



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER REHABILITACIÓN ENERGÉTICA DE UNA VIVIENDA RURAL EN EXTREMADURA

Autor: Inés Amaia Lloréns Martín

Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid

Junio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Rehabilitación energética de una vivienda rural en Extremadura

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Inés Lloréns

Fdo.: Inés Amaia Lloréns Martín

Fecha: 25/ 08/ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Íñigo Sanz Fernández

Fecha: 25/ 08/ 2025



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER REHABILITACIÓN ENERGÉTICA DE UNA VIVIENDA RURAL EN EXTREMADURA

Autor: Inés Amaia Lloréns Martín

Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid

REHABILITACIÓN ENERGÉTICA DE UNA VIVIENDA RURAL EN EXTREMADURA

Autor: Lloréns Martín, Inés Amaia.

Director: Sanz Fernández, Íñigo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto aborda el análisis técnico-económico de viabilidad de un proyecto de autosuficiencia y eficiencia energética en una finca rural ubicada en Madroñera (Cáceres, Extremadura). El objetivo es reducir la dependencia de combustibles fósiles, optimizar el consumo energético y avanzar hacia un modelo más sostenible de gestión energética en un entorno rural.

Palabras clave: autoconsumo fotovoltaico, biomasa, eficiencia energética, rehabilitación energética, sostenibilidad, viabilidad económica, emisiones de CO₂, Objetivos de Desarrollo Sostenible.

1. Introducción

La finca objeto de estudio está compuesta por la casa principal, la vivienda de los guardeses, una casa de invitados, bodega y varias naves agrícolas. Su uso es principalmente recreativo, aunque mantiene un grado de ocupación constante debido a la residencia de los guardeses. En la actualidad, las necesidades energéticas se cubren con electricidad de la red y calderas de gasoil, lo que implica elevados costes operativos y una huella de carbono significativa.

Ante esta situación, se plantea una estrategia de intervención integral que combina tres líneas de actuación:

- Generación de energía eléctrica renovable mediante una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo conectada a red.
- Generación de energía térmica sostenible mediante la sustitución de las calderas de gasoil existentes por calderas de biomasa de pellets de alta eficiencia.
- Medidas pasivas de eficiencia energética, de bajo coste y fácil implantación, destinadas a reducir pérdidas energéticas y optimizar el consumo tanto eléctrico como térmico.

2. Metodología

El estudio parte de un análisis detallado de los consumos energéticos actuales y de las características constructivas de la finca. Para la parte eléctrica, se dimensionó una instalación fotovoltaica de 3,78 kWp compuesta por 7 módulos Jinko Solar Tiger Pro de 540 Wp y un inversor Ingeteam de 3,3 kW. La simulación, realizada con PV*SOL y PVGIS, permitió estimar una generación anual de 6.243 kWh, con un rendimiento específico de 1.650 kWh/kWp y un PR del 85 %.

En la parte térmica, se seleccionaron dos calderas de biomasa adaptadas a las necesidades de las edificaciones: una Greenheiss Termoboiler Maxi 45 kW para la casa principal y una Domusa Bioclass iC 25 DX para la vivienda de los guardeses. Estas calderas ofrecen rendimientos superiores al 90 %, sistemas de automatización y limpieza, y cumplen con la

normativa de bajas emisiones. Se calculó la sustitución de 4.059 litros anuales de gasoil por unas 8,5 toneladas de pellet, estimando tanto el ahorro económico como la reducción de emisiones.

Finalmente, se incorporaron medidas pasivas de eficiencia: sustitución de luminarias convencionales por LED, utilización de regletas y temporizadores para reducir consumos en standby, instalación de burletes en ventanas y puertas, y empleo de cortinas térmicas. Estas medidas, de bajo coste y rápida amortización, se estimó que reducirían el consumo eléctrico en un 5 % y el térmico en un 3 %.

Para evaluar la viabilidad global, se realizó un análisis económico-financiero a 20 años de horizonte, considerando la inversión total, subvenciones potenciales, ahorro energético esperado, mantenimiento, y diferentes escenarios de financiación.

3. Resultados

Los resultados obtenidos en el estudio confirman la viabilidad técnica, económica y ambiental del proyecto. En primer lugar, desde el punto de vista técnico, la instalación fotovoltaica diseñada producirá 6.243 kWh anuales, lo que supone cubrir aproximadamente un 70 % de la demanda eléctrica de la finca. El sistema presenta un rendimiento específico de 1.650 kWh/kWp y un Performance Ratio (PR) del 85 %, valores que reflejan un buen aprovechamiento de los recursos solares disponibles. En el ámbito térmico, las calderas de biomasa seleccionadas alcanzarán rendimientos superiores al 90 %, garantizando el suministro de calefacción y agua caliente sanitaria con una notable reducción de costes frente al gasoil. Además, las medidas pasivas de eficiencia energética, aunque sencillas y de bajo coste, permitirán complementar el ahorro con una disminución adicional del consumo eléctrico (5 %) y térmico (3 %).

En cuanto a los resultados económicos, la inversión total del proyecto asciende a 16.650 €, de los cuales 3.613 € corresponden a la instalación fotovoltaica, 14.936 € a la parte térmica y 1.101 € a medidas pasivas. Considerando una subvención aproximada de 3.000 €, el análisis financiero a 20 años ofrece un Valor Actual Neto (VAN) de 7.735 €, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 12,8 % y un Periodo de Retorno de 13 años. En un escenario con financiación bancaria parcial, los indicadores mejoran de forma significativa, alcanzando un VAN de 12.038 €, una TIR del 24,9 % y un periodo de retorno reducido a tan solo 7 años.

Por último, los resultados ambientales evidencian el impacto positivo de la propuesta. La sustitución del gasoil por biomasa permitirá evitar la emisión de 216,7 toneladas de CO₂ a lo largo de la vida útil del proyecto, mientras que la instalación fotovoltaica reducirá 11,7 toneladas adicionales. En conjunto, se estima un total de 228,5 toneladas de CO₂ evitadas en 20 años, contribuyendo directamente a la mitigación del cambio climático y alineándose con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 7, 11, 12 y 13.

4. Conclusiones

El proyecto demuestra que la rehabilitación energética de la finca es técnica, económica y ambientalmente viable. La combinación de energías renovables, biomasa y medidas de eficiencia reduce de manera significativa los costes operativos, incrementa la autosuficiencia energética y minimiza el impacto ambiental. Además, constituye un modelo replicable para otras viviendas rurales con características similares, evidenciando el potencial de la transición energética como motor de sostenibilidad y desarrollo en entornos rurales.

ENERGY REHABILITATION OF A RURAL HOUSE IN EXTREMADURA

Author: Lloréns Martín, Inés Amaia.

Supervisor: Sanz Fernández, Íñigo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project addresses the technical, economic, and environmental feasibility analysis of a self-sufficiency and energy efficiency project in a rural estate located in Madroñera (Cáceres, Extremadura). The objective is to reduce dependence on fossil fuels, optimize energy consumption, and move towards a more sustainable energy management model in a rural context.

Keywords: photovoltaic self-consumption, biomass, energy efficiency, energy rehabilitation, sustainability, economic feasibility, CO₂ emissions, Sustainable Development Goals.

1. Introduction

The rural estate under study is composed of a main house, a caretaker's residence, a guest house, a wine cellar, and several agricultural warehouses. Its use is mainly recreational, although it maintains a constant level of occupancy due to the presence of the caretakers. Currently, energy needs are met through grid electricity and diesel boilers, which leads to high operating costs and a significant carbon footprint.

To address this situation, an integral intervention strategy is proposed based on three main lines of action:

- Renewable electricity generation through a photovoltaic self-consumption installation connected to the grid.
- Sustainable thermal generation through the replacement of existing diesel boilers with high-efficiency pellet biomass boilers.
- Low-cost, easy-to-implement passive energy efficiency measures aimed at reducing energy losses and optimizing both electrical and thermal consumption.

2. Methodology

The study begins with a detailed analysis of current energy consumption and the constructive characteristics of the estate. For the electrical component, a 3.78 kWp photovoltaic self-consumption installation was designed, consisting of 7 Jinko Solar Tiger Pro modules of 540 Wp each and a 3.3 kW Ingeteam inverter. The simulation, carried out with PV*SOL and PVGIS, estimated an annual generation of 6,243 kWh, with a specific yield of 1,650 kWh/kWp and a Performance Ratio (PR) of 85 %.

For the thermal component, two biomass boilers were selected according to the needs of the buildings: a Greenheiss Termoboiler Maxi 45 kW for the main house and a Domusa Bioclass iC 25 DX for the caretaker's residence. These boilers provide efficiencies above 90 %, include automation and cleaning systems, and comply with low-emission standards. The

substitution of 4,059 liters of diesel per year by approximately 8.5 tons of pellets was calculated, estimating both the economic savings and the emission reductions.

Finally, passive efficiency measures were incorporated, including the replacement of conventional luminaires with LED, the use of power strips and timers to reduce standby consumption, the installation of weatherstripping on windows and doors, and the use of thermal curtains. These measures, low-cost and with quick payback, were estimated to reduce electricity consumption by 5 % and thermal consumption by 3 %.

To evaluate overall feasibility, a 20-year economic-financial analysis was carried out, considering the total investment, potential subsidies, expected energy savings, maintenance costs, and different financing scenarios.

3. Results

The results obtained confirm the technical, economic, and environmental feasibility of the project.

From a technical perspective, the photovoltaic system will generate 6,243 kWh annually, covering approximately 70 % of the estate's electricity demand. The system presents a specific yield of 1,650 kWh/kWp and a PR of 85 %, which reflects an efficient use of solar resources. Regarding the thermal component, the selected biomass boilers will achieve efficiencies above 90 %, ensuring the supply of heating and domestic hot water while significantly reducing costs compared to diesel. Additionally, passive efficiency measures, although simple and low-cost, will provide complementary savings, reducing electricity consumption by 5 % and thermal consumption by 3 %.

From an economic perspective, the project requires a total investment of €16,650, of which €3,613 correspond to the photovoltaic installation, €14,936 to the thermal system, and €1,101 to passive measures. Considering an approximate subsidy of €3,000, the 20-year financial analysis results in a Net Present Value (NPV) of €7,735, an Internal Rate of Return (IRR) of 12.8 %, and a Payback Period of 13 years. Under a partial bank financing scenario, the indicators improve significantly, with an NPV of €12,038, an IRR of 24.9 %, and a reduced payback period of only 7 years.

From an environmental perspective, the replacement of diesel with biomass will avoid 216.7 tons of CO₂ emissions over the project's lifetime, while the photovoltaic system will reduce an additional 11.7 tons. In total, approximately 228.5 tons of CO₂ will be avoided in 20 years, directly contributing to climate change mitigation and aligning with Sustainable Development Goals (SDGs) 7, 11, 12, and 13.

4. Conclusions

The project demonstrates that the energy rehabilitation of the estate is technically, economically, and environmentally feasible. The combination of renewable energy, biomass, and efficiency measures significantly reduces operating costs, increases energy self-sufficiency, and minimizes environmental impact. Moreover, it represents a replicable model for other rural dwellings with similar characteristics, highlighting the potential of the energy transition as a driver of sustainability and development in rural areas.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	10
1.1 Motivación del proyecto.....	11
1.2 Objetivos del proyecto.....	13
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	16
Capítulo 3. Estado de la Cuestión	18
3.1 Generación eléctrica renovable	18
3.1.1 Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo	18
3.2 Generación térmica sostenible.....	19
3.2.1 Aerotermia.....	20
3.2.2 Hidrotermia.....	21
3.2.3 Biomasa.....	21
3.2.4 Paneles termosolares.....	22
3.3 Medidas pasivas de eficiencia	22
3.3.1 Eficiencia eléctrica.....	23
3.3.2 Eficiencia térmica.....	23
Capítulo 4. Descripción del Proyecto.....	25
4.1 Definición del Trabajo.....	25
4.1.1 Generación Eléctrica.....	25
4.1.2 Generación Térmica.....	26
4.1.3 Medidas Pasivas de Eficiencia.....	28
4.2 Normativa de Instalaciones de Autoconsumo Fotovoltaico	29
4.2.1 Normativa Estatal.....	29
4.2.2 Normativa Autonómica en Extremadura.....	31
4.3 Normativa Relevante a Instalaciones Térmicas	32
4.3.1 Normativa Estatal.....	33
4.3.2 Normativa autonómica en Extremadura	33
4.4 Subvenciones, Ayudas y Bonificaciones.....	34
4.4.1 Subvenciones en Instalaciones Fotovoltaicas	35
4.4.2 Subvenciones en Instalaciones Térmicas	36

4.5	Emplazamiento	36
4.5.1	<i>Características de la Finca</i>	37
4.5.2	<i>Intervenciones Energéticas</i>	38
4.6	Consumo Eléctrico	39
4.7	Consumo Térmico	40
Capítulo 5. Instalación Solar		43
5.1	Potencia Instalada.....	43
5.2	Módulos Fotovoltaicos	45
5.3	Inversor.....	46
5.4	Contador Bidireccional.....	49
5.5	Soporte de Módulos.....	50
5.6	Simulación y Resultados	51
5.6.1	<i>Tipo de Instalación, Clima y Red</i>	52
5.6.2	<i>Consumo</i>	53
5.6.3	<i>Planificación 3D</i>	54
5.6.4	<i>Cables</i>	58
5.6.5	<i>Planos y Listado de Piezas</i>	59
5.6.6	<i>Parámetros de la Simulación</i>	61
5.6.7	<i>Evaluación Económica</i>	63
5.7	Resultados de la Simulación.....	64
5.7.1	<i>Resumen</i>	64
5.7.2	<i>Pronóstico de Rendimiento con Consumo</i>	67
5.7.3	<i>Balance Energético</i>	68
5.7.4	<i>Utilización de la Energía Fotovoltaica</i>	69
5.7.5	<i>Cobertura del Consumo</i>	70
5.7.6	<i>Balance de Rendimiento</i>	71
Capítulo 6. Instalación Térmica		74
6.1	Potencia Instalada.....	74
6.2	Elección de Calderas	75
6.3	Comparación con las Calderas Antiguas.....	76
6.3.1	<i>Casa Principal</i>	77
6.3.2	<i>Casa de los Guardeses</i>	78

Capítulo 7. Medidas Pasivas de Eficiencia.....	79
7.1.1 Medidas de Eficiencia Eléctrica.....	79
7.1.2 Medidas de Eficiencia Térmica	80
Capítulo 8. Presupuesto.....	81
8.1 Instalación Solar	81
8.2 Instalación Térmica	82
8.3 Medidas Pasivas de Eficiencia (mpe).....	82
8.3.1 MPE Eléctricas.....	83
8.3.2 MPE Térmicas	83
8.3.3 Presupuesto total.....	83
8.4 Estimación Económica de Ayudas y Subvenciones	84
Capítulo 9. Estudio Económico.....	86
9.1 Costes de Inversión, CAPEX	86
9.2 Ahorro y Costes de Explotación.....	87
9.2.1 Proyección Eléctrica	87
9.2.2 Ahorro por Electricidad No Consumida	91
9.2.3 Ahorro por Electricidad Inyectada.....	91
9.2.4 Ahorro por Consumo de Gasoil	92
9.2.5 Coste por Consumo de Pellets.....	93
9.2.6 Gastos de Mantenimiento	94
9.3 Inversión.....	94
9.3.1 Inversión eléctrica	94
9.3.2 Inversión térmica.....	94
9.3.3 Inversión del proyecto	95
9.3.4 Financiación.....	95
9.3.5 Resumen.....	96
9.4 Tasa de Descuento.....	96
9.5 Flujos de Caja.....	96
9.5.1 Resumen Parámetros de Flujos de Caja	97
9.5.2 Flujos de Caja totales.....	98
9.6 VAN	99
9.7 TIR	100

9.8 PR.....	101
9.9 Resultados	102
Capítulo 10. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	103
Capítulo 11. Ahorro y Contaminación Evitada.....	104
11.1 Ahorro Eléctrico	104
11.2 Ahorro Térmico	105
11.3 Ahorro Total	106
Capítulo 12. Conclusión.....	107
Capítulo 13. Trabajos Futuros.....	109
Capítulo 14. Bibliografía.....	110
ANEXO I: Flujos de Caja	113

Índice de figuras

Figura 1: Balance energético de España 2023 [1].	11
Figura 2: Diagrama de Sankey del consumo en el sector residencial en 2022 [3].	12
Figura 3: Ciclo termodinámico aerotérmico [11].	20
Figura 4: Generación anual aproximada por mes obtenida con PVGIS.	44
Figura 5: Resultados de la simulación en PVGIS	44
Figura 6: Ilustración soportes de módulos fotovoltaicos	51
Figura 7: Tipo de instalación, clima y red – PVSOL	52
Figura 8: Ubicación de la instalación fotovoltaica – PVSOL	53
Figura 9: Consumo eléctrico mensual – PVSOL.	54
Figura 10: Planificación 3D – PVSOL	55
Figura 11: Visualización 3D – PVSOL	55
Figura 12: Conexión de inversores – PVSOL	56
Figura 13: Prueba de conexión – Módulos conectados – PVSOL	57
Figura 14: Prueba de conexión – Límites del inversor – PVSOL	57
Figura 15: Prueba de conexión – Punto de máxima potencia – PVSOL	58
Figura 16: Cables – PVSOL	59
Figura 17: Esquema eléctrico – PVSOL	60
Figura 18: Plano de conjunto – PVSOL	60
Figura 19: Listado de piezas – PVSOL	61
Figura 20: Parámetros para los datos climáticos – PVSOL	62
Figura 21: Parámetros para las superficies de módulos – PVSOL	62
Figura 22: Pérdidas de potencia por ensuciamiento – PVSOLVE	63
Figura 23: Modelización de la pérdida de suelo – Solar Anywhere [44].	63
Figura 24: Evaluación económica - PVSOL	64
Figura 25: Calidad de la instalación fotovoltaica	65
Figura 26: Instalación FV – PVSOL	66
Figura 27: Consumidores – PVSOL	66
Figura 28: Flujo anual de energía en kWh – PVSOL	66

Figura 29: Grado de autarquía – PVSOL	67
Figura 30: Pronostico de rendimiento con consumo – PVSOL	67
Figura 31: Balance energético – PVSOL	68
Figura 32: Utilización de la energía fotovoltaica – PVSOL.....	69
Figura 33: Cobertura del consumo – PVSOL.....	71
Figura 34:Balance de rendimiento – PVSOL	72

Índice de tablas

Tabla 1: Consumo eléctrico anual y potencia contratada	39
Tabla 2: Características técnicas de las calderas de gasoil	41
Tabla 3: Consumo actual de gasoil	41
Tabla 4: Comparación combustible gasoil con biomasa	42
Tabla 5: Datos introducidos en PVGIS	43
Tabla 6: Módulos de paneles fotovoltaicos	45
Tabla 7: Características técnicas del módulo fotovoltaico [32]	46
Tabla 8: Configuración eléctrica de los módulos	48
Tabla 9: Limitaciones inversor	48
Tabla 10: Comparación de inversores	49
Tabla 11: Especificaciones técnicas de las calderas de gasoil	74
Tabla 12: Características de la caldera de la casa principal	76
Tabla 13: Características de la caldera de la casa de los guardeses	76
Tabla 14: Comparación de la caldera de la casa principal	77
Tabla 15: Comparación de la caldera de la casa de los guardeses	78
Tabla 16: Presupuesto de la instalación solar	81
Tabla 17: Presupuesto de infraestructura térmica	82
Tabla 18: Presupuesto de las medidas pasivas de eficiencia	84
Tabla 19: Presupuesto de subvenciones y ayudas	85
Tabla 20: CAPEX del proyecto	86
Tabla 21: Producción FV a lo largo de la vida útil del proyecto	88
Tabla 22: Consumo FV a lo largo de la vida útil del proyecto	88
Tabla 23: Inyección FV a lo largo de la vida útil del proyecto	89
Tabla 24: Consumo RED a lo largo de la vida útil del proyecto	89
Tabla 25: Precio de la electricidad a lo largo de la vida útil del proyecto	90
Tabla 26: Compensación de excedentes a lo largo de la vida útil del proyecto	90
Tabla 27: Ahorro por electricidad no consumida a lo largo de la vida útil del proyecto	91
Tabla 28: Ahorro por electricidad inyectada a lo largo de la vida del proyecto	91

Tabla 29: Ahorro por consumo de gasoil a lo largo de la vida útil del proyecto	92
Tabla 30: Coste por consumo de pellets a lo largo de la vida útil del proyecto	93
Tabla 31: Gastos de mantenimiento a lo largo de la vida útil del proyecto	94
Tabla 32: Resumen inversión del proyecto	96
Tabla 33: Resumen de parámetros del análisis económico	98
Tabla 34: Flujos de caja totales	99
Tabla 35: Resultados VAN del proyecto	100
Tabla 36: Resultados TIR del proyecto	101
Tabla 37: Resultados periodo de retorno de la inversión	101
Tabla 38: Resultados del análisis económico	102
Tabla 39: Contaminación evitada por las medidas eléctricas.....	105
Tabla 40: Contaminación evitada por las medidas térmicas	105
Tabla 41: Contaminación evitada total.....	106

Índice de ecuaciones

Ecuación 1: Cálculo de I_{cc}	46
Ecuación 2: Cálculo de I_{pmp}	46
Ecuación 3: Cálculo de V_{oc}	47
Ecuación 4: Cálculo de V_{pmp}	47
Ecuación 5: Cálculo de V_{oc} (-10 °C)	47
Ecuación 6: Cálculo ratio W_p/W	49
Ecuación 7: Cálculo del VAN	99
Ecuación 8: Cálculo del TIR	100

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En el contexto mundial de creciente preocupación por la sostenibilidad y la eficiencia energética, las explotaciones rurales presentan una oportunidad excepcional para la aplicación de soluciones tecnológicas que reduzcan la dependencia de fuentes convencionales de energía y mejoren el aprovechamiento energético de recursos renovables. Este trabajo tiene como objetivo analizar la viabilidad técnica y económica de un proyecto de autoconsumo y eficiencia energética en una finca rural situada en Extremadura, compuesta por varias edificaciones y con un uso principalmente recreativo. A continuación, se explica resumidamente el contexto energético actual de la finca.

La finca cuenta una conexión a la red eléctrica mediante una traída privada, además de un grupo electrógeno de respaldo. Estos sistemas se utilizan para el suministro de energía eléctrica de las distintas edificaciones de la finca que incluyen: la casa principal, la casa de los guardeses, la casa de invitados, una bodega y varias naves agrícolas. Todas ellas con características constructivas similares: estructura de ladrillo, cámara de tabicón y chapado en piedra.

El abastecimiento hídrico de la finca se realiza a través una red compleja de pozos de diferentes características. En total dispone de 11 pozos: 2 solares, 7 conectados a la red y 2 accionados por grupos electrógenos. Este sistema de alimentación de agua se utiliza para todas las necesidades hídricas de la finca: consumo humano, riego de jardines, mantenimiento de piscina y balsas, y riego de cinco hectáreas de viñedo. Además, durante los meses de verano, el agua extraída cumplimenta también las necesidades de unas 250 cabezas de vacuno y 800 de ovino.

El sistema de climatización de cada una de las edificaciones es propio e independiente de las demás. La casa principal y la casa de los guardeses disponen cada una de ellas de una caldera de gasoil que proporciona tanto agua caliente sanitaria como calefacción para los radiadores. La casa de invitados cuenta con calefactores eléctricos para climatización y caldera eléctrica

para agua caliente sanitaria. Algunas viviendas cuentan con chimeneas y estufas de leña adicionales en las habitaciones comunes. La bodega solo dispone de una chimenea y las naves no necesitan ningún sistema de climatización.

Esta situación plantea un importante reto energético y de sostenibilidad. Por ello, el presente proyecto se propone evaluar, desde una perspectiva técnica y económica, posibles soluciones que permitan aumentar la eficiencia energética global de la finca, mejorar la autosuficiencia y reducir el impacto ambiental derivado del uso de combustibles fósiles.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En la actualidad, el contexto energético global se enfrenta a una doble presión: por un lado, la urgencia de reducir la dependencia de combustibles fósiles debido a su impacto ambiental y económico, y por otro, la necesidad de adaptarse a un modelo más eficiente y sostenible de consumo energético.

En 2023, el consumo de energía final para usos energéticos en España fue de 81.265 ktep (kilotoneladas equivalentes de petróleo), lo que representa el 94,7 % del total de energía final consumida. La distribución y el flujo de dicho consumo se muestran en la Figura 2.

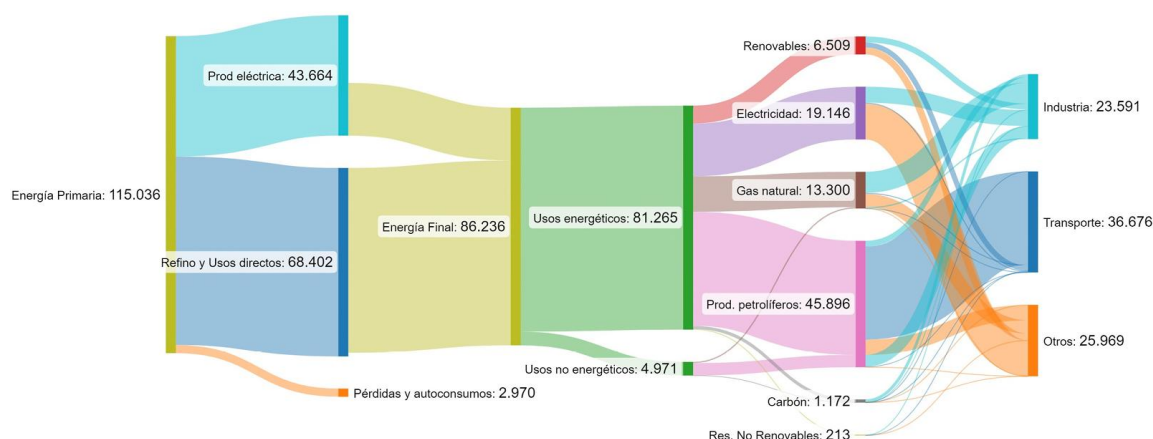


Figura 1: Balance energético de España 2023 [1].

Según el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, la dependencia energética de combustibles no renovables en España en 2023 se situó en un 68,6% [1]. Este dato pone de manifiesto la elevada dependencia de España respecto a los combustibles fósiles. Aunque en el sector eléctrico las energías renovables han mostrado un crecimiento notable en los últimos años, en otros ámbitos como la generación térmica, el transporte o la industria, los combustibles fósiles siguen teniendo un peso predominante.

En el sector residencial, la dependencia de los combustibles fósiles puede estimarse a partir de la Figura 4 y considerando que en 2022 estos representaron el 50 % del mix energético en España [2]. Así, se calcula que aproximadamente el 58 % de la energía total consumida en este sector en 2022 provino de combustibles fósiles [3].

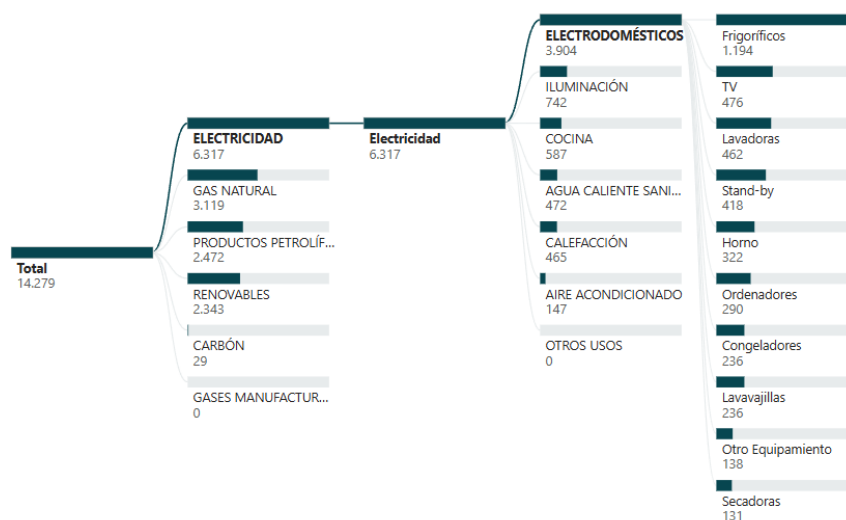


Figura 2: Diagrama de Sankey del consumo en el sector residencial en 2022 [3].

Históricamente, España ha carecido de una producción significativa de combustibles fósiles, lo que la obliga a importar la mayor parte de estos recursos. Esta situación de dependencia energética expone a la economía española a los efectos de la volatilidad en los precios internacionales, como se evidenció con el aumento del coste del gas natural tras la crisis energética de 2022 [4].

Por otro lado, la eficiencia energética en España presenta todavía un amplio margen de mejora. De acuerdo con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), España se ha propuesto mejorar la eficiencia energética en un 43 % en términos de energía final en para 2030 respecto a las proyecciones tendenciales [5]. Uno de los factores más relevantes es el estado del parque edificatorio. Según la Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España, alrededor del 50 % de las viviendas en España fueron construidas antes de que existieran normas mínimas de eficiencia energética (previas a 1980), lo que significa que presentan una baja calidad térmica y altos niveles de consumo energético [6]. En particular, las viviendas de carácter rural consumen de media un 23,6% más de energía por m² en comparación con las viviendas urbanas [7].

Esta doble situación ha impulsado la búsqueda de soluciones tecnológicas que permitan a los consumidores ser más autosuficientes, sostenibles y eficientes, especialmente en entornos rurales o con bajo grado de tecnificación energética.

En este contexto, los proyectos de autoconsumo y eficiencia en viviendas particulares se han consolidado como una pieza clave para avanzar hacia una generación energética renovable sostenible y eficiente. La descentralización de la generación mediante sistemas de autoconsumo es esencial para aliviar la presión sobre el sistema eléctrico, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuir la dependencia de combustibles fósiles. Además, esta forma de generación distribuida permite al consumidor beneficiarse de una fuente de energía más limpia, segura y económica a largo plazo.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo general del proyecto es analizar la viabilidad técnica, económica y ambiental de un sistema integral de autosuficiencia y eficiencia energética en una finca rural de Extremadura, con el fin de reducir la dependencia de combustibles fósiles, mejorar la sostenibilidad y garantizar la rentabilidad de la inversión.

Motivados por aumentar la eficiencia energética y reducir la dependencia de combustibles fósiles, los objetivos específicos del proyecto se presentan a continuación.

Generación eléctrica renovable. Evaluar la viabilidad técnica y económica de instalar paneles solares fotovoltaicos que complementen el suministro eléctrico actual, incrementando la proporción de energía renovable utilizada en la finca. El objetivo es cubrir un porcentaje significativo de la demanda eléctrica, reducir la dependencia de la red y disminuir el coste energético en el largo plazo, analizando además el potencial de integración de sistemas de almacenamiento para aumentar la autonomía.

Sistema de climatización sostenible. Analizar diferentes alternativas disponibles en el mercado para sustituir las calderas de gasoil por sistemas basados en fuentes térmicas renovables, priorizando la biomasa por su viabilidad en entornos rurales. El objetivo es minimizar las emisiones asociadas a la climatización, reducir costes de operación y garantizar el confort térmico de los usuarios, evaluando la compatibilidad de estas soluciones con la infraestructura ya existente (como radiadores o depósitos de ACS).

Eficiencia energética. Estudiar actuaciones orientadas a optimizar el rendimiento térmico y eléctrico de la finca, lo que incluye la evaluación del comportamiento de los electrodomésticos y equipos actuales, la mejora del aislamiento de las edificaciones y la introducción de medidas pasivas de bajo coste. Estas medidas buscan reducir la demanda energética de partida, de manera que las instalaciones renovables propuestas trabajen en un contexto más eficiente y se prolongue la vida útil de los sistemas.

Rentabilidad económica. Valorar la viabilidad económica de las distintas medidas mediante un análisis detallado de inversión, costes de operación y mantenimiento, y ahorros esperados. El objetivo es determinar indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de retorno de la inversión, tanto en escenarios de financiación propia como de financiación externa, evaluando también los riesgos asociados a la variabilidad de precios de la energía y de los combustibles.

Impacto ambiental y sostenibilidad. Cuantificar la reducción de emisiones de CO₂ y otros contaminantes derivados de la sustitución de combustibles fósiles, poniendo en valor la contribución del proyecto a la lucha contra el cambio climático. El objetivo es demostrar que, además de ser rentable, la propuesta genera un beneficio ambiental directo, alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por la ONU.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

Para el correcto desarrollo del proyecto se han empleado diversas herramientas de software, tecnologías energéticas y referencias técnicas que permiten garantizar la precisión de los cálculos y la comprensión del diseño propuesto.

En primer lugar, se ha utilizado el programa PV*SOL, un software especializado en el diseño y simulación de sistemas fotovoltaicos. Esta herramienta ha permitido dimensionar la instalación solar de forma detallada, considerando variables como el número de paneles, la inclinación y orientación, las pérdidas por sombreado y la integración de posibles sistemas de almacenamiento. PV*SOL ofrece además resultados en términos de producción anual estimada, rendimiento específico y factor de rendimiento global (PR), lo que facilita la evaluación de la viabilidad técnica de la instalación.

De manera complementaria, se ha empleado PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), una aplicación desarrollada por la Comisión Europea que proporciona datos sobre el recurso solar en una ubicación geográfica concreta. Esta herramienta ha permitido estimar la radiación solar disponible en la finca objeto de estudio, sirviendo como base para calcular la producción esperada de la instalación fotovoltaica y contrastar los resultados obtenidos con PV*SOL.

En el ámbito térmico, el proyecto analiza la sustitución de calderas de gasoil por calderas de biomasa, cuya tecnología se fundamenta en la combustión de pellets de madera. Estas calderas funcionan de forma automática mediante un sistema de alimentación que regula la cantidad de combustible en función de la demanda térmica, lo que garantiza un aporte energético estable y eficiente. Además, permiten el aprovechamiento de un recurso renovable, reduciendo las emisiones de CO₂ en comparación con las calderas convencionales de combustibles fósiles.

El trabajo se apoya asimismo en referencias normativas y códigos técnicos aplicables al diseño y operación de instalaciones energéticas, con el fin de asegurar el cumplimiento de la legislación vigente y la coherencia con los estándares de seguridad y eficiencia.

En conjunto, estas herramientas y tecnologías proporcionan una base sólida para el dimensionamiento, evaluación y justificación de las soluciones propuestas, facilitando al mismo tiempo la lectura y comprensión del proyecto.

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

En este apartado se presenta una revisión de posibles soluciones tecnológicas al problema de eficiencia y autoconsumo energético aplicables a una vivienda o finca rural. Estas soluciones se proponen desde tres puntos de vista: generación eléctrica, fuentes de energía térmica y medidas pasivas de eficiencia. Más adelante en el proyecto se desarrollarán las tecnologías elegidas a llevar a cabo, así como las especificaciones eléctricas y térmicas pertinentes.

3.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE

Existen diversas formas y tecnologías de generar energía eléctrica de forma renovable, sin embargo, para instalaciones de autoconsumo, el recurso solar es sin duda el más adecuado. En este proyecto solo se considerará esta tecnología como alternativa de generación de energía eléctrica. En concreto se considerarán paneles fotovoltaicos debido a su mayor eficiencia energética y menores costes en comparación con los paneles de energía termosolar concentrada destinados a generación eléctrica.

3.1.1 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO

Una instalación fotovoltaica permite la generación de energía eléctrica a partir de células solares que transforman la energía radiante emitida por el sol en corriente eléctrica. Con esta corriente eléctrica generada existen dos opciones, consumirla en tiempo real o almacenarla, más comúnmente en baterías, pero también posible de diferentes maneras [8].

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red están concebidas para cubrir parcialmente el consumo eléctrico, siendo el resto suministrado por la red. Este tipo de sistemas pueden incorporar baterías como complemento. En ausencia de almacenamiento, la factura eléctrica puede reducirse en torno a un 50 %. Por el contrario, la incorporación de baterías permite alcanzar reducciones de hasta un 90 %, si bien supone una inversión inicial

significativamente más elevada. La conveniencia de incluir o no almacenamiento mediante baterías dependerá de diversos factores, como las características de la vivienda, el recurso solar disponible en la ubicación y otros condicionantes técnicos y económicos. Adicionalmente, si se instalan los aparatos adecuados es posible verter los excedentes eléctricos a la red a cambio de una compensación económica de alrededor de 0,06 [€/kWh] [9].

Por otro lado, las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red deben tener imprescindiblemente un sistema adecuado de almacenamiento o respaldo para garantizar el suministro las 24 horas del día. Estas instalaciones son menos comunes y se utilizan comúnmente en zonas sin acceso a la red eléctrica o donde realizar la conexión resulta menos rentable [9].

3.2 GENERACIÓN TÉRMICA SOSTENIBLE

Tradicionalmente, la climatización de viviendas y edificios ha dependido principalmente de la combustión de combustibles fósiles como el gas natural, el gasóleo o el carbón. Estos combustibles presentan un alto poder calorífico, lo que permite liberar grandes cantidades de energía térmica durante su combustión, utilizada posteriormente en sistemas de calefacción y agua caliente sanitaria.

Sin embargo, su uso presenta dos grandes inconvenientes. En primer lugar, la combustión de estos combustibles emite grandes cantidades de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero, lo que contribuye significativamente al cambio climático. En segundo lugar, se trata de recursos finitos y no renovables, cuya disponibilidad se estima limitada.

Como respuesta a esta problemática, han surgido alternativas a las calderas convencionales que se basan en el aprovechamiento de fuentes de energía renovables e inagotables como el sol, el aire o el agua. También existe la posibilidad de sustituir el combustible por biocombustibles sólidos o líquidos, como la biomasa, que presentan un menor impacto

ambiental y cuya disponibilidad puede ser más sostenible a largo plazo. A continuación, se presentan estas tecnologías utilizadas comúnmente en proyectos de autoconsumo.

3.2.1 AEROTERMIA

La aerotermia es una tecnología de climatización que emplea bombas de calor aire-agua para extraer energía térmica del aire exterior y transferirla a un circuito de agua. Este sistema permite proporcionar refrigeración en verano, calefacción en invierno y agua caliente sanitaria durante todo el año, destacando por su alta eficiencia energética y su bajo impacto ambiental [10].

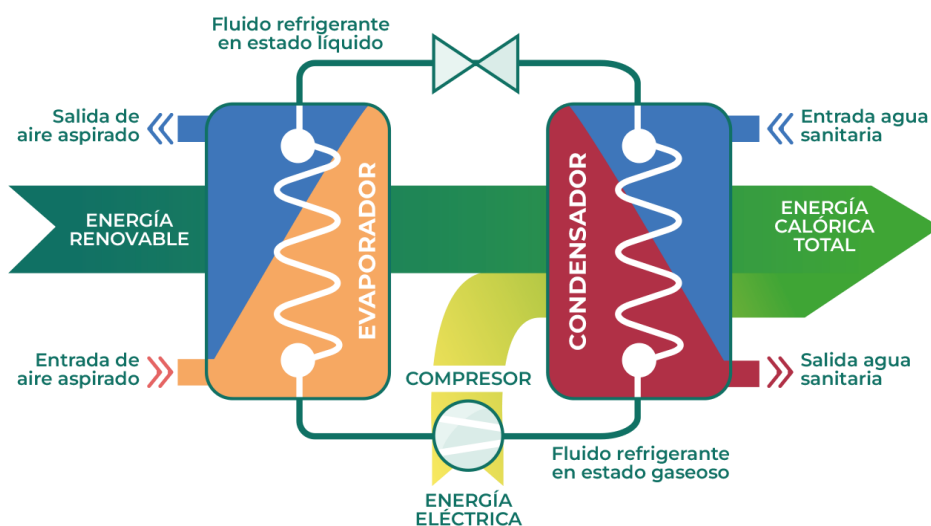


Figura 3: Ciclo termodinámico aerotérmico [11].

La Figura 2 representa un esquema del ciclo termodinámico mediante el cual se aprovecha el calor del aire exterior para calentar agua. Esta agua puede utilizarse tanto para la producción de agua caliente sanitaria como para sistemas de calefacción, como radiadores, fancoils o suelo radiante. El ciclo también puede invertirse para enfriar el agua, permitiendo así funciones de climatización en ambas estaciones del año. Además del aire, recurso renovable y sostenible, el funcionamiento del sistema requiere un aporte de energía eléctrica para accionar el compresor. La aerotermia se considerará completamente sostenible cuando dicha energía eléctrica provenga de fuentes renovables.

Aunque la instalación de un sistema de aerotermia requiere una inversión inicial considerable, esta tecnología se ha consolidado como una alternativa eficiente y rentable para la climatización de viviendas. Su elevada eficiencia energética permite aprovechar la energía contenida en el aire exterior, lo que se traduce en un importante ahorro económico y una notable reducción de las emisiones de CO₂. Además, los costes de mantenimiento son reducidos, y la inversión puede amortizarse en un plazo estimado de entre 5 y 7 años gracias al ahorro energético obtenido [12].

3.2.2 HIDROTERMIA

La hidrotermia consiste en el aprovechamiento de la energía térmica contenida en masas de agua, tanto superficiales, (ríos, lagos, mares) como subterráneas (acuíferos). Su principal ventaja radica en que la temperatura del agua presenta una estabilidad destacable a lo largo del año. Al igual que la aerotermia, se basa en un ciclo termodinámico reversible capaz de generar calor o frío, aunque en este caso la bomba de calor utilizada es de tipo agua-agua. Como limitación, la hidrotermia requiere la disponibilidad de una fuente de agua superficial o subterránea que sea constante y con un caudal o volumen suficiente [13].

3.2.3 BIOMASA

Una caldera de biomasa es un sistema de generación térmica que utiliza combustibles orgánicos de origen vegetal, principalmente pellets y leña, o animal, como estiércoles o residuos ganaderos. Aunque su funcionamiento es similar al de una caldera convencional, emplea un combustible renovable que tiene un comportamiento distinto en cuanto a emisiones.

Las emisiones de CO₂ generadas por la combustión de biomasa se consideran neutras desde el punto de vista del ciclo de vida del carbono. Esto se debe a que el CO₂ que se libera al quemar la biomasa fue previamente capturado de la atmósfera por las plantas o animales durante su crecimiento, es decir, tienen un origen biogénico reciente. A diferencia de los combustibles fósiles, que liberan carbono almacenado durante millones de años y aumentan

el CO₂ atmosférico, la biomasa forma parte de un ciclo de vida corto del carbono: se capta, se emite, y vuelve a captarse en un periodo relativamente breve [14].

3.2.4 PANELES TERMOSOLARES

Los paneles termosolares, también conocidos como colectores solares térmicos, son dispositivos diseñados para captar la radiación solar y transformarla en energía térmica. Esta energía se utiliza habitualmente para calentar un fluido, generalmente agua o una mezcla de agua y anticongelante, que circula a través de un circuito cerrado. El calor recogido se transfiere a un acumulador mediante un intercambiador de calor, y desde ahí puede emplearse para agua caliente sanitaria (ACS) y sistemas de calefacción.

Este tipo de tecnología presenta una elevada eficiencia térmica y un bajo coste operativo una vez instalada, lo que la convierte en una solución interesante en zonas con buena radiación solar. Para la producción de ACS, los sistemas termosolares son especialmente adecuados, ya que las temperaturas requeridas (40–60 °C) se ajustan bien al rango de operación típico de los colectores. Sin embargo, su aplicación directa en sistemas de calefacción solo es eficiente cuando se trata de sistemas de suelo radiante o radiadores de baja temperatura. Los radiadores tradicionales resultan menos eficientes ya que requieren temperaturas de impulsión más altas y reduce significativamente el rendimiento de los colectores, especialmente en invierno, cuando la radiación solar es menor y la demanda térmica es mayor. Para estos casos, suele ser más eficiente combinar los colectores con sistemas de apoyo o utilizar tecnologías de baja temperatura como el suelo radiante [15].

3.3 MEDIDAS PASIVAS DE EFICIENCIA

Por último, en este capítulo se presentan diversas tecnologías y soluciones pasivas que pueden contribuir a mejorar la eficiencia energética y la sostenibilidad en edificaciones rurales.

3.3.1 EFICIENCIA ELÉCTRICA

Dentro del ámbito eléctrico, una de las medidas más extendidas es la sustitución de sistemas de iluminación convencionales por tecnología LED. Este tipo de luminarias permite reducir significativamente el consumo energético, con ahorros que pueden superar el 80 % respecto a bombillas incandescentes, además de ofrecer una mayor durabilidad y menor mantenimiento [16]. Otra línea de actuación es la incorporación de electrodomésticos de alta eficiencia energética, clasificados con etiqueta A+++ bajo el sistema europeo de etiquetado. Estos equipos consumen notablemente menos electricidad que sus equivalentes menos eficientes, sin comprometer prestaciones.

La domótica orientada al consumo permite controlar de manera automatizada y remota diversos elementos eléctricos del hogar, como iluminación, climatización o persianas, optimizando su funcionamiento en función del uso real del espacio. Vinculada a esta tecnología, la monitorización energética en tiempo real posibilita al usuario conocer sus patrones de consumo y detectar ineficiencias, lo que facilita la adopción de hábitos energéticamente responsables.

Por último, una planificación estratégica de las cargas importantes como lavadoras, depuradora, etc aprovechando las horas de sol aumentaran positivamente la eficiencia.

3.3.2 EFICIENCIA TÉRMICA

En el plano térmico, una medida relevante consiste en el aprovechamiento de sistemas de calefacción existentes, como radiadores de agua caliente, especialmente si se combinan con tecnologías de control que optimicen su funcionamiento. Entre estas, destacan las válvulas termostáticas, que permiten regular la temperatura de cada radiador individualmente, y los sistemas de control por zonas, que ajustan el aporte térmico en función del uso de los diferentes espacios de la vivienda.

Una mejora fundamental en la eficiencia térmica es la implementación de aislamiento térmico en la envolvente del edificio. Actuar sobre elementos como los muros exteriores, la cubierta o las ventanas mediante materiales aislantes adecuados reduce de forma

considerable las pérdidas de calor en invierno y las ganancias en verano, mejorando así el confort térmico y disminuyendo la necesidad de climatización activa. Las intervenciones pasivas en la envolvente suelen ser especialmente efectivas en edificaciones rurales de construcción tradicional, que a menudo carecen de aislamiento térmico adecuado.

Capítulo 4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

4.1 DEFINICIÓN DEL TRABAJO

En este capítulo se concreta la solución tecnológica seleccionada para mejorar la eficiencia energética y avanzar hacia la autosuficiencia de la vivienda rural objeto de estudio. A continuación, se justifica detalladamente la elección de las tecnologías que se implantarán, así como el descarte razonado de otras alternativas analizadas en el estado de la cuestión. La propuesta final se basa en una combinación de generación eléctrica renovable mediante paneles solares fotovoltaicos con conexión a la red, generación térmica sostenible a través de una caldera de biomasa, y la incorporación de medidas pasivas de eficiencia energética.

4.1.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA

Tras el análisis de las distintas opciones tecnológicas, se ha optado por la instalación de paneles solares fotovoltaicos como solución principal para la generación eléctrica. Esta elección se fundamenta en la elevada irradiación solar disponible en la región de Extremadura, lo que garantiza una producción energética significativa durante gran parte del año. Además, la tecnología fotovoltaica presenta un grado de madurez muy alto, con componentes de alta fiabilidad, bajo mantenimiento y una larga vida útil. Su instalación es sencilla, escalable y fácilmente integrable en tejados u otras superficies disponibles en la finca.

Otro factor decisivo ha sido la posibilidad de verter excedentes a la red eléctrica mediante el sistema de compensación simplificada, lo que permite maximizar el aprovechamiento de la energía generada y mejorar el retorno económico de la inversión [9]. Además, el coste por vatio instalado de las instalaciones fotovoltaicas ha descendido notablemente en los últimos años, lo que refuerza su idoneidad para instalaciones domésticas de autoconsumo [17]. En esta fase del proyecto no se contempla la incorporación de un sistema de almacenamiento

mediante baterías, debido a la elevada inversión inicial que supone y a la posibilidad de aprovechar el mecanismo de compensación de excedentes existente.

Se han descartado otras formas de generación eléctrica como la energía eólica y la micro hidráulica. En ambos casos, la inversión inicial es muy elevada en comparación con el tamaño y necesidades energéticas de la vivienda. A ello se suma la necesidad de ejecutar obras mucho más complejas y costosas, tanto a nivel técnico como administrativo. En el caso de la energía eólica, es imprescindible disponer de un recurso eólico estable, con vientos constantes y velocidades suficientes durante buena parte del año, lo cual no se da en la zona donde se ubica la finca. La micro hidráulica requiere la presencia de un caudal continuo de agua y un cierto desnivel para poder ser viable, condiciones que no se cumplen en los alrededores de la vivienda. En resumen, la falta de recurso natural suficiente unido a la elevada inversión y complejidad de implementación hace que estas tecnologías no resulten adecuadas para el presente proyecto.

En cuanto a la energía solar térmica de concentración, a pesar de ser también una tecnología renovable muy relevante para este tipo de proyectos, ha sido descartada por su mayor complejidad técnica, costes más elevados y necesidad de sistemas móviles de seguimiento solar, lo cual resulta innecesario y poco práctico en una instalación residencial de pequeña escala.

4.1.2 GENERACIÓN TÉRMICA

En cuanto a la generación térmica, se han evaluado cuatro alternativas principales: aerotermia, hidrotermia, paneles termosolares y biomasa.

La aerotermia es una opción inicialmente atractiva por su alta eficiencia energética (COP elevado) y su capacidad para proporcionar calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria con un único sistema [18]. Sin embargo, presenta varias limitaciones en este caso concreto. En primer lugar, requiere una potencia eléctrica constante que podría comprometer su rendimiento en una finca rural donde se busca reducir el consumo eléctrico. En segundo lugar, la aerotermia es más eficaz cuando se combina con emisores térmicos de baja

temperatura como suelo radiante o fancoils, mientras que en esta vivienda ya existen radiadores convencionales de agua, que demandan temperaturas más altas, reduciendo la eficiencia del sistema [19]. Además, la inversión inicial de la aerotermia es considerablemente elevada, especialmente cuando se requiere adaptación de los sistemas de emisión.

La hidrotermia ha sido descartada por razones de disponibilidad de recurso. Aunque su eficiencia es muy alta debido a la estabilidad térmica del agua, este tipo de instalación requiere el acceso continuo a masas de agua, como pozos, acuíferos o ríos, con un volumen y caudal suficiente para operar una bomba de calor agua-agua. En esta finca no existe un recurso hídrico adecuado ni accesible sin obras significativas y costosas, lo cual la convierte en una opción inviable tanto técnica como económicamente.

Respecto a los paneles termosolares, su uso se ha considerado únicamente como apoyo para la producción de agua caliente sanitaria (ACS). Aunque son eficientes para este fin, presentan importantes limitaciones cuando se trata de proporcionar calefacción, especialmente si esta se realiza mediante radiadores convencionales. Los colectores solares térmicos alcanzan temperaturas óptimas para ACS (40–60 °C), pero no las necesarias para calefacción por radiadores tradicionales, cuyo rendimiento disminuye significativamente cuando se utilizan con temperaturas más bajas, sobre todo en invierno, cuando precisamente la radiación solar es menor. Por tanto, los paneles termosolares han sido descartados en este proyecto, tanto como sistema térmico principal como de apoyo. No obstante, podrían considerarse como complemento en el futuro, especialmente cuando la vida útil de los radiadores actuales llegue a su fin.

En contraposición, la biomasa se ha revelado como la opción más adecuada para la generación térmica en este proyecto. Las calderas de biomasa, alimentadas por pellets o leña, son plenamente compatibles con los radiadores de agua existentes en la vivienda, lo que permite aprovechar la infraestructura ya instalada, reduciendo los costes de adaptación. Además, la biomasa representa una fuente de energía renovable, local y sostenible, con emisiones neutras de CO₂ desde el punto de vista del ciclo del carbono. Su suministro es más

sencillo en entornos rurales, donde existe mayor disponibilidad de leña o puntos de distribución de pellets, y su funcionamiento no depende de una conexión eléctrica constante, lo cual garantiza el confort térmico incluso en casos de fallo de la red eléctrica o baja producción solar. En términos económicos, aunque la inversión inicial es moderada, los costes operativos son bajos, el mantenimiento es sencillo, y el sistema presenta una alta fiabilidad. Esta tecnología, por tanto, se ajusta perfectamente al perfil de una vivienda rural de uso frecuente durante fines de semana, permitiendo un equilibrio entre sostenibilidad, confort térmico y eficiencia.

Dentro de las distintas opciones de biomasa disponibles, se ha optado específicamente por una caldera de pellets en lugar de una de leña. Esta decisión se basa en varias ventajas técnicas, económicas y operativas. En primer lugar, los pellets presentan un poder calorífico inferior (PCI) más alto y estable que la leña, lo que se traduce en una mayor eficiencia energética y una combustión más controlada. Al tratarse de un combustible estandarizado, su calidad es más homogénea y su comportamiento térmico más predecible. Además, las calderas de pellets permiten una automatización completa del proceso, incluyendo la alimentación del combustible, la modulación de la potencia y la evacuación de cenizas, lo que mejora el confort de uso y reduce la necesidad de intervención manual por parte del usuario. A nivel económico, aunque el coste por kilogramo de pellets puede ser ligeramente superior al de la leña, su mayor rendimiento energético compensa esta diferencia, resultando en un menor coste por unidad de energía útil generada. Asimismo, el almacenamiento de pellets es más limpio, ocupa menos volumen para una misma cantidad de energía, y su suministro está más estandarizado, facilitando la logística en zonas rurales. Por todas estas razones, la opción seleccionada dentro de las calderas de biomasa es una caldera alimentada por pellets [20].

4.1.3 MEDIDAS PASIVAS DE EFICIENCIA

Por último, aunque las medidas pasivas de eficiencia energética no se han considerado como solución principal, sí se integrarán como complemento imprescindible para maximizar el rendimiento de las tecnologías seleccionadas. Entre estas se incluirán actuaciones como la

mejora del aislamiento térmico de la envolvente, el cambio a iluminación LED, la gestión de cargas eléctricas en función de la producción solar y la incorporación de válvulas termostáticas en los radiadores. Estas medidas permitirán reducir la demanda energética de la vivienda y aumentar el aprovechamiento de la energía generada, completando así un enfoque integral de eficiencia y sostenibilidad.

4.2 NORMATIVA DE INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

En este apartado se resume la normativa aplicable en Madroñera (Cáceres, Extremadura) para instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.

Las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas al autoconsumo en España están reguladas por un marco legal que combina normativa estatal con disposiciones específicas a nivel autonómico. Este marco ha evolucionado en los últimos años para facilitar la transición energética, eliminando barreras administrativas y económicas y simplificando los trámites para el ciudadano. En el caso de este proyecto, al desarrollarse en una finca situada en el municipio de Madroñera (Cáceres), se aplican tanto las normas estatales como las que ha establecido la Junta de Extremadura para su territorio.

4.2.1 NORMATIVA ESTATAL

La norma básica que regula las instalaciones de autoconsumo en todo el territorio nacional es el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se establecen las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica [21]. Este real decreto desarrolla lo establecido en el Real Decreto-ley 15/2018, que derogó el llamado "impuesto al sol", reconoció el autoconsumo colectivo y eliminó la obligación de que la potencia instalada fuera igual o inferior a la contratada [22].

El Real Decreto 244/2019 distingue dos grandes modalidades de autoconsumo. Por un lado, el autoconsumo sin excedentes, donde la energía generada se consume íntegramente en la propia instalación, sin posibilidad de inyectar energía a la red. Para ello, es necesario que la

instalación esté completamente aislada o que cuente con un sistema de protección antivertido certificado. Por otro lado, existe el autoconsumo con excedentes, que permite verter a la red la energía no consumida. En este caso, el usuario puede optar entre dos posibilidades: acogerse al sistema de compensación simplificada de excedentes, o bien vender directamente la energía en el mercado eléctrico, sin compensación [23].

Para poder beneficiarse del mecanismo de compensación simplificada, que permite descontar el valor económico del excedente vertido de la factura de consumo, deben cumplirse una serie de requisitos.

- i. La instalación debe generar electricidad exclusivamente a partir de fuentes renovables, como la solar fotovoltaica.
- ii. La potencia instalada no puede superar los 100 kW.
- iii. Debe existir un único contrato de suministro eléctrico entre el consumidor y la comercializadora.
- iv. Es imprescindible la firma de un contrato específico de compensación de excedentes.
- v. La instalación no puede estar acogida a ningún régimen retributivo adicional como los que regulan las instalaciones de producción renovable a gran escala (RD 244/2019, artículos 14 y 17).

En cuanto a la tramitación administrativa, el Real Decreto simplifica enormemente los procedimientos para las instalaciones más pequeñas.

- En el caso de las instalaciones de autoconsumo sin excedentes y con una potencia inferior o igual a 15 kW (en suelo urbano), basta con presentar el certificado de instalación eléctrica emitido por un instalador autorizado. No se requiere solicitud de acceso ni conexión a red.
- Para instalaciones con excedentes y una potencia inferior o igual a 100 kW conectadas en baja tensión, sí es necesario firmar un contrato de acceso con la distribuidora eléctrica, además de presentar la documentación técnica correspondiente. En estos casos, la inscripción en el Registro Administrativo de

Autoconsumo de Energía Eléctrica se realiza automáticamente a través de la comunidad autónoma.

- Las instalaciones mayores a 100 kW o conectadas en alta tensión requieren todos los permisos de acceso y conexión. Es obligatoria la inscripción como instalación de producción en el Registro de instalaciones de producción de energía eléctrica. (Fuente: RD 413/2014 y RD 1183/2020)

El Real Decreto 244/2019 también permite el autoconsumo colectivo, en el que varios consumidores pueden beneficiarse de una única instalación, siempre que estén conectados a la misma red de baja tensión y a una distancia inferior a 500 metros respecto a la planta generadora. Es necesario firmar un acuerdo de reparto de energía entre los participantes, en el que se especifique qué porcentaje de la energía generada corresponde a cada uno (RD 244/2019, artículo 4 y Anexo I).

Asimismo, la normativa estatal permite incorporar sistemas de almacenamiento, como baterías, en cualquier modalidad de autoconsumo, siempre que cumplan la normativa de seguridad industrial y eléctrica vigente (RD 244/2019, artículo 11).

A nivel técnico, estas instalaciones deben cumplir con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) aprobado por el Real Decreto 842/2002, así como con otros marcos normativos como la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, el Real Decreto 413/2014 (para instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables) y el Real Decreto 1183/2020, que regula el acceso y conexión a las redes de transporte y distribución eléctrica.

4.2.2 NORMATIVA AUTONÓMICA EN EXTREMADURA

En Extremadura, la normativa estatal se aplica conjuntamente con las disposiciones específicas que ha desarrollado la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Junta de Extremadura. Estas normas adaptan los procedimientos administrativos al contexto autonómico y establecen medidas para facilitar la implantación del autoconsumo en la región.

Uno de los documentos clave es la Instrucción I/2020, que regula la tramitación administrativa de las instalaciones de autoconsumo en Extremadura. Esta instrucción especifica qué documentación debe presentarse según la modalidad y la potencia de la instalación. La tramitación se canaliza a través del procedimiento administrativo CIP 5625 [24].

Además de la normativa técnica y administrativa, en Extremadura se aplican otras leyes autonómicas relacionadas con la protección del medioambiente y la planificación territorial:

- Ley 16/2015 de Protección Ambiental de Extremadura: puede exigir una evaluación ambiental o una comunicación previa para instalaciones en suelos rústicos protegidos o espacios naturales, aunque en general las pequeñas instalaciones domésticas están exentas [25].
- Ley 11/2018 de Ordenación Territorial y Urbanística Sostenible (LOTUS): regula la compatibilidad urbanística de instalaciones. En la práctica, esto significa que el Ayuntamiento del municipio al que pertenece la instalación debe confirmar que se ajusta al uso permitido del terreno. Para proyectos pequeños en suelo rústico con finalidad de autoconsumo familiar, esta autorización suele ser sencilla [26].
- Decreto 49/2004 y Orden de 20 de julio de 2017: establecen los procedimientos de autorización para instalaciones eléctricas en la región. En autoconsumo ≤ 100 kW en baja tensión basta con presentar documentación técnica sin necesidad de obtener una autorización formal [27].

4.3 NORMATIVA RELEVANTE A INSTALACIONES TÉRMICAS

La sustitución de una caldera de gasoil por una de biomasa en España está sujeta a una serie de disposiciones normativas tanto a nivel estatal como autonómico. Estas normativas establecen los requisitos técnicos, administrativos y medioambientales necesarios para garantizar la seguridad, eficiencia energética y sostenibilidad de las instalaciones térmicas en los edificios.

4.3.1 NORMATIVA ESTATAL

4.3.1.1 Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE)

El marco normativo de referencia para las instalaciones térmicas en España lo constituye el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), aprobado por el Real Decreto 1027/2007, y modificado posteriormente por el Real Decreto 178/2021. Este reglamento tiene por objeto establecer las exigencias que deben cumplir las instalaciones destinadas a atender la demanda de bienestar térmico e higiene en los edificios, en relación con la eficiencia energética y la seguridad de las personas [28].

En virtud del RITE, cualquier actuación de sustitución, ampliación o reforma de una instalación térmica existente debe cumplir con las exigencias técnicas vigentes.

En el caso particular de los sistemas de biomasa, el RITE establece además consideraciones específicas en cuanto a la ventilación del local técnico, la evacuación de productos de la combustión y las condiciones de almacenamiento del combustible sólido, con el objetivo de garantizar la seguridad y fiabilidad de la instalación [29].

4.3.1.2 Código Técnico de la Edificación (CTE)

En aquellas intervenciones que supongan una reforma significativa de la instalación térmica, puede ser de aplicación el Documento Básico HE (Ahorro de Energía) del Código Técnico de la Edificación (CTE), aprobado por el Real Decreto 314/2006 y actualizado en diversas ocasiones. Este documento establece las condiciones mínimas de eficiencia energética que deben cumplir los edificios, así como la obligatoriedad de incorporar fuentes de energía renovables para cubrir parte de la demanda térmica (ACS, calefacción o refrigeración), especialmente en edificios de nueva construcción o reformados de forma sustancial.

4.3.2 NORMATIVA AUTONÓMICA EN EXTREMADURA

En el ámbito autonómico, la Junta de Extremadura ha desarrollado normativa específica para regular el procedimiento de registro, legalización y control de las instalaciones térmicas dentro de su territorio. Toda instalación con potencia útil nominal superior a 5 kW debe ser

comunicada a la administración autonómica mediante la presentación del certificado de instalación térmica firmado por una empresa instaladora habilitada.

El procedimiento habitual de legalización en Extremadura no requiere autorización previa ni licencia urbanística específica, salvo que así lo establezca el planeamiento municipal. En suelo rústico, como es el caso de la finca objeto del presente estudio, es suficiente con presentar una comunicación previa de obra acompañada de una memoria técnica descriptiva ante el Ayuntamiento, en cumplimiento de la Ley 11/2018 de Ordenación Territorial y Urbanística Sostenible de Extremadura (LOTUS) [26].

Asimismo, en caso de que la actuación se desarrolle en zonas ambientalmente sensibles (como espacios protegidos o pertenecientes a la Red Natura 2000), pueden resultar exigibles evaluaciones ambientales o informes de compatibilidad conforme a lo dispuesto en la Ley 16/2015 de Protección Ambiental de Extremadura [25].

4.4 SUBVENCIONES, AYUDAS Y BONIFICACIONES

El presente proyecto desarrollado en una vivienda rural ubicada en Madroñera (Cáceres, Extremadura), que contempla tanto la instalación de un sistema de autoconsumo fotovoltaico como la sustitución de una caldera de gasoil por una de biomasa, puede beneficiarse de distintas líneas de ayuda pública.

Estas subvenciones están orientadas a fomentar la transición energética, el uso de energías renovables y la mejora de la eficiencia energética en el sector residencial. En su mayoría están financiadas a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) del Gobierno de España, que se nutre de los fondos europeos NextGenerationEU, así como por los Programas Operativos FEDER cofinanciados por la Unión Europea y gestionados por las comunidades autónomas.

Las ayudas se otorgan como subvención a fondo perdido, y el porcentaje financiado puede alcanzar en algunos casos hasta el 65 % del coste elegible, en función del tipo de actuación,

el perfil del solicitante y la ubicación de la vivienda. A continuación, se describen por separado las subvenciones aplicables a cada uno de los elementos del proyecto.

4.4.1 SUBVENCIONES EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

El principal instrumento de ayudas estatales es el Programa de incentivos al Autoconsumo, Almacenamiento y Climatización con fuentes de energía renovable, regulado por el Real Decreto 477/2021, de 29 de junio. Dentro de este programa, existen diversos bloques financiados con fondos europeos y gestionados por la Junta de Extremadura [30].

En particular para este proyecto, es de gran relevancia el Programa de Incentivos 4. Destinado a instalaciones de autoconsumo con fuentes renovables en el sector residencial.

Estas ayudas están dirigidas a personas físicas, comunidades de propietarios y entidades locales y pueden cubrir hasta el 40% del coste elegible en instalaciones fotovoltaicas. Los conceptos subvencionables incluyen: módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de soporte, sistemas de almacenamiento (baterías), gastos de legalización, obra civil asociada, trabajos de ingeniería y sistemas de monitorización de la instalación.

Aunque se trata de un programa estatal, está gestionado por la Junta de Extremadura, que publica convocatorias específicas y determina los criterios de baremación, plazos, documentación exigida y cuantías definitivas.

La Junta de Extremadura ha llegado a conceder hasta un 65 % de ayuda total en casos de viviendas situadas en zonas rurales y solicitantes con ciertos perfiles de vulnerabilidad energética o eficiencia elevada del sistema. Todo el procedimiento se realiza de forma electrónica a través de la sede digital de la Junta, y los fondos se adjudican por orden de solicitud hasta agotar el presupuesto disponible.

Adicionalmente, algunos municipios ofrecen bonificaciones fiscales complementarias, como reducciones del IBI o del ICIO (Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras), si la ordenanza local lo contempla.

4.4.2 SUBVENCIONES EN INSTALACIONES TÉRMICAS

La actuación térmica que contempla este proyecto, también se encuentra recogida en el marco del Real Decreto 477/2021, en el Programa de Incentivos 6: climatización y uso de energías renovables térmicas en el sector residencial [31].

De la misma forma que en el caso de las instalaciones fotovoltaicas, este programa está financiado con fondos europeos NextGenerationEU y su gestión corresponde a la Junta de Extremadura, que lanza convocatorias periódicas para su ejecución.

Las ayudas están dirigidas a personas físicas propietarias de viviendas, ya sean de uso habitual o no, y permiten subvencionar actuaciones como sustitución de calderas de gasoil por calderas de biomasa, sistemas de alimentación automática y silos de almacenamiento, obra civil asociada, proyectos técnicos, dirección de obra y certificaciones. Los porcentajes subvencionables pueden alcanzar hasta un 40 % del coste elegible, ampliable en función de la ubicación rural y la eficiencia energética conseguida.

Además de estas ayudas directas, se puede acceder a deducciones fiscales en el IRPF, según el Real Decreto-ley 19/2021, por obras de mejora de la eficiencia energética en viviendas. En función del porcentaje de ahorro conseguido en el consumo energético total, estas deducciones pueden alcanzar hasta el 60 % de la inversión.

4.5 EMPLAZAMIENTO

El presente proyecto se desarrollará en una finca rústica situada en el término municipal de Madroñera, en la provincia de Cáceres, Extremadura. La finca se encuentra en un entorno rural caracterizado por su baja densidad poblacional y un uso mayoritariamente agrícola y ganadero del suelo, lo cual proporciona un marco idóneo para la implantación de soluciones de autoconsumo energético, al no existir restricciones urbanísticas ni ambientales significativas. Las coordenadas geográficas de la finca son de latitud de 39.458 ° y longitud de -5.735 °.

4.5.1 CARACTERÍSTICAS DE LA FINCA

La finca cuenta con una superficie aproximada de 400 hectáreas y dispone de varias edificaciones que se verán afectadas por las mejoras de eficiencia energética propuestas en este proyecto. Entre estas edificaciones se encuentran: la casa principal, la casa de los guardeses, la casa de invitados, una bodega y varias naves agrícolas.

El suministro eléctrico de todas las edificaciones se realiza a través de una única conexión a la red eléctrica, por lo que su consumo se considerará conjuntamente. Este será complementado mediante la instalación fotovoltaica proyectada.

En cuanto al suministro térmico, solo se analizarán aquellas edificaciones que requieren una mejora en este aspecto, es decir, las tres viviendas habitables.

A continuación, se presentan detalladamente el contexto energético todas las viviendas.

- Casa principal. Aproximadamente 600 m². Es la vivienda de uso recreativo utilizada por los propietarios durante fines de semana y vacaciones. Dispone de piscina, un gran jardín con riego estival y otras cargas permanentes que se mantienen activas incluso en ausencia de los propietarios. El mantenimiento de la vivienda lo realizan de forma continua los guardeses, por lo que el grado de ocupación es relativamente alto. Dispone de una caldera de gasóleo de 45 kW destinada a climatización y ACS.
- Casa de los guardeses. Aproximadamente 200 m². Es una vivienda secundaria ocupada por los guardeses, que residen en la finca de forma permanente durante todo el año. Cuenta con una caldera de gasoil de 23 kW para climatización y ACS.
- Casa de invitados. Aproximadamente 200 m². Es una vivienda de uso ocasional, ocupada únicamente en visitas puntuales. Cuenta con una caldera eléctrica recientemente instalada, que proporciona climatización y ACS.

En conjunto, el consumo energético de la finca presenta una elevada dependencia de fuentes fósiles, especialmente gasóleo para calefacción y leña, lo que genera un alto coste económico y un impacto ambiental significativo.

El aislamiento térmico de las edificaciones está resuelto mediante una estructura compuesta por ladrillo, cámara de aire con tabicón y chapado en piedra, lo que proporciona un buen comportamiento térmico tanto en verano como en invierno. Por tanto, no se contempla la incorporación de aislamiento adicional en los muros. Sin embargo, sí se contempla la mejora de los cerramientos acristalados en aquellas viviendas cuyas ventanas presentan deficiencias de aislamiento térmico.

4.5.2 INTERVENCIONES ENERGÉTICAS

El proyecto contempla una intervención integral orientada a mejorar la eficiencia y la autosuficiencia energética de la finca, articulada en dos ejes principales: instalación de paneles fotovoltaicos para la generación de electricidad y sustitución de calderas convencionales dependientes de combustibles fósiles por sistemas de climatización basados en biomasa.

4.5.2.1 Instalación de un sistema de autoconsumo fotovoltaico

Los paneles solares se instalarán en suelo, en una parcela libre de sombras situada dentro de la finca. Colocados sobre soportes con una inclinación de 30° y con inclinación sur para optimizar el aprovechamiento de la radiación solar. La parcela será cerrada perimetralmente para proteger la instalación frente a posibles daños, fauna o accesos no autorizados.

Este sistema permitirá cubrir una parte significativa del consumo eléctrico de todas las edificaciones, reduciendo la dependencia de la red eléctrica convencional.

4.5.2.2 Sustitución de sistemas térmicos ineficientes

Se propone la sustitución de las calderas de gasóleo de la casa principal y de la casa de los guardeses por calderas de biomasa, más eficientes y sostenibles, compatibles con los radiadores existentes.

No se considera la sustitución de la caldera eléctrica de la casa de invitados, dado que ha sido recientemente instalada y no depende de combustibles fósiles.

Estas actuaciones permitirán transformar la finca en un entorno energéticamente más eficiente, económico y respetuoso con el medio ambiente, alineado con los objetivos de sostenibilidad y descarbonización.

4.6 CONSUMO ELÉCTRICO

Como punto de partida para el dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos, resulta fundamental evaluar el consumo eléctrico anual de la vivienda. Este estudio permite identificar patrones estacionales, cuantificar la demanda y establecer la base sobre la que dimensionar un sistema de autoconsumo fotovoltaico que maximice el aprovechamiento de la generación renovable.

La tabla siguiente recoge el consumo mensual de energía, su coste y el término fijo por potencia contratada (24 kW), que supone alrededor de 96 € mensuales adicionales. El coste anual asociado únicamente a la energía consumida, 8.193 kWh, asciende a 1.499,04 €, mientras que el coste fijo anual por potencia contratada es de 1.132,68 €.

Mes	Energía [kWh]	Precio [€]	Precio unitario [€/kWh]	Potencia Contratada [kW]	Precio [€]	Días/Mes	Precio unitario [€/kW·día]
Enero	901	169,59	0,188	24	96,20	31	0,129
Febrero	820	152,83	0,186	24	86,89	28	0,129
Marzo	573	102,15	0,178	24	96,20	31	0,129
Abril	485	86,47	0,178	24	93,10	30	0,129
Mayo	513	91,46	0,178	24	96,20	31	0,129
Junio	737	128,80	0,175	24	93,10	30	0,129
Julio	774	134,71	0,174	24	96,20	31	0,129
Agosto	821	143,48	0,175	24	96,20	31	0,129
Septiembre	653	118,57	0,182	24	93,10	30	0,129
Octubre	479	95,62	0,200	24	96,20	31	0,129
Noviembre	648	125,50	0,194	24	93,10	30	0,129
Diciembre	789	149,86	0,190	24	96,20	31	0,129
Total	8.193 kWh	1.499,04 €	0,183 €/kWh	24 kW	1.132,68 €	365 días	0,129 €/kW·día

Tabla 1: Consumo eléctrico anual y potencia contratada

El perfil de consumo presenta picos en invierno, ligados al uso de calefacción, y en verano, asociados a una mayor ocupación y utilización de elementos adicionales como la piscina. En primavera y otoño, el consumo se reduce debido a las temperaturas más suaves. Este comportamiento, con una demanda base estable y aumentos puntuales, es especialmente relevante para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, ya que permite estimar la cobertura renovable posible y el ahorro económico potencial.

En este proyecto, el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica se plantea con el objetivo de generar aproximadamente el 70 % de la energía total anual consumida, lo que equivale a 5.735 kWh/año, optimizando así la relación entre potencia instalada, autoconsumo instantáneo y retorno económico. Este porcentaje asegura que la mayor parte de la energía generada se consuma en el momento de la producción, minimizando los vertidos a la red y manteniendo un equilibrio con la energía demandada de la red, lo que maximiza la compensación de excedentes bajo la normativa vigente. Con este planteamiento, se logra una alta cobertura de la demanda anual sin incurrir en sobredimensionamientos innecesarios y garantizando un aprovechamiento eficiente de la inversión realizada.

4.7 CONSUMO TÉRMICO

El análisis del consumo térmico resulta fundamental para dimensionar el nuevo sistema de calefacción y agua caliente sanitaria. Actualmente, la vivienda dispone de dos calderas de gasoil, una en la casa principal y otra en la vivienda de los guardeses, que abastecen la totalidad de la demanda de calor. El estudio del rendimiento real, el consumo de combustible y el gasto asociado permite cuantificar el potencial de ahorro derivado de su sustitución por calderas de biomasa de alto rendimiento.

La vivienda dispone actualmente de dos calderas de gasoil independientes: una en la casa principal, con potencia nominal de 45,3 kW, y otra en la vivienda de los guardeses, de 23,3 kW. Aunque su rendimiento nominal es del 90 %, la antigüedad de los equipos (25 y 16 años respectivamente, frente a una vida útil estimada de 20 años) ha reducido su rendimiento real al 80 % en la casa principal y al 85 % en la vivienda de guardeses. Esta disminución de la

eficiencia implica un mayor consumo de combustible para satisfacer la misma demanda térmica, así como un incremento del coste operativo. En la *Tabla 2* se pueden observar las características de estas calderas. Estas serán las características deseadas para las calderas de biomasa de sustitución.

	Casa Principal	Casa Guardeses
Potencia	45,3 kW	23,30 kW
Rendimiento Nominal	90%	90%
Año de compra	2000	2009
Edad	25 años	16 años
Vida útil	20 años	20 años
Rendimiento Real	80%	85%
Precio	2.400 €	2.200 €
Instalación	900 €	1.200 €

Tabla 2: Características técnicas de las calderas de gasoil

La *Tabla 3* refleja el consumo anual actual de gasoil, que asciende a 4.059 litros con un precio medio de 1,018 €/l. Considerando un poder calorífico inferior (PCI) del gasoil de 10,18 kWh/l y un rendimiento real máximo del 85 %, la energía térmica útil generada alcanza los 35.122,53 kWh/año. Este consumo supone un coste anual de 4.132,30 € exclusivamente en combustible, sin incluir mantenimiento ni otros costes asociados.

Consumo gasoil [l]	Precio [€]	Precio unitario [€/l]	Rendimiento nominal	Rendimiento actual	Consumo calor [kWh]
4059 l	4.132,3 €	1,018 €/l	90%	85%	35.122,53 kWh

Tabla 3: Consumo actual de gasoil

La sustitución de las calderas actuales por equipos de biomasa de alto rendimiento (90 %) permitiría cubrir la misma demanda térmica anual utilizando pellet con un PCI de 4,58 kWh/kg. Bajo estas condiciones, el consumo estimado sería de 8.517,03 kg/año, con un coste unitario de 0,32 €/kg, lo que supone un gasto anual de 2.753,84 €. Esta transición implicaría un ahorro económico anual de 1.378,46 €, además de reducir de forma significativa las emisiones de gases de efecto invernadero, al sustituir un combustible fósil por una fuente renovable y neutra en carbono. En la *Tabla 4* se detallan estos datos.

Combustible	PCI	Rendimiento	Consumo Calor	Consumo Combustible	Precio unitario	Precio
Gasoil	10,18 kWh/l	85%	35.122,53 kWh	4.059 l	1,02 €/l	4.132,30 €
Biomasa	4,58 kWh/kg	90%	35.122,53 kWh	8.517,03 kg	0,32 €/kg	2.753,84 €
Ahorro anual						1.378,46 €

Tabla 4: Comparación combustible gasoil con biomasa

Capítulo 5. INSTALACIÓN SOLAR

En este apartado se describe el proceso completo seguido para el diseño y dimensionamiento de la instalación fotovoltaica de autoconsumo. El objetivo es obtener una solución óptima que cubra el 70% de la demanda eléctrica anual de la vivienda, maximizando el autoconsumo instantáneo y asegurando la rentabilidad económica del sistema. Para ello, se han utilizado herramientas de simulación específicas, como PVGIS y PVSOL, que han permitido estimar la producción anual, seleccionar los componentes más adecuados (módulos fotovoltaicos, inversor y contador bidireccional) y verificar el correcto funcionamiento del conjunto. El proceso se ha estructurado en diferentes fases: dimensionamiento de la potencia pico necesaria, selección del módulo fotovoltaico, elección del inversor y definición de los elementos auxiliares, finalizando con la simulación integral de la instalación.

5.1 POTENCIA INSTALADA

Con el objetivo de cubrir aproximadamente el 70 % de la demanda eléctrica anual de la vivienda 5.735 kWh/año, se empleó la herramienta de simulación PVGIS para estimar la potencia pico necesaria de la instalación fotovoltaica. Introduciendo los datos de ubicación, orientación, inclinación y condiciones climáticas de la zona, la simulación es capaz de calcular aproximadamente la producción anual de energía. En la *Tabla 5* se muestran los datos introducidos en PVGIS.

Coordenadas	Tecnología	Potencia de pico	Inclinación	Orientación	Pérdidas
lat 39.458 ° long -5.735 °.	Silicio cristalino	3,78 kWp	30°	Sur (180°)	14%

Tabla 5: Datos introducidos en PVGIS

En la *Figura 4* y *Figura 5* se muestran los resultados de la simulación en PVGIS distribuidos mensualmente.

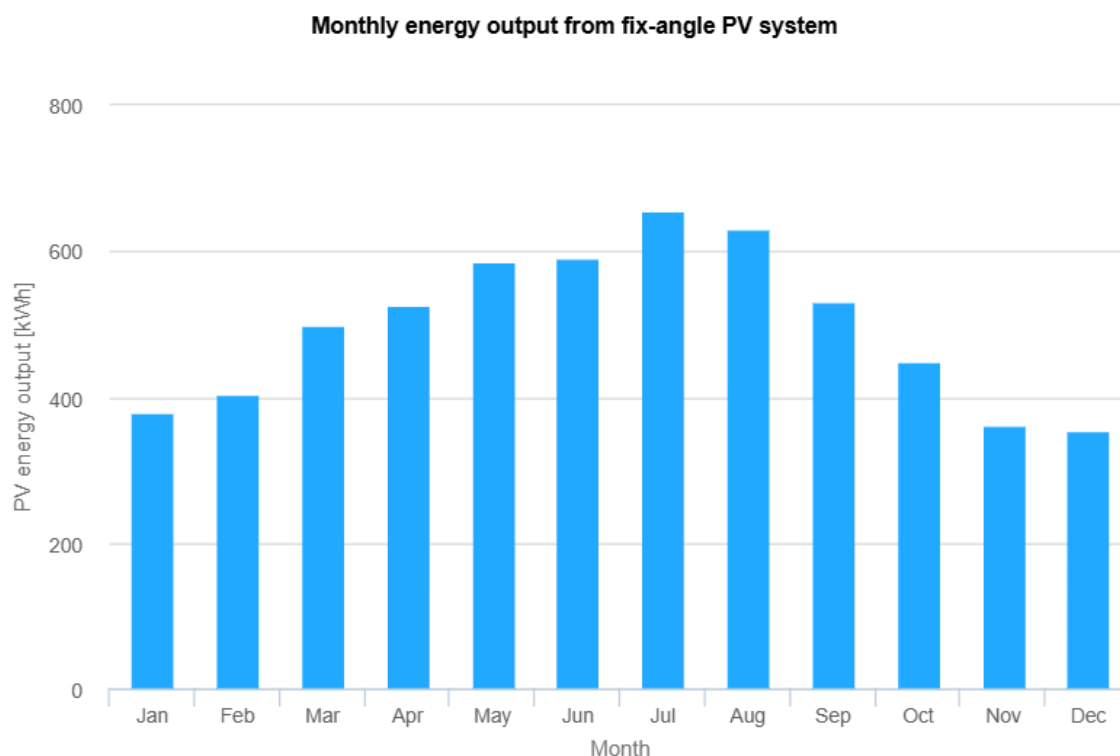


Figura 4: Generación anual aproximada por mes obtenida con PVGIS

Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	30
Azimuth angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	5960.34
Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]:	2041.3
Year-to-year variability [kWh]:	189.96
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.74
Spectral effects [%]:	0.54
Temperature and low irradiance [%]:	-8.14
Total loss [%]:	-22.75

Figura 5: Resultados de la simulación en PVGIS

Tras realizar la simulación en PVGIS con los datos introducidos, se obtiene una generación anual de 5.960,34 kWh. Este valor cumple con el objetivo de cobertura planteado, asegurando un equilibrio entre producción y autoconsumo, y evitando sobredimensionamientos que generen excedentes no compensables bajo el régimen de compensación vigente.

5.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Una vez definida la potencia pico objetivo de 3,78 kWp, en este apartado se evalúan distintas opciones de módulos fotovoltaicos disponibles en el mercado. En la *Tabla 6* se muestran los módulos estudiados así como sus características técnicas más importantes.

MÓDULO	P [Wp]	nº módulos	Ptot [kWp]	Coef T ^a	Precio [€/Wp]
JKM540M-72HL4-V	540	7	3,78	-0,280%	0,26 [32]
REC SCM-230	230	16	3,68	-0,364%	0,39 [33]
MULTISOL 200-P5S+	230	16	3,68	-0,330%	0,74 [34]
REC Premium-230	230	16	3,68	-0,424%	0,56 [35]
SLK60P6L (230)	230	16	3,68	-0,445%	1,74 [36]
REC SCM-220	220	17	3,74	-0,421%	0,39 [37]
REC Premium-220	220	17	3,74	-0,424%	0,56 [38]
SW 220-POLY	220	17	3,74	-0,445%	2,50 [39]
STM220 F	220	17	3,74	-0,479%	2,50 [40]
SW 210-POLY	210	18	3,78	-0,476%	2,27 [41]

Tabla 6: Módulos de paneles fotovoltaicos

Se priorizó que los módulos tuvieran una elevada potencia unitaria para reducir el número de paneles necesarios, optimizar el espacio disponible, minimizar pérdidas eléctricas y simplificar el montaje, además de un coeficiente de temperatura bajo para mejorar el rendimiento en condiciones reales. Asimismo, se buscó un precio por Wp lo menor posible.

Tras este análisis, se seleccionó el módulo JKM540M-72HL4-V, cuya potencia unitaria de 540 Wp permite alcanzar la potencia total requerida con solo 7 módulos, presenta un coeficiente de temperatura favorable, un coste aproximado de 0,26 €/Wp y cumple con los requisitos eléctricos del sistema, constituyendo la opción más ventajosa desde el punto de vista técnico y económico.

El precio estimado de los módulos fotovoltaicos asciende a 997,92 €.

En la Tabla 7 se muestran las características técnicas del modelo elegido.

MÓDULO	Potencia	Icc	Ipmp	Voc	Vpmp	Voc (-10 °C)	Coef T ^a
JKM540M-72HL4-V	540 W	13,85 A	13,17 A	49,53 V	41,01 V	49,67 V	-138,684
Ancho	Alto	Profundo	Peso	TONC	Fabricante	Tipo	Material
2,274 m	1,134 m	0,0380 m	29,4 kg	45,00	JINKO SOLAR	TIGER PRO	Monocristalino

Tabla 7: Características técnicas del módulo fotovoltaico [32]

La superficie total de los módulos es de 18,051 m².

5.3 INVERSOR

Definidos los módulos de paneles fotovoltaicos, se procede a la elección de un inversor compatible con la instalación eléctrica. El número total de módulos es 7 con una potencia instalada total de 3,78 kWp. A continuación, se calcula la configuración eléctrica de los módulos que servirá como restricción para la compatibilidad con los inversores.

La intensidad de cortocircuito es la máxima intensidad capaz de circular en el circuito que se da cuando la tensión en los terminales es cero, se calcula con la siguiente ecuación:

$$I_{cc} = n_p \cdot I_{cc_{módulo}} = 13,85 \cdot 1 = 13,85 A$$

Ecuación 1: Cálculo de Icc

Siendo n_p el número de módulos en paralelo. La intensidad de cortocircuito debe ser soportada por el inversor y por tanto menor que la intensidad máxima admisible del inversor.

La intensidad del punto de máxima potencia, I_{pmp} , es la intensidad que generan los módulos en condiciones óptimas, o máximas de funcionamiento. Se calcula según la *Ecuación 2*.

$$I_{pmp} = n_p \cdot I_{pmp_{módulo}} = 1 \cdot 13,17 = 13,17 A$$

Ecuación 2: Cálculo de Ipmp

La intensidad de punto de máxima potencia debe ser soportada por el inversor y por tanto menor que la intensidad máxima admisible del inversor.

La tensión en circuito abierto, V_{oc} , es la máxima tensión que puede entregar el módulo cuando no está conectado a ninguna carga, es decir, la corriente que circula por el equipo es cero. Esta tensión se calcula según la *Ecuación 3*.

$$V_{oc} = n_s \cdot V_{oc_{módulo}} = 7 \cdot 49,53 = 346,71 \text{ V}$$

Ecuación 3: Cálculo de V_{oc}

Siendo n_s el número de módulos en serie. La V_{oc} total del generador debe ser superior a la tensión de arranque del inversor, para garantizar que éste pueda iniciar su funcionamiento y comenzar a convertir la energía. Al mismo tiempo, dicha V_{oc} debe ser inferior a la tensión máxima admitida por el inversor, ya que, en condiciones de baja temperatura, la tensión de los módulos aumenta y podría sobrepasar el límite de seguridad, dañando los componentes electrónicos.

La tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico es el valor real de trabajo del módulo cuando opera de forma óptima y determina el rango de tensiones en el que trabajará normalmente el generador fotovoltaico y debe situarse dentro del rango de seguimiento del MPPT del inversor. Se calcula a partir de la *Ecuación 4*.

$$V_{pmp} = n_s \cdot V_{pmp_{módulo}} = 7 \cdot 41,01 = 287,07 \text{ V}$$

Ecuación 4: Cálculo de V_{pmp}

Por último, la V_{oc} (-10 °C) es la tensión en circuito abierto de un módulo fotovoltaico corregida a una temperatura de -10 °C, es decir, en condiciones más frías que el estándar (25 °C de célula). Se calcula de forma similar a la V_{oc} .

$$V_{oc}(-10\text{ °C}) = n_s \cdot V_{oc}(-10\text{ °C})_{módulo} = 7 \cdot 49,67 = 347,68 \text{ V}$$

Ecuación 5: Cálculo de V_{oc} (-10 °C)

La V_{oc} ($-10\text{ }^{\circ}\text{C}$) debe ser menor que la tensión máxima admitida por el inversor, para garantizar que en ningún momento se supere su límite de seguridad.

A partir de estos datos se pueden calcular los valores de potencia, tensión e intensidad de los módulos que debe soportar el inversor que se muestran en la *Tabla 8*.

Potencia instalada	3,78 kWp	<i>Potencia instalada</i> < Potencia PV máx
I_{cc}	13,85 A	I_{cc} < I máx
I_{pmp}	13,17 A	I_{pmp} < I máx
V_{oc}	346,71 V	V arranque < V_{oc} < V máx admitida
V_{pmp}	287,07 V	V pmp mín < V_{oc} < V pmp máx
$V_{oc} (-10\text{ }^{\circ}\text{C})$	347,68 V	V pmp mín < $V_{oc} (-10\text{ }^{\circ}\text{C})$ < V máx admitida

Tabla 8: Configuración eléctrica de los módulos

A partir de la *Tabla 8* se establecen las condiciones que debe cumplir el inversor elegido respetando los criterios de potencia, dimensionamiento, rangos de tensión en el punto de máxima potencia y tensión máxima admitida e intensidad máxima admitida. En la *Tabla 9* se muestran estas condiciones detalladamente.

Potencia PV máx > 3.780 W
I máx > 13,85 A
V máx admitida > 347,68
Vpmp máx > 287,07
Vpmp mín < 287,07
V arranque < 346,71
Ratio Wp/W > 10%
Ratio Wp/W < 20%

Tabla 9: Limitaciones inversor

La ratio W_p/W relaciona la potencia pico instalada de los módulos, W_p , con la potencia nominal del inversor. Este parámetro sirve para evaluar el equilibrio entre inversor y módulos. Un valor cercano a 1 indica un ajuste equilibrado, mientras que ratios entre 1,1 y 1,2 son óptimos, ya que los paneles rara vez alcanzan su potencia máxima y de este modo se aprovecha mejor la capacidad del inversor. Si la ratio es demasiado elevada, se producen pérdidas por clipping debido a que el inversor limita la potencia, y si es demasiado bajo, el inversor queda infrautilizado. Se calcula con la siguiente ecuación.

$$\text{Ratio } W_p / W = \frac{W_p}{W} \cdot 100$$

Ecuación 6: Cálculo ratio W_p/W

En la *Tabla 10* se presentan las distintas opciones de inversores evaluando si cumplen o no dichas limitaciones, destacados en rojo los valores que superan los límites establecidos.

INVERSOR	Potencia Nominal	Potencia PV máx	I máx	V máx admitida	Vpmp máxima	Vpmp mínima	Varranque	Ratio W_p/W	
INGECON SUN 3,3	3.300	5.000	22,0	450	450	155	125	14,55%	OK
IG-40	3.500	4.800	26,5	500	400	150	150	8,00%	BAJO
IG-60	4.600	6.100	33,0	500	400	150	150	-17,83%	MUY BAJO
CICLO 6000	5.000	6.000	24,0	550	550	250	250	-24,40%	MUY BAJO
INGECON SUN 5	5.000	7.000	33,0	450	450	125	125	-24,40%	MUY BAJO
SOLETE 5000	5.000	6.000	31,6	500	360	190	200	-24,40%	MUY BAJO

Tabla 10: Comparación de inversores

Finalmente, se escogió el inversor INGECON SUN 3,3 con 3.300 W de potencia nominal del fabricante INGETEAM por ser el único con suficiente aprovechamiento de la potencia del inversor. El precio de mercado de este inversor es aproximadamente 1.165 € [42].

5.4 CONTADOR BIDIRECCIONAL

Para la instalación se requiere un contador bidireccional que permita medir, de forma separada, la energía importada desde la red y la energía excedentaria vertida a la misma, requisito indispensable para acogerse al sistema de compensación de excedentes. Dado que la instalación eléctrica de la vivienda es trifásica, el contador debe adaptarse a este esquema y cumplir con la directiva MID (Measuring Instruments Directive), que garantiza su homologación para facturación oficial.

Tras evaluar distintas opciones, se optó por el Circutor CIRWATT-B 410 trifásico, modelo ampliamente utilizado por Iberdrola en sus puntos de suministro, lo que facilita su integración y asegura la compatibilidad con los sistemas de lectura de la comercializadora. Este equipo ofrece medición de energía activa y reactiva en ambos sentidos, alta precisión

(clase 1), opciones de comunicación mediante protocolos estándar para monitorización remota y un diseño robusto apto para un funcionamiento continuo. Con un coste aproximado de 250 €, representa una solución fiable, compatible y económicamente competitiva, alineada con los requisitos técnicos y legales del proyecto [43].

5.5 SOPORTE DE MÓDULOS

La estructura de soporte es un elemento esencial para garantizar la correcta fijación, inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos, así como su resistencia frente a las cargas de viento y nieve. En este proyecto, los módulos se instalarán sobre una estructura fija apoyada en el suelo, con inclinación de 30° y orientación sur geográfico (180°), configuración que maximiza la captación anual de radiación solar en la ubicación de la finca.

La estructura estará compuesta por perfiles de aluminio anodizado y tornillos de acero inoxidable, materiales que ofrecen elevada resistencia a la corrosión y durabilidad en entornos exteriores. Al ser una instalación sobre suelo, se emplearán sistemas de anclaje y lastrados certificados, que garantizan la estabilidad de la estructura sin necesidad de cimentaciones complejas.

El coste estimado del conjunto de estructuras de soporte para los 7 módulos previstos es de 700 €, incluyendo materiales, anclajes y accesorios de montaje. Esta configuración fija, frente a soluciones móviles, ofrece una excelente relación coste-beneficio, reduciendo la complejidad y el mantenimiento, y asegurando un rendimiento óptimo durante toda la vida útil del sistema.

En la *Figura 6*, se muestra una imagen ejemplo de un soporte.



Figura 6: Ilustración soportes de módulos fotovoltaicos

5.6 SIMULACIÓN Y RESULTADOS

Una vez seleccionados todos los componentes principales de la instalación fotovoltaica, módulos JKM540M-72HL4-V, inversor INGECON SUN 3,3, contador bidireccional Circutor CIRWATT-B 410 y estructura de soporte fija a 30° orientada al sur, se procede a la simulación integral del sistema mediante el software PVSOL. Esta herramienta permite modelar el comportamiento de la instalación bajo condiciones reales, considerando tanto las características técnicas de los equipos como la ubicación y las condiciones climáticas de la zona.

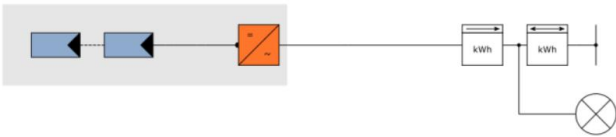
PVSOL ofrece múltiples funcionalidades para el diseño y análisis de instalaciones fotovoltaicas. En este apartado se describen, de forma detallada, aquellas que se han empleado en el desarrollo del proyecto y el modo en que se han aplicado. Aunque la herramienta incluye también funciones de evaluación económica, como el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) o la Tasa Interna de Retorno (TIR), en este caso su uso se ha limitado a la estimación de la producción de energía fotovoltaica y del consumo de la red. El análisis económico completo se abordará en un apartado específico más adelante.

5.6.1 TIPO DE INSTALACIÓN, CLIMA Y RED

La primera pestaña del simulador PVSOL permite configurar el tipo de instalación, las condiciones climáticas y las características de la red eléctrica. En la *Figura 7* se muestra esta sección con todos los campos y parámetros que deben completarse.

Tipo de instalación, clima y red

Tipo de instalación
3D, Sistema FV conectado a la red con consumidores eléctricos



Tipo de planificación
Emplear planificación 3D

Paso de tiempo para simulación
☒ 1 hora (simulación más rápida)
☐ 1 minuto (simulación más precisa)

Datos climáticos

País		Ubicación	
España		Madróñera (2001-2020, Meteonorm 8.20)	
Latitud	39° 27' 27" (39,46°)	Suma anual de irradiación global	1745 kWh/m²
Longitud	-5° 44' 6" (-5,74°)	Media anual de temperatura	17,6 °C
Huso horario	UTC+1		
Periodo de tiempo	2001 - 2020		
Fuente	Meteonorm 8.20		

[Parámetros de simulación](#)

Red de CA

Introducir

Tensión (N+1)	230 V
Número de fases	3-fásico
cos φ	1
Regulación de la alimentación	No

Figura 7: Tipo de instalación, clima y red – PVSOL

Como ya se ha comentado previamente, el sistema será de conexión a red y no contará con almacenamiento mediante baterías. Dado que la instalación se ubicará sobre el terreno, se opta por realizar la planificación en 3D con el fin de simular las posibles sombras que puedan afectar a su rendimiento. Por este motivo, se selecciona la opción *3D, Sistema FV conectado a la red con consumidores eléctricos* y se ha seleccionado también la opción de *Planificación 3D*.

PVSOL dispone de una amplia base de datos que incluye información climática y de radiación solar para diferentes ubicaciones de España. Tras seleccionar el país, se introducen en la aplicación las coordenadas geográficas de la finca, obteniéndose así la radiación solar anual correspondiente al emplazamiento. En la *Figura 8* se muestra la localización exacta prevista para la instalación fotovoltaica que se ha definido en PVSOL.



Figura 8: Ubicación de la instalación fotovoltaica – PVSOL

Por último, se selecciona una conexión a la red trifásica con tensión de fase de 230 V.

5.6.2 CONSUMO

La siguiente pestaña del simulador corresponde a la definición del consumo eléctrico de la instalación. En esta sección se introducen manualmente los valores de consumo mensual, obtenidos a partir del histórico real de la vivienda. Estos datos permiten que PVSOL modele el perfil de demanda y calcule con precisión el grado de autoconsumo y la energía excedentaria que se verterá a la red, en función de la producción fotovoltaica estimada.

En la *Figura 9* se muestran la distribución de este consumo introducido en PVSOL.

Consumo

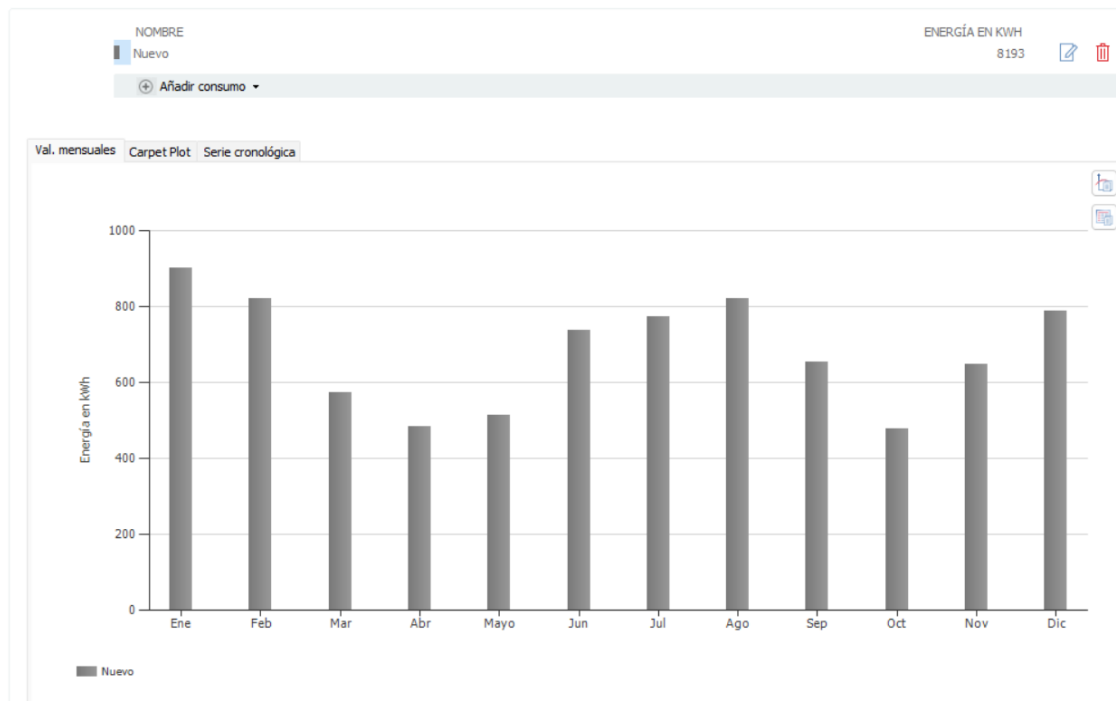


Figura 9: Consumo eléctrico mensual – PVSOL

5.6.3 PLANIFICACIÓN 3D

En esta pestaña se realiza la construcción en 3D de la ubicación destinada a la instalación fotovoltaica. Se pueden añadir todos los elementos que se encuentren en las proximidades del lugar: árboles, edificios, muros y otros tipos de obstáculos. La finalidad de esta pestaña es estimar la radiación exacta que recibirán las celdas fotovoltaicas teniendo en cuenta la radiación solar en la ubicación de cada panel, así como las sombras que pudieran afectar a la misma.

Adicionalmente, en esta pestaña se seleccionan los elementos eléctricos más importantes, módulos fotovoltaicos e inversor, y se confirma que la conexión de ambos es compatible y que no se supera ningún límite técnico.

Planificación 3D

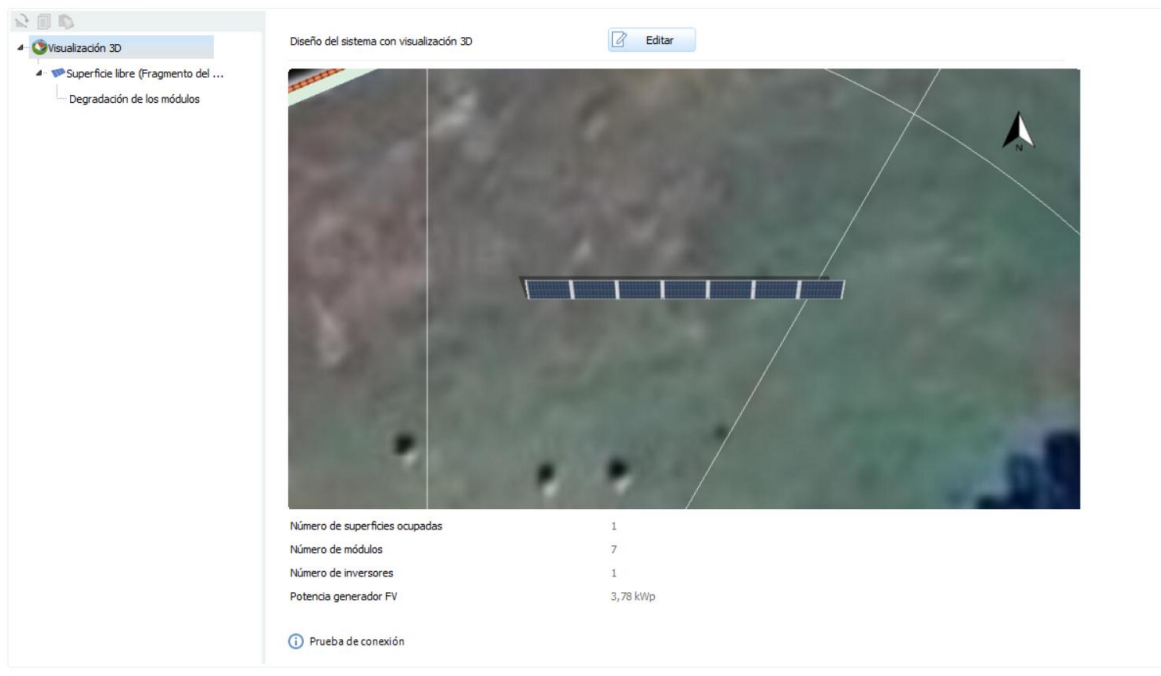


Figura 10: Planificación 3D – PVSOL

Para comenzar con la planificación 3D, se presiona en editar y aparece la siguiente ventana.

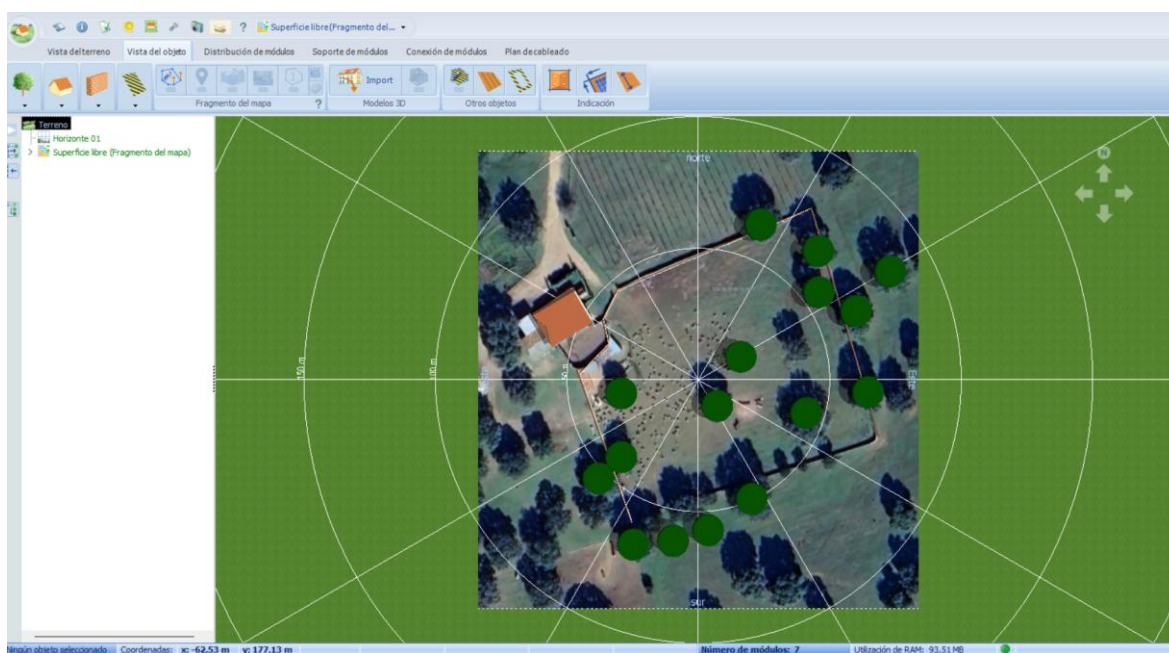


Figura 11: Visualización 3D – PVSOL

Partiendo de una imagen obtenida de Google Earth de la ubicación exacta de la instalación, es posible añadir en el modelo los elementos susceptibles de generar sombras, tal y como se ha descrito anteriormente.

La disposición de los módulos puede configurarse de forma manual o automática en la pestaña Distribución de módulos, opción pensada principalmente para instalaciones sin estructura de soporte. Alternativamente, la pestaña Soporte de módulos permite definir simultáneamente la distribución de los módulos y de las estructuras que los sustentan, con la posibilidad de seleccionar tanto la orientación como la inclinación de dichos soportes.

En la pestaña de *Conexión de módulos*, se lleva a cabo la simulación del esquema de enlace entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. Es fundamental verificar que esta configuración cumple con todos los límites técnicos establecidos previamente, tarea que PVSOL permite realizar mediante una función específica de comprobación.

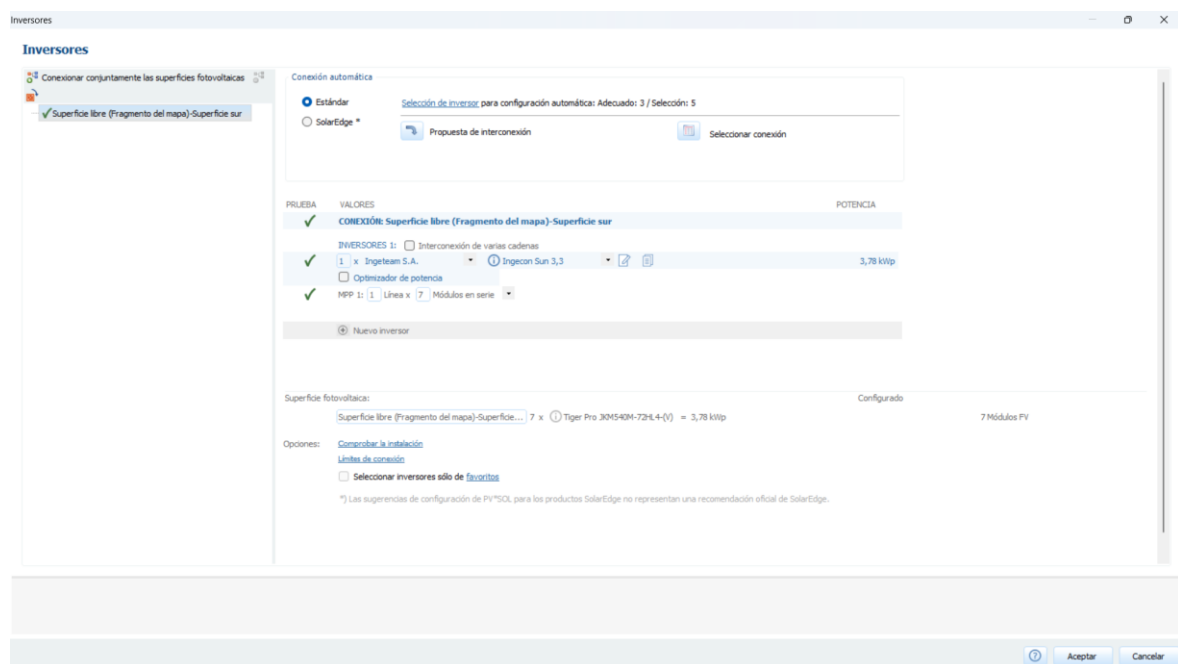


Figura 12: Conexión de inversores – PVSOL

La prueba de conexión permite comprobar que todos los módulos han sido conectados correctamente y que se cumplen los límites del inversor incluso en los puntos de máxima potencia. En las *Figuras 13, 14 y 15* se muestran estas comprobaciones.

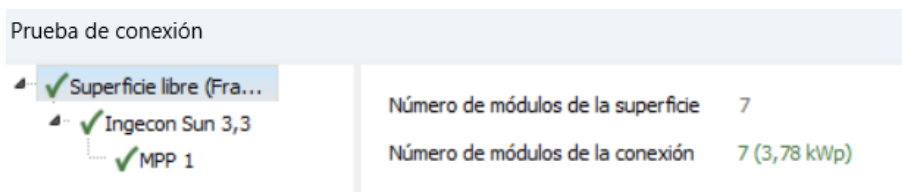


Figura 13: Prueba de conexión – Módulos conectados – PVSOL



Figura 14: Prueba de conexión – Límites del inversor – PVSOL

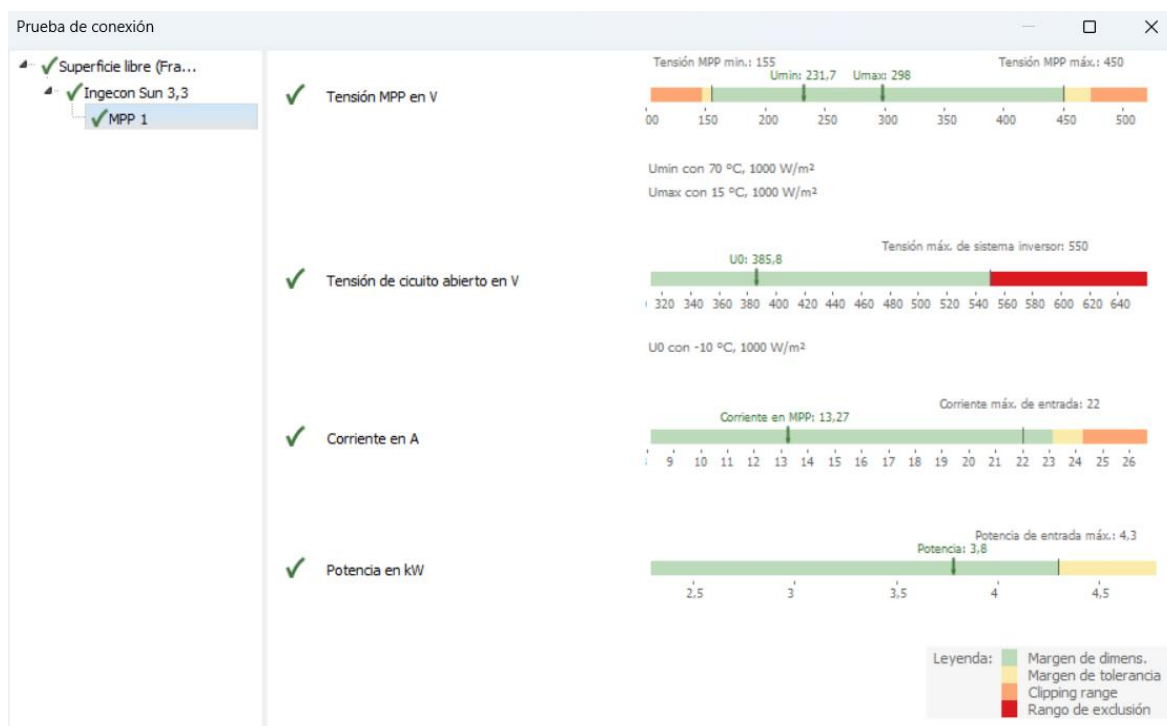


Figura 15: Prueba de conexión – Punto de máxima potencia – PVSOL

Una vez introducidos los objetos de sombra y módulos e inversor compatibles, se puede cerrar la pestaña y continuar con la simulación.

5.6.4 CABLES

En PVSOL se incluye una pestaña específica destinada a la introducción de las pérdidas eléctricas asociadas al cableado, tanto en el lado de corriente continua (CC) como en el de corriente alterna (CA). Estas pérdidas son inevitables en cualquier sistema eléctrico y, en el caso de las instalaciones fotovoltaicas, se originan principalmente por el efecto Joule, fenómeno que describe la disipación de energía en forma de calor al circular una corriente eléctrica por un conductor con resistencia. A este componente resistivo se suman, aunque con menor impacto, las pérdidas asociadas a efectos inductivos y capacitivos en el lado de corriente alterna, que pueden aparecer especialmente en tendidos largos o en determinadas configuraciones de cableado.

La magnitud de estas pérdidas está directamente condicionada por varios factores: la longitud total del cableado, la sección de los conductores, la conductividad del material empleado (cobre o aluminio), la intensidad de la corriente que circula por ellos y la temperatura de operación, ya que la resistencia de los materiales conductores aumenta con la temperatura. Por este motivo, un dimensionamiento adecuado de la sección de los cables y una correcta planificación de los recorridos son esenciales para minimizar este tipo de pérdidas y maximizar el rendimiento global de la instalación fotovoltaica.

En este apartado se ha definido un valor global del 0,7 % de la producción anual, estimado en función de la potencia de la instalación, la proximidad entre módulos e inversor, y suponiendo un adecuado dimensionamiento de las secciones de cable. Este valor se encuentra dentro del rango habitual para instalaciones de autoconsumo bien diseñadas, asegurando que las pérdidas por conducción se mantengan en niveles mínimos y no afecten de forma significativa al rendimiento global del sistema.

En la *Figura 16* se muestra la pestaña de *Cables* dentro de PVSOL.

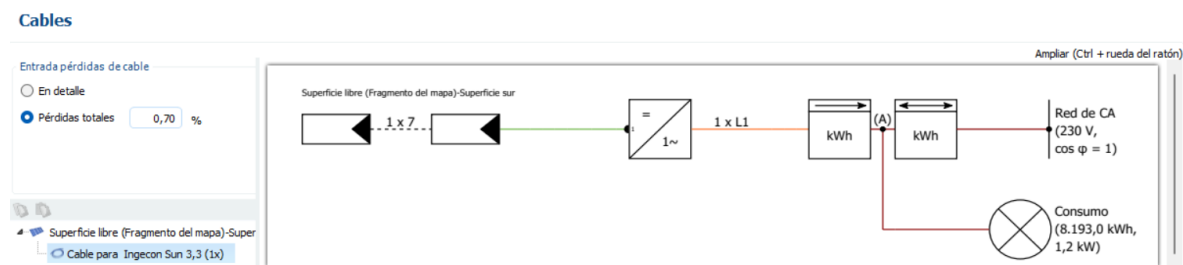


Figura 16: Cables – PVSOL

5.6.5 PLANOS Y LISTADO DE PIEZAS

En esta pestaña, el programa genera automáticamente diversos planos de la instalación. Entre ellos, se incluye el plano con el esquema eléctrico, representado en la *Figura 17*, el plano de conjunto, que integra todos los elementos definidos en la planificación 3D y que se muestra en la *Figura 18*, y el listado de piezas, ilustrado en la *Figura 19*.

Planos y listado de piezas

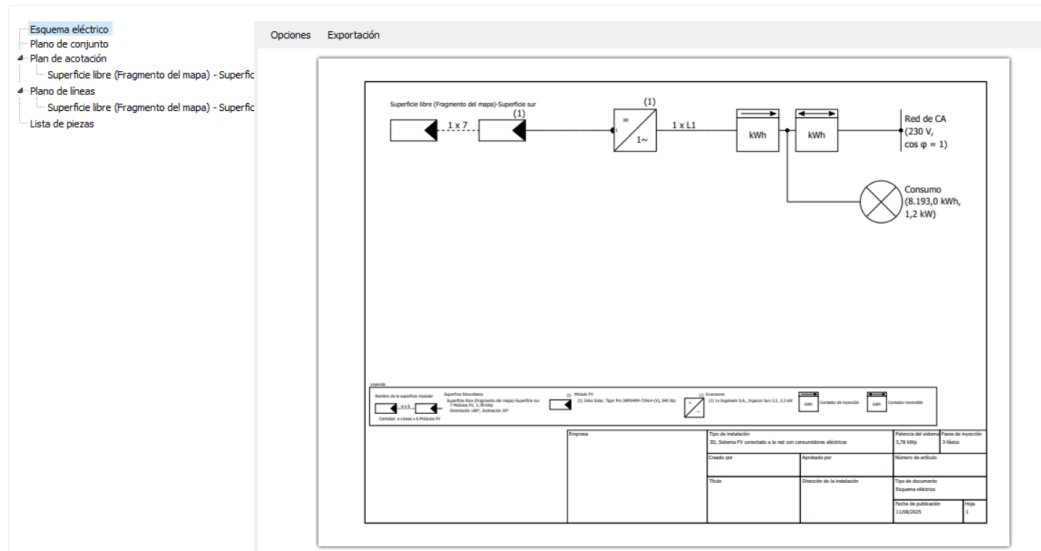


Figura 17: Esquema eléctrico – PVSOL

Planos y listado de piezas

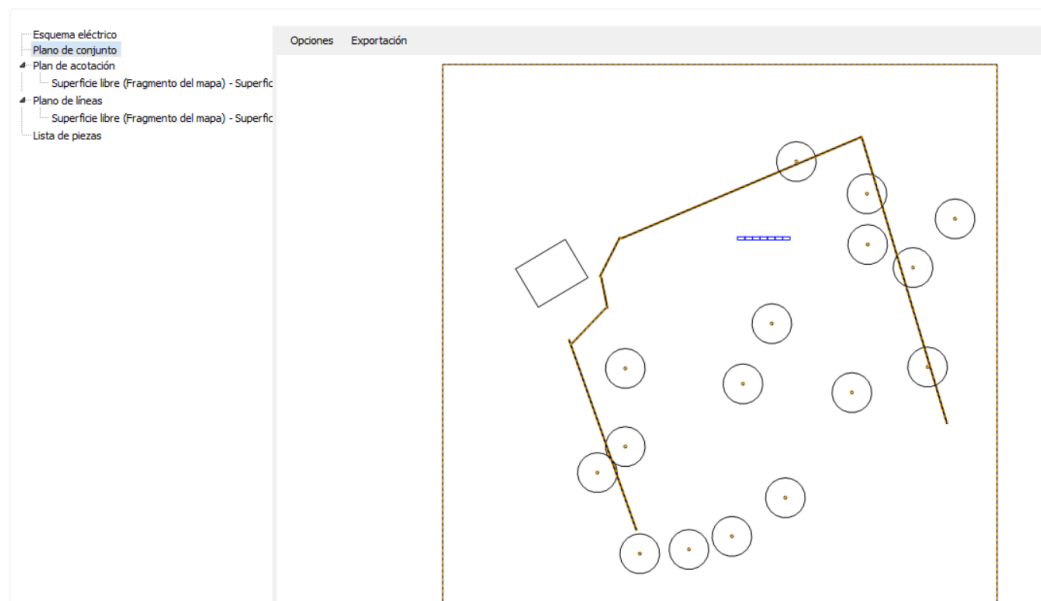


Figura 18: Plano de conjunto – PVSOL

Planos y listado de piezas

Exportación		Copiar								
Número de posición	Tipo	Número de artículo	Fabricante	Nombre	Cantidad	Unidad	Visible	Fijar	Borrar	
1	Módulo FV	Editar	Jinko Solar	Tiger Pro 30M540M-72HL4-(V)	7	Pieza	☒			
2	Inversores	Editar	Ingeteam S.A.	Ingecon Sun 3,3	1	Pieza	☒			
3	Componentes	Editar		Contador de inyección	1	Pieza	☒			
4	Componentes	Editar		Contador reversible	1	Pieza	☒			

Nuevo elemento

Figura 19: Listado de piezas – PVSOL

5.6.6 PARÁMETROS DE LA SIMULACIÓN

Adicionalmente, el software permite definir una serie de parámetros constantes para la simulación, en los cuales es posible introducir los valores estimados de pérdidas que se consideren representativos para el sistema.

5.6.6.1 Parámetros de los datos climáticos

En la configuración de parámetros climáticos de PVSOL se han definido unas pérdidas del 1% debidas a la desviación del espectro solar real respecto al espectro estándar de referencia. Este valor representa la disminución de rendimiento ocasionada por las diferencias en la composición espectral de la radiación en función de la ubicación, la altitud, la hora del día y las condiciones atmosféricas.

Para el cálculo de la radiación difusa se ha seleccionado el modelo de Hofmann, que ofrece una estimación precisa de la fracción de radiación que llega de forma indirecta tras ser dispersada en la atmósfera.

Asimismo, para la conversión de la radiación horizontal a radiación incidente sobre el plano inclinado de los módulos, se ha empleado el modelo Hay & Davies, ampliamente utilizado en simulaciones fotovoltaicas por su capacidad de integrar de forma precisa la componente directa y difusa en planos no horizontales, lo que lo hace especialmente adecuado para la inclinación y orientación seleccionadas en este proyecto.

En la *Figura 20* se muestran estos datos en PVSOL.

Parámetros para los datos climáticos

Pérdidas debido a la desviación del espectro estandar %

Modelo para radiación difusa

Modelo para radiación sobre el plano inclinado

Figura 20: Parámetros para los datos climáticos – PVSOL

5.6.6.2 Parámetros para las superficies de módulos

En lo relativo a las pérdidas asociadas a los módulos fotovoltaicos, se ha considerado un 0,5% debido a la caída de tensión en los diodos de derivación. Estos componentes, integrados en cada módulo, tienen la función de proteger las células frente a sombreados parciales o fallos, evitando puntos calientes, aunque su activación conlleva una ligera pérdida de potencia. Asimismo, se ha estimado un 2% de pérdidas por inadecuación o bajo rendimiento, que engloban las desviaciones en la potencia real de los módulos respecto a la nominal, las tolerancias de fabricación, la degradación inducida por la luz y los desajustes eléctricos entre módulos conectados en serie. Estos valores se han seleccionado conforme a referencias habituales en proyectos fotovoltaicos y permiten realizar una estimación conservadora del rendimiento global del sistema.

Parámetros para las superficies de módulos

☐ Introducir superficies de módulos individualmente

Pérdidas de potencia por caída de tensión en los diodos de derivación %

Pérdidas de potencia por inadecuación o bajo rendimiento %

En el caso de inversores de módulos y optimizadores de potencia, no se tienen en cuenta pérdidas por inadecuación.

Figura 21: Parámetros para las superficies de módulos – PVSOL

5.6.6.3 Pérdidas de potencia por ensuciamiento

Estas pérdidas reflejan la disminución de rendimiento ocasionada por la acumulación de polvo, polen, hojas y otros residuos sobre la superficie de los paneles, que reducen la transmisión de la radiación solar hacia las células.

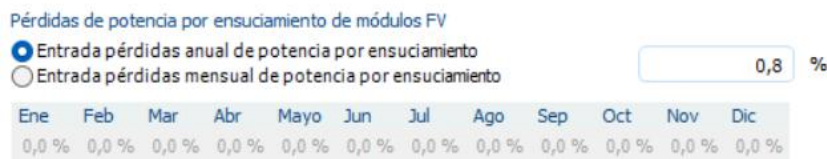


Figura 22: Pérdidas de potencia por ensuciamiento – PVSOLVE

En el presente proyecto, la inclinación de 30° y la orientación sur favorecen el autolavado natural por acción de la lluvia, lo que contribuye a minimizar estas pérdidas. La ubicación en un entorno rural, alejado de fuentes industriales de contaminación, pero con presencia de polvo y polen estacional, junto con un plan de limpieza y mantenimiento periódico, permiten estimar un valor moderado del 0,8%, acorde con referencias técnicas para instalaciones de características similares según la Figura 23.

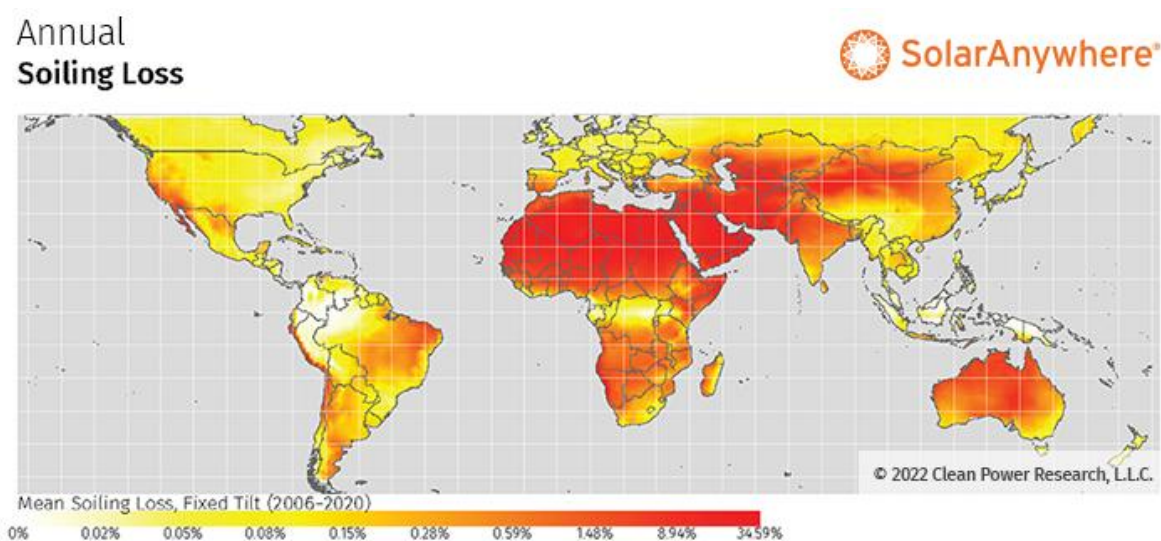


Figura 23: Modelización de la pérdida de suelo – Solar Anywhere [44]

5.6.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Finalmente, el programa permite realizar una evaluación económica del proyecto a partir de los datos introducidos en la pestaña *Evaluación económica*. En esta sección es posible definir múltiples parámetros financieros, como la compensación de excedentes, las tarifas de inyección aplicables, el precio de compra de la electricidad o las condiciones de financiación.

No obstante, en el presente trabajo no se considerará la evaluación económica generada por el programa, ya que en apartados posteriores se llevará a cabo un análisis más detallado y específico de la inversión.

Evaluación económica

Parámetros económicos

Parámetro de rentabilidad

Editar

Periodo de consideración: 20 Años, Interés del capital: 1 %, Coste de la inversión: 2163,32 €

Balance / Concepto de alimentación

Inyección del excedente en la red

Precio de la energía en comercialización directa

0,0400 €/kWh

Tarifa de inyección

Tarifas de inyección aplicadas

Validez de la tarifa de inyección = Fecha de puesta en servicio ☐

Info Nombre de la tarifa

Válido a partir de

Válido hasta

Añadir

Tarifa de compra

Tarifa de compra

Example - Nueva tarifa (Tipo de consumo: Privado)

Seleccionar

Factor de cambio del precio del costo del consumo energético

2,0 %/Año

Figura 24: Evaluación económica - PVSOL

5.7 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Una vez definidos y justificados todos los parámetros de entrada del modelo, incluyendo ubicación, condiciones climáticas, perfil de consumo, configuración del generador fotovoltaico, componentes seleccionados y pérdidas estimadas, PVSOL proporciona los resultados de la simulación. Estos resultados permiten evaluar el comportamiento previsto de la instalación y analizar su rendimiento global, constituyendo la base para la interpretación técnica y la validación del diseño.

5.7.1 RESUMEN

Tras realizar la simulación se obtiene una generación fotovoltaica anual total de 6.243 kWh, un valor que supera el valor objetivo de 5.735 kWh establecido en el dimensionamiento. Con una potencia instalada de 3,78 kWp, el rendimiento anual específico es de 1.649,91 kWh/kWp, Valores entre 1.400 y 1.800 kWh/kWp son habituales en zonas con alta radiación

como Extremadura. El coeficiente de rendimiento de la instalación es un 85%, es un parámetro que mide la eficiencia global de la instalación, independientemente de la radiación solar disponible. Tiene en cuenta todas las pérdidas y se calcula como el cociente entre la energía entregada y la energía que se podría generar en condiciones ideales. Un PR del 85% indica un buen nivel de eficiencia para una instalación de autoconsumo bien diseñada.

Calidad técnica de la instalación fotovoltaica	
Energía de generador FV (Red CA)	6.243 kWh/Año
Rendimiento anual espec.	1.649,91 kWh/kWp
Coeficiente de rendimiento de la instalación (PR)	85,0 %

Figura 25: Calidad de la instalación fotovoltaica

No obstante, este valor de producción fotovoltaica no equivale al consumo fotovoltaico directo, ya que durante varias horas del día la vivienda depende parcial o exclusivamente del suministro de la red.

Del total producido, 3.096 kWh son consumidos en tiempo real por la vivienda, mientras que los 3.147 kWh restantes se inyectan a la red eléctrica. Estos excedentes serán compensados por la comercializadora según las condiciones del Plan Ahorro Solar de Iberdrola, con una tarifa de 0,04 €/kWh [45]. Para cubrir la demanda restante, la instalación consume 5.103 kWh procedentes de la red. En consecuencia, el ahorro anual en consumo de red se cuantifica en 3.096 kWh. Estos datos y un diagrama de flujo de energía obtenidos de la simulación en PVSOL se muestran en las siguientes figuras.

Instalación FV

Potencia generador FV	3,78 kWp
Rendimiento anual espec.	1.649,91 kWh/kWp
Coficiente de rendimiento de la instalación (PR)	84,95 %
Reducción de rendimiento por sombreado	0,8 %
Energía de generador FV (Red CA)	6.243 kWh/Año
Consumo propio	3.096 kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0 kWh/Año
Inyección en la red	3.147 kWh/Año
Proporción de consumo propio	49,5 %
Emisiones de CO ₂ evitadas	2.370 kg / año

Energía de generador FV (Red CA)



Figura 26: Instalación FV – PVSOL

Consumidores

Consumidores	8.193 kWh/Año
Consumo Standby (Inversores)	6 kWh/Año
Consumo total	8.199 kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	3.096 kWh/Año
cubierto mediante red	5.103 kWh/Año
Fracción de cobertura solar	37,8 %

Consumo total

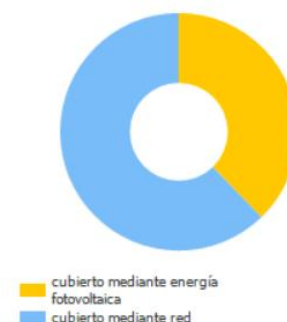


Figura 27: Consumidores – PVSOL

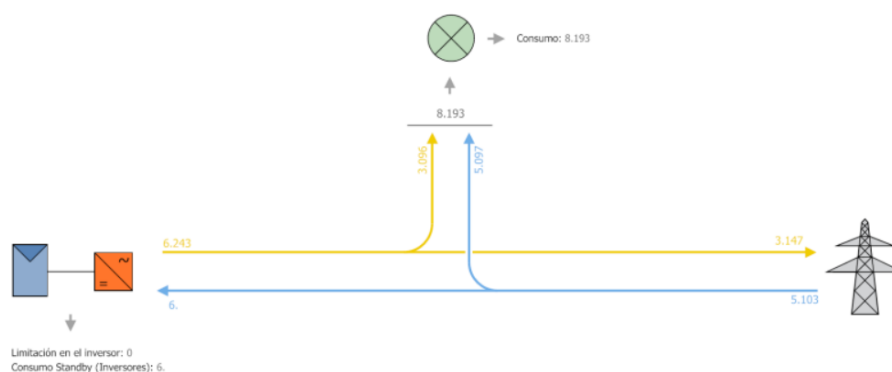


Figura 28: Flujo anual de energía en kWh – PVSOL

La Figura 29 muestra el grado de autarquía alcanzado por la instalación fotovoltaica, que se sitúa en un 37,8 %. Esto significa que algo más de un tercio de la demanda eléctrica anual de la vivienda se cubre directamente con la energía generada por el sistema fotovoltaico en

el momento de su producción, mientras que el 62,2 % restante debe ser suministrado por la red eléctrica. Este valor es coherente con sistemas de autoconsumo sin almacenamiento, en los que la producción solar no puede cubrir la demanda nocturna ni los picos de consumo en horas de baja radiación.

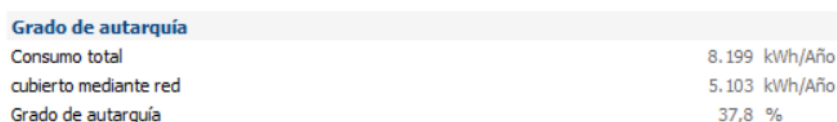


Figura 29: Grado de autarquía – PVSOL

5.7.2 PRONÓSTICO DE RENDIMIENTO CON CONSUMO

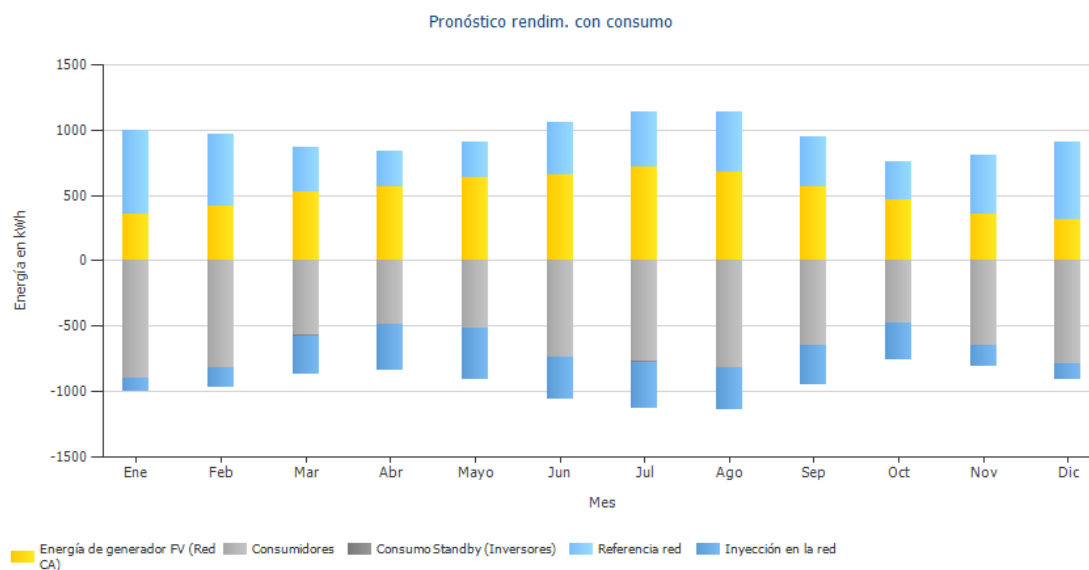


Figura 30: Pronóstico de rendimiento con consumo – PVSOL

La gráfica de la *Figura 30* representa el pronóstico de rendimiento mensual de la instalación fotovoltaica en relación con el consumo. En color amarillo se muestra la energía generada por el sistema FV; en azul oscuro, la energía inyectada a la red como excedente; y en gris, el consumo de la vivienda, desglosado en consumo activo y consumo en standby de los inversores. La línea de referencia de la red en azul claro indica la energía que es necesario importar mensualmente para cubrir la demanda no satisfecha por la generación solar.

Se observa que la producción fotovoltaica es mayor en los meses de verano (junio, julio y agosto) debido al incremento de la radiación solar, alcanzando en esos meses una inyección a la red significativamente más elevada. En cambio, durante los meses de invierno, diciembre, enero y febrero, la menor radiación provoca una reducción de la generación y, por consiguiente, una mayor dependencia de la red. Esta distribución es coherente con el patrón estacional esperado para instalaciones en la latitud de Extremadura. Además, se aprecia que, incluso en los meses de mayor producción, sigue existiendo un consumo de red inevitable debido a la ausencia de almacenamiento y a la producción nula durante las horas nocturnas.

5.7.3 BALANCE ENERGÉTICO

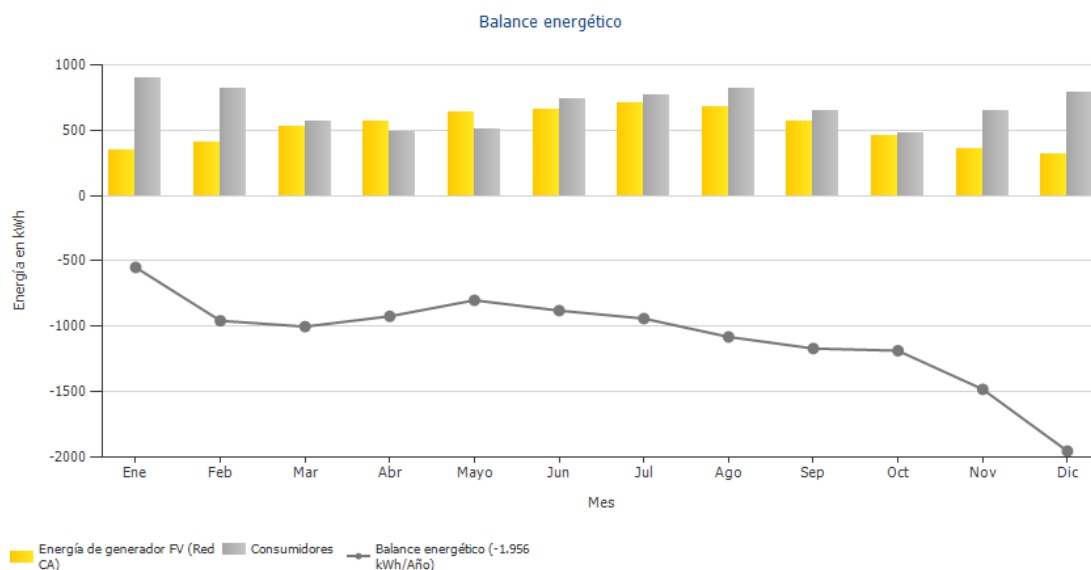


Figura 31: Balance energético – PVSOL

La figura muestra el balance energético mensual de la instalación fotovoltaica, comparando la energía generada, barras amarillas, con la energía consumida por la vivienda, barras grises. La línea continua representa el balance acumulado, cuyo valor final es de $-1.956,4$ kWh/año, indicando que el consumo total supera a la generación anual.

Se aprecia que, aunque en los meses de mayor radiación (junio, julio y agosto) la generación fotovoltaica se aproxima al consumo, no se alcanza un balance mensual positivo, principalmente porque la demanda en este periodo es significativamente superior a la media anual. No obstante, en abril y mayo, cuando el consumo disminuye y la producción es sensiblemente mayor que en los meses invernales, la generación FV logra superar la demanda, siendo estos los únicos meses con superávit energético. La gráfica refleja una marcada dependencia de la red eléctrica a lo largo de todo el año, con un déficit especialmente acusado en los meses de invierno (diciembre, enero y febrero) debido a la menor radiación solar y a una demanda que se mantiene relativamente alta.

Este comportamiento confirma que el dimensionamiento del sistema, orientado a cubrir aproximadamente el 70% del consumo anual, optimiza la relación entre autoconsumo y excedentes, evitando una sobredimensión que generaría más vertido a red no compensado económicamente.

5.7.4 UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

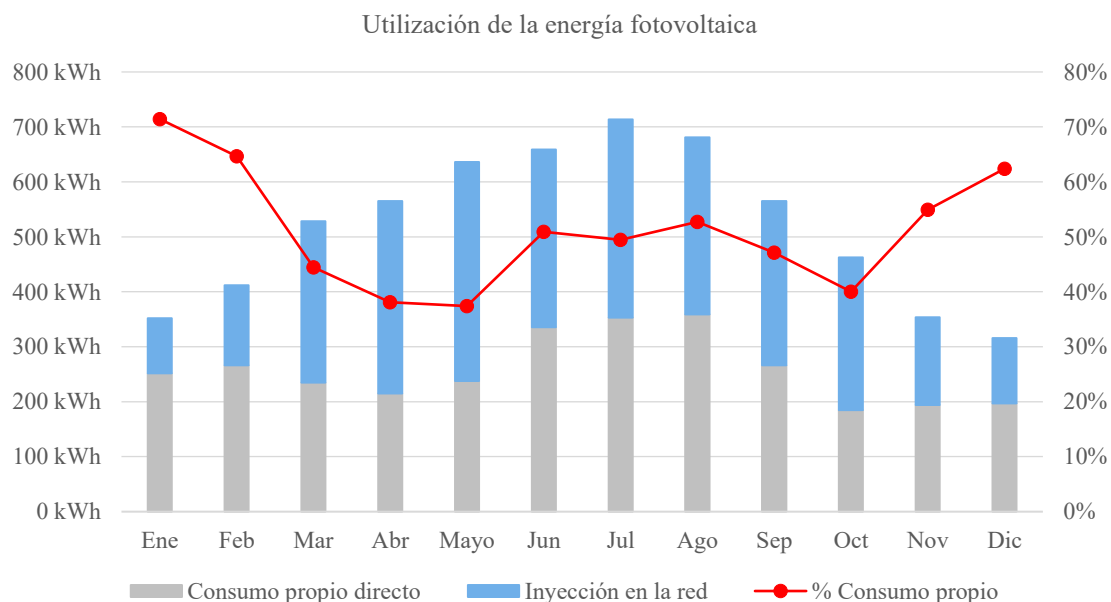


Figura 32: Utilización de la energía fotovoltaica – PVSOL

La *Figura 32* muestra la evolución mensual de la energía fotovoltaica generada distribuida en consumo propio directo, barras grises, e inyección a la red, barras azules. En términos absolutos, la producción varía desde valores próximos a los 320 kWh en el periodo noviembre – febrero, hasta máximos cercanos a 650 kWh en el periodo mayo – agosto. El consumo directo se mantiene relativamente estable a lo largo del año, con valores que oscilan entre unos 185 kWh en los meses de menor radiación y unos 300 kWh en los meses de máxima generación. En cuanto al porcentaje de cobertura de consumo mostrado mediante una línea de puntos amarilla, en invierno el autoconsumo directo representa aproximadamente un 60 - 70% de la energía generada, debido a la menor producción y a que casi toda se consume en tiempo real. En cambio, en primavera y verano, aunque la producción aumenta significativamente, el consumo no crece en la misma proporción, lo que reduce el porcentaje de autoconsumo directo al 40 - 50% y aumenta la proporción de energía vertida a la red. Este comportamiento evidencia que el sistema es más eficiente en cobertura de demanda en invierno, mientras que en verano maximiza la generación total, pero con un mayor vertido.

5.7.5 COBERTURA DEL CONSUMO

La *Figura 33* muestra el comportamiento estacional del sistema fotovoltaico en relación con el perfil de demanda de la vivienda. Durante el invierno, el consumo mensual alcanza sus valores más altos, cercanos a los 900 kWh, mientras que la cobertura fotovoltaica se limita a unos 200 kWh, lo que obliga a que la red eléctrica aporte más del 70% de la energía demandada. Esta situación se explica por la baja radiación solar y por una demanda estable, en gran medida asociada a calefacción y consumos de base constantes. En primavera, la generación fotovoltaica aumenta de forma significativa, alcanzando aproximadamente 300 kWh, mientras que el consumo disminuye, reduciendo la dependencia de la red hasta su mínimo anual, un 54% en mayo. En verano, aunque la producción fotovoltaica alcanza su valor máximo anual de 359 kWh en agosto, el incremento paralelo del consumo impide que la cobertura FV supere el 45 %. Finalmente, en otoño, tanto la producción como el consumo adoptan valores moderados, con una generación de unos 200 kWh y una dependencia de la red en torno al 60 %. En conjunto, este patrón confirma que el sistema está dimensionado

para maximizar el autoconsumo y evitar vertidos no compensados, alcanzando su mejor rendimiento en periodos de alta radiación y demanda moderada.

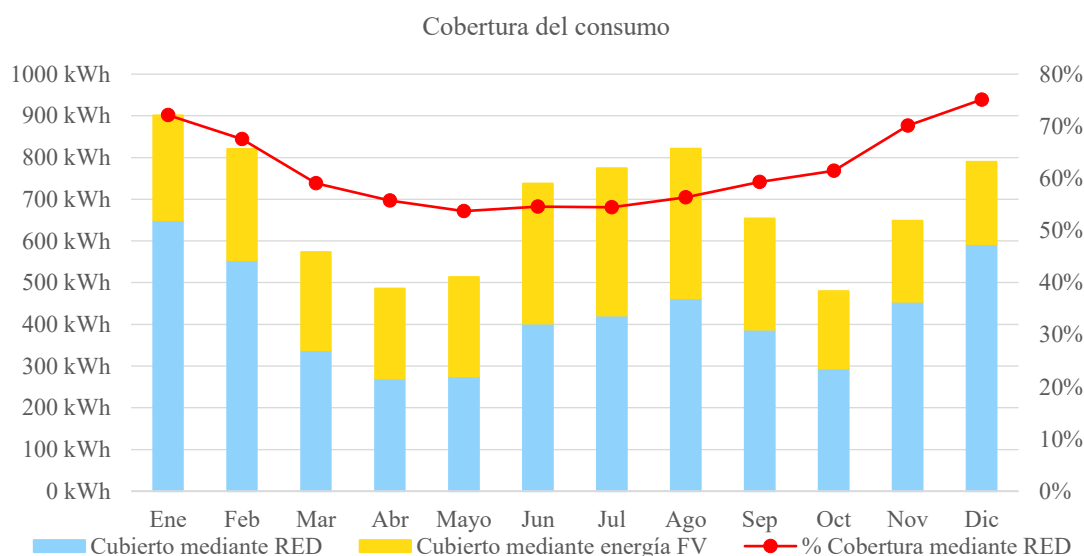


Figura 33: Cobertura del consumo – PVSOL

5.7.6 BALANCE DE RENDIMIENTO

El balance de rendimiento presentado por PVSOL permite identificar y cuantificar las principales pérdidas que afectan a la producción de la instalación fotovoltaica desde la radiación incidente hasta la energía final entregada a la red. En la *Figura 34* se muestra este balance obtenido directamente de PVSOL.

Radiación global horizontal	1.745,44 kWh/m²	
Desviación del espectro estandar	-17,45 kWh/m ²	-1,00 %
Reflexión del suelo (albedo)	23,15 kWh/m ²	1,34 %
Orientación y inclinación de la superficie de módulos	198,59 kWh/m ²	11,34 %
Sombreado independiente del módulo	-7,95 kWh/m ²	-0,41 %
Reflexión en la superficie del módulo	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Irradiación global sobre módulo	1.941,78 kWh/m²	
	1.941,78 kWh/m ²	
	x 18,051 m ²	
	= 35.051,09 kWh	

Irradiación global fotovoltaica	35.051,09 kWh	
Ensuciamiento	-280,40 kWh	-0,80 %
Conversión STC (eficiencia nominal de módulo 20,94 %)	-27.488,14 kWh	-79,06 %
Energía fotovoltaica nominal	7.282,55 kWh	
Ensombrecimiento parcial específico del módulo	-26,80 kWh	-0,37 %
Rendimiento con luz débil	-98,70 kWh	-1,36 %
Desviación de la temperatura nominal del módulo	-271,25 kWh	-3,79 %
Diodos	-1,69 kWh	-0,02 %
Inadecuación (datos del fabricante)	-137,68 kWh	-2,00 %
Inadecuación (Conexión/sombreado)	-1,22 kWh	-0,02 %
Energía fotovoltaica (CC) sin limitación de corriente por inversor	6.745,23 kWh	
Potencia de arranque DC no alcanzada	0,00 kWh	0,00 %
Regulación por rango de tensión MPP	0,00 kWh	0,00 %
Regulación por corriente CC máx.	0,00 kWh	0,00 %
Regulación por potencia CC máx.	0,00 kWh	0,00 %
Regulación por potencia CA máx. / cos phi	-0,86 kWh	-0,01 %
Adaptación MPP	-67,44 kWh	-1,00 %
Energía FV (DC)	6.676,92 kWh	
Energía en la entrada del inversor	6.676,92 kWh	
Desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	0,00 kWh	0,00 %
Conversión DC/AC	-390,23 kWh	-5,84 %
Consumo Standby (Inversores)	-6,04 kWh	-0,10 %
Pérdida total de cables	-44,01 kWh	-0,70 %
Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo de espera	6.236,64 kWh	
Energía de generador FV (Red CA)	6.242,68 kWh	

Figura 34: Balance de rendimiento – PVSOL

En primer lugar, partiendo de una radiación global horizontal de 1.745,44 kWh/m², la corrección por orientación e inclinación de los módulos añade un 11,34% (198,59 kWh/m²), mientras que pérdidas menores como la desviación del espectro estándar (-1,00%) o el sombreado independiente (-0,41%) reducen ligeramente el recurso disponible. Esto da lugar a una irradiación global sobre el plano del módulo de 1.941,78 kWh/m², equivalente a 35.051,09 kWh considerando la superficie total.

Posteriormente, las pérdidas más significativas se producen en la conversión STC debido a la eficiencia nominal de los módulos (-79,06%, 27.488,14 kWh), seguidas por factores como la temperatura de operación (-3,79%) y la radiación con baja luminosidad (-1,36%). Otros efectos, como el ensuciamiento (-0,80%) o el sombreado parcial (-0,37%), tienen un impacto reducido.

Tras estas correcciones, la energía fotovoltaica nominal se sitúa en 7.282,55 kWh, que, tras la adaptación MPP (–1,00%) y pérdidas mínimas por potencia y $\cos \varphi$, queda en 6.676,92 kWh de energía en corriente continua a la entrada del inversor.

En el inversor, la principal pérdida es la conversión DC/AC (–5,84%, 390,23 kWh), seguida por pérdidas por cableado (–0,70%), resultando finalmente 6.242,68 kWh de energía útil entregada en corriente alterna.

Este balance refleja que el mayor impacto sobre el rendimiento proviene de la eficiencia intrínseca de los módulos y de las pérdidas térmicas, mientras que el resto de los factores como sombreado, suciedad o cableado están controlados y presentan valores reducidos.

Capítulo 6. INSTALACIÓN TÉRMICA

En este capítulo se analiza el proceso de sustitución de las calderas de gasóleo actualmente instaladas en la finca por nuevas calderas de biomasa alimentadas con pellets. El objetivo es evaluar la viabilidad técnica y económica de esta medida, considerando tanto la potencia instalada y el estado de los equipos existentes como la selección de alternativas del mercado y la comparación de características entre las calderas antiguas y las propuestas.

6.1 POTENCIA INSTALADA

En la actualidad, el sistema de calefacción de la finca se compone de dos calderas de gasóleo, cada una de ellas ubicada en un edificio distinto y destinadas a cubrir sus respectivas demandas térmicas. En la *Figura 35* se muestran las especificaciones técnicas de dichas calderas.

	Casa Principal	Casa Guardeses
Potencia	45 kW	23,30 kW
Rendimiento Nominal	90%	90%
Año de compra	2000	2009
Edad	25 años	16 años
Vida útil	20 años	20 años
Rendimiento Real	80%	85%
Precio	2.400 €	2.200 €
Instalación	900 €	1.200 €

Tabla 11: Especificaciones técnicas de las calderas de gasoil

Estas calderas han funcionado de forma alterna o simultánea según la demanda térmica, alimentando un sistema de radiadores ya existente en ambas edificaciones. A pesar de haber ofrecido un servicio fiable, presentan actualmente un rendimiento inferior al nominal, consecuencia de su antigüedad y desgaste, así como costes de explotación elevados debido al precio del gasóleo y a una eficiencia energética limitada frente a tecnologías más recientes.

Se estudiarán alternativas de calderas de biomasa alimentadas con pellets con la misma potencia que estas.

6.2 ELECCIÓN DE CALDERAS

Con el objetivo de sustituir las calderas de gasóleo existentes por equipos más eficientes, sostenibles y con menor coste de operación, se realizó un análisis del mercado de calderas de biomasa alimentadas con pellets con potencias equivalentes a las actualmente instaladas.

Para la selección de las nuevas calderas se definieron una serie de criterios técnicos, económicos y operativos que garantizaran su idoneidad para sustituir a las actuales.

En primer lugar, se exigió que la potencia nominal fuese igual o similar a la de las calderas existentes, de manera que se asegurase la cobertura completa de la demanda térmica de la finca. Asimismo, se buscó un elevado rendimiento energético, superior al 88 %, junto con una alta eficiencia estacional que se tradujera en una clasificación energética A++ o superior, optimizando así el consumo de combustible. Otro requisito fue que las emisiones se mantuvieran dentro de los límites más exigentes, concretamente Clase 5 según la normativa EN 303-5, reduciendo la huella ambiental. Se valoró también la capacidad de producción de agua caliente sanitaria (ACS), bien de forma integrada en la propia caldera o mediante un acumulador, en función de las necesidades de cada edificio. La automatización y la facilidad de mantenimiento fueron aspectos clave, priorizando modelos con sistemas de limpieza y alimentación automáticos que reduzcan las tareas manuales. Además, se consideró fundamental que el coste de adquisición, instalación y explotación fuera competitivo, y que el fabricante ofreciera disponibilidad de subvenciones y un servicio técnico próximo y fiable, asegurando así la viabilidad técnica y económica de la inversión.

Tras la evaluación de diferentes modelos, se seleccionaron las siguientes calderas:

- Casa principal: Greenheiss Termoboiler Maxi 45.
- Casa de los guardeses: Domusa BIOCLASS iC 25 DX.

A continuación, se presentan las características principales de ambas calderas.

Casa Principal	
Modelo	Greenheiss Termoboiler Maxi 45.
Potencia útil nominal	44,9 kW.
Producción de ACS	Instantánea (24–47 kW).
Rendimiento	88,2–91,1 %.
Eficiencia energética	A++.
Emisiones	Muy bajas (Clase 5 NOx).
Coste estimado instalación completa	9.000 €.
Depósito de inercia integrado	150 L.

Tabla 12: Características de la caldera de la casa principal

Casa de los guardeses	
Modelo elegido	Domusa BIOCLASS iC 25 DX.
Potencia útil nominal	24,8 kW.
Producción de ACS	Acumulador de 120 L (830 L/h).
Rendimiento	92–93 %.
Eficiencia energética	A++.
Emisiones	Muy bajas (Clase 5).
Coste estimado instalación completa	6.000 €.
Automatización y limpieza	Completa, con control remoto vía WiFi (iConnect).

Tabla 13: Características de la caldera de la casa de los guardeses

6.3 COMPARACIÓN CON LAS CALDERAS ANTIGUAS

En este apartado se realiza una comparación técnica detallada entre las calderas actuales de gasóleo y las nuevas calderas de biomasa seleccionadas para su sustitución en la Casa Principal y en la Casa de los Guardeses. El objetivo es evaluar las mejoras en rendimiento, eficiencia energética, funcionalidad, costes de explotación y emisiones, así como identificar las posibles desventajas y condicionantes asociados al cambio tecnológico. Para ello, se presentan tablas comparativas individuales para cada edificio, seguidas de una explicación que analiza los principales cambios y beneficios que supone la instalación de las nuevas calderas.

6.3.1 CASA PRINCIPAL

Característica	Caldera actual (Gasóleo) – Roca NGO 50/40 GTA	Caldera nueva (Biomasa) – Greenheiss Termoboiler Maxi 45
Potencia nominal (kW)	45,3	44,9
Combustible	Gasóleo	Pellet de madera
Rendimiento (%)	80–85	88,2–91,1
Eficiencia energética	B–A	A++
Producción de ACS	Acumulador externo necesario	ACS instantánea (24–47 kW)
Coste combustible	Alto (1,30–1,50 €/L)	Bajo (0,25–0,30 €/kg)
Emisiones	Altas (NOx, CO ₂)	Muy bajas (Clase 5 NOx)
Mantenimiento	Menor frecuencia	Mayor frecuencia (limpieza automática)
Autonomía	Alta	Limitada (70 kg tolva)
Depósito de inercia	No incluido	150 L
Coste instalación completa	-	9.000 €

Tabla 14: Comparación de la caldera de la casa principal

En la Casa Principal, la caldera actual de gasóleo, con una potencia nominal de 45,3 kW y un rendimiento real aproximado del 80–85 %, será sustituida por una caldera de biomasa Greenheiss Termoboiler Maxi 45, con una potencia modulante de 44,9 kW y un rendimiento superior, situado entre el 88,2 % y el 91,1 %. Esta mejora en el rendimiento, junto con el menor coste del pellet respecto al gasóleo permite una reducción considerable de los costes anuales de combustible.

Otra diferencia destacable es la producción de ACS, que en la caldera antigua requería de un acumulador externo, mientras que el nuevo modelo ofrece producción instantánea de 24–47 kW y un depósito de inercia integrado de 150 L, lo que mejora la disponibilidad de agua caliente y optimiza el sistema. En términos medioambientales, la nueva caldera cumple con la Clase 5 de emisiones según EN 303-5, reduciendo drásticamente las emisiones de NOx y CO₂ asociadas al uso de combustibles fósiles.

El principal aspecto a tener en cuenta es que la caldera de biomasa requiere un mantenimiento más frecuente, aunque automatizado, y una autonomía algo menor debido a la tolva de 70 kg. No obstante, la posibilidad de acogerse a subvenciones para este tipo de equipos contribuye a compensar el mayor coste inicial de instalación, que puede ascender a 9.000 €.

6.3.2 CASA DE LOS GUARDESES

En la Casa de los guardeses, la caldera actual de gasóleo, con una potencia nominal de 23,3 kW y un rendimiento real estimado del 85 %, será sustituida por una caldera de biomasa Domusa BIOCLASS iC 25 DX, con una potencia de 24,8 kW y un rendimiento superior, situado entre el 92 % y el 93 %. Este incremento de eficiencia, sumado al menor coste de los pellets, implica un ahorro anual considerable en combustible.

A nivel funcional, la nueva caldera incorpora un acumulador de ACS de 120 L capaz de producir hasta 830 L/h, lo que garantiza una disponibilidad elevada de agua caliente. Además, cuenta con sistemas de limpieza y alimentación totalmente automáticos, así como control remoto vía WiFi, lo que reduce las tareas de mantenimiento respecto al sistema actual.

En el plano medioambiental, también cumple con la Clase 5 de emisiones, minimizando el impacto ambiental en comparación con el uso del gasóleo. El coste incluyendo la instalación de este nuevo equipo puede ascender a 6.000 €, y, al igual que en la Casa Principal, es posible acceder a subvenciones que mejoren la amortización de la inversión.

Característica	Caldera actual (Gasóleo) – BaxiRoca Gavina 20 GTI Confort	Caldera nueva (Biomasa) – Domusa BIOCLASS iC 25 DX
Potencia nominal (kW)	23,3	24,8
Combustible	Gasóleo	Pellet de madera
Rendimiento (%)	85%	92–93 %
Eficiencia energética	~B	A++
Producción de ACS	Intercambiador interno	Acumulador 120 L (830 L/h)
Presión máxima de funcionamiento	3/8 bar	3 bar
Coste combustible	Alto (1,30–1,50 €/L)	Bajo (0,25–0,30 €/kg)
Emisiones	Altas (NOx, CO ₂)	Muy bajas (Clase 5)
Mantenimiento	Manual	Automática completa
Autonomía	Alta	Depósito integrado
Control remoto / WiFi	No	Sí (App iConnect)
Coste instalación completa (€)	-	6.000 €

Tabla 15: Comparación de la caldera de la casa de los guardeses

Capítulo 7. MEDIDAS PASIVAS DE EFICIENCIA

Dado que la vivienda no presenta un nivel de ocupación continuo, se ha optado por priorizar medidas de eficiencia energética que impliquen un bajo coste de inversión y que no requieran intervenciones constructivas complejas.

Por este motivo, se han analizado distintas opciones y se han priorizado aquellas que pueden aplicarse de forma inmediata, con bajo coste y alta relación coste-beneficio, basadas en cambios sencillos en la envolvente, en la gestión operativa y en el consumo eléctrico.

7.1.1 MEDIDAS DE EFICIENCIA ELÉCTRICA

Desde el punto de vista eléctrico, se ha considerado prioritario el reemplazo progresivo de bombillas incandescentes o halógenas por lámparas LED, dado que constituyen una de las intervenciones más efectivas y con retorno más rápido, pudiendo reducir hasta en un 80 % el consumo de iluminación. Además, se recomienda el uso de regletas con interruptor y la desconexión de equipos en standby, puesto que el consumo fantasma representa entre un 5 y un 10 % del total eléctrico en muchos hogares. Complementariamente, la sectorización de la iluminación y el aprovechamiento de la luz natural permiten encender únicamente los puntos necesarios, mientras que la instalación de sensores de presencia o temporizadores en estancias de uso intermitente (pasillos, baños, exteriores) asegura que las luces permanezcan encendidas solo el tiempo indispensable.

En conjunto, la reducción del consumo eléctrico de la vivienda se estima en un rango aproximado del 5 al 20 %, en función de los hábitos de uso y del grado de implantación de las medidas. Para el presente trabajo se adoptará una reducción del 5 % en el consumo eléctrico, aplicando así el criterio más conservador.

7.1.2 MEDIDAS DE EFICIENCIA TÉRMICA

En cuanto a la envolvente, se propone la colocación de burletes en puertas y ventanas, así como el sellado de rendijas y juntas con materiales económicos como silicona o espuma. Estas actuaciones permiten reducir las infiltraciones de aire no deseadas, que son una de las principales vías de pérdida de energía en edificaciones no optimizadas. Del mismo modo, la incorporación de cortinas gruesas, estores térmicos o el uso adecuado de persianas contribuye a mejorar el comportamiento térmico de la vivienda, ya que permiten conservar el calor en invierno y bloquear ganancias térmicas en verano, todo ello sin necesidad de realizar obras.

En conjunto, la reducción del consumo térmico puede situarse entre un 3 y un 15 %, dependiendo de las condiciones climáticas y del grado de aplicación de estas medidas. Se tomará como hipótesis una reducción del 3 % en el consumo térmico, siguiendo un enfoque conservador en la estimación de ahorros.

Capítulo 8. PRESUPUESTO

En este apartado se presenta la estimación económica de las distintas actuaciones contempladas en este proyecto. Para facilitar la comprensión y el análisis comparativo, el presupuesto se divide en tres bloques principales: la instalación solar fotovoltaica, la instalación térmica, y las medidas pasivas de eficiencia energética.

Cada uno de estos apartados incluye una desagregación de partidas que contempla tanto equipos y materiales como los costes asociados a su instalación, permitiendo así obtener una visión global de la inversión necesaria y de la contribución de cada medida al objetivo del proyecto.

8.1 INSTALACIÓN SOLAR

La instalación solar fotovoltaica propuesta para la vivienda se compone de un conjunto de 7 módulos fotovoltaicos, un inversor de conexión a red, un contador bidireccional y los trabajos de instalación necesarios para su correcta puesta en marcha. El presupuesto estimado se desglosa en la *Tabla 16*.

Instalación Solar					
Asunto	Descripción	Cantidad	Unidad de obra	€/UO	Importe
Módulos fotovoltaicos	Jinko Solar Tiger Pro JKM540M-72HL4	3.780	Wp	0,26 €/Wp	997,92 €
Inversor	INGECON Sun 1P 3,3 TL M	1	uds	1.165 €/ud	1.165,00 €
Conbtador bidireccional	Circutor CIRWATT-B 410	1	uds	250 €/ud	250,00 €
Soportes	Soportes y anclajes	7	uds	100 €/ud	700,00 €
Instalación	Mano de obra, cabelado y otros materiales	1	uds	500,00 €/ud	500,00 €
Total					2.412,92 €

Tabla 16: Presupuesto de la instalación solar

8.2 INSTALACIÓN TÉRMICA

En la casa principal se proyecta la instalación de una caldera Greenheiss Termoboiler Maxi 45, con un coste de 6.416,60 €. Por su parte, en la casa de los guardeses se ha optado por una caldera Domusa BIOCLASS iC 25 DX, con un coste de 3.569,50 €. Ambas instalaciones requieren de adaptación del circuito, la instalación de una chimenea de acero inoxidable para evacuación de humos, trabajos de mano de obra para la instalación y puesta en marcha oficial. En conjunto, la inversión total en ambas viviendas asciende a 14.936,10 €.

En la *Tabla 17* se presenta este presupuesto detalladamente.

Instalación Térmica						
Asunto		Descripción	Cantidad	Unidad de obra	€/UO	Importe
Casa Principal	Caldera	Greenheiss Termoboiler Maxi 45	1	uds	6.416,60 €/ud	6.416,60 €
	Materiales	Adaptación del circuito	1	uds	500 €/ud	500,00 €
	Chimenea Inox	Tubería de evacuación de humos	1	uds	500 €/ud	500,00 €
	Mano de obra	Instalación	1	uds	1.400 €/ud	1.400,00 €
	Puesta en marcha	Puesta en marcha oficial	1	uds	200 €/ud	200,00 €
	Total					9.016,60 €
Casa de los Guardeses	Caldera	Domusa BIOCLASS iC 25 DX	1	uds	3.569,50 €/ud	3.569,50 €
	Materiales	Adaptación del circuito	1	uds	250 €/ud	250,00 €
	Chimenea Inox	Tubería de evacuación de humos	1	uds	500 €/ud	500,00 €
	Mano de obra	Instalación	1	uds	1.400 €/ud	1.400,00 €
	Puesta en marcha	Puesta en marcha oficial	1	uds	200 €/ud	200,00 €
	Total					5.919,50 €
Total						14.936,10 €

Tabla 17: Presupuesto de infraestructura térmica

8.3 MEDIDAS PASIVAS DE EFICIENCIA (MPE)

La selección de medidas pasivas se ha realizado bajo el criterio de bajo coste y rápida amortización. A continuación, se presentan los presupuestos aproximados, considerando precios de mercado actuales en España y las viviendas de la finca.

8.3.1 MPE ELÉCTRICAS

En el ámbito eléctrico, la sustitución de bombillas convencionales por tecnología LED representa una de las actuaciones con mayor rentabilidad, con una previsión de 40 unidades a un coste unitario de 5 €/ud, lo que supone una inversión de 200 €. A ello se suma la incorporación de 10 regletas con interruptor, con un coste de 15 €/ud y un total de 150 €, destinadas a reducir el consumo en standby de pequeños aparatos eléctricos. Finalmente, se han considerado 8 sensores de presencia y temporizadores, con un coste medio de 20 €/ud y una inversión de 160 €. En conjunto, el bloque de medidas eléctricas asciende a 510 €.

8.3.2 MPE TÉRMICAS

En cuanto al consumo térmico, se han previsto 18 rollos de burletes para puertas y ventanas, con un coste unitario de 12 €/rollo, lo que representa 216 €, destinados a mejorar la estanqueidad de la envolvente y reducir las infiltraciones de aire. Como complemento, se incluyen 15 cartuchos de silicona para el sellado de juntas, con un precio de 9 €/ud y un total de 135 €. Por último, se ha considerado la instalación de 12 cortinas gruesas en las principales estancias, con un coste unitario de 20 €/ud y una inversión de 240 €, orientadas a reforzar el aislamiento térmico en invierno y limitar ganancias solares en verano. El total del bloque térmico asciende a 591 €.

8.3.3 PRESUPUESTO TOTAL

De este modo, la inversión global en medidas pasivas de eficiencia se sitúa en 1.101 €, incluyendo tanto las actuaciones de carácter eléctrico como las orientadas a la reducción de pérdidas térmicas. Esta inversión, al no requerir obra ni equipamiento complejo, presenta un retorno rápido en forma de ahorro energético, así como una mejora del confort de los ocupantes y una disminución de los consumos asociados a la climatización e iluminación de las viviendas.

En la *Tabla 18* se muestra el presupuesto total de las medidas pasivas de eficiencia.

Medidas Pasivas de Eficiencia (MPE)						
Asunto		Descripción	Cantidad	Unidad de obra	€/UO	Importe
Eléctricas	Bombillas	Sustitución de bombillas por LED	40	uds	5 €/ud	200,00 €
	Regletas	Interruptores	10	uds	15 €/ud	150,00 €
	Sensores	Temporizadores y presencia	8	uds	20 €/ud	160,00 €
	Total					510,00 €
Térmicas	Burletes	Aislamiento en puertas y ventanas	18	rollos	12 €/rollo	216,00 €
	Sellado	Aislamiento de juntas con silicona	15	uds	9 €/ud	135,00 €
	Cortinas	Cortinas gruesas para ventanas	12	uds	20 €/ud	240,00 €
	Total					591,00 €
Total						1.101,00 €

Tabla 18: Presupuesto de las medidas pasivas de eficiencia

8.4 ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE AYUDAS Y SUBVENCIONES

De manera conservadora, se estima que el proyecto podría beneficiarse de aproximadamente 3.000 euros en subvenciones a fondo perdido a través de los Programas de Incentivos 4 y 6 del Real Decreto 477/2021, gestionados por la Junta de Extremadura y financiados con fondos europeos. En el caso de la instalación fotovoltaica, con un coste de 3.612,92 €, la ayuda puede alcanzar hasta el 40 % del gasto elegible, aunque de forma prudente se considera un apoyo del 15 %, lo que supone alrededor de 500 € de subvención.

Para la sustitución de las calderas de gasoil por sistemas de biomasa, cuyo coste asciende a 14.936,10 €, las convocatorias establecen un límite máximo de 3.000 € de ayuda por vivienda, de modo que, aunque el porcentaje pudiera ser superior, se toma la cifra de 2.500€ como estimación realista.

En cuanto a las medidas pasivas de eficiencia energética, como la sustitución de bombillas por LED, la instalación de burletes o el uso de cortinas aislantes, no existen actualmente líneas de ayuda específicas para este tipo de actuaciones en viviendas aisladas, por lo que no se incluyen en la estimación económica. Del mismo modo, tampoco se consideran las posibles bonificaciones fiscales, como reducciones en el IBI o el ICIO ni las deducciones en

el IRPF, ya que dependen de ordenanzas municipales o de que la vivienda constituya residencia habitual, lo cual limita su aplicabilidad en este caso.

En conclusión, la ayuda total estimada asciende a unos 3.000 euros, cifra que refleja una valoración prudente y realista de las subvenciones efectivamente aplicables al proyecto.

Subvenciones y Ayudas	
Asunto	Importe
Instalación Solar	500,00 €
Instalación Térmica	2.500,00 €
Total	3.000,00 €

Tabla 19: Presupuesto de subvenciones y ayudas

Capítulo 9. ESTUDIO ECONÓMICO

El objetivo de este capítulo es evaluar la viabilidad económica del proyecto mediante distintos parámetros financieros. Para ello, se analizarán, por un lado, los costes de inversión o CAPEX y, por otro, los flujos de caja anuales, considerando tanto los ahorros económicos generados por las iniciativas propuestas como los costes adicionales asociados a ellas. Además, se estudiará la rentabilidad del proyecto a lo largo de su vida útil, estimada en 20 años, teniendo en cuenta la evolución de variables clave como el consumo energético, el precio de los combustibles y el precio de la electricidad. Finalmente, todos estos aspectos se presentarán diferenciando entre medidas eléctricas y térmicas.

Se calcularán los siguientes indicadores financieros: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Período de Retorno de la inversión (PR). Se detallará distintivamente la rentabilidad del componente eléctrico, el térmico, el proyecto en sí y la rentabilidad del inversor.

9.1 COSTES DE INVERSIÓN, CAPEX

En el apartado de Presupuestos de este documento se presentan en detalle los costes de inversión del proyecto divididos en Instalación Solar, Instalación Térmica, Medidas Pasivas de Eficiencia, que a su vez pueden ser eléctricas o térmicas y Subvenciones. A continuación, en la *Tabla 20*, se muestra un resumen del CAPEX del proyecto.

PRESUPUESTO TOTAL	
Asunto	Importe
Instalación Solar	3.612,92 €
Instalación Térmica	14.936,10 €
Medidas Pasivas de Eficiencia Eléctrica	510,00 €
Medidas Pasivas de Eficiencia Térmica	591,00 €
Subvenciones	-3.000,00 €
CAPEX	16.650,02 €

Tabla 20: CAPEX del proyecto

El CAPEX total del proyecto asciende a 16.650,02 euros.

9.2 AHORRO Y COSTES DE EXPLOTACIÓN

En este apartado se desarrolla de forma detallada la proyección de los flujos de caja del proyecto a un horizonte de 20 años, desglosados según los distintos conceptos que lo integran. En el Anexo II: Flujos de Caja se pueden consultar todos los valores que se referencian en este apartado con más detalle.

9.2.1 PROYECCIÓN ELÉCTRICA

La proyección eléctrica del proyecto se ha desarrollado considerando un horizonte temporal de veinte años, con el fin de estimar de manera realista la evolución del consumo y de los ahorros económicos derivados de la instalación fotovoltaica.

A partir del consumo actual de la vivienda, fijado en 8.193 kWh anuales, y de la producción fotovoltaica calculada mediante el software PVSOL, se determina la evolución prevista tanto del autoconsumo como de la energía inyectada a la red, con el objetivo de cuantificar el ahorro económico generado por la instalación a lo largo de su vida útil.

9.2.1.1 Consumo total

Como se comentó en apartados anteriores, cabe esperar que la aplicación de las medidas pasivas de eficiencia eléctrica permita reducir el consumo total de las viviendas en un 5%. A partir de esta consideración, se calcula que el consumo total anual es 7.783 kWh, que se considerará constante durante la vida útil del proyecto.

9.2.1.2 Producción FV

La simulación obtenida mediante el software de PVSOL estima una generación fotovoltaica anual de 6.243 kWh. Sin embargo, este valor no tiene en cuenta la pérdida de rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

En este proyecto se ha considerado una reducción anual del rendimiento de los aparatos eléctricos de un 0,5 %. Esta estimación se basa en estudios como el de Jordan y Kurtz (2013), publicado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de EE. UU. (NREL), que analizó datos reales de más de 2.000 sistemas y concluyó que la media de degradación anual de los módulos de silicio cristalino era de aproximadamente 0,5 % [46]. Además, este valor coincide con las garantías de rendimiento ofrecidas por fabricantes Tier 1 como Jinko Solar, que aseguran al menos el 87,4 % de la potencia nominal tras 30 años [47].

Por tanto, se obtienen los valores de producción fotovoltaica mostrados en la *Tabla 21*.

Proyección electricidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producción FV	6.243 kWh	6.212 kWh	6.181 kWh	6.150 kWh	6.119 kWh	6.088 kWh	6.058 kWh	6.028 kWh	5.998 kWh	5.968 kWh
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	5.938 kWh	5.908 kWh	5.879 kWh	5.849 kWh	5.820 kWh	5.791 kWh	5.762 kWh	5.733 kWh	5.704 kWh	5.676 kWh

Tabla 21: Producción FV a lo largo de la vida útil del proyecto

9.2.1.3 Consumo FV

De la simulación con PVSOL se obtiene un consumo directo total de 3.096 kWh de energía fotovoltaica. Sin embargo, al considerar la disminución del consumo de un 5% por las medidas pasivas de eficiencia, en el primer año este valor se reduce a 2.941 kWh. Adicionalmente, considerando la disminución comentada del rendimiento de la instalación, este valor no será contante durante la vida del proyecto. En la *Tabla 22* se muestran estos valores con el decremento anual del 0,5 % tenido en cuenta.

Proyección electricidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Consumo FV	2.941 kWh	2.926 kWh	2.912 kWh	2.897 kWh	2.883 kWh	2.868 kWh	2.854 kWh	2.840 kWh	2.826 kWh	2.811 kWh
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	2.797 kWh	2.783 kWh	2.770 kWh	2.756 kWh	2.742 kWh	2.728 kWh	2.715 kWh	2.701 kWh	2.687 kWh	2.674 kWh

Tabla 22: Consumo FV a lo largo de la vida útil del proyecto

9.2.1.4 Inyección FV

La inyección fotovoltaica en la red se obtiene de restar el consumo fotovoltaico de la producción fotovoltaica.

Proyección electricidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inyección FV	3.302 kWh	3.285 kWh	3.269 kWh	3.253 kWh	3.236 kWh	3.220 kWh	3.204 kWh	3.188 kWh	3.172 kWh	3.156 kWh
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	3.140 kWh	3.125 kWh	3.109 kWh	3.094 kWh	3.078 kWh	3.063 kWh	3.047 kWh	3.032 kWh	3.017 kWh	3.002 kWh

Tabla 23: Inyección FV a lo largo de la vida útil del proyecto

9.2.1.5 Consumos inversores en stand by

El consumo de los inversores en stand by es la pequeña cantidad de energía que los inversores fotovoltaicos consumen incluso cuando no están generando electricidad.

Los inversores necesitan mantenerse activos para monitorizar el sistema, gestionar la conexión y desconexión con la red y estar listos para comenzar a funcionar en cuanto haya radiación solar suficiente. Durante la noche, o en momentos sin producción, siguen demandando una potencia muy baja.

Se considera un valor de 6 kWh al año obtenido de la simulación en PVSOL constante durante toda la vida del proyecto.

9.2.1.6 Consumo RED

El consumo de la red se obtiene de restar el consumo fotovoltaico al consumo total de la vivienda, 7.783 kWh, y al consumo en stand by de los inversores, 6 kWh. Dado que el consumo fotovoltaico de la vivienda no es constante, tampoco lo será el consumo de la red. Se muestra en la Tabla 24 la evolución de este consumo.

Proyección electricidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Consumo RED	4.848 kWh	4.863 kWh	4.877 kWh	4.892 kWh	4.907 kWh	4.921 kWh	4.935 kWh	4.950 kWh	4.964 kWh	4.978 kWh
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	4.992 kWh	5.006 kWh	5.020 kWh	5.034 kWh	5.047 kWh	5.061 kWh	5.075 kWh	5.088 kWh	5.102 kWh	5.115 kWh

Tabla 24: Consumo RED a lo largo de la vida útil del proyecto

9.2.1.7 Precio electricidad

El precio que la finca paga actualmente por la electricidad, obtenido como la media de los históricos de consumo, es 0,1832 €/kWh.

Para estimar la evolución futura del precio de la electricidad, se han analizado los datos históricos publicados por Eurostat para consumidores domésticos en España. Entre 2008 y 2019, el precio medio con impuestos incluidos pasó de aproximadamente 0,20 €/kWh a 0,216 €/kWh, lo que representa una tasa media de crecimiento cercana al 1,4 % anual. Aunque este periodo muestra una evolución relativamente estable, a partir de 2020 los precios han experimentado mayor volatilidad debido a la transición energética, las inversiones necesarias en redes y almacenamiento, y tensiones geopolíticas. Se han planteado tres escenarios de crecimiento: conservador (2 %), realista (3 %) y pesimista (4–5 %). En este trabajo se ha elegido el escenario realista, con un crecimiento del 3 % anual, un valor ligeramente superior al IPC medio histórico (2 %), y alineado con el IPC medio de los últimos cinco años (3,1 %), reflejando así el probable encarecimiento estructural de la electricidad en el contexto de la descarbonización y modernización del sistema energético.

En la *Tabla 25* se presenta la evolución estimada del precio de la electricidad a 20 años.

Proyección electricidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio electricidad	0,1832 €/kWh	0,1886 €/kWh	0,1943 €/kWh	0,2001 €/kWh	0,2061 €/kWh	0,2123 €/kWh	0,2187 €/kWh	0,2253 €/kWh	0,2320 €/kWh	0,2390 €/kWh
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	0,2461 €/kWh	0,2535 €/kWh	0,2611 €/kWh	0,2690 €/kWh	0,2770 €/kWh	0,2853 €/kWh	0,2939 €/kWh	0,3027 €/kWh	0,3118 €/kWh	0,3212 €/kWh

Tabla 25: Precio de la electricidad a lo largo de la vida útil del proyecto

9.2.1.8 Compensación de excedentes

Actualmente, Iberdrola compensa la inyección de excedentes en instalaciones fotovoltaicas a razón de 0,04 €/kWh. Se ha estimado un comportamiento similar al precio de la energía, lo que supone un crecimiento anual de un 3 %.

Proyección electricidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Compensación de excedentes	0,0400 €/kWh	0,0412 €/kWh	0,0424 €/kWh	0,0437 €/kWh	0,0450 €/kWh	0,0464 €/kWh	0,0478 €/kWh	0,0492 €/kWh	0,0507 €/kWh	0,0522 €/kWh
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	0,0538 €/kWh	0,0554 €/kWh	0,0570 €/kWh	0,0587 €/kWh	0,0605 €/kWh	0,0623 €/kWh	0,0642 €/kWh	0,0661 €/kWh	0,0681 €/kWh	0,0701 €/kWh

Tabla 26: Compensación de excedentes a lo largo de la vida útil del proyecto

9.2.2 AHORRO POR ELECTRICIDAD NO CONSUMIDA

A partir de la proyección a futuro de los distintos valores de producción y consumo eléctrico, es posible estimar el ahorro económico derivado de la electricidad que deja de ser consumida de la red. Este ahorro se calcula restando al consumo original de 8.193 kWh el nuevo consumo estimado de la red, y multiplicando la diferencia por el precio de la electricidad en cada año. Como se ha mencionado anteriormente, tanto el consumo de la red como el precio de la electricidad varían a lo largo de la vida útil del proyecto. La *Tabla 27* muestra la evolución del ahorro anual asociado a la reducción del consumo eléctrico de la red.

Proyección electricidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Consumo RED	4.848 kWh	4.863 kWh	4.877 kWh	4.892 kWh	4.907 kWh	4.921 kWh	4.935 kWh	4.950 kWh	4.964 kWh	4.978 kWh
Precio electricidad	0,1832 €/kWh	0,1886 €/kWh	0,1943 €/kWh	0,2001 €/kWh	0,2061 €/kWh	0,2123 €/kWh	0,2187 €/kWh	0,2253 €/kWh	0,2320 €/kWh	0,2390 €/kWh
Ahorro por electricidad no consumida	612,62 €	628,22 €	644,22 €	660,64 €	677,47 €	694,73 €	712,44 €	730,60 €	749,22 €	768,32 €

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
4.992 kWh	5.006 kWh	5.020 kWh	5.034 kWh	5.047 kWh	5.061 kWh	5.075 kWh	5.088 kWh	5.102 kWh	5.115 kWh
0,2461 €/kWh	0,2535 €/kWh	0,2611 €/kWh	0,2690 €/kWh	0,2770 €/kWh	0,2853 €/kWh	0,2939 €/kWh	0,3027 €/kWh	0,3118 €/kWh	0,3212 €/kWh
787,91 €	808,00 €	828,61 €	849,74 €	871,42 €	893,65 €	916,45 €	939,83 €	963,82 €	988,42 €

Tabla 27: Ahorro por electricidad no consumida a lo largo de la vida útil del proyecto

9.2.3 AHORRO POR ELECTRICIDAD INYECTADA

El ahorro por electricidad inyectada se refiere a la reducción del importe de la factura de la luz por compensación de excedentes. Este valor se calcula multiplicando la inyección a la red en kWh por el precio de la comercializadora de la compensación de excedentes. En la *Tabla 28* se muestra la evolución de este valor a lo largo de la vida del proyecto.

Proyección electricidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inyección FV	3.302 kWh	3.285 kWh	3.269 kWh	3.253 kWh	3.236 kWh	3.220 kWh	3.204 kWh	3.188 kWh	3.172 kWh	3.156 kWh
Compensación de excedentes	0,0400 €/kWh	0,0412 €/kWh	0,0424 €/kWh	0,0437 €/kWh	0,0450 €/kWh	0,0464 €/kWh	0,0478 €/kWh	0,0492 €/kWh	0,0507 €/kWh	0,0522 €/kWh
Ahorro por electricidad inyectada	132,07 €	135,35 €	138,72 €	142,16 €	145,70 €	149,32 €	153,03 €	156,83 €	160,73 €	164,72 €

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
3.140 kWh	3.125 kWh	3.109 kWh	3.094 kWh	3.078 kWh	3.063 kWh	3.047 kWh	3.032 kWh	3.017 kWh	3.002 kWh
0,0538 €/kWh	0,0554 €/kWh	0,0570 €/kWh	0,0587 €/kWh	0,0605 €/kWh	0,0623 €/kWh	0,0642 €/kWh	0,0661 €/kWh	0,0681 €/kWh	0,0701 €/kWh
168,82 €	173,01 €	177,31 €	181,72 €	186,23 €	190,86 €	195,60 €	200,46 €	205,45 €	210,55 €

Tabla 28: Ahorro por electricidad inyectada a lo largo de la vida del proyecto

9.2.4 AHORRO POR CONSUMO DE GASOIL

El ahorro por consumo de gasoil se refiere al gasto económico en combustible que no se realizará debido a la sustitución de las calderas. Este importe se calcula como la multiplicación del consumo esperado de gasoil por el precio esperado en euros por litro.

Gracias a la implementación de medidas pasivas de eficiencia térmica, se estima una reducción del consumo de calefacción del 3 %. Actualmente, las necesidades de gasoil ascienden a 4.059 litros, lo que representa un coste de 4.132,30 € con el precio actual del combustible. Con la mejora prevista, este consumo podría reducirse a 3.937 litros, lo que supondría un gasto anual de aproximadamente 4.008,33 €.

El precio del gasoil ha mostrado históricamente una mayor volatilidad que el de la electricidad, al depender directamente del mercado internacional del petróleo, la fiscalidad nacional y factores geopolíticos. Entre 2008 y 2014, el precio del gasoil en España pasó de unos 0,72 €/L a 1,10 €/L, lo que equivale a un crecimiento medio anual superior al 7 %. Aunque se produjeron bajadas puntuales en los años siguientes, el precio volvió a repuntar con fuerza a partir de 2021 debido a la crisis energética, alcanzando valores cercanos a 1,80 €/L en 2022 y 1,5 €/L en 2023. El crecimiento medio en el conjunto del periodo (2008–2023) fue de alrededor del 4,5 % anual. Se han definido tres posibles escenarios de crecimiento: conservador (3 %), realista (4 %) y pesimista (6–8 %). En este trabajo se adopta el escenario realista, con un crecimiento del 4 % anual, un valor claramente superior al IPC histórico y al reciente, pero justificado por la tendencia ascendente observada, el encarecimiento estructural del crudo, el endurecimiento fiscal previsto y la progresiva penalización del uso de combustibles fósiles a largo plazo.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, los valores esperados de ahorro por consumo de gasoil se muestran en la *Tabla 29*.

Proyección térmica	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ahorro por consumo de gasoil		4.132,30 €	4.297,59 €	4.469,50 €	4.648,28 €	4.834,21 €	5.027,57 €	5.228,68 €	5.437,82 €	5.655,34 €	5.881,55 €
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	6.116,81 €	6.361,49 €	6.615,95 €	6.880,58 €	7.155,81 €	7.442,04 €	7.739,72 €	8.049,31 €	8.371,28 €	8.706,13 €	

Tabla 29: Ahorro por consumo de gasoil a lo largo de la vida útil del proyecto

9.2.5 COSTE POR CONSUMO DE PELLETS

Gracias a la implementación de medidas pasivas de eficiencia térmica, se estima una reducción del consumo de calefacción del 3 %. Actualmente, las necesidades de pellets ascienden a 8.517,03 kg, lo que representa un coste de 2.753,84 € con el precio actual. Con la mejora prevista, este consumo podría reducirse a 8.261,52 kg.

En comparación con otras fuentes energéticas, el precio de los pellets ha mostrado una evolución más estable a lo largo del tiempo, especialmente antes de la crisis energética de 2021. Entre 2012 y 2019, el precio del pellet a granel en España pasó de aproximadamente 220 €/t a 290 €/t, lo que representa una tasa media anual de crecimiento cercana al 4 %. Este incremento responde principalmente al aumento sostenido de la demanda, el coste del transporte y la estacionalidad del producto. Para estimar el coste futuro del consumo de pellets en un horizonte de 20 años, se han planteado varios escenarios. En este estudio se ha optado por un escenario realista, considerando un incremento del 3,5 % anual, ligeramente superior al IPC histórico y cercano al promedio de los últimos años. Esta hipótesis permite reflejar de manera equilibrada tanto la evolución pasada como las expectativas de crecimiento moderado del precio de esta fuente renovable en el marco de la transición energética.

Por otro lado, el rendimiento de las nuevas calderas de biomasa, estimado inicialmente en torno al 90%, no se mantendrá constante a lo largo de la vida útil del proyecto, sino que irá disminuyendo progresivamente. Se ha considerado que, tras 20 años, el rendimiento se reduzca al 85%, lo que equivale a un decremento anual aproximado del 0,3%. Esta reducción en el rendimiento de la caldera conlleva un incremento proporcional en el consumo de pellets. A continuación, se muestran los consumos en euros por gasto de combustible de pellets a lo largo de la vida útil del proyecto.

Proyección gastos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Coste consumo de pellets	-2.671,22 €	-2.772,61 €	-2.877,84 €	-2.987,06 €	-3.100,43 €	-3.218,11 €	-3.340,25 €	-3.467,02 €	-3.598,61 €	-3.735,19 €
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	-3.876,95 €	-4.024,10 €	-4.176,82 €	-4.335,35 €	-4.499,89 €	-4.670,68 €	-4.847,95 €	-5.031,95 €	-5.222,93 €	-5.421,16 €

Tabla 30: Coste por consumo de pellets a lo largo de la vida útil del proyecto

9.2.6 GASTOS DE MANTENIMIENTO

Dado que el proyecto contempla una vida útil de 20 años, se ha optado por proyectar los gastos de mantenimiento con un incremento anual del 2,5 %, en línea con el promedio histórico del IPC en España y las tendencias actuales. Este valor refleja una estimación prudente y conservadora del encarecimiento de servicios, materiales y mano de obra, evitando así una sobreestimación de los costes acumulados a largo plazo.

Partiendo de un valor de 300 € al año en concepto de 150 € para la instalación eléctrica y 150 € para las instalaciones térmicas, se obtiene la *Tabla 31*.

Proyección gastos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mantenimiento	-300,00 €	-306,00 €	-312,12 €	-318,36 €	-324,73 €	-331,22 €	-337,85 €	-344,61 €	-351,50 €	-358,53 €

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	-365,70 €	-373,01 €	-380,47 €	-388,08 €	-395,84 €	-403,76 €	-411,84 €	-420,07 €	-428,47 €	-437,04 €

Tabla 31: Gastos de mantenimiento a lo largo de la vida útil del proyecto

9.3 INVERSIÓN

El flujo de caja de inversión corresponde al conjunto de desembolsos realizados en el año 0 para financiar el proyecto, los cuales se dividen nuevamente en térmicos y eléctricos.

9.3.1 INVERSIÓN ELÉCTRICA

La inversión eléctrica total corresponde a la instalación solar, previamente mencionada en los presupuestos, con un importe de 3.612,92 €, a la que se suman las medidas pasivas de eficiencia con un coste de 510,00 €. En conjunto, la inversión en infraestructura eléctrica asciende a 4.122,92 €. A este valor se le descuentan 500 € correspondientes a posibles subvenciones, quedando la inversión total en 3.622,92 €.

9.3.2 INVERSIÓN TÉRMICA

De igual forma, la inversión en infraestructura para mejorar la eficiencia térmica incluye la instalación y los equipos de las calderas de biomasa, con un coste de 14.936,10 €, junto con las medidas pasivas de eficiencia térmica, que ascienden a 591,00 €. En total, la inversión

en infraestructura térmica alcanza los 15.527,10 €. A este valor se le descuentan 2.500,00 € correspondientes a posibles subvenciones, resultando una inversión final de 13.027,10 €.

9.3.3 INVERSIÓN DEL PROYECTO

La inversión total del proyecto es de 16.650,02 euros.

9.3.4 FINANCIACIÓN

Para financiar la inversión total del proyecto, de 16.650,02 €, se recurrirá a fondos ajenos mediante la contratación de un préstamo.

El importe elegido para dicho préstamo es de 12.000 €, lo que representa aproximadamente el 72 % de la inversión total. El propietario de la finca, como inversor del proyecto, aportará con recursos propios los 4.650,02 € restantes, equivalentes al 28 %.

La financiación de los 12.000 € se llevará a cabo mediante un préstamo bancario con un interés estimado del 7,4 % anual y un plazo de 10 años. Este valor del 7,4 % corresponde al tipo medio de los préstamos al consumo en España en 2025, según datos publicados por el Banco Central Europeo, y se considera un valor de referencia razonable para este tipo de financiación [48].

El importe anual de la deuda se calcula a partir del factor de anualidad:

$$FA = \frac{1 - \frac{1}{(1+r)^t}}{r} = \frac{1 - \frac{1}{(1+0,074)^{10}}}{0,074} = 6,9$$

Siendo:

t: años del préstamo

r: tipo de interés del préstamo, en este caso 7,4%

Finalmente, al dividir el valor total del préstamo de 12.000 euros entre el factor de anualidad, se obtiene la cuota anual correspondiente al pago del préstamo. Esta cantidad resulta en

1.740,26 euros al año durante los 10 primeros años del proyecto. Consultar el Anexo II: Flujos de Caja, para más detalles del préstamo.

9.3.5 RESUMEN

La financiación total del proyecto queda resumida en la *Tabla 32*.

PROYECTO ELÉCTRICO		PROYECTO TÉRMICO		PROYECTO TOTAL		INVERSOR	
3.622,92 €	Inversión	13.027,10 €	Inversión	16.650,02 €	Inversión	4.650,02 €	Inversión

Tabla 32: Resumen inversión del proyecto

9.4 TASA DE DESCUENTO

Para la evaluación económica del proyecto se ha optado por una tasa de descuento del 8 %. La elección de este valor responde a varios criterios.

En primer lugar, se toma como referencia el tipo libre de riesgo en España, representado por la rentabilidad de la deuda pública a 10 años, que actualmente se sitúa en torno al 3 %. A este valor se le suma una prima de riesgo asociada a la naturaleza del proyecto, dado que se trata de una inversión en energías renovables y eficiencia energética con un horizonte temporal prolongado, donde existen incertidumbres técnicas, regulatorias y de mercado. Esta prima de riesgo, estimada en torno al 4-5 %, permite reflejar adecuadamente el coste de oportunidad del capital y la incertidumbre inherente al proyecto.

La combinación de ambos componentes justifica la adopción de una tasa de descuento del 8 %, considerada prudente y realista para actualizar los flujos de caja y obtener indicadores financieros representativos de la rentabilidad del proyecto.

9.5 FLUJOS DE CAJA

Una vez estimados los ahorros y los costes de la inversión, así como su proyección a lo largo de la vida útil del proyecto, se obtienen los flujos de caja correspondientes. En este apartado se presentan los flujos de caja totales, diferenciando entre el proyecto eléctrico, el proyecto

térmico, el proyecto conjunto y el proyecto financiado mediante préstamo. Para un mayor detalle puede consultarse el Anexo II: Flujos de caja. Estos flujos constituyen la base para el cálculo de los indicadores financieros que permitirán evaluar la rentabilidad del proyecto en etapas posteriores.

9.5.1 RESUMEN PARÁMETROS DE FLUJOS DE CAJA

Se presenta a continuación un resumen de los parámetros de partida para el cálculo de los flujos de caja del proyecto.

Instalación eléctrica	Valor	Incremento
Subvenciones	500	
Módulos	997,92 €	
Inversor	1.165,00 €	
Contador biderccional	250,00 €	
Instalación	500,00 €	
Soportes	700,00 €	
Medidas pasivas eficiencia (MPE)	510,00 €	
Consumo actual	8.193 kWh	
Consumo total	7.783 kWh	
Consumo RED	5.103 kWh	
Producción FV	6.243 kWh	-0,5%
Inyección FV	3.147 kWh	
Consumo FV	3.096 kWh	-0,5%
Consumo standby	6 kWh	
Precio electricidad medio	0,18	3%
Compensación de excedentes	0,04	3%
Reducción consumo (MPE)	-	-5%

Instalación térmica	Valor	Incremento
Subvenciones	2.500,00 €	
Instalación	4.950,00 €	
Caldera grande	6.416,60 €	
Caldera pequeña	3.569,50 €	
Medidas pasivas eficiencia (MPE)	591,00 €	
Consumo actual calor	35.122 kWh	
Consumo actual gasoil	4059 l	
Consumo actual pellets	8517,03 kg	
Precio gasoil	1,018 €/l	4%

Precio pellets	0,32 €/kg	3,5%
Gasto anual gasoil	4.132,30 €	
Gasto anual pellets	2.753,84 €	
Reducción rendimiento caldera	-	-0,3%
Reducción consumo (MPE)	-	-3,00%

CAPEX	19.650,02 €
--------------	-------------

Subvenciones	3.000,00 €
---------------------	------------

Préstamo	
Importe	12.000,00 €
Tiempo	10 años
Anualidad	1.740,26 €
Factor anualidad	6,89553327
Interés	7,4%

Tasa de retorno	8%
------------------------	----

Mantenimiento (ambos)	300,00 €
------------------------------	----------

Tabla 33: Resumen de parámetros del análisis económico

9.5.2 FLUJOS DE CAJA TOTALES

Flujos de caja	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
FLUJO TOTAL PROYECTO	-16.650,02 €	1.781,80 €	1.853,63 €	1.928,40 €	2.006,20 €	2.087,19 €	2.171,47 €	2.259,19 €	2.350,49 €	2.445,52 €
FLUJO TOTAL (Inversor)	-4.650,02 €	929,54 €	938,31 €	945,34 €	950,40 €	953,25 €	953,62 €	951,23 €	945,74 €	936,82 €
FLUJO TOTAL (Eléctrico)	-3.622,92 €	594,69 €	610,58 €	626,88 €	643,62 €	660,80 €	678,44 €	696,54 €	715,13 €	734,20 €
FLUJO TOTAL (Térmico)	-13.027,10 €	1.187,11 €	1.243,06 €	1.301,51 €	1.362,58 €	1.426,38 €	1.493,03 €	1.562,65 €	1.635,37 €	1.711,32 €

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2.544,44 €	2.647,39 €	2.754,55 €	2.866,09 €	2.982,19 €	3.103,05 €	3.228,84 €	3.359,79 €	3.496,11 €	3.638,00 €	3.785,71 €
924,08 €	2.647,39 €	2.754,55 €	2.866,09 €	2.982,19 €	3.103,05 €	3.228,84 €	3.359,79 €	3.496,11 €	3.638,00 €	3.785,71 €
753,78 €	773,88 €	794,51 €	815,68 €	837,42 €	859,73 €	882,63 €	906,13 €	930,26 €	955,03 €	980,45 €

1.790,65 €	1.873,51 €	1.960,04 €	2.050,41 €	2.144,77 €	2.243,32 €	2.346,22 €	2.453,66 €	2.565,84 €	2.682,98 €	2.805,27 €

Tabla 34: Flujos de caja totales

9.6 VAN

El valor actual neto (VAN) de la inversión se obtiene como la suma de los flujos de caja generados durante todos los años del proyecto, actualizados mediante la tasa de descuento seleccionada. Este indicador financiero resulta esencial, ya que un VAN positivo implica que la inversión es rentable, mientras que un VAN negativo indica que no lo es.

La ecuación para calcular el VAN a partir de los flujos de caja es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^{10} \frac{F_t}{(1+r)^t} - I_0$$

Ecuación 7: Cálculo del VAN

Siendo:

t: año del proyecto

r: tasa de descuento del proyecto

F_t: Flujo de caja neto del año t

I₀: inversión inicial del proyecto en el año 0

Dado que el proyecto contempla dos tipos de medidas claramente diferenciadas, eléctricas y térmicas, y que su financiación se cubrirá en un 72 % mediante un préstamo bancario, el análisis del VAN se aborda desde cuatro perspectivas: el proyecto eléctrico, el proyecto térmico, el proyecto conjunto y, finalmente, el proyecto desde el punto de vista del inversor considerando la financiación mediante préstamo.

Los resultados se presentan en la *Tabla 35*.

PROYECTO ELÉCTRICO	PROYECTO TÉRMICO	PROYECTO TOTAL	INVERSOR
3.478,83 € VAN	4.256,18 € VAN	7.735,01 € VAN	12.038,13 € VAN

Tabla 35: Resultados VAN del proyecto

El análisis del Valor Actual Neto (VAN) muestra que tanto el proyecto eléctrico como el térmico presentan rentabilidades positivas de manera independiente, con un VAN de 3.478,83 € y 4.256,18 € respectivamente. Al considerarlos de forma conjunta, el VAN asciende a 7.735,01 €, lo que confirma la viabilidad global de la inversión. Finalmente, desde la perspectiva del inversor, teniendo en cuenta la financiación mediante préstamo, el VAN se incrementa hasta 12.038,13 €, lo que indica que el apalancamiento financiero mejora significativamente la rentabilidad percibida.

9.7 TIR

La tasa interna de retorno (TIR) se define como el tipo de descuento que iguala a cero el valor actual neto (VAN), representando así la rentabilidad mínima que debe alcanzar un proyecto para considerarse viable. Si el TIR es menor que la tasa de descuento utilizada para calcular el VAN, el resultado del VAN será menor que cero y por tanto el proyecto no será rentable.

El TIR se calcula siguiendo la *Ecuación 8*.

$$\sum_{t=1}^{10} \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = VAN = 0$$

Ecuación 8: Cálculo del TIR

Siendo:

t: año del proyecto

r: tasa de descuento del proyecto

Ft: Flujo de caja neto del año t

I0: inversión inicial del proyecto en el año 0

PROYECTO ELÉCTRICO		PROYECTO TÉRMICO		PROYECTO TOTAL		INVERSOR	
18,08%	TIR	11,40%	TIR	12,84%	TIR	24,90%	TIR

Tabla 36: Resultados TIR del proyecto

El análisis de la Tasa Interna de Retorno (TIR) confirma la rentabilidad del proyecto en sus distintas dimensiones. El proyecto eléctrico presenta la mayor TIR individual, con un 18,08 %, mientras que el proyecto térmico alcanza un 11,40 %, situándose ambos por encima de la tasa de descuento seleccionada y, por tanto, resultando viables. Al considerar el proyecto en su conjunto, la TIR se sitúa en un 12,84 %, lo que refleja una rentabilidad sólida y equilibrada. Finalmente, desde la perspectiva del inversor y teniendo en cuenta la financiación mediante préstamo, la TIR se eleva hasta un 24,90 %, lo que evidencia un efecto de apalancamiento financiero muy favorable y refuerza la conveniencia de acometer la inversión.

9.8 PR

El periodo de retorno (PR) es el tiempo total que tarda en recuperarse la inversión. Es decir, el año para el cual el resultado de sumar los flujos de caja anteriores es igual o mayor que cero.

PROYECTO ELÉCTRICO		PROYECTO TÉRMICO		PROYECTO TOTAL		INVERSOR	
8 años	PR	14 años	PR	13 años	PR	7 años	PR

Tabla 37: Resultados periodo de retorno de la inversión

El análisis del periodo de retorno muestra que el proyecto eléctrico recupera la inversión en un plazo de 8 años, mientras que el proyecto térmico requiere 14 años, lo que refleja una mayor rapidez de amortización en las medidas eléctricas. Considerando el proyecto en su conjunto, el plazo de recuperación se sitúa en 13 años, valor que confirma la viabilidad global, aunque con una recuperación a medio-largo plazo. Finalmente, desde la perspectiva

del inversor, al incorporar la financiación mediante préstamo, el periodo de retorno se reduce significativamente a 7 años, lo que evidencia el efecto positivo del apalancamiento financiero en la rapidez de recuperación de la inversión.

9.9 RESULTADOS

PROYECTO ELÉCTRICO		PROYECTO TÉRMICO		PROYECTO TOTAL		INVERSOR	
3.622,92 €	Inversión	13.027,10 €	Inversión	16.650,02 €	Inversión	4.650,02 €	Inversión
3.478,83 €	VAN	4.256,18 €	VAN	7.735,01 €	VAN	12.038,13 €	VAN
18,08%	TIR	11,40%	TIR	12,84%	TIR	24,90%	TIR
8 años	PR	14 años	PR	13 años	PR	7 años	PR

Tabla 38: Resultados del análisis económico

El análisis comparativo de las distintas dimensiones del proyecto refleja resultados positivos en todos los indicadores financieros. El proyecto eléctrico requiere una inversión más reducida (3.622,92 €) y presenta una elevada rentabilidad, con un VAN de 3.478,83 €, una TIR del 18,08 % y un periodo de retorno de 8 años, lo que lo convierte en la alternativa más eficiente de manera individual. El proyecto térmico, aunque exige una inversión mayor (13.027,10 €), sigue siendo rentable, con un VAN de 4.256,18 €, una TIR del 11,40 % y un periodo de retorno más prolongado de 14 años. Al considerar la inversión de forma conjunta, el proyecto global alcanza un VAN de 7.735,01 €, una TIR del 12,84 % y un periodo de retorno de 13 años, lo que confirma su viabilidad a medio-largo plazo. Finalmente, desde la perspectiva del inversor, al incorporar la financiación mediante préstamo, la rentabilidad se incrementa notablemente: el VAN asciende a 12.038,13 €, la TIR se eleva al 24,90 % y el periodo de retorno se reduce a tan solo 7 años, evidenciando un fuerte efecto de apalancamiento financiero y reforzando la conveniencia de acometer la inversión.

Capítulo 10. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) constituyen una iniciativa global impulsada por las Naciones Unidas con el propósito de poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar la prosperidad de las generaciones presentes y futuras. Adoptados en 2015, forman parte de la Agenda 2030 [49] y representan un marco de referencia esencial para orientar proyectos, políticas y acciones hacia un desarrollo más equilibrado y sostenible. Este proyecto se encuentra alineado con varios de estos objetivos, ya que incorpora medidas concretas que contribuyen tanto a la sostenibilidad ambiental como al bienestar social y económico.

ODS 7. Energía asequible y no contaminante: El proyecto fomenta el uso de energías renovables y la implementación de mejoras en eficiencia energética, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y garantizando un acceso a la energía más sostenible y respetuosa con el medio ambiente.

ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles: Favorece la sostenibilidad en zonas rurales al ofrecer soluciones energéticas que mejoran la habitabilidad de los espacios, refuerzan la resiliencia de las comunidades y minimizan el impacto ambiental.

ODS 12. Producción y consumo responsables: Mediante la optimización en el uso de la energía, se impulsa una gestión más eficiente de los recursos, lo que se traduce en prácticas de producción y consumo más responsables.

ODS 13. Acción por el clima: Gracias a la reducción de emisiones derivada del uso de energías limpias y de la eficiencia energética, el proyecto contribuye de forma directa a la lucha contra el cambio climático, uno de los mayores desafíos globales actuales.

Capítulo 11. AHORRO Y CONTAMINACIÓN EVITADA

Las emisiones de gases contaminantes constituyen uno de los principales impactos negativos asociados al uso de combustibles fósiles, debido a sus efectos tanto sobre el medio ambiente como sobre la salud humana. En el caso de este proyecto, dichas emisiones provienen principalmente de dos fuentes: por un lado, la combustión de gasóleo en las calderas utilizadas para la generación de calor, y por otro, la producción de electricidad en España, que aún depende en parte de tecnologías basadas en combustibles fósiles como los ciclos combinados de gas natural, el carbón u otros derivados. Con el fin de evaluar adecuadamente el beneficio ambiental del proyecto, se procederá a calcular las emisiones evitadas de manera diferenciada para el ámbito térmico y para el ámbito eléctrico.

11.1 AHORRO ELÉCTRICO

La generación de electricidad a partir de combustibles fósiles sigue siendo una de las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero a nivel global. Tecnologías como los ciclos combinados de gas natural o las centrales de carbón utilizan combustibles que, al quemarse, liberan grandes cantidades de CO₂, además de otros contaminantes como NO_x y SO₂. Entre ellos, el dióxido de carbono es el gas más relevante por su contribución directa al cambio climático, motivo por el cual será el foco de análisis en este capítulo.

Las energías renovables, en cambio, no generan emisiones durante su operación y, al integrarse en el sistema eléctrico, permiten desplazar parte de la producción basada en combustibles fósiles, reduciendo así la huella de carbono asociada al consumo eléctrico. Aunque en teoría el mayor beneficio se alcanzaría sustituyendo directamente a las tecnologías más contaminantes, en la práctica el mix de generación depende de la demanda y de la disponibilidad de recursos en cada momento. Por ello, el cálculo de las emisiones

evitadas se realiza a partir de factores de emisión equivalentes, que representan la intensidad media de carbono del sistema eléctrico.

En España, según datos de Red Eléctrica, la generación de 2024 ascendió a 248.642 GWh, con un total de emisiones de 27.035.022 toneladas equivalentes de CO₂. Por consiguiente, el factor de emisiones equivalente es de 0,1087 toneladas de CO₂ por MWh [50].

Contaminación evitada				
Consumo Actual	Consumo FV	Consumo evitado	Factor de emisiones	Emisiones evitadas
163.860 kWh	56.112 kWh	107.748 kWh	0,10873 teqCO ₂ /MWh	11,72 teqCO ₂

Tabla 39: Contaminación evitada por las medidas eléctricas

La generación por la red eléctrica total evitada a lo largo de la vida útil del proyecto es de 107.748 kWh, por lo tanto, las emisiones totales evitadas ascienden a 11,72 toneladas equivalentes de CO₂.

11.2 AHORRO TÉRMICO

El consumo de gasoil actual es de 4.059 litros al año con un coeficiente de emisiones de CO₂ de 2,67 kg de CO₂ por litro de gasoil.

Contaminación evitada		
Consumo anual	Factor de emisiones	Emisiones evitadas
4.059 L	2,67 kg CO ₂ /L	10,84 teqCO ₂

Tabla 40: Contaminación evitada por las medidas térmicas

A lo que a lo largo de una vida útil de 20 años el consumo de gasoil representa un total de 81.180 litros. La sustitución de este combustible por biomasa supondrá la evitación de aproximadamente 216,75 toneladas equivalentes de CO₂ en todo el periodo de análisis. Este resultado pone de manifiesto el importante impacto ambiental positivo del proyecto en el ámbito térmico, al eliminar una de las fuentes más intensivas en emisiones dentro del sector residencial.

11.3 AHORRO TOTAL

El análisis conjunto de las emisiones evitadas pone de relieve el importante beneficio ambiental del proyecto. En el ámbito eléctrico, la implantación de la instalación fotovoltaica permitirá reducir aproximadamente 11,72 toneladas equivalentes de CO₂ a lo largo de su vida útil, mientras que la sustitución del gasóleo por biomasa en el ámbito térmico supone una reducción mucho mayor, de 216,75 toneladas equivalentes de CO₂. En total, el proyecto evitará la emisión de 228,47 toneladas equivalentes de CO₂, contribuyendo de manera significativa a la descarbonización y al cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad y acción climática.

Contaminación evitada		
Eléctrico	Térmico	Total
11,72 teqCO ₂	216,75 teqCO ₂	228,47 teqCO ₂

Tabla 41: Contaminación evitada total

Capítulo 12. CONCLUSIÓN

Los resultados del proyecto permiten extraer varias conclusiones relevantes en los planos técnico, económico y ambiental.

En el ámbito eléctrico, la instalación fotovoltaica de 3,78 kWp ha demostrado ser adecuada para las necesidades de la finca, al cubrir aproximadamente un 70 % de la demanda anual de electricidad con una producción de 6.243 kWh/año y un rendimiento específico de 1.650 kWh/kWp, dentro de los valores esperados para la zona de Extremadura. El coeficiente de rendimiento global (PR) se sitúa en el 85 %, reflejando un diseño equilibrado y con pérdidas controladas. En términos económicos, la instalación alcanza un VAN de 3.478 €, una TIR del 18 % y un periodo de retorno de 8 años, lo que confirma su idoneidad como inversión. Sin embargo, el grado de autarquía logrado (38 %) es limitado debido a la ausencia de baterías, lo que obliga a mantener una dependencia significativa de la red, especialmente en los meses de invierno.

En el ámbito térmico, la sustitución de las calderas de gasoil por biomasa supone el mayor avance en sostenibilidad. La reducción de costes operativos es notable: de un gasto anual en gasoil de 4.132 € se pasa a 2.754 € en pellets, con un ahorro directo de unos 1.400 €/año. Además, se evitan 216,75 toneladas equivalentes de CO₂ durante los 20 años de vida útil, lo que convierte a esta medida en el eje principal de la descarbonización de la finca. Económicamente, la inversión es elevada (13.027 € tras subvenciones) y el retorno más prolongado (14 años), pero mantiene un VAN positivo de 4.256 € y una TIR del 11 %, confirmando su viabilidad. Como aspectos críticos, conviene señalar que el suministro de pellets debe mantenerse estable a largo plazo y que las calderas de biomasa exigen un mayor nivel de mantenimiento que las de gasoil, aunque con automatización creciente y costes operativos asumibles.

Las medidas pasivas pese a su bajo coste de inversión, 1.101 €, ofrecen un efecto positivo adicional. Aumentan el confort, reducen la demanda tanto eléctrica como térmica y mejoran

la eficacia de las instalaciones principales. Aunque su impacto económico aislado es limitado, constituyen un complemento indispensable para reforzar la sostenibilidad del conjunto.

Desde una visión económica global, el proyecto presenta un VAN de 7.735 €, una TIR del 12,8 % y un periodo de retorno de 13 años, valores que validan la inversión en su conjunto. La financiación mediante préstamo amplifica estos resultados, elevando el VAN a 12.038 €, la TIR al 25 % y reduciendo el periodo de retorno a 7 años. No obstante, este apalancamiento implica también mayor exposición al riesgo financiero, especialmente en un escenario de tipos de interés elevados o de menor estabilidad en el mercado energético.

En el plano ambiental, los beneficios son muy significativos: se evitan en total 228,5 toneladas equivalentes de CO₂ a lo largo de 20 años. Si bien la fotovoltaica aporta una parte (11,7 tCO₂), la biomasa constituye el factor determinante en la descarbonización de la finca. Este resultado pone de relieve la importancia de sustituir sistemas térmicos fósiles, habitualmente olvidados frente a la electrificación, para lograr reducciones sustanciales de emisiones en entornos rurales.

De forma crítica, el proyecto evidencia que las actuaciones renovables y de eficiencia son técnica y económicamente viables, pero también subraya ciertas limitaciones: baja independencia eléctrica sin sistemas de almacenamiento; fuerte dependencia de la biomasa, cuyo mercado debe consolidarse para garantizar precios competitivos y necesidad de subvenciones y marcos regulatorios favorables para asegurar retornos atractivos en plazos razonables.

En definitiva, el proyecto constituye un ejemplo sólido de cómo es posible transformar la realidad energética de una finca rural, reduciendo costes, aumentando la sostenibilidad y mejorando la resiliencia frente a la volatilidad de los combustibles fósiles.

Capítulo 13. TRABAJOS FUTUROS

Como aportación principal, el trabajo ofrece un modelo replicable en entornos rurales que combina generación renovable, eficiencia térmica y medidas pasivas, avalado por un análisis técnico y financiero detallado. Además, aporta una estimación cuantificada de los ahorros energéticos, económicos y ambientales, demostrando la relevancia de actuar tanto en el plano eléctrico como en el térmico.

De cara al futuro, resulta de interés profundizar en la incorporación de sistemas de almacenamiento eléctrico que permitan incrementar la autarquía y reducir la dependencia de la red, así como en la evaluación de tecnologías híbridas que complementen la biomasa para diversificar el suministro térmico. También sería conveniente analizar escenarios de variabilidad en los precios de pellets y electricidad para reforzar la resiliencia económica del proyecto y realizar un seguimiento en operación real que contraste los resultados simulados con los datos de funcionamiento efectivo. En conjunto, el trabajo establece una base sólida sobre la que desarrollar nuevas líneas de investigación y aplicación práctica, contribuyendo de manera directa a la transición energética en el medio rural.

En conjunto, el proyecto sienta las bases para futuras investigaciones y aplicaciones, contribuyendo a la transición energética del medio rural desde un enfoque técnico, económico y sostenible.

Capítulo 14. BIBLIOGRAFÍA

- [1] https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/balances/Publicaciones/Documents/balance-definitivo-2023/Balance%20Energ%C3%A9tico%20Espa%C3%B1a%202023_v1.pdf
- [2] <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>
- [3] <https://informesweb.idae.es/consumo-usos-residencial/informe.php>
- [4] <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/eu-measures-to-cut-down-energy-bills/>
- [5] <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- [6] https://www.mivau.gob.es/recursos_mfom/paginabasica/recursos/eresee_2020.pdf
- [7] <https://ecodes.org/hacemos/energia-y-personas/rehabilitacion-energetica-de-viviendas/rehabilitacion-y-reto-demografico-propuestas-para-la-rehabilitacion-residencial-en-el-medio-rural>
- [8] https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy_en?prefLang=es#photovoltaics
- [9] https://sotysolar.es/autoconsumo?gad_source=1&gclid=CjwKCAjwk43ABhBIEiwAvvMEB0TZrd4GJU_r-EfkhN9ihAQX-nCU0kOcCdJKQwdibT1n_171MckS_yBoCm70QAvD_BwE#mcetoc_1galicbt3l
- [10] <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-aeroterminia-y-bombas-de-calor>
- [11] <https://sun365.es/bomba-de-calor-en-avila/>
- [12] https://casaroset.com/es/ventajas-y-beneficios-de-la-aeroterminia/?utm_source=chatgpt.com
- [13] <https://quimservice.com/hidrotermia-que-es-como-funciona/#:~:text=La%20hidrotermia%20es%20una%20tecnolog%C3%ADa,refrigeraci%C3%B3n%20y%20agua%20caliente%20sanitaria.>
- [14] <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-termico/biomasa#:~:text=La%20biomasa%20es%20el%20conjunto,su%20transformaci%C3%B3n%20natural%20o%20artificial.>
- [15] <https://www.idae.es/publicaciones/guia-tecnica-de-energia-solar-termica>
- [16] https://www.naturgy.es/hogar/blog/tipos_de_bombillas_para_tu_hogar#:~:text=La%20clave%20de%20las%20bombillas,%C3%BAtil%20suele%20ser%20m%C3%A1s%20larga.

- [17] https://www.pv-magazine.es/2025/07/24/el-promedio-global-del-lcoe-solar-fue-de-0043-dolares-kwh-en-2024-segun-irena/?utm_source=chatgpt.com
- [18] <https://as.com/actualidad/sociedad/que-es-la-aerotermia-cuanto-cuesta-su-instalacion-que-requisitos-se-necesitan-y-cuales-son-sus-ventajas-n-2/>
- [19] https://e-ficiencia.com/a/2020/04/guia-tecnica-energia-solar-termica.pdf?utm_source=chatgpt.com
- [20] https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10920_Instalaciones_Biomasa_Term_edificios_2009_b6fe691f.pdf?utm_source=chatgpt.com
- [21] <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>
- [22] <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593>
- [23] https://energanova.es/claves-de-la-normativa-de-autoconsumo-fotovoltaico-en-espana-real-decreto-244-2019/?utm_source=chatgpt.com
- [24] https://www.eseficiencia.es/2020/05/08/publicada-instruccion-sobre-tramitacion-instalaciones-autoconsumo-extremadura?utm_source=chatgpt.com
- [25] <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-5490>
- [26] <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-1790>
- [27] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2017-8652
- [28] <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-4572>
- [29] <https://www.miteco.gob.es/es/energia/eficiencia/rite.html>
- [30] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-10824
- [31] <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-16230>
- [32] https://energytec.es/placas-solares/59-panel-jinko-solar-tiger-pro-jkm550m-72hl4-v.html?gad_source=1&gad_campaignid=22211238629&gbraid=0AAAAAo24XhorsPPathWcYyothyWn4FRKF&gclid=Cj0KCQjwyvfDBhDYARIsAItzbZGw4OCuHY8mJ0SIrwdW9PAV3aHdyFa45LfKQFCn00fmIXpJ6I7SVBYaAj2EEALw_wcB
- [33] https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/rec/?srsltid=AfmBOoqZV0xnRR4lvQbYnY8kiff5rWXRhP2lafkHTThBW7ORR_sBqzfb
- [34] <https://www.secondsol.com/en/anzeige/25739//scheuten-solar/multisol-200-m5-230-m5-96-230>
- [35] https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/rec/?srsltid=AfmBOoqZV0xnRR4lvQbYnY8kiff5rWXRhP2lafkHTThBW7ORR_sBqzfb

- [36] <https://www.secondsol.com/en/anzeige/18612//siliken/slk60p6l-230wp>
- [37] https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/rec/?srsltid=AfmBOoqZV0xnRR4lvQbYnY8kiff5rWXRhP2lafkHTThBW7ORR_sBqzfb
- [38] https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/rec/?srsltid=AfmBOoqZV0xnRR4lvQbYnY8kiff5rWXRhP2lafkHTThBW7ORR_sBqzfb
- [39] <https://www.secondsol.com/en/anzeige/25507//solarworld/sunmodule-plus-sw-220-poly>
- [40] <https://www.secondsol.com/en/anzeige/6225/zonnepanelen/kristallijn/poly/suntechnics/stm-160-f-160wp>
- [41] <https://www.secondsol.com/en/anzeige/7143/photovoltaikmodule/polykristalline-module/solarworld/sw-210>
- [42] <https://tiendasolarybaterias.com/tienda-ciudadreal/componentes/inversor-cargador-autoconsumo-red/ingeteam/inversor-solar-conexion-red-3300w-ingecon-sun-1p-33-tl-m/>
- [43] <https://circutor.com/productos/metering/contadores-facturacion/product/QB870/>
- [44] <https://www.solaranywhere.com/es/support/solar-energy-modeling-services/soiling-loss-modeling/>
- [45] https://www.iberdrola.es/luz/ofertas-plan-ahorro-solar?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_content=178765755523&utm_campaign=2024/Search/Gen/Energy/Generic&utm_term=plan%20ahorro%20solar&wtarg=kw-2418304815761&wcmp=21190784879&gad_source=1&gad_campaignid=21190784879&gclid=Cj0KCQjwqebEBhD9ARIsAFZMbfzpRI6cZSqX3IUaxEtkA_4ZwWZ2E3yygZRSrCg7C0ht7N6AdAr7cIIaAn4JEALw_wcB&gclsrc=aw.ds
- [46] <https://research-hub.nrel.gov/en/publications/photovoltaic-degradation-rates-an-analytical-review-2>
- [47] <https://suministrosdelsol.com/es/paneles-de-505-hasta-700w/1015-Jinko-Tiger-Neo-590W-N-type-JKM590N-72HL4-V.html>
- [48] https://data.ecb.europa.eu/main-figures/bank-interest-rates/loans?utm_source=chatgpt.com
- [49] <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [50] <https://www.ree.es/es/datos/generacion>

ANEXO I: FLUJOS DE CAJA

1. Proyección eléctrica.....	114
2. Proyección térmica	114
3. Flujo operativo de caja.....	115
4. Flujo de caja de inversiones.....	115
5. Flujo de caja de préstamo	116
6. Flujo de caja total eléctrico.....	116
7. Flujo de caja total térmico	116
8. Flujo de caja total del proyecto.....	117
9. Flujo de caja del inversor.....	117

1. Proyección eléctrica

Proyección electricidad	Año																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Consumo actual		8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh	8.193 kWh
Consumo total		7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh	7.783 kWh
Producción FV		6.243 kWh	6.212 kWh	6.181 kWh	6.150 kWh	6.119 kWh	6.088 kWh	6.058 kWh	6.028 kWh	5.998 kWh	5.968 kWh	5.938 kWh	5.908 kWh	5.879 kWh	5.849 kWh	5.820 kWh	5.791 kWh	5.762 kWh	5.733 kWh	5.704 kWh	5.676 kWh
Inyección FV		3.302 kWh	3.285 kWh	3.269 kWh	3.253 kWh	3.236 kWh	3.220 kWh	3.204 kWh	3.188 kWh	3.172 kWh	3.156 kWh	3.140 kWh	3.125 kWh	3.109 kWh	3.094 kWh	3.078 kWh	3.063 kWh	3.047 kWh	3.032 kWh	3.017 kWh	3.002 kWh
Consumo FV		2.941 kWh	2.926 kWh	2.912 kWh	2.897 kWh	2.883 kWh	2.868 kWh	2.854 kWh	2.840 kWh	2.826 kWh	2.811 kWh	2.797 kWh	2.783 kWh	2.770 kWh	2.756 kWh	2.742 kWh	2.728 kWh	2.715 kWh	2.701 kWh	2.687 kWh	2.674 kWh
Consumo inversores stand by		6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh	6 kWh
Consumo RED		4.848 kWh	4.863 kWh	4.877 kWh	4.892 kWh	4.907 kWh	4.921 kWh	4.935 kWh	4.950 kWh	4.964 kWh	4.978 kWh	4.992 kWh	5.006 kWh	5.020 kWh	5.034 kWh	5.047 kWh	5.061 kWh	5.075 kWh	5.088 kWh	5.102 kWh	5.115 kWh
Precio electricidad		0,1832 €/kWh	0,1886 €/kWh	0,1943 €/kWh	0,2001 €/kWh	0,2061 €/kWh	0,2123 €/kWh	0,2187 €/kWh	0,2253 €/kWh	0,2320 €/kWh	0,2390 €/kWh	0,2461 €/kWh	0,2535 €/kWh	0,2611 €/kWh	0,2690 €/kWh	0,2770 €/kWh	0,2853 €/kWh	0,2939 €/kWh	0,3027 €/kWh	0,3118 €/kWh	0,3212 €/kWh
Compensación de excedentes		0,0400 €/kWh	0,0412 €/kWh	0,0424 €/kWh	0,0437 €/kWh	0,0450 €/kWh	0,0464 €/kWh	0,0478 €/kWh	0,0492 €/kWh	0,0507 €/kWh	0,0522 €/kWh	0,0538 €/kWh	0,0554 €/kWh	0,0570 €/kWh	0,0587 €/kWh	0,0605 €/kWh	0,0623 €/kWh	0,0642 €/kWh	0,0661 €/kWh	0,0681 €/kWh	0,0701 €/kWh
Ahorro por electricidad no consumida		612,62 €	628,22 €	644,22 €	660,64 €	677,47 €	694,73 €	712,44 €	730,60 €	749,22 €	768,32 €	787,91 €	808,00 €	828,61 €	849,74 €	871,42 €	893,65 €	916,45 €	939,83 €	963,82 €	988,42 €
Ahorro por electricidad inyectada		132,07 €	135,35 €	138,72 €	142,16 €	145,70 €	149,32 €	153,03 €	156,83 €	160,73 €	164,72 €	168,82 €	173,01 €	177,31 €	181,72 €	186,23 €	190,86 €	195,60 €	200,46 €	205,45 €	210,55 €

2. Proyección térmica

Proyección térmica	Año																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Consumo gasoil		4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L	4.059,00 L
Precio gasoil		1,018 €/L	1,059 €/L	1,101 €/L	1,145 €/L	1,191 €/L	1,239 €/L	1,288 €/L	1,340 €/L	1,393 €/L	1,449 €/L	1,507 €/L	1,567 €/L	1,630 €/L	1,695 €/L	1,763 €/L	1,833 €/L	1,907 €/L	1,983 €/L	2,062 €/L	2,145 €/L
Ahorro por consumo de gasoil		4.132,30 €	4.297,59 €	4.469,50 €	4.648,28 €	4.834,21 €	5.027,57 €	5.228,68 €	5.437,82 €	5.655,34 €	5.881,55 €	6.116,81 €	6.361,49 €	6.615,95 €	6.880,58 €	7.155,81 €	7.442,04 €	7.739,72 €	8.049,31 €	8.371,28 €	8.706,13 €
Rendimiento caldera		90,00%	89,73%	89,46%	89,19%	88,92%	88,66%	88,39%	88,12%	87,86%	87,60%	87,33%	87,07%	86,81%	86,55%	86,29%	86,03%	85,77%	85,51%	85,26%	85,00%
Consumo pellets		8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg	8261,52 kg
Precio pellets		0,32 €/kg	0,33 €/kg	0,35 €/kg	0,36 €/kg	0,37 €/kg	0,38 €/kg	0,40 €/kg	0,41 €/kg	0,43 €/kg	0,44 €/kg	0,46 €/kg	0,47 €/kg	0,49 €/kg	0,51 €/kg	0,52 €/kg	0,54 €/kg	0,56 €/kg	0,58 €/kg	0,60 €/kg	0,62 €/kg
Coste consumo de pellets		-2.671,22 k€	-2.773,02 k€	-2.870,08 k€	-2.970,53 k€	-3.074,50 k€	-3.182,11 k€	-3.293,48 k€	-3.408,75 k€	-3.528,06 k€	-3.651,54 k€	-3.779,34 k€	-3.911,62 k€	-4.048,53 k€	-4.190,23 k€	-4.336,88 k€	-4.488,68 k€	-4.645,78 k€	-4.808,38 k€	-4.976,67 k€	-5.150,86 k€

3. Flujo operativo de caja

Flujos de caja	Año																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ahorro por electricidad no consumida		612,62 €	628,22 €	644,22 €	660,64 €	677,47 €	694,73 €	712,44 €	730,60 €	749,22 €	768,32 €	787,91 €	808,00 €	828,61 €	849,74 €	871,42 €	893,65 €	916,45 €	939,83 €	963,82 €	988,42 €
Ahorro por electricidad inyectada		132,07 €	135,35 €	138,72 €	142,16 €	145,70 €	149,32 €	153,03 €	156,83 €	160,73 €	164,72 €	168,82 €	173,01 €	177,31 €	181,72 €	186,23 €	190,86 €	195,60 €	200,46 €	205,45 €	210,55 €
Ahorro por consumo de gasoil		4.132,30 €	4.297,59 €	4.469,50 €	4.648,28 €	4.834,21 €	5.027,57 €	5.228,68 €	5.437,82 €	5.655,34 €	5.881,55 €	6.116,81 €	6.361,49 €	6.615,95 €	6.880,58 €	7.155,81 €	7.442,04 €	7.739,72 €	8.049,31 €	8.371,28 €	8.706,13 €
Coste consumo de pellets		-2.671,22 €	-2.773,02 €	-2.870,08 €	-2.970,53 €	-3.074,50 €	-3.182,11 €	-3.293,48 €	-3.408,75 €	-3.528,06 €	-3.651,54 €	-3.779,34 €	-3.911,62 €	-4.048,53 €	-4.190,23 €	-4.336,88 €	-4.488,68 €	-4.645,78 €	-4.808,38 €	-4.976,67 €	-5.150,86 €
Mantenimiento		-300,00 €	-306,00 €	-312,12 €	-318,36 €	-324,73 €	-331,22 €	-337,85 €	-344,61 €	-351,50 €	-358,53 €	-365,70 €	-373,01 €	-380,47 €	-388,08 €	-395,84 €	-403,76 €	-411,84 €	-420,07 €	-428,47 €	-437,04 €
FLUJO OPERATIVO DE CAJA	0,00 €	1.905,76 €	1.982,15 €	2.070,24 €	2.162,19 €	2.258,15 €	2.358,30 €	2.462,82 €	2.571,90 €	2.685,73 €	2.804,53 €	2.928,50 €	3.057,87 €	3.192,86 €	3.333,73 €	3.480,73 €	3.634,11 €	3.794,16 €	3.961,15 €	4.135,40 €	4.317,20 €

4. Flujo de caja de inversiones

	Año																				
Inversiones/desinversiones	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX	-16.650,02 €																				
FLUJO DE CAJA DE INVERSIÓN	-16.650,02 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €

5. Flujo de caja de préstamo

	Año																					
Préstamo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Importe préstamo	12.000,00 €																					
Préstamo pendiente inicial		12.000,00 €	11.147,74 €	10.232,42 €	9.249,36 €	8.193,56 €	7.059,62 €	5.841,78 €	4.533,81 €	3.129,06 €	1.620,35 €											
Cuota		1.740,26 €	1.740,26 €	1.740,26 €	1.740,26 €	1.740,26 €	1.740,26 €	1.740,26 €	1.740,26 €	1.740,26 €	1.740,26 €											
Interés pagado		888,00 €	824,93 €	757,20 €	684,45 €	606,32 €	522,41 €	432,29 €	335,50 €	231,55 €	119,91 €											
Amortización pagada		852,26 €	915,32 €	983,06 €	1.055,80 €	1.133,93 €	1.217,84 €	1.307,97 €	1.404,75 €	1.508,71 €	1.620,35 €											
Préstamo pendiente final		11.147,74 €	10.232,42 €	9.249,36 €	8.193,56 €	7.059,62 €	5.841,78 €	4.533,81 €	3.129,06 €	1.620,35 €	0,00 €											
FLUJO DE CAJA PRÉSTAMO	12.000,00 €	-852,26 €	-915,32 €	-983,06 €	-1.055,80 €	-1.133,93 €	-1.217,84 €	-1.307,97 €	-1.404,75 €	-1.508,71 €	-1.620,35 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	

6. Flujo de caja total eléctrico

FLUJO TOTAL (Eléctrico)	-3.622,92 €	594,69 €	610,58 €	626,88 €	643,62 €	660,80 €	678,44 €	696,54 €	715,13 €	734,20 €	753,78 €	773,88 €	794,51 €	815,68 €	837,42 €	859,73 €	882,63 €	906,13 €	930,26 €	955,03 €	980,45 €
--------------------------------	--------------------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

7. Flujo de caja total térmico

FLUJO TOTAL (Térmico)	-13.027,10 €	1.311,08 €	1.371,57 €	1.443,36 €	1.518,56 €	1.597,34 €	1.679,86 €	1.766,27 €	1.856,77 €	1.951,53 €	2.050,75 €	2.154,62 €	2.263,36 €	2.377,18 €	2.496,32 €	2.621,00 €	2.751,48 €	2.888,02 €	3.030,89 €	3.180,37 €	3.336,75 €
------------------------------	---------------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

8. Flujo de caja total del proyecto

Flujo de caja proyecto	Año																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
FLUJO OPERATIVO DE CAJA	0,00 €	1.905,76 €	1.982,15 €	2.070,24 €	2.162,19 €	2.258,15 €	2.358,30 €	2.462,82 €	2.571,90 €	2.685,73 €	2.804,53 €	2.928,50 €	3.057,87 €	3.192,86 €	3.333,73 €	3.480,73 €	3.634,11 €	3.794,16 €	3.961,15 €	4.135,40 €	4.317,20 €
FLUJO DE CAJA DE INVERSIÓN	-16.650,02 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
FLUJO TOTAL PROYECTO	-16.650,02 €	1.905,76 €	1.982,15 €	2.070,24 €	2.162,19 €	2.258,15 €	2.358,30 €	2.462,82 €	2.571,90 €	2.685,73 €	2.804,53 €	2.928,50 €	3.057,87 €	3.192,86 €	3.333,73 €	3.480,73 €	3.634,11 €	3.794,16 €	3.961,15 €	4.135,40 €	4.317,20 €

9. Flujo de caja del inversor

	Año																				
Flujo de caja total + préstamo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
FLUJO TOTAL PROYECTO	-16.650,02 €	1.905,76 €	1.982,15 €	2.070,24 €	2.162,19 €	2.258,15 €	2.358,30 €	2.462,82 €	2.571,90 €	2.685,73 €	2.804,53 €	2.928,50 €	3.057,87 €	3.192,86 €	3.333,73 €	3.480,73 €	3.634,11 €	3.794,16 €	3.961,15 €	4.135,40 €	4.317,20 €
FLUJO DE CAJA PRÉSTAMO	12.000,00 €	-852,26 €	-915,32 €	-983,06 €	-1.055,80 €	-1.133,93 €	-1.217,84 €	-1.307,97 €	-1.404,75 €	-1.508,71 €	-1.620,35 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
FLUJO TOTAL (Inversor)	-4.650,02 €	1.053,51 €	1.066,82 €	1.087,18 €	1.106,38 €	1.124,21 €	1.140,45 €	1.154,85 €	1.167,14 €	1.177,03 €	1.184,18 €	2.928,50 €	3.057,87 €	3.192,86 €	3.333,73 €	3.480,73 €	3.634,11 €	3.794,16 €	3.961,15 €	4.135,40 €	4.317,20 €