte en una de las tecnologías más competitivas del sistema energético mundial [11]. Asimismo, la capacidad solar fotovoltaica añadida a nivel global alcanzó un récord histórico de 243 GW en 2022, según una estimación de REN21, reflejando el crecimiento exponencial del sector y su papel central en la expansión de las energías limpias [12].

En el caso de España, la eliminación de barreras regulatorias y la entrada en vigor del Real Decreto 244/2019 han favorecido un crecimiento exponencial de las instalaciones residenciales, puesto que dicho marco normativo simplificó los trámites administrativos, permitió la compensación de excedentes vertidos a la red y abrió la puerta al autoconsumo compartido, incrementando de manera notable la rentabilidad de los sistemas domésticos.

Desde el punto de vista territorial, Castilla-La Mancha, y concretamente la provincia de Toledo, representa un emplazamiento de especial interés para el desarrollo de instalaciones solares. Según la AEMET, la comunidad manchega presenta entre 2600 y 3000 horas de sol al año y una irradiación media que supera los 5 kWh/m²/día, convirtiendo a la región en una de las zonas con condiciones climáticas más óptimas de Europa para la energía fotovoltaica [13].

Valores climatológicos normales: Toledo												
Mes	T	TM	Tm	R	H	DR	DN	DT	DF	DH	DD	I
Enero	6.4	11.5	1.3	26	76	4.9	0.6	0.1	7.5	12.7	7.0	Número medio mensual/anual de horas de sol
Febrero	8.3	14.0	2.6	25	69	4.7	0.5	0.2	4.0	6.9	6.5	172
Marzo	11.6	18.1	5.0	23	59	3.9	0.3	0.3	1.3	2.3	7.4	228
Abril	13.5	19.9	7.2	39	58	6.4	0.1	1.0	0.9	0.3	5.6	249
Mayo	17.6	24.2	11.0	44	54	6.4	0.0	3.4	0.8	0.0	4.7	286
Junio	23.2	30.5	15.9	24	45	2.9	0.0	2.9	0.1	0.0	10.3	337
Julio	26.8	34.6	18.9	7	39	1.0	0.0	1.5	0.0	0.0	18.5	382
Agosto	26.3	34.0	18.6	9	41	1.5	0.0	2.1	0.0	0.0	15.1	351
Septiembre	22.0	29.0	14.9	18	51	2.9	0.0	1.8	0.4	0.0	9.5	260
Octubre	16.1	22.1	10.2	48	66	6.8	0.0	1.0	2.1	0.0	6.0	210
Noviembre	10.5	15.6	5.3	39	74	5.9	0.1	0.2	6.6	3.3	5.8	157
Diciembre	7.1	11.6	2.5	41	79	6.3	0.2	0.0	7.9	9.8	6.0	126
Año	15.8	22.1	9.5	342	59	53.8	1.8	14.3	31.8	35.5	101.5	2922

Figura 2: Valores climatológicos normales de Toledo (AEMET)

El presente trabajo se justifica, por tanto, en tres ejes fundamentales. En primer lugar, en el plano ambiental la instalación analizada contribuye a la reducción de emisiones de CO₂ y a la mitigación del cambio climático, alineándose con los compromisos a nivel nacional y europeo de descarbonización.

Por otro lado, a nivel económico, la capacidad de estudiar el ahorro generado en la factura eléctrica y los ingresos por la venta de excedentes que genera el presente sistema de autoconsumo permite conocer el alcance de la rentabilidad financiera de este tipo de instalaciones y orientar futuras inversiones residenciales.

Por último, cabe destacar la justificación puramente tecnológica y académica del proyecto, ya que éste permite aplicar técnicas avanzadas de análisis de datos, programación científica y monitorización digital a un caso real, demostrando la utilidad de las competencias adquiridas durante el grado, así como el carácter interdisciplinar de la ingeniería de telecomunicación en cuanto a su aplicación en el ámbito energético.

En resumen, la justificación del proyecto se basa en su valor como experiencia práctica que combina relevancia social, impacto económico y aplicación tecnológica, en un momento en el que la transición hacia un modelo energético sostenible constituye una de las prioridades tanto nacionales como internacionales.

2.2. Objetivos

El objetivo principal de este proyecto es evaluar la eficiencia técnica, el impacto económico y la relevancia social y ambiental de una instalación fotovoltaica doméstica de autoconsumo, analizando su funcionamiento bajo condiciones reales en la provincia de Toledo, Castilla-La Mancha. Se persigue, de este modo, obtener una visión integral de su rendimiento, comparando los resultados reales con los valores teóricos de referencia y extrayendo conclusiones que permitan identificar fortalezas, debilidades y oportunidades de mejora.

Con el fin de alcanzar este objetivo general, se han definido una serie de objetivos específicos que responden a distintas dimensiones del análisis. Estos objetivos se agrupan en cinco

categorías: técnicos, económicos, ambientales, sociales y académicos. Cada una de ellas permite abordar el estudio desde un ángulo complementario, garantizando que la evaluación no se limite al rendimiento eléctrico, sino que incluya también aspectos de rentabilidad, sostenibilidad, impacto social y formación académica.

2.2.1. Objetivos técnicos

Desde una perspectiva técnica, el proyecto busca analizar en profundidad el rendimiento de la instalación mediante la recopilación de datos reales de producción fotovoltaica, consumo energético, autoconsumo y excedentes vertidos a la red registrados por la aplicación ShinePhone. Estos datos permiten calcular indicadores clave de rendimiento que determinan la eficiencia global del inversor, que son esenciales para evaluar el correcto funcionamiento del sistema. Asimismo, se plantea la comparación de los resultados con valores teóricos estimados a través de la herramienta PVGIS y las especificaciones de los fabricantes, lo que posibilita identificar desviaciones y diagnosticar sus causas.

2.2.2. Objetivos económicos

Los objetivos económicos del trabajo se centran en valorar la rentabilidad de la instalación. Para ello, se analiza el ahorro obtenido en la factura eléctrica gracias al autoconsumo y se estiman los ingresos derivados de la compensación de excedentes vertidos a la red. A partir de estos cálculos, se establece, entre otros indicadores, el periodo de amortización de la inversión inicial, lo que permite ofrecer una visión clara sobre su viabilidad financiera a medio y largo plazo. Este enfoque económico resulta fundamental, dado que la sostenibilidad de la transición energética no solo depende de la eficiencia técnica, sino también de que los proyectos sean atractivos desde el punto de vista del usuario y de potenciales inversores.

2.2.3. Objetivos ambientales

En cuanto a los objetivos ambientales, el proyecto pretende demostrar los beneficios de la obtención de energía a través de plantas fotovoltaicas frente a fuentes fósiles, haciendo posible, así, cumplir con la urgencia de reducir las emisiones de CO₂. Por lo tanto, este

análisis permitirá evaluar la contribución directa de la instalación a la mitigación del cambio climático. Además, se pretende poner en relación los resultados con los compromisos adquiridos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), constituyendo este un instrumento clave en la estrategia de descarbonización [14].

2.2.4. Objetivos sociales

Los objetivos sociales se centran en destacar cómo el autoconsumo fotovoltaico contribuye a la democratización de la energía y al empoderamiento de los ciudadanos en la transición energética. Al generar y gestionar su propia energía, los usuarios reducen la dependencia de la red convencional y adquieren un papel más activo en la sostenibilidad del sistema eléctrico. Asimismo, este proyecto tiene el objetivo de concienciar al conjunto de la ciudadanía sobre la emergencia climática presente a nivel internacional, fomentando entre los usuarios un uso racional de los recursos y fomentando un cambio de hábitos hacia modelos de consumo más responsables.

2.2.5. Objetivos académicos

Por último, desde una perspectiva académica, el trabajo persigue aplicar los conocimientos adquiridos en el Grado en Ingeniería en Tecnologías de Telecomunicación en un caso práctico real. El uso de Python para el análisis de datos y de Excel para los cálculos económicos, así como el empleo de herramientas de simulación como PVGIS permite integrar competencias técnicas y científicas de forma aplicada. Además, se busca desarrollar una metodología de análisis replicable que pueda emplearse en futuras investigaciones o en instalaciones similares, fortaleciendo así la conexión entre la ingeniería de telecomunicación y el sector energético.

2.3. Metodología

La metodología adoptada en este proyecto sigue un enfoque secuencial y estructurado en fases, siguiendo con el modelo científico clásico, diseñado para garantizar la coherencia del

análisis, en primer lugar técnico y en segundo lugar económico de la instalación fotovoltaica. Cada fase integra tanto la recopilación de datos como su tratamiento, comparación con modelos teóricos, análisis económico y propuesta de mejoras. Este enfoque permite no solo evaluar el rendimiento de la instalación objeto de estudio, sino también generar una metodología replicable y escalable que pueda aplicarse a otros sistemas residenciales de autoconsumo.

2.3.1. Recopilación de datos reales

La primera fase se centra en la obtención de datos de producción, consumo, autoconsumo y vertido de excedentes a la red eléctrica. Para ello, se ha empleado el sistema de monitorización ShinePhone, recomendado por los fabricantes de la planta e integrado en el inversor híbrido de la instalación, que permite registrar información en intervalos de 15 minutos. Estos datos se han complementado con registros meteorológicos proporcionados por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), con el fin de correlacionar la producción fotovoltaica con las condiciones de radiación solar y temperatura.

2.3.2. Comparación con valores teóricos

Una vez recopilados los datos reales, la segunda fase consiste en contrastarlos con los valores teóricos de referencia. Para ello, se han empleado modelos de estimación de producción basados en la herramienta PVGIS, ajustados según parámetros de la instalación, que incluyen factores determinantes como la orientación, inclinación, potencia nominal, pérdidas por temperatura y eficiencia del inversor [15]. Este contraste permite identificar desviaciones respecto al comportamiento esperado y evaluar la influencia de factores como sombras parciales, acumulación de suciedad o degradación de los módulos.

2.3.3. Análisis económico

La tercera fase se orienta al análisis económico de la instalación. A partir de los datos de autoconsumo y excedentes vertidos a la red, se ha calculado el ahorro en la factura eléctrica y los ingresos derivados de la compensación de excedentes.

Para dichos cálculos, se ha hecho uso de Excel para la maquetación de tablas y de la herramienta Python y de algunas de sus librerías, tales como pandas, numpy_financial y matplotlib, a fin de garantizar trazabilidad y reproducibilidad. De esta manera, en esta fase del proyecto se obtendrán indicadores financieros como el período de amortización, el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Coste Nivelado de la Energía (LCOE).

2.3.4. Propuesta de mejoras

Finalmente, la cuarta fase consiste en la elaboración de recomendaciones técnicas y operativas orientadas a optimizar el rendimiento de la instalación de cara a la aplicación de versiones mejoradas de esta metodología en futuras instalaciones domésticas e industriales. Entre ellas destacan, si procede, el ajuste del ángulo de inclinación de los módulos hacia uno más óptimo, la implantación de planes de limpieza periódica, la mejora en la gestión de los ciclos de carga y descarga de la batería y la incorporación de sistemas de monitorización avanzada. Estas propuestas buscan maximizar la eficiencia global, prolongar la vida útil de los componentes y reforzar la sostenibilidad del sistema.

2.4 Recursos tecnológicos y análisis de datos

2.4.1 Instalación fotovoltaica

La instalación objeto de estudio corresponde al modelo de autoconsumo con compensación de excedentes, uno de los sistemas más habitualmente implementados en el sector residencial y empresarial en España.

Este tipo de instalación se caracteriza por aprovechar la energía generada que no se consume en el momento de su producción, especialmente durante las horas diurnas en las que existe un pico de producción pero la vivienda no está empleando tantos recursos energéticos. De esta manera, estos excedentes energéticos se pueden y verter a la red eléctrica pública, recibiendo los usuarios a cambio una compensación económica por parte de la comercializadora eléctrica.

De acuerdo con la clasificación realizada por ENDEF Solar Solutions, este tipo de sistemas permite tres modalidades de compensación. Por un lado, existe la posibilidad de un balance neto, en el que el usuario puede consumir gratuitamente de la red la misma cantidad de energía que haya inyectado previamente.. Por otro lado, con la opción de venta a red se recibe una retribución económica fija por cada kWh vertido. Por último, este sistema ofrece una tarifa neta o compensación simplificada, que descuenta de la factura eléctrica el valor correspondiente a los excedentes vertidos [16].

En el caso español, la modalidad vigente está regulada por el Real Decreto 244/2019, que establece un sistema de compensación económica mensual para instalaciones de hasta 100 kW de potencia. Según esta normativa, los excedentes generados por el sistema fotovoltaico se reflejan en la factura de la luz como un saldo negativo en el término de energía, reduciendo directamente el coste del consumo eléctrico sin que exista una venta directa de energía a la red.

Este mecanismo ha permitido consolidar el autoconsumo como una alternativa económica y ambientalmente rentable, con periodos de amortización que oscilan entre 6 y 10 años, y una vida útil de los módulos superior a los 25 años [17].

La Figura 2 ilustra el esquema del tipo de planta que se estudia en el presente proyecto, esto es, una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red, en la que los excedentes generados se inyectan al sistema eléctrico general. El flujo energético sigue una secuencia en la que la energía solar captada por los paneles se transforma en electricidad útil para el consumo, y el sobrante se destina a la red, garantizando un uso eficiente y sostenible de los recursos.

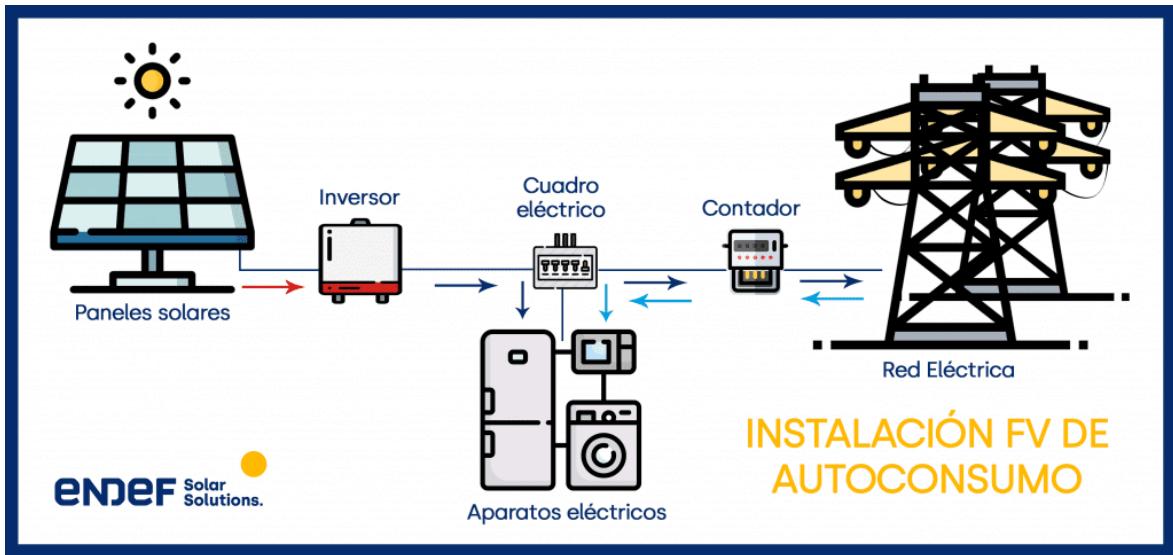


Figura 3: Esquema de una instalación fotovoltaica de autoconsumo acogida a compensación económica (ENDEF)

2.4.1.1. Módulos fotovoltaicos

Los paneles solares son el componente encargado de transformar la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico.

La instalación sobre la que se realiza la auditoría cuenta con módulos monocristalinos de 450 Wp cada uno, fabricados con células de silicio de alta pureza que garantizan una eficiencia superior al 20 % bajo condiciones estándar (STC).

Los módulos están dispuestos con orientación sur e inclinación óptima de 30°, que, según los fabricantes, es el ángulo idóneo para maximizar la captación de radiación solar directa y reducir pérdidas por reflexión.

Cada módulo está compuesto por células conectadas en serie y paralelo, lo que permite alcanzar la tensión y corriente requeridas por el inversor. Su estructura de soporte de aluminio anodizado asegura la resistencia mecánica y durabilidad frente a condiciones meteorológicas adversas.

Según la *Guía de orientaciones a los municipios para el fomento del autoconsumo*, publicada por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), los módulos fotovoltaicos convencionales se

componen de un conjunto de capas que garantizan su rigidez, transparencia y durabilidad: un marco metálico de soporte, una cubierta de vidrio antirreflectante, un material encapsulante, células semiconductoras de silicio y una cubierta posterior estanca que protege los contactos eléctricos y los diodos internos [18].

La cubierta superior de los módulos, que constituye la cara visible del panel, está compuesta por un material transparente al espectro visible y al infrarrojo próximo (350–1200 nm) con baja reflectancia frontal. La aplicación de capas antirreflectantes permite maximizar el flujo de fotones que atraviesa el vidrio, logrando así un mayor rendimiento energético. Además de sus propiedades ópticas, la superficie frontal debe ser impermeable, resistente a impactos y estable frente a la exposición prolongada a la radiación ultravioleta. Esta capa impide la entrada de humedad y evita la corrosión de los contactos internos, garantizando la integridad estructural y eléctrica del módulo.

Entre los materiales empleados en esta cubierta frontal destacan los vidrios templados con bajo contenido en hierro, por su elevada transparencia, estabilidad, bajo coste y capacidad autolimpiable frente al agua de lluvia. Este tipo de superficie no solo asegura la durabilidad del sistema, sino que también contribuye a reducir la acumulación de polvo y mejorar la captación lumínica en condiciones ambientales variables.

El diseño multicapa de los módulos fotovoltaicos, junto con la calidad de los materiales empleados y su correcto montaje sobre estructuras de soporte, permite mantener una eficiencia constante a lo largo del tiempo y garantizar una vida útil superior a los 25 años, manteniendo una producción mínima del 80 % de la potencia nominal en el último tramo de funcionamiento. Este equilibrio entre robustez mecánica, comportamiento óptico y eficiencia eléctrica constituye uno de los principales factores que determinan la rentabilidad y fiabilidad de las instalaciones fotovoltaicas domésticas en España.

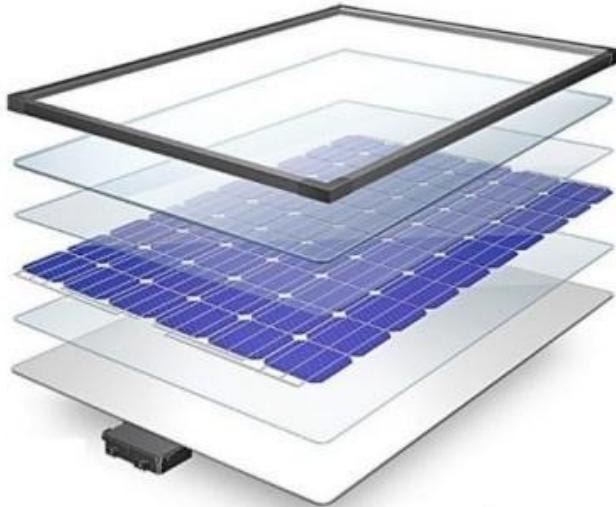


Figura 4: Estructura y componentes típicos de un módulo fotovoltaico (UNEF)

2.4.1.2. Inversor

El inversor fotovoltaico es el elemento encargado de convertir la corriente continua (CC) producida por los paneles en corriente alterna (CA), compatible con el consumo doméstico y con la red eléctrica.

Este componente dispone de un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia, que optimiza el rendimiento de los módulos en función de la irradiancia y la temperatura.

Además, el inversor incorpora protecciones contra sobretensiones y desconexión automática en caso de fallo de red, cumpliendo las exigencias del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [19].

En este tipo de sistemas, el inversor también se encarga de gestionar la inyección de los excedentes a la red, priorizando siempre el autoconsumo directo dentro de la vivienda.

2.4.1.3. Cuadro eléctrico

El cuadro eléctrico actúa como el punto de interconexión entre la generación fotovoltaica y los circuitos de consumo interno.

En él se instalan los elementos de protección y seccionamiento, como interruptores

magnetotérmicos, diferenciales, fusibles y seccionadores en carga.

Este cuadro permite distribuir la energía procedente del inversor hacia los distintos aparatos eléctricos de la vivienda, como pueden ser el frigorífico, la lavadora, el horno o la iluminación general del domicilio, garantizando la seguridad del sistema y el cumplimiento de la normativa vigente del Ministerio de Industria [20].

2.4.1.4. Contador bidireccional

El contador bidireccional es el dispositivo que registra tanto la energía importada desde la red como la energía exportada generada por la instalación fotovoltaica.

Gracias a él, el usuario puede beneficiarse del mecanismo de compensación simplificada de excedentes previsto en el Real Decreto 244/2019, mediante el cual los kWh vertidos a la red se descuentan de la energía consumida.

De este modo, se logra un ahorro directo en la factura eléctrica, fomentando la rentabilidad del sistema y reduciendo el periodo de amortización.

2.4.1.5. Red eléctrica

La red eléctrica actúa como sistema de apoyo al autoconsumo, proporcionando energía cuando la generación fotovoltaica no cubre la demanda. Esta situación se da especialmente durante la noche.

Asimismo, absorbe los excedentes producidos en momentos de baja demanda, integrando la energía renovable generada localmente en el sistema eléctrico general.

Este esquema permite una interacción bidireccional entre el usuario y la red, garantizando la continuidad del suministro y la estabilidad del sistema.

2.4.2 Sistema de monitorización

El seguimiento de la instalación se realiza a través del sistema ShinePhone, una aplicación integrada en el inversor que permite registrar datos con una frecuencia de 15 minutos. Este software proporciona información detallada sobre la producción total, el consumo energético, la energía autoconsumida y los excedentes vertidos a la red.

La granularidad de los datos obtenidos permite elaborar series temporales de alta resolución, que constituyen la base del análisis técnico y económico desarrollado posteriormente. Además, ShinePhone facilita la detección de incidencias operativas al emitir alertas en caso de anomalías, contribuyendo así a mantener la fiabilidad de los registros.

En la Figura 3 se muestra un ejemplo de la interfaz de la aplicación, correspondiente a un día representativo de octubre de 2025. En este caso, la instalación registró una producción solar de 2,4 kWh, de los cuales un 62,5 % se destinó al autoconsumo directo y un 37,5 % se exportó a la red eléctrica.



Figura 5: Interfaz de la aplicación ShinePhone

2.4.3 Herramientas de análisis de datos

Para el tratamiento y explotación de los datos se han empleado distintas herramientas de carácter complementario. En primer lugar, el lenguaje de programación Python, incluyendo librerías diversas tales como *Pandas, NumPy y Matplotlib. Esta herramienta se ha utilizado para la automatización de cálculos y la representación gráfica de los resultados [21]. Por su parte, Microsoft Excel ha servido como apoyo en la organización de tablas y en la realización de cálculos económicos básicos, permitiendo contrastar los resultados obtenidos con Python y verificar la calidad de las operaciones.

Finalmente, la herramienta PVGIS, desarrollada por la Comisión Europea, se ha utilizado para estimar la producción teórica de la instalación a partir de parámetros climatológicos y técnicos, lo que ha permitido comparar los resultados reales con valores esperados y detectar posibles desviaciones [22].

2.5 Marco normativo y fuentes oficiales

La instalación objeto de estudio se encuentra plenamente enmarcada en la normativa española vigente en materia de autoconsumo fotovoltaico, la cual combina disposiciones de ámbito europeo, nacional y autonómico. El cumplimiento de este marco jurídico es esencial tanto para la legalización administrativa del sistema como para garantizar su seguridad técnica y eficiencia energética. A continuación, se detallan las principales normas y fuentes de referencia que han sido consultadas para el desarrollo del presente proyecto.

2.5.1 Normativa europea

El marco normativo europeo en materia de energías renovables se articula principalmente a través de la Directiva (UE) 2018/2001, conocida como RED II, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables [23]. Esta directiva reconoce el derecho de los ciudadanos europeos a generar, consumir, almacenar y vender su propia energía renovable, promoviendo la figura del prosumidor dentro del mercado eléctrico. Además, impulsa la simplificación de los procedimientos administrativos, instando a los Estados miembros a

garantizar autorizaciones rápidas y proporcionadas para las instalaciones de pequeña escala, así como un acceso justo y no discriminatorio a la red.

En esta misma línea, el Pacto Verde Europeo (European Green Deal), presentado por la Comisión Europea en 2019, fija como objetivo alcanzar la neutralidad climática para 2050, reduciendo de forma progresiva las emisiones netas de gases de efecto invernadero a cero [24]. Entre las medidas más destacadas, se encuentra el fomento de la generación distribuida y la instalación de paneles solares en cubiertas y fachadas como estrategia clave para la transición energética en el entorno urbano y residencial.

2.5.2 Normativa nacional

En España, la regulación general del sistema eléctrico se encuentra recogida en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que reconoce expresamente el autoconsumo de energía eléctrica como una modalidad de generación y establece las obligaciones de los productores en materia de seguridad y conexión [25].

El desarrollo reglamentario más significativo se concreta en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo eléctrico [17]. Esta norma introduce dos modalidades principales. Por un lado, presenta el autoconsumo sin excedentes, donde toda la energía generada se consume internamente. Por otro, estipula la existencia del autoconsumo con excedentes, que permite verter a la red la energía sobrante.

Dentro de esta última modalidad, se contempla la compensación simplificada de excedentes, mediante la cual el valor económico de la energía vertida se descuenta mensualmente de la factura eléctrica hasta cubrir el consumo neto del periodo. Esta regulación ha permitido un importante desarrollo del autoconsumo doméstico, ya que simplifica los trámites y elimina la necesidad de inscribirse como productor cuando la potencia instalada no supera los 100 kW.

Asimismo, el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, establece el procedimiento de acceso y conexión a las redes eléctricas, incorporando un sistema digitalizado y simplificado

para pequeñas instalaciones [26]. Este texto legal exime de solicitar permisos de acceso y conexión a aquellas ubicadas en suelo urbanizado con potencia inferior o igual a 15 kW, como es el caso de la instalación objeto del presente estudio.

2.5.3 Normativa técnica aplicable

Desde el punto de vista técnico, el diseño, ejecución y legalización del sistema deben ajustarse al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), aprobado mediante el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto [27]. En particular, la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-40 regula las condiciones de las instalaciones generadoras conectadas a redes de baja tensión, estableciendo los requisitos de seguridad, protecciones eléctricas y procedimientos de puesta en marcha.

A su vez, se aplican diversas normas UNE-EN IEC, que establecen los criterios de calidad y seguridad de los equipos fotovoltaicos. Entre las más relevantes se encuentran:

- UNE-EN IEC 61215-1-1:2022, sobre cualificación del diseño y homologación de módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN IEC 61730-1:2019, que define los requisitos de seguridad eléctrica y mecánica de los módulos.
- UNE-EN 62446-1:2019, relativa a los ensayos, documentación y mantenimiento de sistemas conectados a red [28].

El cumplimiento de estas normas garantiza la fiabilidad del sistema, la durabilidad de los equipos y la adecuada operación de la instalación durante su vida útil estimada de más de 25 años.

2.5.4 Normativa autonómica y municipal

En el ámbito autonómico, Castilla-La Mancha ha desarrollado un marco de apoyo al autoconsumo mediante programas gestionados por la Consejería de Desarrollo Sostenible, en el contexto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, financiado con fondos Next Generation EU [29]. En particular, la Comunidad convocó los programas de incentivos 4

y 5 del RD 477/2021 para el sector residencial, administraciones públicas y tercer sector, con posibilidad de incorporar almacenamiento.

El Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración (ISFOC), con sede en Puertollano, actúa como referente regional en innovación y desarrollo de proyectos piloto en el ámbito fotovoltaico, proporcionando criterios técnicos y datos de rendimiento aplicables al dimensionado de sistemas [30].

A nivel local, diversos municipios de la provincia de Toledo, han incorporado incentivos fiscales orientados a promover el autoconsumo, como la bonificación del 50% en el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) o del 30% en el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI) por instalación de placas solares [31]. Estas medidas complementan el marco nacional y autonómico, reduciendo el periodo de amortización de las inversiones domésticas.

CAPÍTULO 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

El reciente crecimiento del autoconsumo de energía fotovoltaica en España ha impulsado a numerosas instituciones a invertir en soluciones tecnológicas dedicadas a la generación, distribución y almacenamiento de energía solar fotovoltaica.

Este avance se debe principalmente a 3 factores: la inversión económica en el desarrollo de módulos cada vez más eficientes, la implementación de políticas destinadas a la transición hacia fuentes de energía renovables y la reducción del coste por vatio instalado.

De esta manera, se han dado las condiciones idóneas para la aparición y expansión de distintos sistemas destinados al autoconsumo tanto en el ámbito doméstico como en el sector terciario.

3.1. DESARROLLO DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

El desarrollo de estos sistemas se ha visto reforzado por los fondos europeos Next Generation EU, que financian los programas de incentivos al autoconsumo, almacenamiento y climatización renovable gestionados por las comunidades autónomas. En el caso de Castilla-La Mancha, la Consejería de Desarrollo Sostenible ha concedido subvenciones directas para instalaciones domésticas de hasta 10 kWp, fomentando la generación distribuida en municipios de tamaño medio y rural [32].

Por su parte, SolarPower Europe, destaca que España se mantiene entre los países europeos con mayor crecimiento fotovoltaico y entre los 5 que más lidera iniciativas políticas para una mayor inversión de capital en esta fuente de energía renovable [33].

En el contexto nacional, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) ha publicado múltiples guías técnicas que recogen buenas prácticas de diseño, dimensionado y mantenimiento de instalaciones conectadas a red.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) prevé un crecimiento sostenido de la generación distribuida, con el objetivo de superar los 76 GW de energía solar fotovoltaica para el año 2030. Así pues, el PNIEC, desea alcanzar la meta de alcanzar 19 GW de autoconsumo en 2030, lo que resultará en una reducción de la factura eléctrica de los hogares, mitigando el problema de la pobreza energética [34].

Finalmente, a nivel autonómico, Castilla-La Mancha es una de las regiones en las que la energía solar fotovoltaica ha obtenido un mayor impulso. Así pues, dicha comunidad ha aprovechado sus condiciones climáticas favorables destinando parte del presupuesto de fondos europeos a incrementar la potencia instalada en autoconsumo y sostenibilidad.

3.2 FACTORES QUE CONDICIONAN EL RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Dado que uno de los objetivos del presente proyecto es estudiar los parámetros que condicionan el rendimiento de la instalación fotovoltaica que se audita, conviene tener en cuenta anteriores estudios técnicos que traten sobre el diseño, dimensionado y mantenimiento de los módulos. Así pues, los principales factores que determinan el rendimiento de un sistema fotovoltaico destinado al autoconsumo son el dimensionamiento adecuado del generador fotovoltaico, el mantenimiento de la instalación, la orientación e inclinación de los módulos, la temperatura de los mismos y la suciedad acumulada en la instalación.

3.2.1. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El diseño óptimo del campo fotovoltaico busca equilibrar la energía generada con la demanda anual. Así pues, el dimensionamiento del sistema debe realizarse en función del perfil de consumo y de la energía autoconsumida, con el objetivo de evitar vertidos a red que no sean compensados económicamente. Esta recomendación servirá de apoyo en el proyecto, permitiendo estimar que el sistema óptimo que se desea alcanzar debería cubrir entre el 60% y el 80%, cifra que varía en función de los registros de consumo de la vivienda objeto de

estudio, garantizando un equilibrio adecuado entre rentabilidad económica y aprovechamiento energético.

3.2.2. MANTENIMIENTO DE LOS MÓDULOS

Por otro lado, en referencia al mantenimiento y la rentabilidad de estos sistemas, la UNEF, en su *Guía de orientaciones a los municipios para el fomento del autoconsumo* asegura que los módulos fotovoltaicos actuales presentan una vida útil de alrededor de 30 años, manteniendo una producción superior al 80 % de su potencia nominal tras 25 años de funcionamiento. Esta durabilidad se debe a los avances en los materiales de encapsulado y en las cubiertas de vidrio templado, que proporcionan rigidez estructural, protección frente a radiación ultravioleta y resistencia a la humedad. Asimismo, la guía destaca que el albedo, esto es, la reflectancia media, de los módulos fotovoltaicos se sitúa en torno al 23 %, un valor comparable al de la superficie del agua. Este nivel de reflexión, muy inferior al de otras superficies, descarta la idea de que los paneles solares puedan producir deslumbramientos significativos. Así pues, el mencionado estudio de la UNEF recomienda revisiones eléctricas anuales y limpieza únicamente en casos de suciedad excesiva, dado que el vidrio frontal es autolimpiable por la acción de la lluvia. Este mantenimiento básico, combinado con la monitorización continua del rendimiento mediante plataformas digitales, permite conservar la eficiencia del sistema y alargar la vida útil de los módulos sin necesidad de actuaciones costosas o complejas.

3.2.3. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

En lo relativo a la orientación e inclinación, la captación solar óptima depende de la latitud geográfica y del uso previsto de la instalación. Para la provincia de Toledo, según un reciente estudio de *Lidera Energía* (2024), la inclinación óptima de los paneles solares se sitúa entre 35°, valor que maximiza la radiación anual incidente sobre los módulos. Esta estimación se respalda en que las instalaciones de placas solares tienen consumos constantes a lo largo de todo el año, por lo que lo más conveniente es asignar un valor medio para la inclinación de tus paneles fotovoltaicos, que equivale a la media anual de las inclinaciones óptimas mensuales [35].

Una inclinación inadecuada de los módulos fotovoltaicos puede generar pérdidas significativas de rendimiento y reducir la vida útil de la instalación. Tal y como señala *Autosolar Energía del Cambio* (2024), una inclinación excesivamente baja limita la captación de radiación solar, especialmente en invierno, lo que disminuye la generación eléctrica y afecta a la eficiencia global del sistema. Por el contrario, una inclinación demasiado elevada incrementa la exposición a inclemencias meteorológicas, ejemplo de ello son vientos fuertes o granizo, pudiendo comprometer la estabilidad estructural del conjunto. Asimismo, el artículo subraya que una inclinación inadecuada también puede originar problemas técnicos secundarios. Cuando los paneles se instalan demasiado cerca del suelo, se incrementa el riesgo de daños por animales, acumulación de suciedad o impactos de objetos, mientras que su colocación próxima a estructuras edificadas puede interferir con dispositivos electrónicos cercanos. Por ello, se recomienda ajustar la inclinación de los módulos al rango óptimo para la zona geográfica, considerando las condiciones climáticas locales y las cargas de viento admisibles [36].

3.2.4. TEMPERATURA

Por otro lado, la temperatura constituye uno de los factores más determinantes en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos. Contrariamente a lo que podría pensarse, un incremento de la temperatura no mejora la producción eléctrica, sino que la reduce. A medida que la temperatura de operación aumenta, la tensión de circuito abierto disminuye, lo que conlleva una pérdida global de eficiencia en la conversión de energía solar en electricidad. Según *EAVE Energía* (2024), la magnitud de esta pérdida depende del coeficiente térmico proporcionado por el fabricante, que describe la variación de potencia del panel ante cambios de temperatura. Este coeficiente suele oscilar entre 0,2 % y 0,5 % por cada grado Celsius de incremento respecto a los 25 °C considerados condiciones estándar (STC). Así, un aumento de 30°C sobre dicha temperatura puede traducirse en pérdidas de rendimiento cercanas al 9% en módulos con coeficiente de 0,3 %/°C [37].

3.2.5. SUCIEDAD Y DEGRADACIÓN SUPERFICIAL

Las pérdidas derivadas de la acumulación de suciedad constituyen un factor significativo de ineficiencia en los sistemas fotovoltaicos. La suciedad depositada sobre la superficie de los módulos, como polvo, hojas, excrementos de aves o contaminantes atmosféricos, no solo reduce la captación de radiación solar, sino que puede provocar daños a nivel físico y eléctrico sobre la instalación.

SunFields Europe realizó un artículo técnico especializado en la prevención de suciedad en una instalación fotovoltaica. Así, explica el fenómeno de formación de puntos calientes o hot spots. Estos se producen cuando una o varias celdas reciben menos luz solar por estar parcialmente cubiertas, pero deben conducir la misma corriente que el resto del conjunto. En consecuencia, las celdas afectadas trabajan en polarización inversa, generando calor localizado que puede dañar su estructura o incluso provocar incendios en casos extremos. Además, dicho estudio añade la corrosión como otro fenómeno asociado a la suciedad persistente. Los excrementos de aves o los depósitos salinos en zonas costeras pueden degradar los recubrimientos del vidrio y los marcos de aluminio, mientras que la contaminación industrial o la lluvia ácida aceleran el deterioro de los materiales protectores. Desde el punto de vista mecánico, las partículas abrasivas de polvo y arena pueden rayar el vidrio frontal durante la limpieza en seco, reduciendo su transparencia y, por tanto, la eficiencia de conversión. Asimismo, la acumulación desigual de polvo o nieve genera tensiones térmicas que pueden originar microfracturas en las celdas o las soldaduras internas, disminuyendo la vida útil del módulo [38]. Para cuantificar estas pérdidas, SunFields emplea indicadores como el Índice de Suciedad (SR) y la Pérdida por Suciedad (SL), definida como:

$$SL=1-SR$$

Ecuación 1: Pérdida por suciedad

3.3 INNOVACIONES TECNOLÓGICAS EN LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.3.1. PERC

En primer lugar, cabe mencionar la creciente tecnología PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) como una de las principales innovaciones recientes en el ámbito de las células solares monocrystallinas. A diferencia de las células fotovoltaicas convencionales, las células PERC incorporan una capa de pasivación en su cara posterior, que cumple tres funciones esenciales: la reflexión de la radiación no absorbida, devolviendo la luz al interior de la célula para un segundo intento de captación, la reducción de la recombinación de electrones, evitando pérdidas por bloqueo del flujo electrónico y mejorando la eficiencia de transporte de carga y la disminución de la absorción térmica, al reflejar longitudes de onda superiores a 1180 nm que solo generaría calor, lo que permite reducir el calentamiento interno.

Estas mejoras permiten alcanzar incrementos de eficiencia cercanos al 1% absoluto respecto a las células estándar, lo que se traduce en mayor producción por metro cuadrado y una reducción del coste de instalación asociado al balance del sistema (BOS), al requerir menos paneles para generar la misma potencia total. A nivel estructural, la tecnología PERC únicamente requiere dos etapas adicionales: la aplicación de la capa de pasivación y el grabado químico o láser para habilitar los contactos posteriores.

No obstante, la tecnología PERC también presenta desafíos técnicos derivados de la degradación inducida por la luz (LID) y la degradación inducida por potencial (PID), fenómenos que pueden reducir parcialmente la potencia inicial del módulo [39].

3.3.2. TOPCon

Por otro lado, la tecnología TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) representa una evolución directa de las células solares PERC, consolidándose como una de las soluciones más prometedoras en el mercado fotovoltaico actual.

Estas células, basadas en silicio tipo-n, incorporan una fina capa de óxido de silicio (SiO_2) con efecto túnel y una película de polisilicio que actúa como contacto pasivado. Este diseño

reduce la recombinación de portadores de carga, mejora la conductividad y minimiza las pérdidas térmicas internas, incrementando notablemente la eficiencia global del módulo.

Desde un punto de vista estructural, la célula TOPCon se caracteriza por su difusión de boro en la cara frontal y un contacto pasivado continuo en la cara posterior, recubierto por una delgada capa de óxido de aluminio (Al_2O_3). Este sistema bloquea selectivamente un tipo de portador, permitiendo una conducción más controlada y estable.

Algunos de los resultados más notables son el aumento en las eficiencias máximas de conversión en hasta un 25 % en condiciones estándar, las menores pérdidas por temperatura, con coeficientes térmicos en torno a $-0,30\text{ \textdegree C}^{-1}$, frente a los valores de $-0,34\text{ \textdegree C}^{-1}$ a $-0,36\text{ \textdegree C}^{-1}$ habituales en las tecnologías tipo-p y su baja tasa de degradación, que es un 1 % el primer año y 0,44 % anual a partir del segundo, mientras que las células convencionales muestran valores de 2 % y 0,55 %, respectivamente.

Sin embargo, el coste por vatio de la tecnología TOPCon sigue siendo superior al de los módulos PERC, debido principalmente al mayor consumo de plata en la metalización (hasta 150 mg por célula frente a 85 mg en PERC) y al carácter relativamente reciente del proceso de fabricación [40].

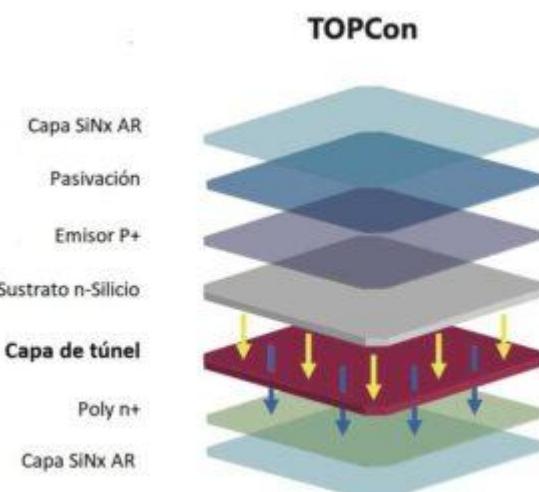


Figura 6: Esquema de una célula TOPCon (Cambio Energético)

3.3.3. OTROS SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN: SOLAREDGE MONITORING

Los avances tecnológicos en los sistemas fotovoltaicos han permitido integrar soluciones de control y supervisión remota que optimizan la eficiencia operativa de las instalaciones.

Plataformas como SolarEdge Monitoring y Huawei FusionSolar permiten la monitorización en tiempo real de la producción y el consumo energético, así como el acceso remoto a datos específicos del sistema. Además, estas herramientas proporcionan alertas automáticas ante fallos, y funciones de diagnóstico predictivo que facilitan la detección de anomalías y la gestión inteligente de flotas.

En particular, la plataforma SolarEdge Monitoring ofrece una visión detallada en tiempo real del rendimiento de las plantas fotovoltaicas mediante un portal unificado. Esta solución permite detectar problemas a distancia, reducir tiempos de mantenimiento y priorizar intervenciones, contribuyendo a minimizar pérdidas energéticas y mejorar la continuidad operativa del sistema [41].



Figura 7: Otros sistemas de monitorización (SolarEdge)

En el presente proyecto se emplea la aplicación ShinePhone como herramienta de monitorización principal. Esta plataforma, desarrollada por Growatt, permite el seguimiento continuo de los parámetros eléctricos de la instalación, el registro histórico de la producción diaria y la comparación entre la energía teórica y la energía real generada. Su integración con los inversores del sistema facilita la evaluación del rendimiento global y la identificación temprana de desviaciones debidas a factores ambientales o técnicos, como suciedad, sombreado o pérdidas térmicas.

3.4 LÍNEAS DE DESARROLLO FUTURO EN EL ÁMBITO FOTOVOLTAICO

El aprovechamiento de la energía solar ha experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años, impulsado por avances tecnológicos orientados a maximizar el rendimiento de las energías limpias. En este contexto, los módulos fotovoltaicos bifaciales se han consolidado como una de las innovaciones más relevantes, al permitir incrementos de producción de hasta un 30% respecto a los paneles monofaciales convencionales, que son los usados en el presente proyecto.

A diferencia de estos últimos, que captan la radiación solar únicamente por su cara frontal, los paneles bifaciales están diseñados para absorber energía por ambas superficies. La cara anterior recibe la radiación solar directa, mientras que la cara posterior aprovecha la luz reflejada o difusa procedente del entorno, como el suelo, las paredes o superficies adyacentes. Este doble aprovechamiento permite generar electricidad incluso cuando el módulo no está orientado directamente hacia el sol, aumentando así su eficiencia global.

En conjunto, los módulos bifaciales representan un avance significativo en la transición hacia sistemas fotovoltaicos más eficientes y sostenibles, contribuyendo al impulso del autoconsumo y a un aprovechamiento óptimo de la energía solar disponible [42].

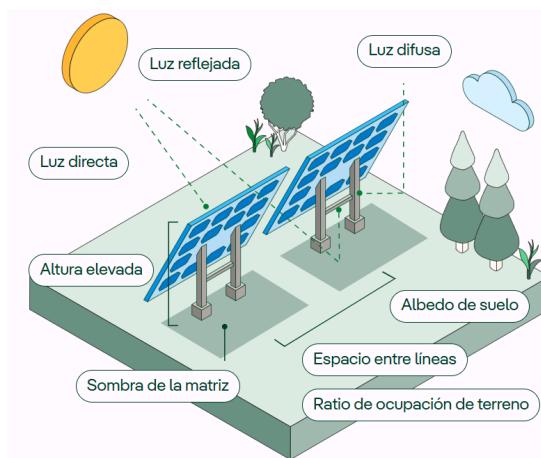


Figura 8: Esquema de paneles bifaciales (Iberdrola)

3.4 CONTRIBUCIÓN DEL PRESENTE TRABAJO

En este contexto, el presente trabajo se enmarca dentro de esta línea de análisis empírico, contribuyendo al estudio de la eficiencia energética mediante la evaluación técnica y económica de una instalación doméstica de autoconsumo con compensación de excedentes situada en Toledo.

A diferencia de los estudios teóricos o simulaciones, el proyecto se basa en datos reales de producción, consumo y vertido, monitorizados a través del sistema ShinePhone, lo que permite obtener conclusiones prácticas sobre el rendimiento, la fiabilidad y la rentabilidad de una instalación doméstica en el contexto español actual.

CAPÍTULO 4. SISTEMA/MODELO DESARROLLADO

Este capítulo describe el sistema/modelo desarrollado para la auditoría técnico-económica de la instalación fotovoltaica doméstica objeto de estudio. En primer lugar, se presenta la adquisición y depuración de datos reales de 2024 a partir de ShinePhone y su preproceso en Python para poder exportar las tablas de Excel que permiten visualizar los datos con mayor claridad, con el fin de construir series de producción, consumo, autoconsumo, excedentes y compra de red. A continuación, se aborda la modelización teórica con PVGIS y el contraste con los valores reales medidos. Finalmente, se desarrolla el módulo económico, que cuantifica ahorros, ingresos por excedentes y costes de O&M, y calcula distintos indicadores financieros que reflejarán la rentabilidad económica de la planta. El capítulo cierra con un análisis de coherencia entre medición y simulación y con la discusión de la viabilidad de la solución de autoconsumo para este caso concreto.

4.1 RECOPILACIÓN DE DATOS REALES

4.1.1. LOCALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

La instalación fotovoltaica que se estudia en el presente proyecto se sitúa en una vivienda unifamiliar en el municipio toledano de Cazalegas. Esta ubicación constituye una zona residencial de baja densidad, caracterizada por parcelas con buena exposición a la radiación solar y escasa obstrucción por edificaciones colindantes, debido a la horizontalidad de sus construcciones, lo que la convierte en un entorno idóneo para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica.

Latitud	39,99354° N
Longitud	4,73445° O
Altitud	515 m

Tabla 1: Coordenadas de la instalación (Elaboración propia)

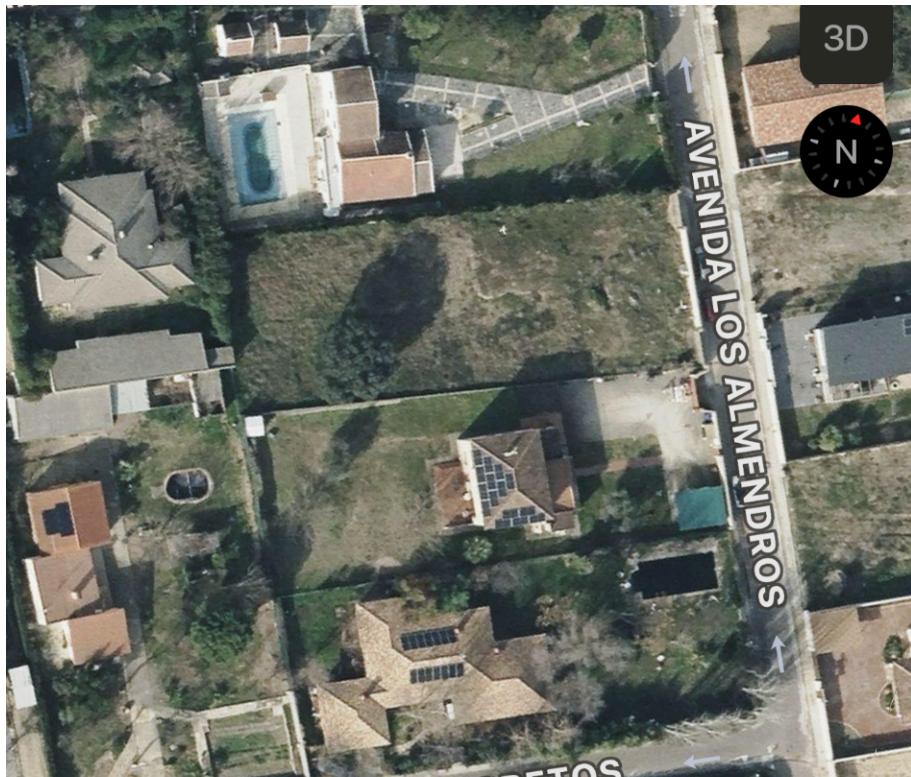


Figura 9: Imagen satélite de la instalación (Google Maps)

5.1.2. EXPORTACIÓN DE LOS DATOS DE MONITORIZACIÓN

Para la obtención de los datos reales de producción se ha empleado ShinePhone, herramienta que posibilita la monitorización en tiempo real de la instalación fotovoltaica. Esta aplicación recopila información procedente del inversor, registrando de forma continua parámetros eléctricos como la energía generada, el consumo instantáneo, el autoconsumo, los excedentes vertidos a red y la energía comprada a la red eléctrica.

El proceso de exportación se llevó a cabo desde el portal de usuario de ShinePhone, seleccionando el conjunto de datos registrados a lo largo del año 2024. Los registros se descargaron en formato .csv con resolución de 15 minutos, lo que permite un seguimiento detallado del comportamiento de la instalación. Posteriormente, los datos fueron tratados mediante un script Python desarrollado específicamente para esta auditoría. Así pues, se pudieron concentrar los datos para obtener muestras horarias y facilitar el análisis al reducir el

número de datos, ya que ShinePhone aporta más de 35.000 registros anuales. Gracias a la herramienta Python se pudo automatizar este proceso y no fue necesario el análisis más tedioso que hubiera supuesto el análisis de datos manualmente con Excel, minimizando, además, errores humanos.

Así pues, se han realizado 3 hojas de cálculo distintas.

Una primera hoja de Excel detalla la producción y consumo eléctrico hora a hora para días concretos, permitiendo analizar el comportamiento de la instalación en función de la radiación solar disponible. Así, en la Tabla 2 se muestra un extracto representativo correspondiente al 1 de enero de 2024, en el que se aprecia cómo la producción es nula durante las horas nocturnas y comienza a incrementarse gradualmente a partir de las primeras horas del día, alcanzando su máximo entre las 12:00 y las 15:00, coincidiendo con el periodo de mayor irradiancia solar. Este comportamiento se repite de forma general durante todo el año, adaptándose a la duración del día y a las condiciones meteorológicas.

Fecha	Hora	Producción FV (kWh)	Consumo (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Excedentes (kWh)	Compra Red (kWh)
2024-01-01	0	0	0,739	0	0	0,739
2024-01-01	1	0	0,73	0	0	0,73
2024-01-01	2	0	0,762	0	0	0,762
2024-01-01	3	0	1,03	0	0	1,03
2024-01-01	4	0	0,936	0	0	0,936
2024-01-01	5	0	0,811	0	0	0,811
2024-01-01	6	0	0,797	0	0	0,797
2024-01-01	7	1,11	1,024	1,024	0,086	0
2024-01-01	8	2,145	0,765	0,765	1,38	0
2024-01-01	9	3,033	0,942	0,942	2,092	0
2024-01-01	10	3,715	1,008	1,008	2,706	0
2024-01-01	11	4,143	0,802	0,802	3,341	0
2024-01-01	12	4,29	0,732	0,732	3,558	0
2024-01-01	13	4,143	0,937	0,937	3,206	0
2024-01-01	14	3,715	0,773	0,773	2,942	0
2024-01-01	15	3,033	0,942	0,942	2,091	0
2024-01-01	16	2,145	0,78	0,78	1,365	0
2024-01-01	17	1,11	0,845	0,845	0,265	0
2024-01-01	18	0	0,907	0	0	0,907
2024-01-01	19	0	2,445	0	0	2,445
2024-01-01	20	0	2,449	0	0	2,449
2024-01-01	21	0	2,32	0	0	2,32
2024-01-01	22	0	2,435	0	0	2,435
2024-01-01	23	0	2,344	0	0	2,344

Tabla 2: Registro de la producción y consumo por horas del 01/01/2024 (Elaboración propia)

Por otro lado, se ha realizado una segunda hoja de Excel que recoge la producción mensual, incluyendo los valores medios mensuales de energía generada en MWh, tal y como recoge la

Tabla 3, donde puede observarse la variación estacional típica de las instalaciones fotovoltaicas, con una menor generación durante los meses de invierno y un incremento progresivo hacia los meses de mayor radiación, es decir, junio, julio y agosto.

Mes	Generación (MWh)
Enero	0,73
Febrero	0,81
Marzo	0,98
Abril	1,09
Mayo	1,11
Junio	1,21
Julio	1,26
Agosto	1,28
Septiembre	1,16
Octubre	0,91
Noviembre	0,71
Diciembre	0,66

Tabla 3: Producción mensual de la instalación en 2024 (Elaboración propia)

Por último, con el objetivo de obtener una visión global del rendimiento del sistema, se ha desarrollado un resumen anual de los datos, que incluye los valores totales de generación, consumo, autoconsumo y energía vertida a red durante todo el año 2024.

Año	Generación (MWh)	Autoconsumo (MWh)	Excedentes (MWh)	Ingresos (€)	Consumo Red (MWh)
2024	11,9	4,07	7,31	640	6,31

Tabla 4: Resumen de la producción anual de la instalación (Elaboración propia)

4.2 COMPARACIÓN CON VALORES TEÓRICOS

Una vez obtenidos los datos reales del rendimiento de la instalación, el objetivo ahora es comprobar si dichos valores cumplen con la estimación que debería realizarse a nivel teórico teniendo en cuenta las condiciones específicas de la instalación.

Para ello, se ha decidido hacer uso de PGVIS (Photovoltaic Geographical Information System). Es una herramienta desarrollada por la Comisión Europea que permite obtener información sobre la radiación fotovoltaica en cualquier punto específico en un año meteorológico típico y sin anomalías.

En primer lugar, PVGIS exige los parámetros técnicos propios de la instalación fotovoltaica para poder realizar una simulación con exactitud. Así pues, se introdujeron los siguientes valores:

- Una potencia de pico instalada de 7,2 kWp, que se corresponde con 16 módulos fotovoltaicos monocristalinos de 450 Wp.
- Coordenadas de la instalación: 39,99354 °N, 4,73445 °O
- La inclinación de los módulos de 30°
- Como valor de pérdidas en el sistema se introdujo un 14%, ya que es la cifra recomendada por PVGIS para instalaciones residenciales.
- Como posición de montaje se ha seleccionado la opción de roof aded/ building integrated, es decir, añadido sobre cubierta
- La base de datos de irradiación es PVGIS-SARAH2
- Por último, la tecnología empleada es módulos cristalinos de silicona

Así pues, la predicción que hace esta herramienta en función de los datos incorporados es la siguiente:

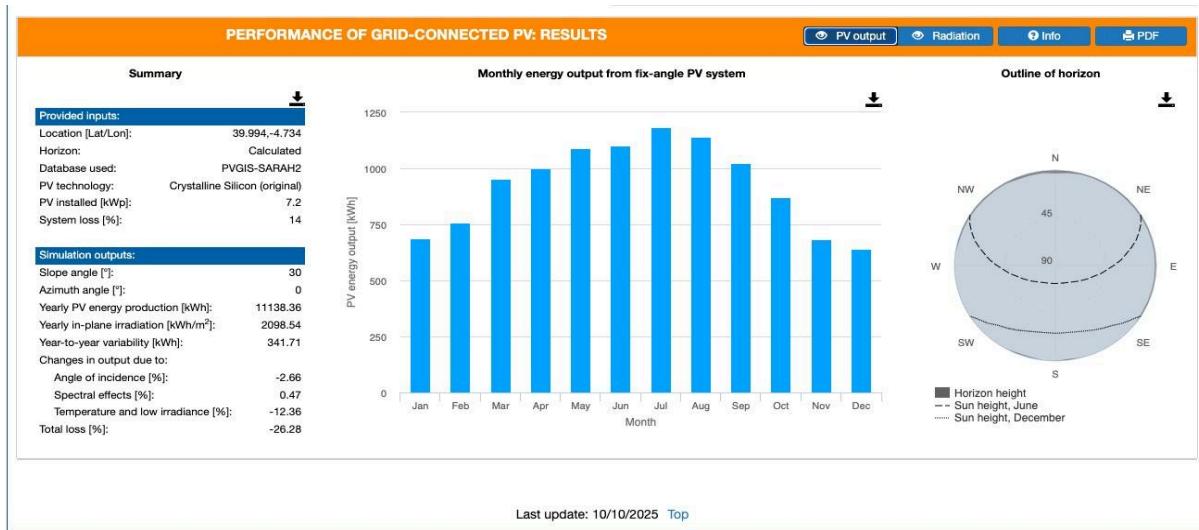


Figura 10: Producción teórica

La producción teórica anual es de 11.138,36 kWh, mientras que la producción real es de 11.900 kWh. Por lo tanto, la producción real es un 6,8% superior a la prevista por PVGIS. La proximidad en estas cifras es un indicativo de que el diseño original de la instalación es el adecuado para las condiciones geográficas de la planta. Además, en la Figura 10 se puede apreciar la distribución mensual de dicha producción, observándose la misma tendencia que en los valores reales de la infraestructura obtenidos a través de ShinePhone. Esta es, pues, la tendencia que siguen típicamente las instalaciones fotovoltaicas en climas mediterráneo-continentales, alcanzando sus picos de radiación entre los meses de mayo y agosto y mínimos durante la estación de invierno.

Con el objetivo de evaluar la coherencia entre ambos métodos, se ha desarrollado un cuadro comparativo en el que se observan las diferencias mensuales entre la producción real obtenida desde la instalación fotovoltaica y calculada mediante la herramienta PVGIS, que se muestra en la Tabla 5. Se ha determinado que las mayores diferencias a nivel numérico se encuentran en los meses de verano, donde el nivel de irradiancia fue superior al estimado.

Mes	Usuario (MWh)	PVGIS (MWh)	Diferencia (MWh)
Enero	0,73	0,686	0,044
Febrero	0,81	0,758	0,052
Marzo	0,98	0,955	0,025
Abril	1,09	1	0,09
Mayo	1,11	1,091	0,019
Junio	1,21	1,101	0,109
Julio	1,26	1,183	0,077
Agosto	1,28	1,142	0,138
Septiembre	1,16	1,025	0,135
Octubre	0,91	0,872	0,038
Noviembre	0,71	0,684	0,026
Diciembre	0,66	0,64	0,02
TOTAL	11,91	11,137	0,773

Tabla 5: Comparativa entre la producción real y la calculada con PVGIS (elaboración propia)

4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

4.3.1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez analizados los valores de producción obtenidos tanto de forma real como teórica, se puede proceder con el análisis a nivel financiero de la auditoría de la instalación fotovoltaica.

Así pues, el objetivo de esta sección es valorar la rentabilidad de la instalación teniendo en cuenta para ello la inversión inicial que se tuvo que hacer para su ejecución, los ingresos generados a través de los excedentes y el tiempo que debe pasar para que se amortice de manera económica la transición que ha sufrido la vivienda hacia una fuente de energía fotovoltaica. En este apartado se pretenden evidenciar los beneficios del autoconsumo fotovoltaico frente al sistema convencional de suministro de energía eléctrica.

4.3.2 COSTES DE INVERSIÓN INICIAL Y COSTES DE MANTENIMIENTO

La planta sobre la que se realiza la auditoría cuenta con una potencia pico de 7,2 kWp, lo que supuso un coste de ejecución de 9.000€, en los que se incluían la propia infraestructura de la instalación, esto es, los módulos fotovoltaicos, el inversor, la estructura de soporte, el cableado correspondiente, la instalación eléctrica, la mano de obras y los trabajos de

legalización administrativa. Así pues, el precio estimado es de 1.250 €/kWp, que cumple con las cifras de inversión inicial habitual para instalaciones domésticas de estas características teniendo en cuenta las dimensiones de la vivienda.

4.3.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA ENERGÍA: AUTOCONSUMO Y EXCEDENTES

A continuación, es preciso realizar un análisis exhaustivo de los valores de autoconsumo y excedentes obtenidos en la aplicación ShinePhone con el objetivo de obtener el beneficio real que ha generado la planta fotovoltaica a lo largo del año 2024.

El valor real de producción energética que ha aportado la instalación es de aproximadamente 11,9 MWh. De este valor total, se ha registrado que la vivienda consumió un total de 4,07 MWh, lo que supone que un 35% de la producción se destinó al autoconsumo, quedando un 65% de excedentes que se inyectaron a la red.

Teniendo ya estos valores se deberá tener en cuenta el precio del kilovatio hora, tanto para la energía consumida como para aquella inyectada a la red.

Se ha tenido en cuenta un precio de compra de 0,1685 €/kWh, según los datos actualizados de Iberdrola [43] y un precio de compensación por excedentes de 0,059 €/kWh, consultando los precios estipulados por Red eléctrica española [44]. Con ello, la estimación de ingresos y ahorros anuales sería la mostrada en la Tabla 6.

Concepto	Energía (kWh/año)	Precio (€/kWh)	Importe
Consumo de red	6310	0,1685	1063,235
Ahorro por autoconsumo	4070	0,1685	685,795
Consumo total sin FV	10380	0,1685	1749,03
Ingresos por excedentes	7310	0,059	431,29

Tabla 6: Análisis económicos por autoconsumo y excedentes (elaboración propia)

Además, es preciso tener en cuenta, a su vez, los costes de mantenimiento que supone esta planta fotovoltaica debido a los servicios de limpieza de los módulos, las revisiones preventivas de la instalación y del cuadro eléctrico y posibles intervenciones puntuales debido a incidentes menores. Este mantenimiento debe realizarse con el objetivo de mantener el

máximo rendimiento de las placas. Así pues, se requieren unos costes de mantenimiento de 100€ un año promedio en el que no ocurra un accidente mayor en la instalación.

Por lo tanto, el ahorro anual es el siguiente:

$$\text{Ahorro anual} =$$

$$\begin{aligned} & \text{Coste consumo total sin FV} - \text{Coste consumo de red} + \text{Ingresos por excedentes} \\ & - \text{Costes de mantenimiento} \end{aligned}$$

$$\text{Ahorro anual} = 1749,03 - 1063,235 + 431,29 - 100 = 1017,085\text{€}$$

Ecuación 2: Ahorro anual de la instalación

4.3.4 PERÍODO DE AMORTIZACIÓN

El período de amortización o payback simple constituyen los años precisos para recuperar los gastos realizados en la inversión inicial de una instalación fotovoltaica. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Payback} = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Ahorro neto anual}}$$

Ecuación 3: Payback simple

Aplicando esta fórmula general a la instalación doméstica que se audita en este proyecto se obtiene el siguiente resultado:

$$\text{Payback} = \frac{9.000}{1.017,085} = 8,85 \text{ años}$$

Así pues, el período de amortización obtenido se ajusta al rango habitual para instalaciones fotovoltaicas de carácter doméstico en España, número que suele oscilar entre 5 y 10 años [45].

Además, se ha previsto un gasto adicional de 1.800€ para la sustitución del inversor a los 12 años.

Queda comprobado, así, la potencialidad económica del sistema objeto de estudio.

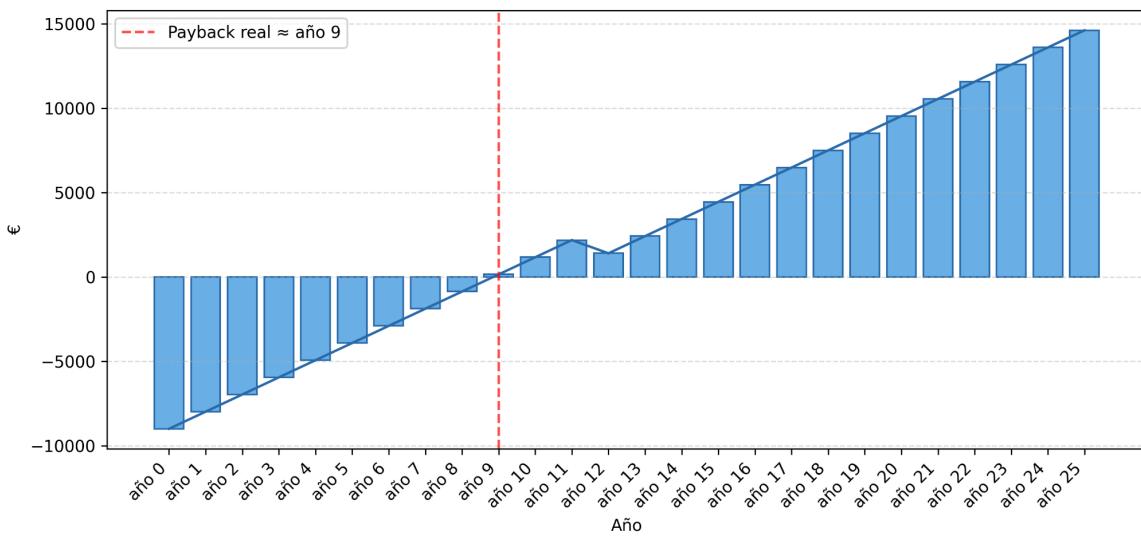


Figura 11: Recuperación de la inversión y beneficios acumulados

4.3.5 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El VAN es un indicador financiero que se emplea para evaluar la rentabilidad de un sistema considerando el valor del dinero en el tiempo. De esta manera, este parámetro descuenta los flujos de caja futuros al valor presente a través una tasa de descuento, permitiendo conocer, así, la ganancia real que se obtiene tras recuperar la inversión inicial [46].

La fórmula general del VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+r)^i}$$

Ecuación 4: VAN

donde:

FC_i = flujo de caja en el año i

r = tasa de descuento (%)

n = número de años de vida útil

En primer lugar, el flujo de caja se refiere al ahorro menos los costes para cada año i .

De esta manera, los flujos de caja son los siguientes:

- Año 0: -9.000 €, es decir, la inversión inicial
- Años 1 a 11: +1.017,085 € cada año
- Año 12: +1.017,085 € – 1.800 € = -782,915 €, debido a la sustitución del inversor
- Años 13 a 25: +1.017,085 € cada año

La tasa de descuento sirve para actualizar los flujos de caja teniendo en cuenta que el dinero pierde valor con el tiempo debido a diversos factores, entre los que se encuentra la inflación, el riesgo del proyecto y el coste de oportunidad.

Así pues, en este estudio se ha decidido establecer una tasa de descuento igual a 4%, que es el valor estándar empleado en España en los estudios sobre viabilidad de fuentes de energía renovables.

Por otro lado, teniendo en cuenta las garantías de las instalaciones domésticas se ha establecido el número de años de vida útil en 25.

Con esto, aplicando la fórmula del Valor Actual Neto se ha obtenido lo siguiente:

A fin de garantizar la precisión y la reproducibilidad del cálculo, se ha decidido emplear Python para aplicar la fórmula del VAN a los flujos de caja definidos, obteniéndose:

$$\text{VAN} = 5.764,71 \text{ €}$$

Con ello es posible concluir que el proyecto es económicamente rentable ya que $\text{VAN} > 0$.

4.3.6 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La TIR es un indicador empleado con el objetivo de analizar la rentabilidad porcentual de la inversión de un proyecto. Esta tasa hace que la VAN sea igual a 0, pues este es el punto en el que los beneficios son iguales a la inversión inicial.

Su expresión matemática es la siguiente:

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

Ecuación 5: TIR

donde I_0 se corresponde con la inversión inicial de la instalación, esto es, 9.000 €.

Nuevamente, para despejar el valor de TIR en esta ecuación y hacer los cálculos menos complejos se ha empleado la librería *numpy_financial* de Python, con lo que se ha llegado al siguiente resultado:

$$\text{TIR} = 9,49\%.$$

Dado que el rango establecido para inversiones seguras de estas características es de entre 3 y 5%, es posible determinar que este sistema cuenta con viabilidad económica.

4.3.7 COSTE NIVELADO DE LA ENERGÍA (LCOE)

El LCOE indica el coste unitario por kilovatio hora (€/kWh) generado a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica, teniendo en consideración la inversión inicial, operación y mantenimiento, sustituciones y, opcionalmente, el valor residual. Este indicador permite realizar una comparativa entre la competitividad del autoconsumo frente al precio de compra de energía de la red.

Así pues, la fórmula teórica es la siguiente:

$$LCOE = \frac{\text{Coste total durante la vida útil (valor presente en €)}}{\text{Energía total producida (kWh)}}$$

Ecuación 6: LCOE

$$\text{Coste total} = C_{CAPEX} + \sum_{t=1}^N \frac{C_{O\&M}}{(1+r)^t} + \frac{C_{inv}}{(1+r)^{t_{inv}}}$$

Ecuación 7: Coste total

$$\text{Energía ajustada (kWh)} = \sum_{t=1}^N (E_0(1 - d)^{t-1} \frac{1}{(1+r)^t})$$

Ecuación 8: Energía ajustada

Los parámetros para el caso de estudio en concreto son:

E_0 = Producción del primer año.

d = Tasa de degradación anual de los módulos, que es 0,55 %.

r = Tasa de descuento anual, cuyo valor se había establecido anteriormente como 4%.

N = Vida útil de los módulos, que previamente se fijó como 25 años.

C_{CAPEX} = Coste de la inversión inicial, equivalente a 9.000 €.

$C_{O\&M}$ = Costes de operación y mantenimiento, que se establecieron en 100 €/año.

C_{inv} y t_{inv} = Coste de la sustitución del inversor, cuyo valor son 1800 € nominales en el año 12, y 1.124,27 € usando la tasa de descuento.

Se tomará como E_0 la producción energética del primer año completo de operación, es decir, 2022. Cuando no se dispone del valor medido directamente de 2022, se ha reconstruido E_0 a partir de la energía observada en 2024 aplicando la degradación anual d :

$$E_0 = E_{2024} (1 - d)^{-\Delta t}$$

Ecuación 9: Energía en el año 0

donde $\Delta t = 2024 - 2022 = 2$

Resultando

$$E_0 = 12,031,99 \text{ kWh.}$$

En la tabla 7 quedan recogidos los valores necesarios para calcular el LCOE:

Nombre	Valor para la vida útil del sistema
Coste inversión inicial [€]	9.000,00
Coste nuevo inversor [€]	1.124,27
Costes de mantenimiento [€]	1.562,21
Coste total [€]	11.686,48
Energía total [kWh]	178.019,71
LCOE [€/kWh]	0,07

Tabla 7: Coste nivelado de la energía (LCOE)

Por lo tanto, el coste nivelado del kWh de la instalación del presente estudio es 0,07 €/kWh. Este valor es sustancialmente inferior al precio medio de la electricidad en el mercado, que es 0,1685 €/kWh. Este hecho refuerza la viabilidad económica del autoconsumo ya demostrada por el Payback, el VAN y la TIR.

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tras el análisis energético real de la instalación a lo largo del año 2024 es posible confirmar la solidez del sistema auditado. Así pues, la planta fotovoltaica doméstica produjo un total de 11,9 MWh, de los que aproximadamente un 35% se usaron para el autoconsumo de la vivienda y el 65% restante se vertió como excedente a la red. Este reparto es coherente con el carácter diurno de la generación fotovoltaica habitual, alcanzando su pico al mediodía, mientras que las horas de mayor consumo energético coinciden con la caída de la tarde-noche. De esta manera, existe un margen de mejora a través de la gestión de la demanda, es decir, desplazando el consumo doméstico a horas solares, y, si fuera posible, realizando un almacenamiento energético dentro de la propia vivienda.

Al hacer un estudio económico anual de la instalación, considerando un precio de compra en el mercado de 0,1685 €/kWh y una estimación de 100 €/año para operación y mantenimiento, se ha determinado un ahorro neto anual de 1.017,085 €.

A partir de este dato, gracias al uso de la herramienta Python para simplificar los cálculos y poder garantizar una correcta trazabilidad de las cifras, se obtienen los principales indicadores que determinan la rentabilidad de una instalación. Estos son, en primer lugar, el Payback simple, que en el estudio ha resultado en un total de 8,85 años, obteniéndose, pues, un Payback real alrededor del año 9. Por otro lado, se ha decidido emplear una tasa de descuento anual del 4%, y, de acuerdo con las garantías de los fabricantes y con el objetivo de tener el enfoque más realista posible con el alcance de la degradación energética, se ha estimado una vida útil de 25 años y una tasa de degradación de los módulos del 0,55%, obteniéndose, así, un VAN de 5.764,71 € y TIR del 9,49%.

A modo de cierre, con el fin de obtener el último indicativo que precisaba el presente estudio económico, esto es, el LCOE, ha sido preciso emplear una metodología conservadora, reconstruyéndose el valor del primer año completo 2022 a través de una estimación a partir del año de estudio 2024 y considerando la mencionada degradación de los módulos del 0,55% anual. Añadiendo a esto la sustitución del inversor para asegurar la calidad del mismo de 1.800 € nominales en el año 12, se ha obtenido un LCOE de 0,0656 €/kWh, valor que queda

muy por debajo de las referencias medias domésticas de precio eléctrico en España en 2024, las cuales son de aproximadamente 0,23–0,24 €/kWh.

El análisis crítico de los resultados invita a matizar algunas cuestiones. En primer lugar, el alto porcentaje de excedentes observado a lo largo del año 2024 no señala un problema técnico de la planta, sino un desajuste temporal con la demanda de la vivienda. De esta manera, la mejora del autoconsumo pasa por una actuación sobre la gestión de cargas, con impacto directo en Payback, VAN y TIR. Por otro lado, cabe destacar una notable sensibilidad a parámetros financieros y técnicos, ya que reducciones de la tasa de descuento hacia el 3% implican un considerable aumento del VAN y de la TIR, mientras que aumentos hacia el 5% producen el efecto contrario. A su vez, variaciones en la degradación desplazan el LCOE, y el coste de reposición del inversor dentro de rangos residenciales (1.500–2.000 €) tiene impacto moderado y acotado al año de sustitución. Esto implica que el LCOE recoge suposiciones de largo plazo, tales como la financiación, vida útil de los módulos y productividad de la planta, y su lectura debe ir acompañada de un escenario base transparente y de variaciones que permitan juzgar la robustez de las conclusiones. En tercer lugar, otro matiz a tener en cuenta es que el marco regulatorio del autoconsumo en España es la base para el correcto tratamiento de excedentes energéticos con compensación económica considerado en el estudio. Por ello, en el caso de que se aplicaran cambios, tanto a nivel normativo como en la estructura de precios de la electricidad, los resultados de esta auditoría podrían verse afectados de manera significativa, motivo por el cual es primordial realizar un seguimiento anual de la situación de la planta, siendo un acierto, pues, haber automatizado los cálculos con Python para mantener los indicadores actualizados y trazables.

En definitiva, la consecuencia práctica es que, incluso sin cambios de hábitos, la vivienda obtiene ahorros netos sostenidos; y con una gestión de la demanda mínimamente optimizada, la rentabilidad mejora de forma tangible.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En conclusión, el trabajo ha cumplido su objetivo principal: auditar el comportamiento real de la instalación fotovoltaica en 2024 y valorar su viabilidad económica a lo largo de su vida útil, integrando en un mismo marco los resultados energéticos medidos, el contexto regulatorio del autoconsumo y una evaluación financiera reproducible.

En cuanto a las aportaciones realizadas, es posible afirmar que el presente proyecto no solo aporta resultados numéricos aislados, sino una metodología transparente y automatizada a través de herramientas de ingeniería. Así pues, se ha definido un flujo de cálculo en Python que hace posible simplificar el proceso matemático, generando además tablas y gráficas para entender visualmente los datos y los principales indicadores, dejando abierta, además, la posibilidad a realizar una futura auditoría con datos diferentes. Por otro lado, el presente estudio aporta una lectura crítica que vincula los resultados con el patrón de uso de la vivienda, señalando dónde están las palancas de mejora, como la gestión de demanda y, si procede, almacenamiento. Estas aportaciones dejan un marco replicable para que cualquier propietario de una vivienda con una instalación fotovoltaica de estas características pueda utilizar esta metodología a fin de hacer un seguimiento de la planta en el tiempo, ajustar supuestos y comprobar el impacto de cambios tarifarios o de hábitos de consumo.

En relación con los objetivos particulares del proyecto definidos en la introducción, es posible afirmar que se han cumplido a todos los niveles. Desde la perspectiva técnica, se han recopilado y analizado de manera exitosa los datos reales de producción, consumo, autoconsumo y excedentes registrados por la aplicación ShinePhone, y comparándolos con las especificaciones del fabricante y con las estimaciones de la herramienta informática PVGIS. En la dimensión económica, se ha cuantificado el ahorro anual y los ingresos por excedentes, y se ha evaluado rigurosamente la rentabilidad mediante Payback, VAN y TIR, complementándolos con otro indicador como es el LCOE como coste nivelado del kWh a lo largo de la vida útil. En cuanto a los objetivos ambientales, el proyecto sitúa la instalación fotovoltaica doméstica en el marco de la descarbonización y la transición energética, poniendo en relación sus resultados con los compromisos y líneas de actuación recogidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 y en la Directiva (UE)

2018/2001 (RED II) sobre fomento de las energías renovables. En particular, se considera la contribución del autoconsumo a los objetivos de penetración renovable y electrificación final, así como a la participación activa de la ciudadanía en el sistema energético. En el plano social, el estudio pone de relieve el empoderamiento del usuario que aporta el autoconsumo. De esta manera, los propietarios de estos sistemas gozarán de mayor autonomía energética, participación activa y cambio de hábitos hacia un uso más racional. Finalmente, en los objetivos académicos, el trabajo aplica competencias del Grado en Ingeniería en Tecnologías de Telecomunicación a un caso real, integrando Python y sus librerías pandas, matplotlib, numpy_financial y openpyxl, PVGIS y hojas de cálculo en una metodología replicable, la cual puede ser reutilizada en futuras auditorías o investigaciones, reforzando el puente entre la ingeniería de telecomunicación y el sector energético.

En síntesis, el proyecto cumple los objetivos técnicos, económicos, ambientales, sociales y académicos definidos en la introducción: caracteriza con datos reales el rendimiento de la instalación, valora su viabilidad financiera con indicadores estandarizados y reproducibles, sitúa su aportación en la estrategia de descarbonización, promueve la participación del usuario en la transición energética y consolida una metodología docente e investigadora que puede mantenerse y actualizarse con nuevos datos de operación.

Por último, de cara a trabajos futuros, se propone, en primer lugar, consolidar el histórico de operación y normalizar el año base para alimentar una actualización automática de los indicadores analizados en el proyecto, es decir, Payback, VAN, TIR y LCOE, a partir de datos reales. Además, es conveniente realizar una futura sensibilidad estructurada frente a los parámetros técnicos y financieros clave que han sido estimados en el presente estudio, como son la degradación de los módulos, los costes de O&M y reposición, la tasa de descuento y los precios de la energía en el mercado. Por otro lado, se propone profundizar en la modelización teórico-comparativa con la herramientas reconocidas SAM, a fin de contrastar la producción medida con escenarios climáticos y operativos de referencia y, así, afinar diagnósticos de desviaciones. A nivel doméstico, se propone el objetivo de priorizar la gestión de la demanda de la vivienda para elevar el autoconsumo y, si las condiciones lo permiten, evaluar almacenamiento como palanca adicional de mejora. Por último, un trabajo futuro que se alinea con la naturaleza de este proyecto consiste en incorporar progresivamente una línea

ambiental que incluya la estimación de emisiones de dióxido de carbono evitadas mediante factores oficiales y su alineación con los objetivos de descarbonización vigentes, manteniendo, en paralelo, un seguimiento anual del entorno regulatorio y de precios para conservar el análisis sincronizado con el mercado y la normativa.

CAPÍTULO 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. Barrella, J. I. Linares Hurtado, J. C. Romero Mora, E. M.^a Arenas Pinilla. *Evaluating the impact of energy efficiency strategies on households' energy affordability: A Spanish case study*. *Energy and Buildings*. 2023.
- [2] REN21. *Renewables 2024 Global Status Report*. París: REN21, 2024.
- [3] VanderPlas, J. *A Whirlwind Tour of Python*. O'Reilly Media, 2016.
- [4] WMO. *Climate change indicators reached record levels in 2023*. Ginebra: World Meteorological Organization; 19 marzo 2024.
- [5] España. Jefatura del Estado. *Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*. Madrid: Boletín Oficial del Estado; 2018.
- [6] CNMC. *Consulta pública sobre las ayudas públicas al autoconsumo fotovoltaico*. Madrid: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; 2024.
- [7] AEMET. *Atlas climático de radiación solar en España*. Madrid: AEMET, 2022.
- [8] Ministerio para la Transición Ecológica. *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. Madrid: Boletín Oficial del Estado; 2019.
- [9] MITECO. *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)*. Madrid: MITECO, 2020.
- [10] Growatt New Energy Technology Co. *ShinePhone User Manual*. Shenzhen: Growatt, 2022.
- [11] International Renewable Energy Agency (IRENA). *Renewable Power Generation Costs in 2023*. Abu Dhabi: IRENA, 2024.
- [12] REN21. *Market Developments | Solar Photovoltaics*. París: REN21 Secretariat, 2023.
- [13] Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). *Valores climatológicos normales: Toledo*. Madrid: AEMET.
- [14] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. *Real Decreto 986/2024, de 24 de septiembre, por el que se aprueba la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030*. Madrid: Boletín Oficial del Estado; 2024.
- [15] European Commission. *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. Bruselas: Comisión Europea, 2024.

- [16] ENDEF Solar Solutions, *Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas: instalación FV de autoconsumo*. Zaragoza, 2023
- [17] Ministerio para la Transición Ecológica. *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. Madrid: Boletín Oficial del Estado; 2019.
- [18] IDAE; UNEF. *Guía de orientaciones a los municipios para el fomento del autoconsumo (Guías IDAE 024)*. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía; 2023.
- [19] BOE. *Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC*. Madrid: Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado; 2025.
- [20] Ministerio de Industria. *ITC-BT-40. Instalaciones generadoras de baja tensión*. Madrid: MITERD; 2013.
- [21] McKinney, W. *Python for Data Analysis*. O'Reilly Media, 2022.
- [22] European Commission. *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. Bruselas: Comisión Europea, 2024.
- [23] Parlamento Europeo, *Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables*, Diario Oficial de la Unión Europea L 328/82, 2018.
- [24] Comisión Europea, *The European Green Deal*, Bruselas, 2019.
- [25] Jefatura del Estado, Boletín Oficial del Estado, *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*, BOE n.º 310, 2013.
- [26] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, *Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes eléctricas*, BOE n.º 340, 2020.
- [27] Ministerio de Ciencia y Tecnología, *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión*, BOE, 2002.
- [28] Asociación Española de Normalización (AENOR), *Normas UNE-EN IEC 61215-1-1:2022, 61730-1:2019 y 62446-1:2019 sobre requisitos para módulos y sistemas fotovoltaicos*, Madrid, 2022.
- [29] Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha, *Convocatoria de ayudas al autoconsumo con fuentes de energía renovable y almacenamiento (Programa 4 del PRTR)*, Toledo, 2023.
- [30] Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración (ISFOC), *Líneas I+D*, Puertollano, 2024.
- [31] Ayuntamiento de Toledo – Oficina de Transformación Comunitaria (OTC). *Ayudas e incentivos*. Toledo: Ayuntamiento de Toledo; 2024.

- [32] Consejería de Desarrollo Sostenible de Castilla-La Mancha. *Convocatoria del Programa de Incentivos de proyectos innovadores de energías renovables y almacenamiento*. Diario Oficial de Castilla-La Mancha, 2024.
- [33] SolarPower Europe. *Five EU member states join call for 1 TW of European solar by 2030*. Bruselas, 2024.
- [34] Energética 21. *El nuevo PNIEC amplía los objetivos a 2030: 20 TWh de biogás, 76 GW de fotovoltaica y 12 GW de hidrógeno verde*. 2024.
- [35] Lidera Energía. *¿Cómo debe ser el grado de inclinación óptimo de placas solares según tu provincia?*. Madrid, 2024.
- [36] Autosolar. *Inclinación de las placas solares*. Autosolar.es, Valencia, 2024.
- [37] Eave. *¿Cuál es la temperatura máxima de las placas solares? Cómo afecta a su rendimiento*. Valencia, 2024
- [38] SunFields Europe. *Suciedad en placas solares: tipos, cómo afecta al rendimiento y qué hacer*. Santiago de Compostela. 2025.
- [39] Cambio Energético. *¿Qué són las celulas perc de los paneles solares?* 2025
- [40] Cambio Energético. *Células solares TOPCon: ¿qué son y qué ventajas ofrecen?* 2025
- [41] SolarEdge. *Portal de monitorización*. 2025
- [42] Iberdrola. *Paneles bifaciales: ¿Qué los hace diferentes?*. 2026
- [43] Iberdrola. *Precio Luz Hoy*. 2025
- [44] Red Eléctrica Española. *Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)*. 2025
- [45] Tu propia energía. *¿Cuánto tarda en amortizarse una instalación fotovoltaica?*. 2025
- [46] Inés Pomar Herraiz. *Estudio de viabilidad de energía solar fotovoltaica en una urbanización del noroeste de Madrid*. Madrid. 2025.

ANEXO I: ALINEACIÓN DEL PROYECTO CON LOS ODS

Este proyecto contribuye directamente a varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por las Naciones Unidas en la Agenda 2030, al promover la innovación tecnológica, el uso responsable de los recursos y la reducción de emisiones en el ámbito doméstico.

- **ODS 7 – Energía asequible y no contaminante**

El ODS 7 se centra en cuyo propósito es garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, cumpliendo este trabajo con dicho objetivo, puesto que evalúa la viabilidad técnica y económica de la energía solar fotovoltaica como alternativa sostenible al suministro eléctrico convencional. Mediante el análisis de una instalación real, se demuestra que la generación fotovoltaica permite reducir la dependencia de fuentes fósiles, disminuir la factura eléctrica y avanzar hacia un modelo energético más limpio y descentralizado.

- **ODS 9 Industria, innovación e infraestructuras**

El ODS 9 promueve la construcción de infraestructuras resilientes, la industrialización sostenible y el fomento de la innovación. Este proyecto incorpora la innovación tecnológica al aplicar herramientas de ingeniería y programación (como Python, EES y ShinePhone) al ámbito energético, optimizando el análisis de rendimiento de una instalación doméstica real. De este modo, el trabajo fomenta el uso de infraestructuras energéticas inteligentes y contribuye a la mejora de la eficiencia tecnológica y de los procesos de gestión energética en el entorno residencial.

- **ODS 11 – Ciudades y comunidades sostenibles**

El ODS 11 busca lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles. La integración de energías limpias en viviendas unifamiliares, como se analiza en este proyecto, contribuye a la sostenibilidad urbana

mediante la autogeneración de energía y la reducción del consumo procedente de fuentes fósiles. El autoconsumo fotovoltaico representa un paso clave hacia la creación de comunidades energéticamente autosuficientes, donde los ciudadanos adoptan un papel activo en la gestión de sus recursos y en la lucha contra el cambio climático.

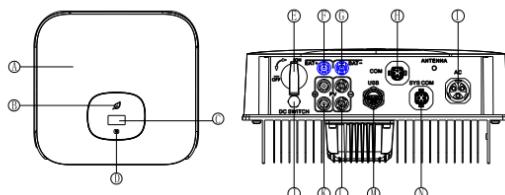
• **ODS 13 – Acción por el clima**

El ODS 13 insta a adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. El proyecto contribuye a este objetivo mediante el análisis del impacto de la instalación fotovoltaica en la reducción de emisiones de CO₂, demostrando la efectividad de la energía solar en la mitigación del calentamiento global. La monitorización y evaluación del rendimiento energético permiten cuantificar las toneladas de CO₂ evitadas, lo que refuerza el valor ambiental del autoconsumo como estrategia de acción climática.

ANEXO II: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

3 Product description

3.1 TL-XH Overview



Position	Description	Position	Description
A	Cover	H**	DRM PORT
B	LED	I	AC output
C	OLED	J	Ventilation valve
D	Touch button	K	PV input +
E*	DC switch	L	PV input -
F	Battery input+	M	USB port
G	Battery input-	N	SYS COM port

*No dc switch for some Australia and UK models.

**Only for EU and Australia market.

Symbol on the inverter

Symbol	Description	Explanation		
	Touch symbol	Touch button. We can switch the OLED display and set parameter by touching.		
	Inverter status symbol	Inverter status	LED color	LED status
		Standby	Green	0.5s on and 2s off
		Normal	Green	Solid
		Fault	Red	Solid
		Warning	Green	0.5s on, 0.5s off, 0.5s on, 2s off
		Inverter status	Yellow	1s on and 1s off

3.2 Type label

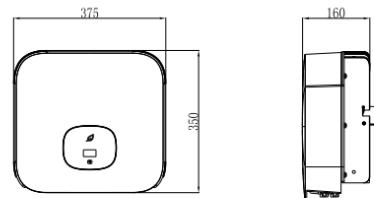
The type labels provide a unique identification of the inverter (The type of product, Device-specific characteristics, Certificates and approvals). The type labels are on the left-hand side of the enclosure.

GROWATT Hybrid Inverter	
Model name	MIN 5000TL-XH
Max. PV voltage	550 d.c.V
PV voltage range	70-550 d.c.V
PV Isc	16.9 d.c.A*2
Max. input current	13.5 d.c.A*2
Max. DC voltage	550 d.c.V
DC voltage range	360-550 d.c.V
Max. DC current	17 d.c.A
Rated input/output power	5000/5000 W
Rated apparent power	5000 VA
Nominal output voltage	230 a.c.V
Rated input/output current	22.7/22.7 a.c.A
Nominal output frequency	50/60 Hz
Power factor range	0.8leading~0.8lagging
Overvoltage category	PV:II BAT:II AC:III Others:I
Safety level	Class I
Ingress protection	IP65
Operation ambient temperature	-25°C ~ +60°C
Inverter topology	Non-isolated
Certificate number	SAA191627
Made in China	

More detail about the type label as the chart below:

Model Name	MIN 2500 TL-XH	MIN 3000 TL-XH	MIN 3600 TL-XH
Max input PV voltage	500V	500V	550V
Max input PV current		13.5A/13.5A	
Start voltage		100V	
MPP voltage range	70V~500V	70V~500V	70V~550V
DC nominal input voltage		400V	
DC input voltage range	360V~500V	360V~500V	360V~550V
DC Max input/output current		17A	
AC nominal voltage		230V	
AC grid frequency		50/60 Hz	
Max. apparent power	2500VA	3000VA	3600VA
Max AC output current	11.3A	13.6A	16A
Power factor	0.8leading...0.8lagging		
Environmental Protection Rating		IP 65	
Operation Ambient temperature	-25...+60°C (-13...+140°F) with derating above 45°C (113°F)		
Model Name	MIN 4200 TL-XH	MIN 4600 TL-XH	MIN 5000 TL-XH
Model Name	MIN 6000 TL-XH		
Max input PV voltage		550V	
Max input PV current		13.5A/13.5A	
Start voltage		100V	
MPP voltage range		70V~550V	
DC nominal input voltage		400V	
DC input voltage range		360V~550V	
DC Max input/output current		17A	
AC nominal voltage		230V	
AC grid frequency		50/60 Hz	
Max. apparent power	4200VA	4600VA	5000VA
Max AC output current	19A	20.9A	22.7A
Power factor	0.8leading...0.8lagging		
Environmental Protection Rating		IP 65	
Operation Ambient temperature	-25...+60°C (-13...+140°F) with derating above 45°C (113°F)		

3.3 Size and weight



Dimensions and weight

Model	Height (H)	Width (W)	Depth (D)	Weight
MIN 2500-6000 TL-XH	350mm 13.8inch	375mm 14.8inch	160mm 6.3inch	10.8kg

3.4 Storage of inverter

If you want to storage the inverter in your warehouse, you should choose an appropriate location to store the inverter.

- The unit must be stored in original package , and should be stored in a clean and dry place, and be protected from dust and water vapor corrosion.
- The storage temperature should be always between -25° and +60° . And the storage relative humidity can achieve to 100%.
- If there are a batch of inverters need to be stored, the maximum layers for original carton is four.
- After long term storage, local installer or service department of GROWATT should perform a comprehensive test before installation.

3.5 The advantage of the unit

- Max. efficiency of 98.4%
- Dual MPP trackers
- Type II SPD on DC side
- 30% lighter
- Storage ready
- AFCI optional
- Compatible with double-glass bifacial modules

14 Technical Data

14.1 Specification

Model Specifications	MIN 2500 TL-XH	MIN 3000 TL-XH	MIN 3600 TL-XH	MIN 4200 TL-XH
PV input quantities				
Max. recommended PV power(for module STC)	5000W	6000W	7200W	7200W
Vmax PV	500V		550V	
Start voltage		100V		
Min. operating voltage		70V		
Nominal voltage		360V		
MPP voltage range	70-500V	70-500V	70-550V	70-550V
MPP voltage range at Full Power	95V-450V	115V-450V	140V-500V	160V-500V
No. of MPP trackers		2		
No. of PV strings per MPP trackers		1		
Max. input current per MPP trackers		13.5A		
Max. short-circuit current per MPP trackers		16.9A		
Max. inverter backfeed current to the array		0A		
DC input quantities				
Nominal DC input voltage		400V		
DC input voltage range	360-500V		360-550V	
DC input current(maximum continuous)		17A		
DC output quantities				
Nominal DC output voltage		400V		
DC output voltage range	360-500V		360-550V	
DC output current(maximum continuous)		17A		
Battery type	Cobalt Free Lithium Iron Phosphate (LFP)			
AC output quantities				
Rated output power	2500W	3000W	3600W	4200W
Rated apparent power	2500VA	3000VA	3600VA	4200VA
Nominal AC voltage		230V		
AC voltage range		160-276V		
Nominal AC grid frequency		50/60Hz		

AC grid frequency range	45-55Hz/55-65Hz			
Rated output current	10.9A	13A	15.7A	18.3A
Max. output current	11.3A	13.6A	16A	19A
Max. inrush current (Peak value/duration time)	<10A/5ms			
Max. output fault current	62A/20us			
Max.output overload protection	16A	16A	20A	25A
Backfeed current		0A		
Power factor(@nominal power)		>0.99		
Power factor range	0.8leading... 0.8lagging			
THDi		<3%		
AC grid connection type	Single phase(L/N/PE)			
AC overvoltage category	Category III			
AC input quantities				
Nominal AC input voltage		230V		
AC input voltage range		160-276V		
AC input current(maximum continuous)	11.3A	13.6A	16A	19A
Inrush current		<10A/5ms		
Nominal frequency		50/60Hz		
AC input frequency range	45-55Hz/55-65Hz			
Efficienc 400V				
Max. efficiency	98.2%	98.2%	98.2%	98.4%
Euro-eta	97.1%	97.1%	97.2%	97.2%
Protection devices				
DC reverse-polarity protection		Integrated		
DC switch*		Optional		
DC Surge protection class		Type II		
Insulation resistance monitoring		Integrated		
AC surge protection class		Type III		
AC short-circuit protection		Integrated		
Ground fault monitoring		Integrated		
Grid monitoring		Integrated		
Anti-islanding protection		Integrated(Active Frequency Drift)		
Residual-current monitoring unit		Integrated		

General data	
Dimensions (W / H / D) in mm	375*350*160
Weight	10.8 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	< 25 dB(A)
Altitude	4000m
Internal consumption at night	<3W
Topology	Non-isolated
Overvoltage category	PV:II AC:III BAT:II Others:I
Cooling	Natural convection
Ingress protection	IP65
Pollution degree outside the enclosure	3
Pollution degree inside the enclosure	2
Relative humidity	0~100%
DC connection	VP-D4
AC connection	AC connector
Interfaces	
Display	OLED+LED
RS485/USB	Integrated
WIFI/GPRS/4G/LAN/RF	Optional
Warranty:5/10 years	Yes/ Optional

Model Specifications	MIN 4600 TL-XH	MIN 5000 TL-XH	MIN 6000 TL-XH
PV input quantities			
Max. recommended PV power(for module STC)	9200W	1000W	1000W
Vmax PV		550V	
Start voltage		100V	
Nominal voltage		360V	
PV input operating voltage range		70-550V	
MPP voltage range at Full Power	180V-500V	190V-500V	230V-500V
No. of MPP trackers		2	
No. of PV strings per MPP trackers		1	
Max. input current per MPP trackers		13.5A	
Isc PV per MPP trackers		16.9A	
Max. inverter backfeed current to the array		0A	
PV overvoltage category		Category II	
DC input quantities			
Nominal DC input voltage		400V	
DC input voltage range		360-550V	
DC input current(maximum continuous)		17A	
DC output quantities			
Nominal DC output voltage		400V	
DC output voltage range		360-550V	
DC output current(maximum continuous)		17A	
Battery type	Cobalt Free Lithium Iron Phosphate (LFP)		
AC output quantities			
Rated output power	4600W	5000W	6000W
Rated apparent power	4600VA	5000VA	6000VA
Nominal AC voltage		230V	
AC voltage range		160-276V	
Nominal AC grid frequency		50/60Hz	
AC grid frequency range		45-55Hz/55-65Hz	

Nominal output current	20.9A	22.7A	27.2A
Inrush current		<10A/5ms	
Max. output fault current		<62A/20us	
Max.output overload protection	25A	32A	32A
Backfeed current		0A	
Power factor(@nominal power)		>0.99	
Adjustable power factor		0.8leading... 0.8lagging	
THDi		<3%	
AC grid connection type		Single phase(L/N/PE)	
AC overvoltage category		Category III	
AC input quantities			
Nominal AC input voltage		230V	
AC input voltage range		160-276V	
AC input current(maximum continuous)	20.9A	22.7A	27.2A
Inrush current		<10A	
Nominal frequency		50/60Hz	
AC input frequency range		45-55Hz/55-65Hz	
Efficiency			
Max. efficiency	98.4%	98.4%	98.4%
Euro-eta	97.5%	97.5%	97.5%
Protection devices			
DC reverse-polarity protection		Integrated	
DC switch*		Optional	
DC Surge protection class		Type II	
Insulation resistance monitoring		Integrated	
AC surge protection		Type III	
AC short-circuit protection		Integrated	
Ground fault monitoring		Integrated	
Grid monitoring		Integrated	
Anti-islanding protection		Integrated(Active Frequency Drift)	
Residual-current monitoring unit		Integrated	
General data			
Dimensions (W / H / D) in mm		375*350*160	
Weight		10.8 kg	
Operating temperature range		- 25 °C ... +60 °C	
Noise emission (typical)		<25 dB(A)	

Altitude	4000m
Internal consumption at night	<3W
Topology	Non-isolated
Overvoltage category	PV:II AC:III BAT:II Others:I
Cooling	Natural convection
Protection degree	IP65
Pollution degree outside the enclosure	3
Pollution degree inside the enclosure	2
Relative humidity	0~100%
DC connection	Helios H4-R/VP-D4
AC connection	AC connector
Interfaces	
Display	OLED+LED
RS485/USB	Integrated
WIFI/GPRS/4G/LAN/ RF	Optional
Warranty:5/10 years	Yes/ Optional

The AC Voltage Range may vary depending on specific country grid standard.
All specifications are subject to change without notice.

*DC Switch is not available on the Australian model