



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Proyecto de autoconsumo eléctrico fotovoltaico para
una vivienda de Pozuelo de Alarcón

Autor: Blanca Díaz Ocejo

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Julio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Proyecto de autoconsumo eléctrico fotovoltaico para una vivienda de Pozuelo de Alarcón** de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025/2026 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

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

- ☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.
- ☐ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Se ha implementado la IA para la generación de figuras descriptivas del trabajo, contrastación de información y apoyo a la redacción, además de traducción de textos al inglés.



Firmado (alumno): Blanca Díaz Ocejo

Fecha: 07/07/2026

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

Autorización para la entrega del Proyecto

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



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Proyecto de autoconsumo eléctrico fotovoltaico para
una vivienda de Pozuelo de Alarcón

Autor: Blanca Díaz Ocejo

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

Me gustaría agradecer al profesorado de ICAI por la formación recibida a lo largo de estos años, así como por la exigencia y el aprendizaje que han marcado esta etapa.

En especial, quiero dar las gracias a mi directora de TFG, Consuelo, por su acompañamiento, disponibilidad y orientación durante el desarrollo de este proyecto.

Por último, a mi familia y amigos su apoyo constante, su paciencia y por haberme acompañado durante todos estos años.

PROYECTO DE AUTOCONSUMO ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO PARA UNA VIVIENDA DE POZUELO DE ALARCÓN

Autor: Díaz Ocejo, Blanca.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo Fin de Grado diseña y evalúa técnica y económicamente una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una vivienda en Pozuelo de Alarcón, simulando en PVsyst nueve configuraciones de módulos, inversores y almacenamiento. El Caso Base (4,80 kWp, sin batería) resulta la única opción rentable (VAN 2.665,82 €, TIR 9,48 %), mientras que la batería, pese a elevar el autoconsumo al 99 %, no es viable económicamente hoy y se plantea como mejora futura.

Palabras clave: Autoconsumo, Sector residencial, Energía Solar Fotovoltaica.

1. Introducción

El sector energético está atravesando una profunda transformación, impulsada en gran medida por la necesidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y avanzar hacia modelos de generación más sostenibles, descentralizados y eficientes. En este contexto, la energía solar fotovoltaica se consolida como una de las tecnologías renovables en mayor crecimiento en España y con un gran interés creciente en el ámbito residencial. En este Trabajo Fin de Grado se propone el diseño de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo para una vivienda unifamiliar situada en Pozuelo de Alarcón.

2. Definición del proyecto

El proyecto se estructura en varias fases. En primer lugar, se estudian los fundamentos de la energía solar fotovoltaica y el marco actual del autoconsumo residencial en España. Posteriormente, se analiza el emplazamiento de la vivienda, considerando su localización, orientación, inclinación de la cubierta, superficie disponible y posibles sombras. A continuación, se caracteriza el consumo eléctrico de la vivienda, incorporando el efecto del vehículo eléctrico en el perfil de demanda.

Sobre esta base, se realiza el diseño de distintas configuraciones fotovoltaicas mediante PVsyst, comparando alternativas de módulos, inversores, distribución de strings y sistemas de almacenamiento. Finalmente, se lleva a cabo un análisis económico de las soluciones más relevantes, evaluando los ahorros energéticos, la compensación de excedentes, la inversión inicial, los costes de mantenimiento y los principales indicadores financieros.

Este proyecto contribuye de forma directa al cumplimiento de varios Objetivos de Desarrollo Sostenible, especialmente el ODS 7, el ODS 9, el ODS 11, y el ODS 12, centrado en la producción y consumo responsables.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El dimensionado y la simulación de la instalación se han llevado a cabo mediante el software PVsyst, herramienta ampliamente utilizada en el sector para modelizar el comportamiento energético de sistemas fotovoltaicos conectados a red. Previamente a la simulación, se realizó un ejercicio de cribado y contraste de fuentes climáticas (Meteonorm, PVGIS y NREL) con el fin de disponer de los datos de irradiancia, temperatura y viento más precisos posibles para el emplazamiento estudiado, situado en Colonia Los Ángeles, Pozuelo de Alarcón.

La cubierta de la vivienda presenta una inclinación fija de 23° y admite únicamente dos orientaciones posibles, este y oeste, condicionadas por la geometría del tejado. Tras comparar ambas alternativas, se seleccionó la orientación oeste, al presentar una menor pérdida relativa respecto al punto óptimo teórico y una irradiación global anual más favorable para el perfil de consumo de la vivienda.

Sobre esta base se definió un Caso Base de referencia, correspondiente a una instalación conectada a red sin almacenamiento, formado por 8 módulos LONGi Solar LR5-72HTH-600M de 600 Wp cada uno, distribuidos en dos strings asimétricos (3 y 5 módulos) que se adaptan a la disposición física real de la cubierta, conectados a un inversor Huawei SUN2000-4KTL-L1 de 4 kWac. La potencia instalada resultante es de 4,80 kWp, con un ratio de dimensionamiento DC/AC de 1,20, valor situado dentro del rango recomendado para instalaciones residenciales conectadas a red.

A partir de este caso base se plantearon más de 15 variantes adicionales, en las que se modificaron el fabricante y potencia de los módulos, el modelo de inversor, la distribución de strings y, en dos de ellas, la incorporación de almacenamiento físico mediante baterías de litio Huawei Luna2000-15-S0 (una y dos unidades, respectivamente). Este conjunto de configuraciones permite comparar de forma sistemática el comportamiento energético y la viabilidad económica de cada alternativa frente al caso de referencia.

4. Resultados

El Caso Base genera una producción anual de 6.575,2 kWh/año, de los cuales 3.515,1 kWh/año (53,46 %) se autoconsumen directamente en la vivienda, vertiéndose a la red los 3.060,2 kWh/año restantes. Entre las variantes sin almacenamiento, VC8 (5,04 kWp, módulos JA Solar de 630 Wp) es la que mayor producción anual alcanza (6.805,2 kWh/año), aunque su PR (76,89 %) es inferior al de VC9 (78,34 %), configuración de menor potencia (3,45 kWp) que, al reducir la producción, logra un mejor aprovechamiento relativo pero a costa de una mayor dependencia de la red (6.851,7

kWh/año importados). Estos resultados evidencian que maximizar la potencia instalada no equivale a maximizar el autoconsumo real de la vivienda.

La incorporación de almacenamiento físico modifica sustancialmente este panorama: el Caso Base 1M (una batería) eleva el autoconsumo hasta el 92,82 % y reduce el vertido a solo 452,7 kWh/año, mientras que el Caso Base 2M (dos baterías) lo eleva hasta el 99,04 %, prácticamente eliminando el excedente vertido a red (59,9 kWh/año). Energéticamente, por tanto, las configuraciones con batería, y en particular el Caso Base 2M, son la solución más eficiente, al maximizar el aprovechamiento de la energía generada y minimizar tanto el vertido como la dependencia de la red.

Sin embargo, el análisis económico, desarrollado mediante flujos de caja descontados a 30 años con una tasa de descuento del 4 %, arroja una lectura distinta. El Caso Base obtiene un VAN de 2.665,82 € y una TIR del 9,48 %, resultando la única alternativa rentable de las estudiadas. Las configuraciones con batería, pese a su superioridad energética, presentan VAN negativo bajo los precios de mercado actuales: -5.973,74 € (Caso Base 1M) y -15.168,65 € (Caso Base 2M), penalizadas por el elevado coste de inversión y de mantenimiento adicional del sistema de almacenamiento. La ampliación del estudio con la incorporación del vehículo eléctrico confirma esta misma tendencia: electrifica la movilidad mejora ligeramente la rentabilidad del caso sin batería (VAN de 3.096,70 € y 3.606,31 € para 60 y 100 km/día), pero no resulta suficiente para compensar el sobre coste del almacenamiento físico.

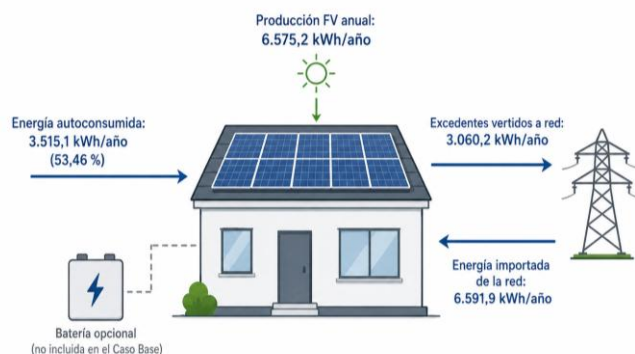


Figura 1: Esquema simplificado de instalación fotovoltaica

5. Conclusiones

El estudio demuestra que la instalación no está limitada por el recurso solar disponible, sino por la superficie de cubierta y el desacople horario entre producción y consumo. Maximizar la potencia instalada no equivale a maximizar el autoconsumo, por lo que el criterio de diseño debe orientarse a este último y no solo a la producción bruta. El Caso Base (4,80 kWp, sin batería) es la única alternativa económicamente rentable; la batería mejora notablemente el comportamiento energético pero no la rentabilidad financiera con el marco de precios vigente. La ampliación con vehículo eléctrico mejora ligeramente la rentabilidad del caso sin batería, pero no compensa el sobre coste del almacenamiento físico.

PHOTOVOLTAIC SELF-CONSUMPTION ELECTRICITY PROJECT FOR A RESIDENTIAL HOME IN POZUELO DE ALARCÓN

Author: Díaz Ocejo, Blanca.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This Final Degree Project designs and technically and economically evaluates a photovoltaic self-consumption installation for a home in Pozuelo de Alarcón, simulating nine module, inverter, and storage configurations in PVsyst. The Base Case (4.80 kWp, without battery) proves to be the only profitable option (NPV €2,665.82, IRR 9.48%), while the battery, despite raising self-consumption to 99%, is not currently economically viable and is proposed as a future improvement.

Keywords: Self-consumption, Residential sector, Solar Photovoltaic Energy.

1. Introduction

The energy sector is undergoing a profound transformation, driven largely by the need to reduce dependence on fossil fuels and move towards more sustainable, decentralized and efficient generation models. In this context, solar photovoltaic energy has become one of the fastest-growing renewable technologies in Spain, with increasing interest in the residential sector. This Final Degree Project proposes the design of a self-consumption solar photovoltaic installation for a single-family house located in Pozuelo de Alarcón.

2. Project Definition

The project is structured into several phases. First, the fundamentals of solar photovoltaic energy and the current framework for residential self-consumption in Spain are studied. Subsequently, the location of the dwelling is analyzed, considering its location, orientation, roof inclination, available surface area and potential shading. The household's electricity consumption is then characterized, incorporating the effect of the electric vehicle on the demand profile.

On this basis, different photovoltaic configurations are designed using PVsyst, comparing alternatives in terms of modules, inverters, string distribution and storage systems. Finally, an economic analysis of the most relevant solutions is carried out,

assessing energy savings, surplus compensation, initial investment, maintenance costs and the main financial indicators.

This project directly contributes to the achievement of several Sustainable Development Goals, particularly SDG 7, SDG 9, SDG 11 and SDG 12, focused on responsible consumption and production.

3. Model/System/Tool Description

The sizing and simulation of the installation were carried out using PVsyst software, a tool widely used in the industry to model the energy behavior of grid-connected photovoltaic systems. Prior to the simulation, a screening and cross-referencing exercise of climate sources (Meteonorm, PVGIS, and NREL) was conducted in order to obtain the most accurate possible irradiance, temperature, and wind data for the site studied, located in Colonia Los Ángeles, Pozuelo de Alarcón.

The roof of the home has a fixed tilt of 23° and allows for only two possible orientations, east and west, constrained by the roof's geometry. After comparing both alternatives, the west orientation was selected, as it presented a lower relative loss compared to the theoretical optimum and a more favorable annual global irradiation for the home's consumption profile.

On this basis, a reference Base Case was defined, corresponding to a grid-connected installation without storage, made up of 8 LONGi Solar LR5-72HTH-600M modules of 600 Wp each, distributed across two asymmetric strings (3 and 5 modules) that adapt to the actual physical layout of the roof, connected to a Huawei SUN2000-4KTL-L1 inverter of 4 kWac. The resulting installed capacity is 4.80 kWp, with a DC/AC sizing ratio of 1.20, a value within the recommended range for grid-connected residential installations.

Based on this base case, more than 15 additional variants were proposed, in which the module manufacturer and power, the inverter model, and the string distribution were modified, and in two of them, physical storage was incorporated by means of Huawei Luna2000-15-S0 lithium batteries (one and two units, respectively). This set of configurations allows for a systematic comparison of the energy performance and economic viability of each alternative against the reference case.

4. Results

The Base Case generates an annual output of 6,575.2 kWh/year, of which 3,515.1 kWh/year (53.46%) is directly self-consumed in the home, with the remaining 3,060.2 kWh/year fed into the grid. Among the variants without storage, VC8 (5.04 kWp, JA Solar 630 Wp modules) achieves the highest annual output (6,805.2 kWh/year), although its PR (76.89%) is lower than that of VC9 (78.34%), a lower-power configuration (3.45

kWp) that, by reducing output, achieves better relative utilization but at the cost of greater grid dependence (6,851.7 kWh/year imported). These results show that maximizing installed capacity does not equate to maximizing the home's actual self-consumption.

The incorporation of physical storage substantially changes this picture: the Base Case 1M (one battery) raises self-consumption to 92.82% and reduces the surplus fed into the grid to just 452.7 kWh/year, while the Base Case 2M (two batteries) raises it to 99.04%, virtually eliminating the surplus fed into the grid (59.9 kWh/year). Energetically, therefore, the battery configurations, and particularly the Base Case 2M, are the most efficient solution, maximizing the use of the energy generated and minimizing both the surplus fed into the grid and grid dependence. However, the economic analysis, developed through discounted cash flows over 30 years with a discount rate of 4%, presents a different picture. The Base Case achieves an NPV of €2,665.82 and an IRR of 9.48%, making it the only profitable alternative studied. The battery configurations, despite their energy superiority, show a negative NPV under current market prices: –€5,973.74 (Base Case 1M) and –€15,168.65 (Base Case 2M), penalized by the high investment cost and additional maintenance cost of the storage system.

The extension of the study with the incorporation of the electric vehicle confirms this same trend: electrifying mobility slightly improves the profitability of the case without a battery (NPV of €3,096.70 and €3,606.31 for 60 and 100 km/day), but is not sufficient to offset the additional cost of physical storage.

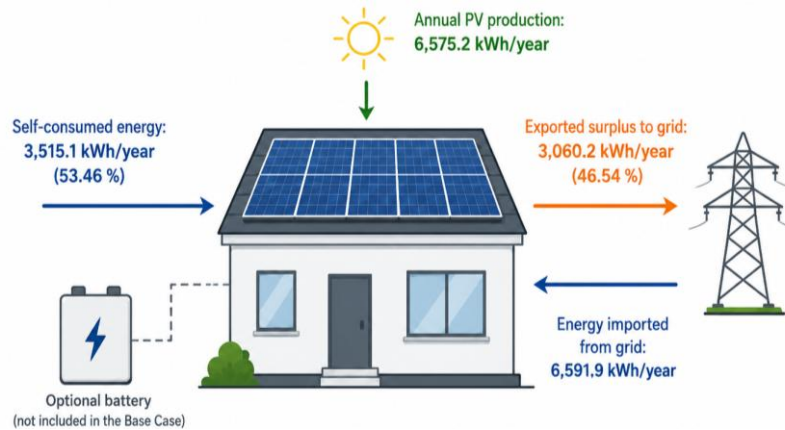


Figura 2: Simplified diagram of the photovoltaic installation

5. Conclusions

The study shows that the installation is not limited by the available solar resource, but rather by the roof surface area and the time mismatch between generation and consumption. Maximizing installed capacity does not equate to maximizing self-consumption, so the design criterion should be oriented towards the latter and not solely

towards gross output. The Base Case (4.80 kWp, without battery) is the only economically profitable alternative; the battery notably improves energy performance but not financial profitability under the current price framework. The extension with the electric vehicle slightly improves the profitability of the case without a battery, but does not offset the additional cost of physical storage.

Índice de la memoria

<i>Índice de la memoria</i>	<i>I</i>
<i>Índice de figuras</i>	<i>V</i>
<i>Índice de tablas</i>	<i>VII</i>
Capítulo 1. Introducción	10
1.1 Objetivo del proyecto	10
1.2 Motivación del proyecto.....	12
1.3 Metodología	14
1.4 Planificación y Estimación Económica	14
1.5 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	16
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	18
2.1 Estudio de la Energía Solar Fotovoltaica	18
2.2 Autoconsumo en el Sector Residencial	20
2.2.1 Marco regulatorio Español	22
2.2.2 Desafíos en el Autoconsumo.....	24
Capítulo 3. Descripción de las Tecnologías	26
3.1 Fundamentos físicos del Efecto Fotovoltaico.....	26
3.2 Principio de funcionamiento de las células fotovoltaicas.....	29
3.3 circuito equivalente y parámetros de la célula	31
3.4 La Célula Solar	36
3.4.1 Tecnología de silicio cristalino	39
3.4.2 Tecnología de lámina delgada	39
3.4.3 Tecnologías de concentración	40

3.4.4 Tecnologías Emergentes.....	40
3.5 Tecnologías de equipos de plantas fotovoltaicas.....	42
3.5.1 Inversores	43
3.5.2 Transformadores	45
3.5.3 Baterías	46
Capítulo 4. Estudio del Emplazamiento.....	49
4.1 Análisis del emplazamiento.....	50
4.2 Superficie disponible para instalación.....	54
4.3 Información Catastral	55
Capítulo 5. Estudio del Consumo Eléctrico.....	57
5.1 Consumo residencial en función de gastos mensuales	57
5.1.1 Consumos carga vehículo eléctrico.....	59
5.1.2 Estimación del consumo a través de electrodomésticos.....	60
Capítulo 6. Estudio del Recurso Solar.....	62
6.1 Introducción	62
6.2 BBDD.....	62
6.2.1 Meteonorm.....	63
6.2.2 PVGIS.....	64
6.2.3 NREL	65
6.2.4 Resultados finales y selección	66
Capítulo 7. Diseño de la Instalación.....	70
7.1 Selección de parámetros plataforma PVsyst	70
Capítulo 8. Estudio Energético	83
8.1 Caso Base	84
8.2 Evolución de los casos	90

8.2.1 Variante VC4: reducción de la potencia de los módulos	90
8.2.2 Variante VC5: cambio de fabricante de módulos	91
8.2.3 Variante VC8: aumento de potencia instalada y cambio de inversor	91
8.2.4 Variante VC6: reducción del número de módulos y aumento de potencia unitaria.....	92
8.2.5 Variante VC9: configuración con strings simétricos	92
8.2.6 Incorporación de almacenamiento físico: Caso Base 1M/2M	93
8.3 Análisis del almacenamiento: batería física frente a batería virtual	98
8.4 Comparación final de resultados	101
8.5 Conclusión del Estudio Energético	104
8.6 CO₂ evitadas	105
Capítulo 9. Análisis Económico.....	106
9.1 Inversión inicial.....	106
9.2 Ahorro energético y económico anual.....	108
9.3 Construcción de los flujos de caja	112
Capítulo 10. Ampliación del proyecto: Coche eléctrico	118
10.1 Construcción del nuevo perfil de consumo	120
10.2 Simulación energética sin batería física	123
10.3 Análisis económico sin batería física	124
10.4 Análisis económico con almacenamiento físico.....	127
10.5 Conclusiones de la ampliación	128
Capítulo 11. Conclusiones.....	130
Capítulo 12. Bibliografía.....	132
ANEXO I. Informe PVsyst.....	134
ANEXO II. Ficha técnica módulos fotovoltaicos.....	144

<i>ANEXO III. Ficha técnica de la batería.....</i>	<i>147</i>
<i>ANEXO IV. Ficha técnica inversor.....</i>	<i>149</i>
<i>ANEXO V. Esquema unifilar.....</i>	<i>151</i>

Índice de figuras

Figura 1: Esquema simplificado de instalación fotovoltaica.....	10
Figura 2: Simplified diagram of the photovoltaic installation.....	14
Figura 3: Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	16
Figura 4: Gráfica de evolución de la potencia instalada MW	19
Figura 5: Gráfica de miles de toneladas de CO ₂ evitadas por autoconsumo	20
Figura 6: Gráfica de la evolución anual de la capacidad de almacenamiento instalada MWh	21
Figura 7: Gráfica de producción anual aprovechada y desaprovechada GWh.....	24
Figura 8: Grado de ejecución de las ayudas por CCAA.....	25
Figura 9: Funcionamiento de la Célula Solar Fotovoltáica	28
Figura 10: Generación de corriente en una célula fotovoltaica	31
Figura 11: Parámetros de la célula solar.....	32
Figura 12: Representación gráfica del factor de forma en la curva característica I-V	33
Figura 13: Diagrama de Sankey	34
Figura 14: Circuito equivalente	35
Figura 15: Evolución Tecnologías Fotovoltáicas (Fuente: NREL 2025).....	41
Figura 16: Evolución prevista de producción de células fotovoltaicas tipo n por tecnología (Fuente: PV InfoLink)	42
Figura 17: Rendimiento real del inversor	45
Figura 18: Vista del emplazamiento (Fuente: Google Maps).....	50
Figura 19: Vista aérea 3D de la vivienda (Fuente: Google Maps)	53
Figura 20: Plano de datos catastrales Avenida de los Ángeles 33.....	56
Figura 21: Gráfica comparativa de consumos mensuales kWh 2023, 2024 y 2025.....	58
Figura 22: Gráfica BBDD Irradiancia horizontal global	67
Figura 23: Gráfica BBDD Irradiancia horizontal difusa	68
Figura 24: Interfaz Proyecto PVsyst.....	70
Figura 25: Resultados orientación este.....	71
Figura 26: Resultados orientación oeste.....	72

Figura 27: Sistema Caso Base (Fuente: PVsyst)	74
Figura 28: Sistema Caso Simétrico PVsyst (Fuente: PVsyst)	75
Figura 29: Interfaz pérdidas LID (Fuente: PVsyst)	76
Figura 30: Interfaz pérdidas por servicios auxiliares (Fuente: PVsyst).....	77
Figura 31: Interfaz pérdidas por envejecimiento (Fuente: PVsyst).....	78
Figura 32: Interfaz de pérdidas por indisponibilidad (Fuente: PVsyst).....	79
Figura 33: Interfaz horizonte lejano (Fuente: PVsyst)	80
Figura 34: Interfaz autoconsumo de la vivienda (Fuente: PVsyst)	81
Figura 35: Interfaz almacenamiento del sistema (Fuente:PVsyst)	82
Figura 36: Esquema unifilar Caso Base (Fuente: PVsyst)	85
Figura 37: Tabla de resultados Caso Base (Fuente: PVsyst).....	86
Figura 38: Diagrama de Sankey Caso Base	89
Figura 39: Diagrama Unifilar Caso Base 1M (Fuente: PVsyst).....	94
Figura 40: Diagrama de Sankey Caso Base 1M.....	96
Figura 41: Esquema unifilar caso sin batería física.....	151
Figura 42: Esquema unifilar caso con batería física.....	151

Índice de tablas

Tabla 1: Gastos y consumos mensuales de la vivienda	57
Tabla 2: Consumo mensual promedio (kWh/mes)	59
Tabla 3: Recarga mensual kWh/mes del vehículo eléctrico	60
Tabla 4: Consumo anual vivienda kWh/año	61
Tabla 5: Tabla Meteronorm	63
Tabla 6: Datos PVGIS	64
Tabla 7: Datos Base NREL 2011 2017 (Fuente: NREL)	65
Tabla 8: Selección final GHI	66
Tabla 9: Selección final DHI	67
Tabla 10: Datos Finales PVsyst	69
Tabla 11: Tabla de resultados Caso Base 1M (Fuente: PVsyst)	95
Tabla 12: Tabla de resultados Caso Base 2M (Fuente: PVsyst)	97
Tabla 13: Resumen de simulaciones más relevantes (Fuente: PVsyst)	101
Tabla 14: Inversión Inicial Caso Base	107
Tabla 15: Inversión Inicial Caso Base 1M	107
Tabla 16: Inversión Inicial Caso Base 2M	108
Tabla 17: Ahorro económico y energético Año 1	108
Tabla 18: Ahorro a 30 años Caso Base	110
Tabla 19: Ahorro a 30 años Caso Base 1M y 2M	111
Tabla 20: Flujos de caja Caso Base	114
Tabla 21: Flujos de caja Caso Base 1M	115
Tabla 22: Flujos de caja Caso Base 2M	116
Tabla 23: Resultados finales del análisis económico	117
Tabla 24: Comparativa escenarios	119
Tabla 25: Consumo actual vehículo eléctrico 100km autonomía	120
Tabla 26: Consumo mensual actual de la vivienda	120
Tabla 27: Nuevo consumo de vivienda para 60km/día	122
Tabla 28: Nuevo consumo de vivienda para 100km/día	122

Tabla 29: Balance energético del primer año en escenarios sin batería física	124
Tabla 30: Flujos de caja caso coche eléctrico 60km/día consumo	125
Tabla 31: Flujos de caja caso coche eléctrico 100km/día consumo	126
Tabla 32: Análisis económico Año 1 con batería física integrada en la instalación	128

Lista de acrónimos

- NREL – National Renewable Energy Laboratory
- PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System
- AC – Corriente Alterna
- DC – Corriente Continua
- ODS – Objetivos de Desarrollo Sostenible
- DHI – Irradiancia difusa horizontal
- GHI – Global Horizontal Irradiance
- TMY – Typical meteorological year
- LID – Light Induced Degradation
- UTM – Universal Transverse Mercator
- PR – Performance Ratio
- IBI – Impuesto sobre Bienes Inmuebles
- TIR – Tasa Interna de Retorno
- VAN – Valor Actual Neto

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La transición energética y el aumento del precio de la electricidad han impulsado en los últimos años el desarrollo de soluciones de autoconsumo fotovoltaico en el sector residencial. En este contexto, las viviendas unifamiliares presentan un elevado potencial para integrar sistemas de generación distribuida, especialmente cuando disponen de superficie de cubierta suficiente y perfiles de consumo eléctrico significativos. Sin embargo, el diseño de una instalación fotovoltaica residencial no depende únicamente de la potencia instalada, sino también de la orientación e inclinación de la cubierta, las sombras existentes, el perfil horario de consumo, la posible presencia de vehículo eléctrico y la viabilidad económica de la inversión.

1.1 OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto de fin de grado será el diseño y ejecución de una instalación solar de autoconsumo eléctrico para el sector residencial. Los objetivos propuestos inicialmente serán los siguientes:

- Análisis del consumo de energía con y sin coche eléctrico

Se realizará un estudio detallado del perfil de consumo eléctrico de la vivienda, analizando las facturas eléctricas de los últimos años. Asimismo, se evaluarán distintos escenarios a partir de 2023, año en el que se incorporó el vehículo eléctrico al consumo doméstico, con el objetivo de analizar su impacto mensual en la factura eléctrica desde enero de dicho año.

Este análisis permitirá cuantificar cómo influye la carga del vehículo en la evolución del consumo energético y, en consecuencia, determinar su efecto sobre el dimensionamiento óptimo de la instalación fotovoltaica.

- Estudio del recurso solar (energía solar fotovoltaica)

Se analizará el recurso solar disponible en el emplazamiento mediante el estudio de bases de datos climáticas reconocidas (irradiancia global, irradiancia difusa, temperatura y velocidad del viento). Este análisis permitirá estimar el potencial energético del emplazamiento y servirá como base para la simulación posterior del sistema fotovoltaico en plataformas como PVsyst.

- Análisis de la producción de energía eléctrica

A partir del recurso solar seleccionado, se realizará la simulación energética del sistema mediante software especializado, **PVsyst**. Esta herramienta permite modelizar el comportamiento real del sistema fotovoltaico teniendo en cuenta la orientación e inclinación de los módulos, la potencia pico instalada, la configuración de strings, el inversor seleccionado, las pérdidas eléctricas, térmicas y por sombreado, así como el perfil de consumo de la vivienda.

El objetivo de esta fase es obtener una estimación detallada de la producción anual de energía eléctrica y de su aprovechamiento dentro de la vivienda. Para ello, se analizarán diferentes escenarios de diseño, variando la configuración técnica de la instalación con el fin de comparar su comportamiento energético. Entre los principales resultados obtenidos se estudiarán la energía generada por el campo fotovoltaico, la energía autoconsumida directamente, la energía vertida a la red, la energía demandada desde la red y, en su caso, la energía gestionada mediante almacenamiento.

Este análisis energético constituye la base del estudio posterior de viabilidad económica, ya que los resultados de producción y autoconsumo obtenidos en PVsyst permiten calcular los ahorros derivados de la instalación, los ingresos o compensaciones por excedentes y la reducción del consumo eléctrico procedente de la red. De este modo, antes de evaluar indicadores económicos como el VAN, la TIR o el periodo de recuperación de la inversión, se verifica si la instalación propuesta cubre adecuadamente la demanda energética de la vivienda en los distintos escenarios considerados.

- Estudio de la viabilidad económica del proyecto

Una vez definidos y comparados los resultados energéticos de cada alternativa, se llevará a cabo un análisis económico completo con el fin de determinar la viabilidad financiera del proyecto a medio y largo plazo. Para ello, se considerará la inversión inicial asociada a cada configuración, incluyendo los principales equipos de la instalación, los costes de montaje y puesta en marcha, así como los posibles costes adicionales derivados de la incorporación de almacenamiento.

Asimismo, se tendrán en cuenta los gastos recurrentes de operación y mantenimiento, la posible sustitución de equipos a lo largo de la vida útil del sistema y las bonificaciones fiscales aplicables, como las asociadas al IBI o al ICIO. Con todo ello, se construirán los flujos de caja anuales del proyecto durante el periodo de análisis considerado, incorporando tanto los ahorros energéticos obtenidos como los costes necesarios para mantener la instalación en funcionamiento.

Finalmente, la rentabilidad de cada escenario se evaluará mediante indicadores económicos como el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el periodo de recuperación de la inversión. Estos parámetros permitirán comparar las alternativas simuladas no solo desde el punto de vista energético, sino también desde una perspectiva económica, identificando qué solución resulta más conveniente para la vivienda objeto de estudio.

1.2 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En un contexto marcado por la volatilidad de los precios de la energía, la necesidad de reducir las emisiones contaminantes y el avance de la electrificación de la demanda, el autoconsumo fotovoltaico residencial se presenta como una alternativa especialmente relevante. Este tipo de instalaciones permite a los hogares generar parte de la energía que consumen, reducir su dependencia de la red eléctrica y mejorar su exposición frente a futuras variaciones del mercado energético.

El autoconsumo fotovoltaico en España consolidó en 2025 su papel dentro del sistema eléctrico, generando 10.550 GWh de electricidad aprovechada y cubriendo aproximadamente el 4,1% de la demanda eléctrica nacional, que ascendió a 256.085 GWh.

Paralelamente, la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico alcanzó aproximadamente los 9,59 GW acumulados a finales de 2025, con un incremento anual de 1,214 GW respecto del año anterior. De esta nueva potencia, el 30% correspondía al sector residencial (368 MW), reflejando el interés de los hogares por buscar una mayor autonomía frente a la volatilidad del sistema eléctrico.

Sin embargo, también podemos ver que en 2025 el sector cambió completamente el enfoque. La potencia residencial instalada aunque continúa creciendo, retrocedió en casi un 15%. El tamaño medio de la instalación residencial creció hasta los 5,5 kW instalados, reflejando que se busca dimensionar instalaciones que cubran un proyecto integral de eficiencia.

Esta búsqueda de una mayor autonomía refuerza la integración de diseño de soluciones de almacenamiento de baterías, reflejado por un aumento en la capacidad de almacenamiento instalada en un 118,7% respecto del año 2024 (339 MWh) y la instalación de 158 MWh de baterías en hogares, un 155% respecto al año anterior. Este salto puede relacionarse directamente con el apagón que afectó a España y Portugal el 29 de abril de 2025. Pondremos el foco en el aprovechamiento de la energía solar, avanzando hacia la resiliencia técnica del proyecto. La batería ha dejado de percibirse como un complemento opcional para convertirse en una pieza central del proyecto energético residencial.

Desde el punto de vista económico, es importante comentar que el informe de 2025 resalta que, a pesar de las condiciones favorables de rentabilidad (ahorro estimado de 189 €/kW), el porcentaje de ayudas abonadas del Plan de Incentivos que no supera el 40% a nivel nacional, provocando tensiones graves en usuarios que confiaron en las subvenciones. Esta situación está fuertemente relacionada con un claro retroceso en la velocidad de despliegue de estas tecnologías en el ámbito doméstico, a la espera de que la administración desbloquee el atasco de la red eléctrica y apruebe un marco normativo que permita el desarrollo pleno del autoconsumo.

1.3 METODOLOGÍA

El planteamiento seguido consiste en redactar la memoria de forma paralela al desarrollo de las distintas fases del proyecto. Como primer hito, se llevó a cabo el estudio de la energía solar fotovoltaica a través de la formación específica recibida sobre la materia, que cubre desde los fundamentos del origen de las energías renovables hasta el desarrollo y funcionamiento de los inversores, los transformadores y el cálculo simplificado de una instalación (contenido estructurado en siete temas).

Seguidamente, se analiza la situación concreta del emplazamiento elegido: una vivienda unifamiliar situada en Pozuelo de Alarcón, y sus consumos. Para ello se estudian las facturas eléctricas de los últimos doce meses, con las que se calcula el consumo real, y se contrastan con los consumos teóricos obtenidos a partir del inventario de aparatos de la vivienda, además de tratar de reconstruir el consumo horario del último año.

Una vez completado el análisis del consumo residencial, se procede al uso de programas como PVsyst para dimensionar la instalación, para lo cual es necesario conocer la orientación e inclinación del tejado, de forma que puedan calcularse correctamente la radiación global y las simulaciones energéticas correspondientes.

Adicionalmente, se incorpora un apartado dedicado a analizar el impacto de la incorporación de un vehículo eléctrico de gran autonomía en la vivienda, así como su posible rentabilización.

Por último, se finaliza el diseño de la instalación y se estudia su viabilidad económica mediante indicadores como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

1.4 PLANIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN ECONÓMICA

La planificación temporal se ha estructurado en distintas fases distribuidas a lo largo del curso académico, comprendido entre los meses de noviembre y julio. La organización de las actividades responde a una lógica progresiva, en la que cada etapa se apoya en los

conocimientos y resultados obtenidos en la anterior, permitiendo un desarrollo ordenado y coherente del proyecto.

En una primera fase, desarrollada entre noviembre y enero, se realizó el estudio de la energía solar fotovoltaica. Durante este periodo se trabajaron los conceptos fundamentales necesarios para entender el funcionamiento de una instalación fotovoltaica, así como el contexto actual de las energías renovables. Esta etapa fue clave para poder afrontar con seguridad las siguientes fases del proyecto.

Posteriormente, entre los meses de enero y febrero, se realizó el análisis del consumo residencial de la vivienda objeto de estudio. En esta fase se recopilaban y examinaban las facturas eléctricas de los últimos doce meses en el caso del consumo de la carga del coche eléctrico, y de los últimos cinco años en el caso del consumo residencial para poder tener una visión más global del consumo, determinando el perfil de consumo anual, la distribución por periodos tarifarios y los parámetros necesarios para el dimensionamiento preliminar de la instalación.

A continuación, entre febrero y abril, se desarrolló la fase de modelización y simulación mediante el software PVsyst. Durante este periodo se introdujeron los datos del emplazamiento, características técnicas de los equipos y parámetros de diseño, con el objetivo de estimar la producción energética y optimizar la configuración del sistema fotovoltaico.

En los meses de abril y mayo, se procedió al diseño definitivo y selección de equipos, tomando como base los resultados obtenidos en las simulaciones. En esta etapa se definieron los componentes finales de la instalación, asegurando su adecuación tanto técnica como normativa.

Finalmente, entre junio y julio, se llevó a cabo el análisis de resultados y viabilidad económica, evaluando el rendimiento esperado de la instalación y su rentabilidad mediante indicadores económicos. Asimismo, durante esta fase se completó la redacción final del documento.

Esta planificación ha permitido estructurar el trabajo de forma sistemática, garantizando el cumplimiento de los objetivos planteados dentro del calendario previsto.

En cuanto a la estimación económica del proyecto, los recursos empleados comprenden un ordenador personal y el uso de la herramienta PVsyst en su versión estudiante, así como plataformas de acceso libre para la consulta de recursos solares como NREL, PVGIS, NASA... Por ello, el coste económico directo del trabajo es mínimo y no resulta cuantificable como inversión en sí mismo, quedando el análisis económico limitado al estudio de la viabilidad de la instalación propuesta.

1.5 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

En 2015, la ONU adoptó un conjunto de 17 metas globales denominados Objetivos de Desarrollo Sostenible como parte de la agenda 2030 enfocados entre muchos otros, a proteger el planeta y asegurar la prosperidad, dando respuesta a todos los retos a los que nos enfrentamos como el uso eficiente de los recursos y el acceso a la energía. En particular, el proyecto del desarrollo de una instalación solar de autoconsumo eléctrico contribuye de forma directa al cumplimiento de varios ODS relevantes.



Figura 3: Objetivos de Desarrollo Sostenible

Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante

El proyecto está dirigido hacia la búsqueda de energías renovables que funcionen, usando una fuente renovable y limpia. De esta forma, favoreceremos el acceso a energía renovable reflejando una reducción en la factura de la luz en el sector residencial.

Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructura

Promovemos con ello la implementación de nuevas tecnologías energéticas innovadoras y su desarrollo, escapando de las ineficiencias energéticas que podamos ver (consumos descentralizados), hacia unos consumos eficientes y directos. También se desarrollará alrededor de tecnologías de inversores y baterías para el correcto almacenamiento y desarrollo de la energía.

Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles

Reduciendo la dependencia de fuentes energéticas convencionales, podremos brindar al sector residencial una mayor autonomía en todos los aspectos.

Objetivo 12: Producción y consumo responsable

Por último, el proyecto refleja el fomento de un consumo responsable de la energía mediante el uso de energía solar fotovoltaica. De este modo, se optimiza el aprovechamiento de los recursos disponibles y se obtiene energía de una forma más sostenible, incentivando la gestión eficiente y responsable de los recursos energéticos en el ámbito residencial.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

En este contexto, resulta necesario analizar no solo la evolución tecnológica del autoconsumo, sino también sus limitaciones actuales en el ámbito residencial, con el fin de justificar la conveniencia de estudiar una instalación concreta bajo condiciones reales de consumo, orientación, superficie disponible y viabilidad económica.

2.1 ESTUDIO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

En los últimos años se ha registrado un crecimiento significativo de la capacidad instalada de energías renovables a nivel global. Esta evolución resulta especialmente evidente en España, donde el autoconsumo ha adquirido un papel cada vez más relevante y ha experimentado un notable desarrollo. El autoconsumo fotovoltaico en España experimentó su mayor desarrollo en torno al año 2022, en un contexto muy favorable desde el punto de vista regulatorio y económico, con 2.649 MW de nueva potencia instalada en ese ejercicio. El consumidor dejó de ser un agente pasivo aceptando precios de mercado y pasó a desempeñar un papel más activo en la gestión de su propio consumo energético dentro del marco normativo vigente.

Durante este periodo, el desarrollo de las tecnologías solares se vio incentivado por los marcos normativos de apoyo promovidos por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que incluían mecanismos como el régimen económico de energías renovables y el régimen retributivo específico. A estas medidas se sumaron diversas ayudas cofinanciadas con fondos europeos (gestionadas por el IDAE), así como deducciones fiscales y bonificaciones municipales.

Sin embargo, a partir de 2023, la retirada progresiva de estos incentivos económicos (en particular la desaparición de las ayudas ligadas a los fondos Next Generation) provocó una ralentización en el ritmo de nuevas instalaciones. Aunque el autoconsumo continúa creciendo en términos acumulados, lo hace a un ritmo más moderado que en los años

anteriores, reflejando una transición hacia un sector más maduro que, por tercer año consecutivo en 2025, viene acompañada de una reducción de la potencia anual total instalada. No obstante, el segmento residencial muestra un comportamiento particular: en 2025 se instalaron en España 368 MW de potencia de autoconsumo fotovoltaico residencial, lo que supone un leve crecimiento del 6,4 % respecto a los 346 MW del año anterior, posiblemente impulsado por la incertidumbre generada tras el apagón eléctrico ocurrido en abril de 2025. Este crecimiento ha permitido que la potencia total acumulada de autoconsumo residencial en el territorio nacional ascienda a 2.649 MW a cierre de 2025, con 66.909 nuevas instalaciones residenciales registradas únicamente en ese año.

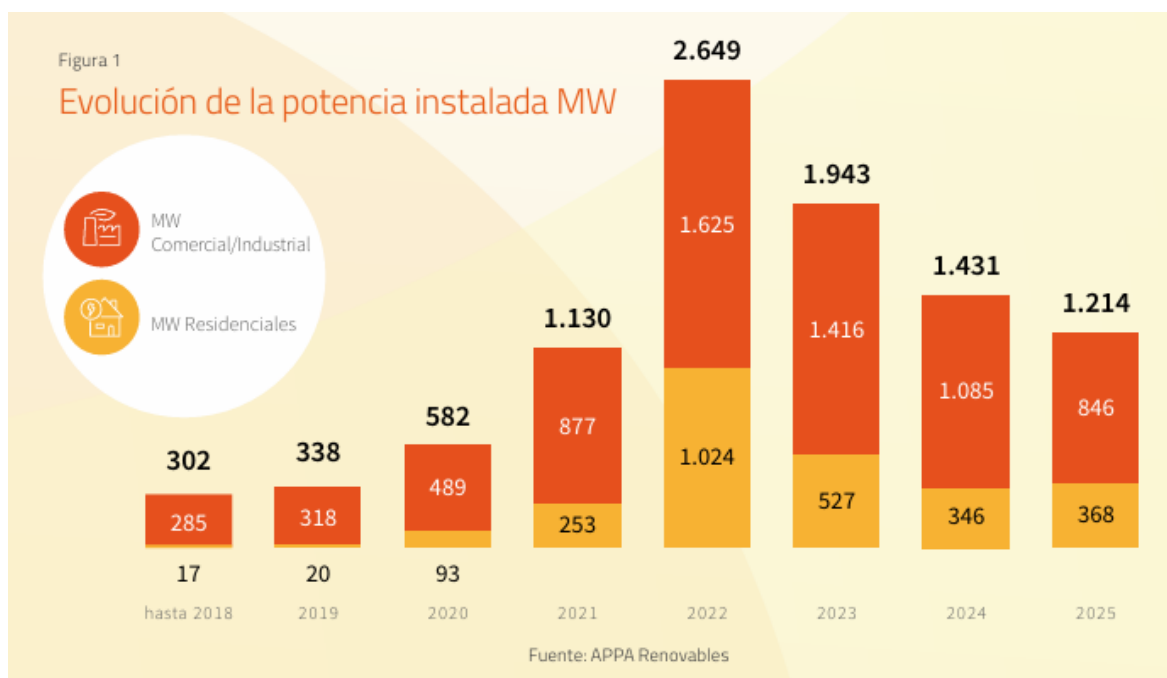


Figura 4: Gráfica de evolución de la potencia instalada MW

En conjunto, el autoconsumo fotovoltaico (residencial e industrial/comercial) generó en 2025 un total de 10.550 GWh, equivalentes al 4,1 % de la demanda eléctrica nacional, lo que permitió evitar la emisión de 2.152.000 toneladas de CO₂ a lo largo del año.

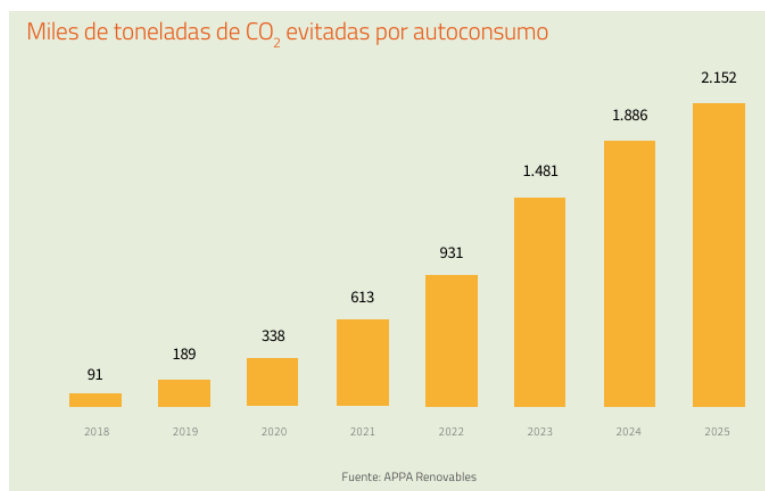


Figura 5: Gráfica de miles de toneladas de CO₂ evitadas por autoconsumo

2.2 AUTOCONSUMO EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Más allá de estos beneficios ambientales, diversos análisis ponen en manifiesto la viabilidad económica del autoconsumo residencial.

A este respecto, destaca el informe “el momento de la electrificación” presentado por APPA Renovables, que señala una reducción de los costes energéticos de un hogar electrificado en hasta un 64%. Una instalación media residencial de aproximadamente 4,7 kW supuso una inversión media de 6.364 € en 2024. Es importante entender que esta tecnología sigue una curva de aprendizaje: en 2023, una instalación de esta magnitud costaba de media 7.085 €, un 12 % más que en 2024.

El ahorro medio estimado para el sector residencial ha ido creciendo en los últimos ejercicios, situándose en 157 €/kW instalado en 2024 y en 189 €/kW instalado en 2025. Este incremento resulta coherente con la evolución al alza de los precios del mercado eléctrico, que ha superado las previsiones iniciales.

Será importante también conocer el fuerte impulso experimentado por las instalaciones de baterías en el sector residencial. En 2025 se instalaron 158 MWh de almacenamiento residencial, lo que supone un crecimiento del 155 % respecto al año anterior. Este aumento

tiene una causa clara: el apagón eléctrico que afectó a España y Portugal el 29 de abril de 2025 evidenció la dependencia del hogar respecto al suministro de red y disparó el interés por soluciones de respaldo energético. A ello se suma la creciente volatilidad de los precios del mercado eléctrico, que en 2025 osciló entre los 16,93 €/MWh y los 108,31 €/MWh, generando un diferencial de hasta 91,38 €/MWh a lo largo del año. El almacenamiento permite así un mayor aprovechamiento de la electricidad generada, reduciendo la exposición a los picos de precio.

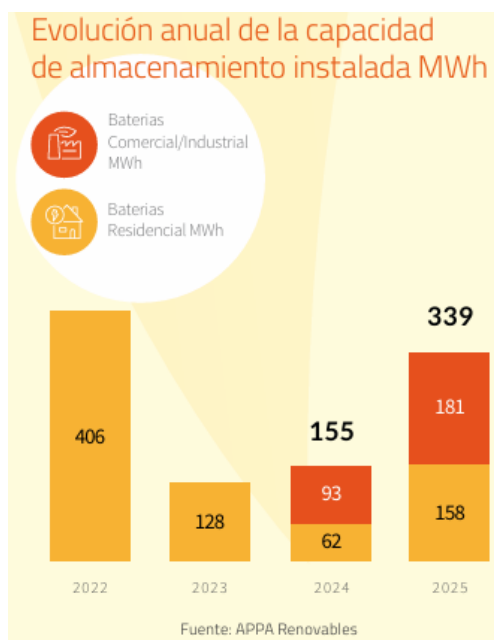


Figura 6: Gráfica de la evolución anual de la capacidad de almacenamiento instalada MWh

A lo largo de este periodo se observa que el factor más condicionante para este segmento sigue siendo la evolución de los incentivos públicos: en 2023, la desaparición de las ayudas del Plan de Recuperación afectó negativamente a la rentabilidad de las instalaciones con almacenamiento, provocando un descenso puntual en su instalación antes de la recuperación experimentada en 2024 y 2025.

2.2.1 MARCO REGULATORIO ESPAÑOL

El desarrollo del autoconsumo eléctrico en España está estrechamente ligado a su marco jurídico y normativo, clave para entender la evolución regulatoria que ha condicionado su desarrollo y viabilidad en el sector residencial.

Entre las distintas normativas destaca el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulaban las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica de autoconsumo. Este decreto establecía un enfoque claramente restrictivo, acompañado de una elevada complejidad económica y administrativa, suponiendo una barrera significativa para el desarrollo del sector.

Posteriormente, la entrada en vigor del Real Decreto 244/2019 redefinió el autoconsumo en España, alineándose con los objetivos de la transición energética y estableciendo un marco regulatorio mucho más favorable para su implantación. Esta normativa simplificó significativamente los trámites administrativos, eliminó barreras regulatorias existentes y estableció una regulación específica para la gestión de los excedentes energéticos generados por las instalaciones fotovoltaicas.

El Real Decreto 244/2019 distingue dos modalidades principales de autoconsumo. Por un lado, el autoconsumo sin excedentes, en el que se instala un sistema antivertido que impide la inyección de energía a la red eléctrica. Por otro lado, el autoconsumo con excedentes, modalidad en la que la energía generada y no consumida instantáneamente puede ser vertida a la red de distribución.

Dentro del autoconsumo con excedentes, la normativa establece a su vez dos regímenes económicos diferenciados. El primero corresponde al autoconsumo con excedentes acogido a compensación simplificada, modalidad especialmente extendida en instalaciones residenciales de pequeña potencia. En este caso, la energía excedentaria vertida a la red es valorada económicamente y se descuenta posteriormente de la factura eléctrica del consumidor. No obstante, la normativa establece que la cuantía económica de dicha compensación no podrá superar el valor de la energía consumida de la red durante el periodo

de facturación, por lo que nunca puede generar un saldo económico positivo para el consumidor.

La segunda modalidad es el autoconsumo con excedentes no acogido a compensación, en la que la energía excedentaria se vende directamente al mercado eléctrico. En este caso, el titular de la instalación debe cumplir una serie de requisitos administrativos, fiscales y de representación en el mercado eléctrico propios de un productor de energía. Debido a esta mayor complejidad administrativa y a las reducidas dimensiones habituales de las instalaciones domésticas, esta modalidad resulta poco frecuente en el sector residencial y se encuentra más asociada a instalaciones comerciales o industriales de mayor potencia.

En los últimos años han aparecido además soluciones comerciales denominadas baterías virtuales, ofrecidas por algunas compañías comercializadoras. Estas permiten acumular económicamente el valor de los excedentes que no han podido ser compensados en una factura determinada para aplicarlos en facturas posteriores o incluso en otros suministros asociados al mismo titular. Sin embargo, estas herramientas no forman parte del marco regulatorio básico definido por el Real Decreto 244/2019, sino que constituyen servicios comerciales sujetos a las condiciones particulares establecidas por cada comercializadora.

La modalidad de compensación simplificada ha desempeñado un papel fundamental en la expansión del autoconsumo residencial en España, al permitir mejorar la rentabilidad económica de las instalaciones sin incrementar significativamente la carga administrativa para el usuario. Dado que el presente Trabajo Fin de Grado analiza el diseño de una instalación fotovoltaica para una vivienda unifamiliar, se adopta la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación simplificada, al ser la opción más habitual en el sector residencial y la que mejor se adapta a las características técnicas, económicas y administrativas del proyecto. Por este motivo, no se contempla la venta directa de energía al mercado ni el estudio detallado de otras modalidades de gestión de excedentes.

Asimismo, tampoco se considera el autoconsumo colectivo, ya que la instalación objeto de estudio se ubica en una vivienda unifamiliar independiente sin consumidores asociados.

En conjunto, este cambio normativo ha supuesto un salto decisivo hacia la viabilidad económica del autoconsumo en viviendas, al reducir los costes administrativos, eliminar incertidumbres regulatorias y fomentar su implantación en el ámbito residencial. No obstante, a fecha de elaboración de este trabajo, sigue pendiente de aprobación una nueva modificación del Real Decreto 244/2019, cuya audiencia pública se produjo a lo largo de 2025 y cuya entrada en vigor se espera para 2026.

2.2.2 DESAFÍOS EN EL AUTOCONSUMO

Sin embargo, no todo el potencial de la energía generada en los hogares llega a aprovecharse debido a las restricciones de red y a las limitaciones regulatorias que impiden evacuar la totalidad de los excedentes generados. El coste de oportunidad acumulado por esta energía no vertida asciende ya a cerca de 600 millones de euros desde 2015, de los cuales unos 82 millones corresponden solo a 2025, evidenciando una necesidad urgente de abordar este problema estructural.

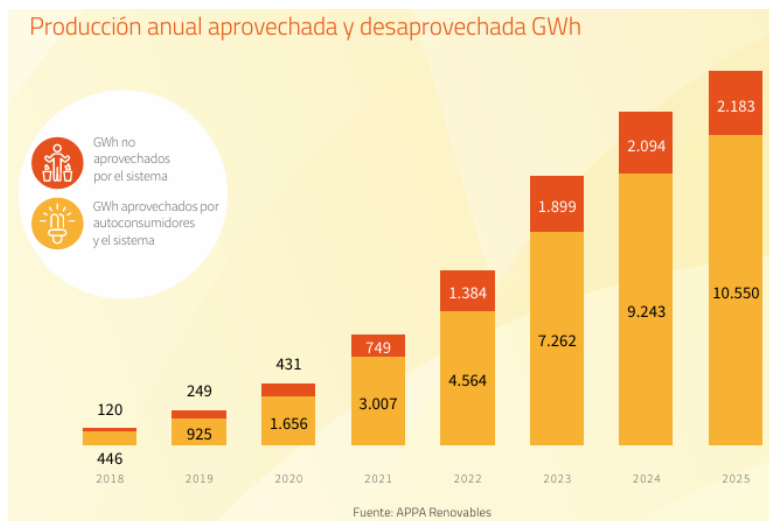


Figura 7: Gráfica de producción anual aprovechada y desaprovechada GWh

El otro factor determinante para el desarrollo del sector es la gestión de los incentivos públicos ligados al Real Decreto 477/2021, principal programa de ayudas al autoconsumo del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. A cierre de enero de 2026, de los

1.716 millones de euros de ayudas resueltas, solo se habían pagado efectivamente 665 millones de euros (un 39 % del importe resuelto). Esta situación provoca tensiones financieras en muchos hogares y empresas que invirtieron en sus proyectos confiando en la percepción de la subvención en un plazo razonable.

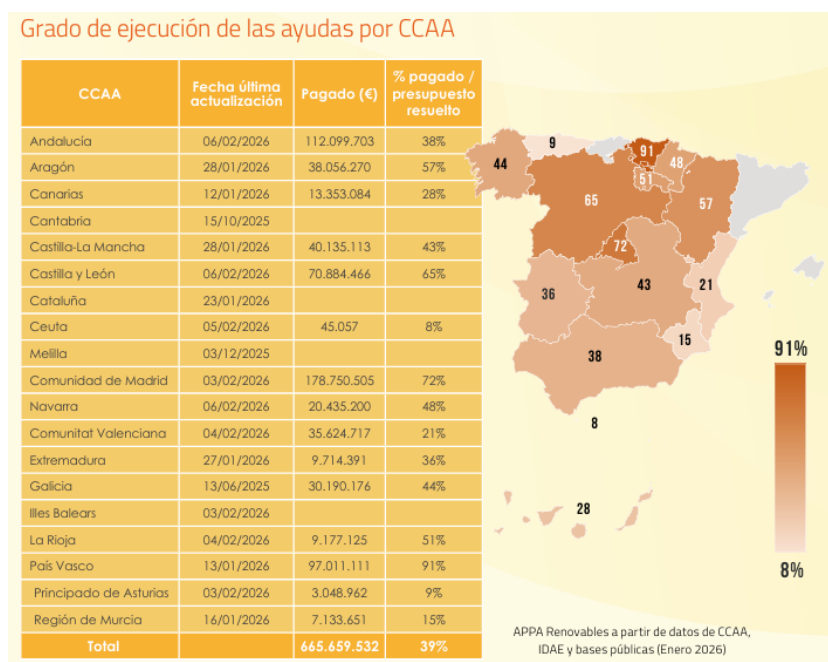


Figura 8: Grado de ejecución de las ayudas por CCAA

Para afrontar esta situación, se plantean medidas complementarias más inmediatas, como bonificaciones municipales en impuestos (IBI, IAE) o deducciones en el IRPF, que podrían reforzar el atractivo económico del autoconsumo mientras se resuelve el retraso en el pago de las ayudas estatales

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

En este capítulo se describen los fundamentos físicos y tecnológicos que sustentan el funcionamiento de una instalación fotovoltaica de autoconsumo residencial, así como los principales equipos que la componen: módulos, estructura, inversor y sistemas de almacenamiento.

3.1 FUNDAMENTOS FÍSICOS DEL EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico se conoce desde mediados del siglo XIX, cuando comenzaron los primeros estudios sobre la capacidad de ciertos materiales para generar electricidad al recibir radiación luminosa. Sin embargo, su desarrollo tecnológico no se consolidó hasta durante el siglo XXI, impulsado por la mejora de los materiales semiconductores, el aumento de la eficiencia de los módulos y la reducción progresiva de los costes de fabricación. Esta evolución ha permitido que la energía solar fotovoltaica pase de ser una tecnología limitada a convertirse en una solución ampliamente implantada.

Para comprender el funcionamiento de una célula fotovoltaica, es necesario partir de la estructura básica de la materia. Los átomos están formados por un núcleo, compuesto por protones y neutrones, alrededor del cual se distribuyen los electrones. En condiciones normales, un átomo neutro presenta el mismo número de protones y electrones, de manera que su carga eléctrica neta es nula. Los electrones no se disponen de forma aleatoria, sino que ocupan distintos niveles energéticos. La capa más externa, conocida como capa de valencia determina en gran medida el comportamiento eléctrico y químico del material. Materiales semiconductores, silicio de especial interés.

Desde el punto de vista de la física cuántica, en todo material existen dos bandas de energía relevantes para la conducción eléctrica: la banda de valencia y la banda de conducción, separadas por una región de energías prohibidas conocida como banda de energía prohibida o *banda de gap*. Cuando un electrón de la banda de valencia recibe energía externa igual o

superior al valor de dicho gap, es capaz de superarlo y saltar a la banda de conducción, dejando tras de sí un hueco en la banda de valencia. Todos los materiales presentan un valor característico de energía de gap que determina qué parte del espectro solar puede ser aprovechada para generar electricidad; por ello, la elección del material semiconductor resulta clave en el diseño y rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

En el caso de los materiales semiconductores, el silicio resulta especialmente relevante en la industria fotovoltaica debido a su abundancia, estabilidad y propiedades eléctricas. Desde el punto de vista energético, los electrones de un semiconductor pueden encontrarse en la banda de valencia, donde permanecen ligados al átomo, o en la banda de conducción, donde tienen mayor libertad de movimiento y pueden contribuir al transporte de corriente eléctrica.

Cuando la superficie de una célula fotovoltaica recibe radiación solar, los fotones incidentes pueden transferir su energía a los electrones del material semiconductor. Si esta energía es igual o superior a la energía de la banda prohibida, el electrón puede pasar de la banda de valencia a la banda de conducción, dejando un hueco en la posición que ocupaba anteriormente. De esta forma se genera un par electrón-hueco, cuya separación y desplazamiento ordenado permite producir una corriente eléctrica.

En cuanto a los materiales, estos pueden clasificarse en tres grandes grupos: conductores, aislantes y semiconductores. Los materiales conductores se caracterizan por presentar una energía de gap igual a cero, lo que permite que los electrones libres pasen constantemente de una banda a otra. Por el contrario, los materiales aislantes presentan una energía de gap muy elevada, superior a 4 eV, lo que dificulta el movimiento de los electrones. Entre ambos se encuentran los materiales semiconductores, que poseen una energía de gap intermedia. Dentro de los materiales semiconductores, el silicio es el material de mayor interés para las instalaciones fotovoltaicas consideradas en este trabajo, ya que presenta una energía de gap de aproximadamente 1,1 eV.

Los materiales semiconductores pueden dividirse, a su vez, en dos tipos: intrínsecos y extrínsecos. Los semiconductores intrínsecos son aquellos que tienen cuatro electrones en

su órbita de valencia, correspondientes al grupo 4. Estos electrones permiten la formación de enlaces covalentes entre átomos del mismo material, dando lugar a una estructura estable.

Los semiconductores extrínsecos se obtienen al combinar el semiconductor con elementos de otros grupos, mediante un proceso conocido como dopado. Cuando se une con elementos del grupo 5, se forman enlaces covalentes quedando un electrón libre; este tipo de material se denomina semiconductor tipo n. En cambio, cuando se une con elementos del grupo 3, se genera un hueco, dando lugar a un semiconductor aceptador o tipo p.

En la industria, es habitual el uso de combinaciones como silicio con fósforo para obtener semiconductores tipo n, o silicio con boro para obtener semiconductores tipo p. La unión de ambos materiales da lugar a una unión PN. En esta unión, debido a la ley de difusión, el exceso de huecos se desplaza hacia la zona n, mientras que la zona p queda cargada negativamente. Este proceso provoca la aparición de una barrera de potencial.

El efecto fotovoltaico consiste en transformar la radiación luminosa cuando esta incide sobre un material semiconductor. Este proceso permite generar una diferencia de potencial, que origina un movimiento de cargas a lo largo del material. Como consecuencia, se crea un campo eléctrico capaz de producir electricidad.

La diferencia de potencial que se genera en una célula fotovoltaica depende del material semiconductor utilizado. En el caso de una célula de germanio, esta diferencia de potencial es del orden de 0,2 V, mientras que en una célula de silicio es aproximadamente de 0,5 V. Para alcanzar valores de tensión más elevados, es necesario unir varias células entre sí, ya sea en serie o en paralelo, consiguiendo así incrementar la tensión final del conjunto.



Figura 9: Funcionamiento de la Célula Solar Fotovoltaica

Es importante destacar que, para que se produzca el efecto fotovoltaico, se debe cumplir que la energía del fotón incidente sea mayor o igual a la energía de gap del material semiconductor.

$$E_{\text{FOTON}} = \frac{hc}{\lambda} \geq E_g$$
$$E_{\text{FOTON}}(\text{eV}) = \frac{1240}{\lambda(\text{nm})}$$

Si a la célula le llega una energía de fotón menor que la energía de gap, no se produce el efecto fotovoltaico: no se generaría ningún movimiento de cargas ni se produciría la conducción necesaria para el funcionamiento de la célula. Si la energía del fotón es igual a la energía de gap, se generan huecos y los electrones pueden saltar desde la banda de valencia hasta la banda de conducción, produciéndose el movimiento de cargas asociado al efecto fotovoltaico. Por último, si la energía del fotón es mayor a la energía de gap, solo se aprovecha aquella fracción de energía necesaria para superar el gap; el resto de la energía no se aprovecha en el proceso y se disipa en forma de calor.

3.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Partiendo de los conceptos descritos anteriormente relativos a la estructura atómica, los distintos materiales y las uniones posibles, es posible comprender el funcionamiento de una célula solar fotovoltaica. A partir de la unión de un material tipo p y un material tipo n, conectada a una carga y sometida a radiación solar, se genera un diferencial de campo eléctrico capaz de producir una corriente eléctrica. En los apartados siguientes se estudiará el circuito equivalente de la célula, la forma en que se agrupan las células para constituir un panel, su curva característica y las conexiones entre módulos.

El funcionamiento de la célula fotovoltaica parte, por tanto, de la unión entre un material tipo p y un material tipo n, capaz de producir una diferencia de potencial y de crear un campo

eléctrico en corriente continua que desencadena un proceso de generación de pares electrón-hueco, permitiendo que los electrones pasen de la banda de valencia a la banda de conducción, tal y como se ha explicado anteriormente. Esta corriente continua se transformará posteriormente en corriente alterna con la ayuda del inversor, equipo que se describe en el 3.5.1.

El tamaño de la célula depende del fabricante. No obstante, existen valores habituales de alrededor de 440 cm², con formatos estandarizados en dos tamaños predominantes en la actualidad, denominados M10 (182 mm de lado) y G12 (210 mm de lado). Para que la célula resulte útil en una instalación, es necesario considerar tanto la intensidad como la tensión generada; las células pueden conectarse en serie o en paralelo, siempre con el objetivo de obtener valores adecuados para su uso.

Cuando la radiación incide sobre la célula fotovoltaica, pueden producirse distintos fenómenos. Una parte de la radiación se pierde por reflexión, mientras que otra proporción la atraviesa sin ser aprovechada. La fracción restante es capaz de producir el efecto fotovoltaico. En todo momento, la cantidad de electrones generados es proporcional a la radiación incidente.

El material que se utilizará en las células de este proyecto será el silicio, tecnología dominante en el sector: cubre en torno al 95 % de la producción fotovoltaica mundial y es el principal material semiconductor utilizado, tanto en su forma monocristalina como policristalina, en función del grado de perfección con la que se haya obtenido el cristal.

A partir de la aparición del fenómeno fotovoltaico, se genera una diferencia de potencial y un campo eléctrico, así como una corriente eléctrica que será el resultado de la suma de dos: la intensidad de iluminación (debida a la radiación solar) y una corriente de oscuridad, asociada a la unión PN, que se opone a la anterior debido a la recombinación de portadores. La corriente de oscuridad se debe a la recombinación de portadores, lo que reduce la corriente efectiva que puede ser entregada a la carga.

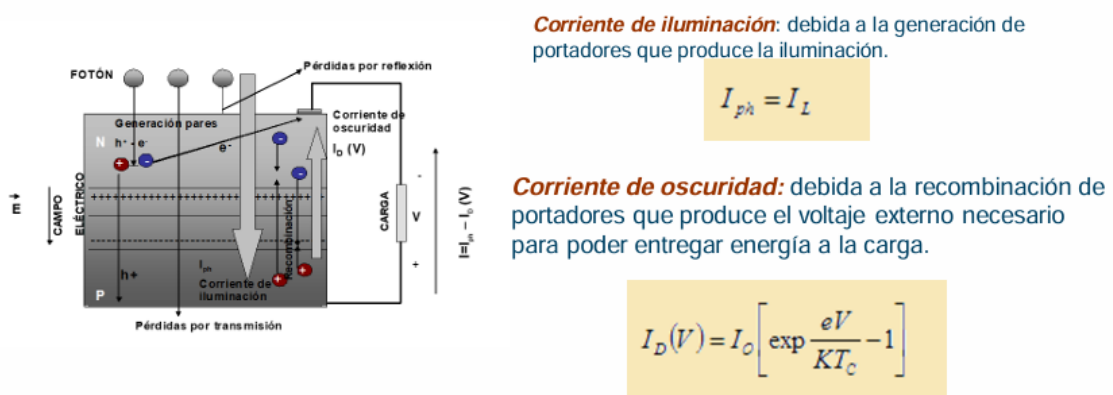


Figura 10: Generación de corriente en una célula fotovoltaica

3.3 CIRCUITO EQUIVALENTE Y PARÁMETROS DE LA CÉLULA

Para describir el comportamiento eléctrico de una célula fotovoltaica resulta necesario establecer su circuito equivalente. De manera muy simplificada, la célula puede representarse mediante una fuente de corriente que modela la corriente de iluminación I_L en paralelo con un diodo que representa la unión PN y por el que circula la corriente de oscuridad mencionada anteriormente. La corriente total entregada a la carga es, por lo tanto, la diferencia entre ambas, dando lugar a la denominada curva característica I-V de la célula. Dicha curva puede entenderse como la superposición de ambas intensidades. Se definen a continuación los parámetros característicos de la célula solar:

- **Corriente de cortocircuito (I_{SC}):** máxima corriente que proporciona la célula cuando la tensión en sus terminales es nula.

- **Tensión de circuito abierto (V_{OC}):** máxima tensión que alcanza la célula cuando la corriente que circula es nula. Para una célula de silicio, este valor se encuentra en torno a 0,6 V.
- **Punto de máxima potencia (P_{max}):** punto de la curva I-V en el que el producto $I \times V$ es máximo, definido por los valores I_M y V_M . En la medida de lo posible, se intentará que la célula trabaje en este punto Pmax, con ayuda de dispositivos específicos (seguidores de Pmax), ya que en ausencia de control la célula no trabajaría de forma espontánea en dicho punto en la mayoría de las situaciones.

En las células de silicio, la tensión de máxima potencia V_M se sitúa aproximadamente en torno al 80% de la tensión de circuito abierto V_{OC} .

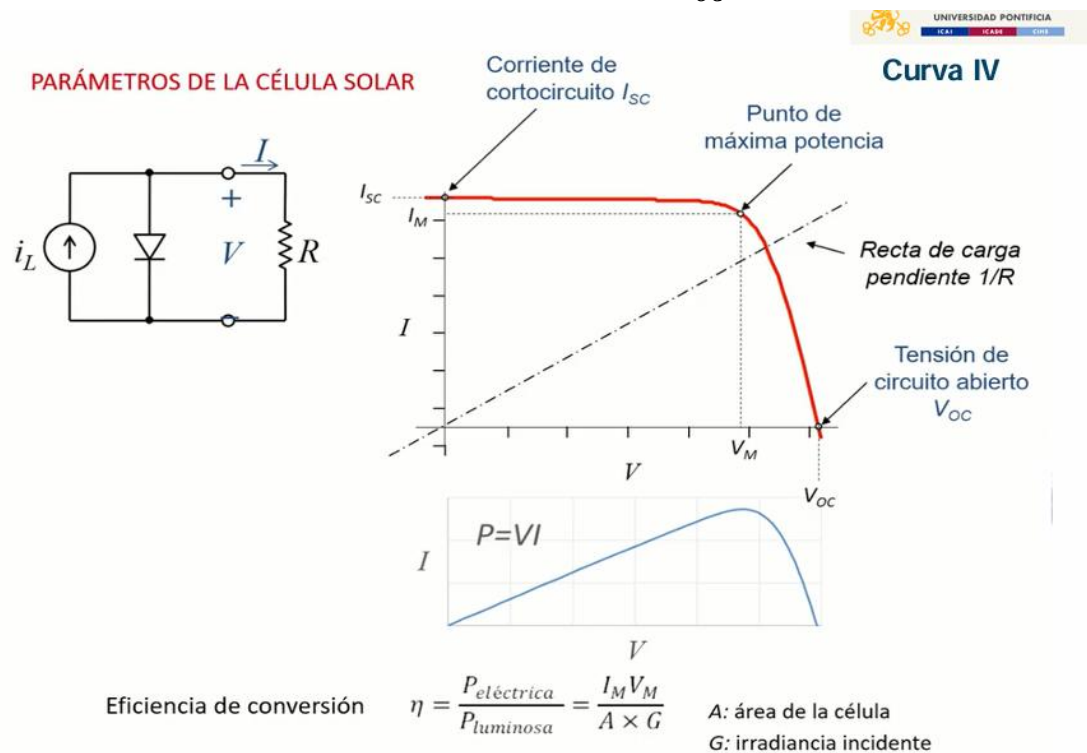
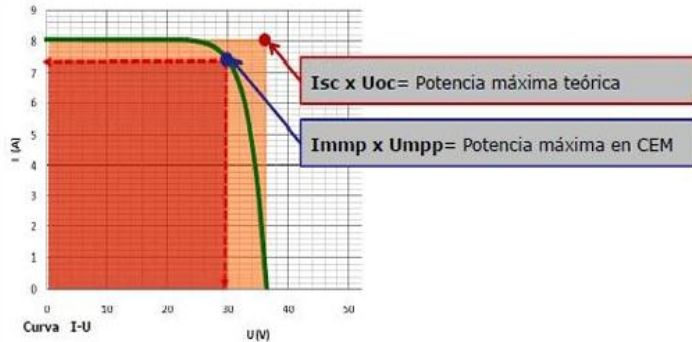


Figura 11: Parámetros de la célula solar

Otro parámetro relevante será el factor de forma (FF), que constituye una medida de cuán próxima esta la curva real de la célula a la curva ideal (rectangular). Cuanto mas se acerca el factor de forma a la unidad, más perfecta es la forma de la curva I-V y mayor es el aprovechamiento de la potencia.



$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}}$$

Figura 12: Representación gráfica del factor de forma en la curva característica I-V

Finalmente, la eficiencia o el rendimiento de conversión expresa el porcentaje de energía solar recibida por la célula que es convertida en energía eléctrica en condiciones estándar:

$$\eta = \frac{P_{max}}{G \times A_c} = \frac{FF \times I_{sc} \times V_{oc}}{G \times A_c}$$

Siendo G la irradiancia en condiciones estándar de medida (CEM) y A_c el área de captación de la célula en cuestión.

En la práctica, las células comerciales de silicio presentan rendimientos del orden del 20% (muy alejados del límite teórico máximo de 29% que incluyen en la ficha técnica, condiciones ideales). La eficiencia real queda limitada por una serie de pérdidas:

- **Pérdidas por reflexión parcial:** una fracción de la radiación incidente rebota en la superficie de la célula en lugar de ser absorbida. Se mitigan mediante materiales antirreflectantes y el cristal de protección, limitando estas pérdidas a un torno al 10 %
- **Pérdidas por capacidad de absorción del material:** dependen de la energía de gap del semiconductor. Si la radiación incidente aporta menos energía que el gap, esta no se transforma en electricidad; si aporta más, el exceso de energía no se aprovecha y se disipa en forma de calor.

- **Pérdidas por recombinación:** los pares electrón-hueco generados pueden recombinarse antes de ser extraídos como corriente útil, con pérdidas del orden del 15 % en silicio monocristalino y de hasta el 25 % en silicio amorfo.
- **Pérdidas por contactos eléctricos y resistencia en serie:** asociadas a la rejilla metálica de contacto, con pérdidas del orden del 8 %, debidas al efecto Joule por recalentamiento.

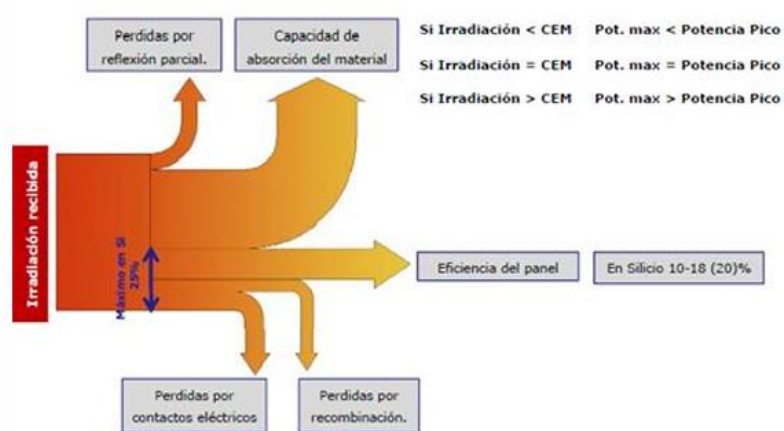


Figura 13: Diagrama de Sankey

En una célula real sin embargo, es necesario considerar además dos resistencias:

- **Resistencia en serie (R_S):** representa las pérdidas en la intensidad de funcionamiento, debidas a la resistencia de los contactos metálicos, la resistencia propia de las capas semiconductoras y las pérdidas en la rejilla colectora.

- **Resistencia en paralelo (R_p):** representa pérdidas en la tensión generada, debidas a fugas de corriente, a la recombinación en la barrera de potencial y a pequeños cortocircuitos metálicos.

Incorporando ambas resistencias en el circuito, el circuito equivalente real queda descrito por la siguiente expresión en la Figura 14: Circuito equivalente

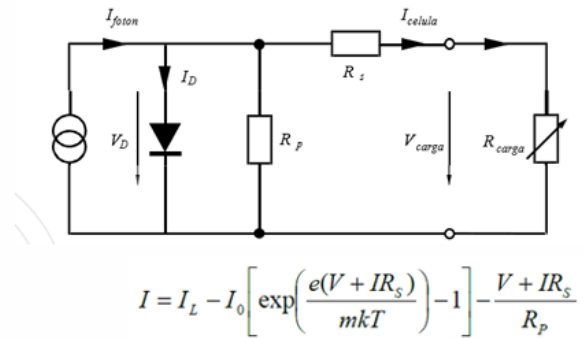


Figura 14: Circuito equivalente

En cuanto a la influencia de las condiciones de operación sobre la curva IV, cabe destacar dos efectos principales: la radiación y el efecto de la temperatura. La radiación desplaza la curva IV a medida que aumenta hacia la zona de mayor intensidad, manteniéndose la tensión prácticamente constante. Una radiación de 1000 W/m² es capaz de elevar la temperatura de un panel hasta casi 30 grados por encima de la temperatura ambiente.

La temperatura constituye el principal factor de degradación del rendimiento de la célula. Un aumento de la temperatura desplaza la curva I-V hacia abajo, reduciendo la potencia disponible. La corriente de cortocircuito se mantiene más o menos constante, siendo la tensión de circuito abierto la magnitud que se ve principalmente afectada. La magnitud de esta disminución por temperatura depende del material de la célula. En el caso del silicio, por cada grado por encima de los 25°C de temperatura de célula, la potencia disminuye aproximadamente un 0,4%, lo que puede suponer una pérdida cercana al 6% de la potencia del panel en condiciones reales de operación.

La temperatura de la célula depende tanto de la temperatura ambiente como de la irradiancia incidente. Para estimarla en condiciones de operación, puede emplearse la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} \times G$$

Siendo T_c la temperatura de la célula, T_a la temperatura ambiente, TONC la temperatura de operación nominal de la célula (dato de ficha técnica del fabricante) y G la irradiancia incidente.

Para cuantificar estos efectos, los fabricantes proporcionan en las fichas técnicas de los paneles unos coeficientes de temperatura, fundamentales a la hora de estimar la producción real de la instalación y sus limitaciones.

- **Coeficiente alpha:** coeficiente Intensidad- Temperatura ($A/^{\circ}C$)
- **Coeficiente beta:** coeficiente de tensión- temperatura ($V/^{\circ}C$)
- **Coeficiente gamma:** coeficiente potencia- temperatura ($W/^{\circ}C$)

3.4 LA CÉLULA SOLAR

La fabricación de células fotovoltaicas de silicio parte de un material con un grado de pureza específico y muy elevado (silicio de grado solar, con una pureza en torno al 99,99 %), sin el cual la célula no sería funcional. Partiendo de un lingote de silicio, la célula se obtiene mediante un proceso de texturizado de la superficie y la posterior formación de la unión PN por difusión de fósforo, en un proceso en gran medida automatizado.

Tras la formación de células individuales, se agrupan para formar los paneles. Sobre ese conjunto de células se añade una capa de vidrio en la cara frontal y un marco de aluminio perimetral que, unidos con un adhesivo resistente al agua garantiza la estanqueidad del módulo. Por último se añade un terminal de exportación de la electricidad generada.

Las células pueden clasificarse en monocristalinas y policristalinas en función del grado de pureza y la estructura cristalina.

- Las **células monocristalinas** se obtienen mediante un proceso complejo de eliminación de impurezas, a partir de un único cristal continuo (red cristalina

continua), lo que les permite alcanzar rendimientos comerciales del orden del 20-22 %.

- Las **células policristalinas** contienen mayores impurezas y están formadas por múltiples fragmentos de cristal, lo que limita su rendimiento comercial a valores en torno al 16-18 %.

Para dimensionar correctamente la instalación resulta útil conocer también los valores eléctricos de una célula individual: en condiciones de radiación estándar (1000 W/m²), una única célula de silicio proporciona una tensión aproximada de 0,5 V y una intensidad del orden de 20 mA/cm², lo que se traduce en una potencia máxima de entre 1 y 2 W. Dado que una célula aislada es extremadamente frágil y sus valores eléctricos son demasiado reducidos para uso práctico, resulta imprescindible conectar un número elevado de células en serie y en paralelo, además de encapsularlas dentro de un módulo, para obtener paneles con valores de tensión, intensidad y potencia útiles en una instalación residencial.

Para incrementar la tensión y la intensidad disponibles, las células se conectan entre sí, normalmente mediante combinaciones de conexiones en serie y en paralelo.

- En una conexión en serie, la intensidad total se mantiene constante mientras que el voltaje se convierte en la suma de todas las tensiones generadas por cada célula.
- En una conexión en paralelo, el voltaje se mantiene constante mientras que la intensidad total será la suma de todas las generadas por cada célula.

Los parámetros característicos del generador fotovoltaico vendrán condicionados por la distribución de las células:

$$I_{mod} = IC \times Np$$

$$V_{mod} = VC \times Ns$$

Por tanto, la ecuación característica del módulo fotovoltaico queda:

$$I = N_p \left(I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V/N_s + IR_s/N_p}{mV_t} \right) - 1 \right] \right) - \frac{V/N_s + IR_s/N_p}{R_p}$$

El propio fabricante proporciona en el catálogo comercial de cada panel los datos de intensidad y tensión correspondientes a estas combinaciones de células, así como los coeficientes alfa, beta y gamma mencionados anteriormente. Estos parámetros se proporcionan siempre referido a unas condiciones determinadas, denominadas condiciones estándar de medida o condiciones estándar de operación.

Se debe tener especial cuidado al realizar conexiones en serie, ya que el conjunto de la serie queda limitado por las condiciones del panel de peor comportamiento (pérdidas por desacople). Por este motivo, resulta fundamental no unir paneles de distintas potencias dentro de una misma serie. Se intentará en la medida de lo posible clasificar los paneles en función de sus potencias y características eléctricas con el objetivo de evitar estas pérdidas. En conexiones en paralelo no tendremos este problema de desacople.

Respecto a los fabricantes de paneles solares, la producción y la innovación tecnológica del sector se encuentran actualmente concentradas en gran medida en empresas chinas, que cuentan con una innovación sostenida desde hace años y exportan su producción internacionalmente. Entre las referencias más reconocidas del sector se encuentra la clasificación de Bloomberg New Energy Finance Corporation, en la que los fabricantes con mejor reputación son JA Solar, Trina Solar y Canadian Solar.

Además de las pérdidas descritas, es importante tener en cuenta que la potencia nominal de un panel fotovoltaico se degrada progresivamente con el paso del tiempo. Esta degradación presenta un componente inicial, conocido como degradación inducida por la luz (LID, por sus siglas en inglés), que se produce durante las primeras horas de exposición del panel, y un componente de degradación anual lineal, típicamente en torno al 0,4-0,5 % por año, que los fabricantes recogen en la curva de garantía de potencia de sus fichas técnicas.

Dentro del abanico de tecnologías fotovoltaicas pueden distinguirse principalmente tres grandes grupos: la tecnología de silicio cristalino, la tecnología de lámina delgada y las tecnologías de concentración.

3.4.1 TECNOLOGÍA DE SILICIO CRISTALINO

Tecnología del silicio cristalino, ya sea en su forma policristalina o monocristalina, representa más del 95% de la producción de paneles solares. Como se ha indicado anteriormente, la diferencia entre ambas variantes radica en la cantidad y disposición de los cristales que componen la célula, repercutiendo directamente en su rendimiento y en las pérdidas asociadas al proceso de transformación de energía.

Conviene señalar que los valores de eficiencia habitualmente publicados en las gráficas comparativas de tecnologías corresponden a condiciones de laboratorio, obtenidas sobre células de pequeño tamaño y en condiciones óptimas de ensayo. Los rendimientos de los paneles comerciales que efectivamente se instalan son sensiblemente inferiores, del orden de 5 a 10 puntos porcentuales menos, por lo que no deben confundirse con las condiciones reales en las que va a trabajar la instalación.

3.4.2 TECNOLOGÍA DE LÁMINA DELGADA

La tecnología de lámina delgada consiste en depositar una capa de material semiconductor de un espesor considerablemente menor que en el caso del silicio cristalino (del orden de 100 veces menor), con el objetivo de reducir los costes de fabricación asociados al material. Entre los materiales utilizados se encuentran el silicio amorfo (que presenta un rendimiento peor que el silicio cristalino debido a su estructura), los materiales CIS y el telurio de cadmio. En términos de competitividad frente al silicio cristalino, la tecnología de lámina delgada no presenta en la actualidad una alternativa equiparable. A nivel mundial hay muy pocas empresas que se dediquen a esta tecnología de forma competitiva.

3.4.3 TECNOLOGÍAS DE CONCENTRACIÓN

Estas tecnologías se basan en un planteamiento distinto. Dado que el material semiconductor es el componente mas caro de la célula, en lugar de reducir su espesor (como en la lámina delgada), se reduce la cantidad de material empleado mediante el uso de un sistema óptico que concentra la radiación solar sobre una superficie de célula menor.

Estos sistemas requieren incorporar un seguimiento solar, ya que en caso contrario no sería posible concentrar adecuadamente la radiación solar directa sobre la célula. Mediante esta tecnología pueden alcanzarse rendimientos del orden del 40%. No obstante, el coste asociado al sistema de seguimiento óptico necesario hace que esta tecnología no resulte viable económicamente para la mayoría de las aplicaciones.

3.4.4 TECNOLOGÍAS EMERGENTES

Mas allá de las tecnologías basadas en silicio o en materiales del grupo 3, dentro del ámbito de las tecnologías emergentes destaca especialmente la tecnología de la perovskita, con la que se ha llegado a alcanzar hasta un 27,5% de eficiencia en condiciones de laboratorio ideales. Actualmente no hay ninguna célula comercial de perovskita). Se trata de células de naturaleza inorgánica que, pese a sus prometedores resultados en el laboratorio, no se sabe hasta qué punto va a desplazar a la tecnología del silicio cristalino en el mercado.

La gráfica del NREL 2025 muestra la evolución de las distintas tecnologías fotovoltaicas en condiciones óptimas, agrupadas según el tipo de tecnología empleada (materiales utilizados en su fabricación, estructura interna de la célula y proceso de fabricación). Se observa un mercado cada vez más maduro, capaz de competir con tecnologías renovables consolidadas como la energía eólica terrestre. Este rápido desarrollo tecnológico ha estado impulsado, en gran medida, por una reducción muy significativa de los costes de fabricación. En cuanto al tamaño de las células, actualmente existen dos formatos estándar predominantes: M10 y G12.

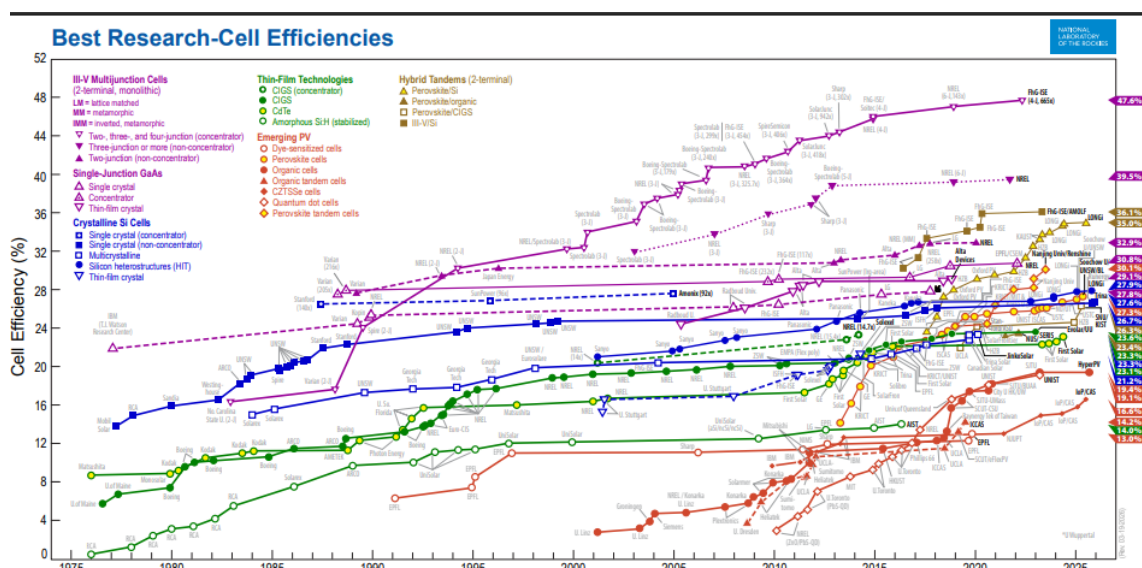


Figura 15: Evolución Tecnologías Fotovoltaicas (Fuente: NREL 2025)

Hasta 2017, la tecnología dominante en el mercado fue el silicio policristalino. A partir de dicho año, el mercado ha evolucionado hacia el silicio monocristalino produciéndose un cambio además en el tipo de dopaje empleado: de las células de tipo P se ha pasado progresivamente a las células de tipo N, especializándose en la tecnología de la heterounión.

La diferencia fundamental entre paneles de tipo P y paneles de tipo N radica en su proceso de fabricación y en el tipo de dopaje químico empleado. Los paneles tipo N están dopados de fósforo y presentan una mayor eficiencia, una menor degradación y una mayor vida útil que los paneles tradicionales tipo P (dopados con boro). Por otro lado, también puede encontrarse en el mercado distintas formas de distribución de las células dentro del panel con el objetivo de aprovechar al máximo la radiación disponible. En este sentido, cabe mencionar las células bifaciales aunque es una tecnología que no utilizaremos en este trabajo por la naturaleza de la superficie del tejado. El panel no tiene capacidad de aprovechar la radiación reflejada desde el suelo al encontrarse integrado en la propia cubierta.

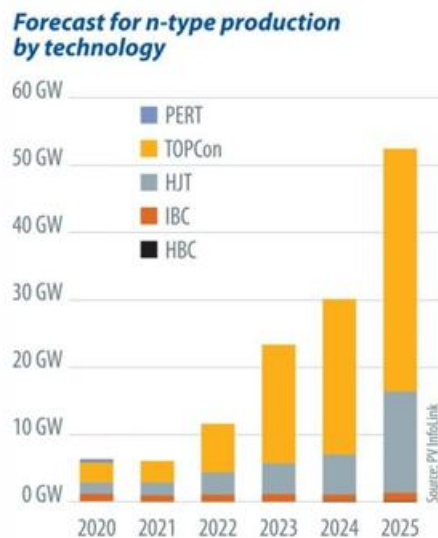


Figura 16: Evolución prevista de producción de células fotovoltaicas tipo n por tecnología (Fuente: PV InfoLink)

3.5 TECNOLOGÍAS DE EQUIPOS DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS

Además de los módulos fotovoltaicos, una instalación solar requiere otros elementos fundamentales para garantizar la correcta captación, conversión y entrega de la energía generada. Entre ellos destacan las estructuras de seguimiento solar, los inversores y los transformadores, cuya presencia y características dependen en gran medida de la tipología y tamaño de la instalación.

Al tratarse de una instalación coplanar al tejado de la vivienda, no habrá transformador. La estructura planteada para este proyecto es fija, coplanar al tejado por tanto su diseño implica una inclinación y orientación fijada por la propia estructura de la vivienda. Las estructuras móviles son capaces de moverse, captando la máxima cantidad de radiación solar directa. Es importante recordar que si captamos la máxima energía directa, captamos la máxima energía global. Mediante la herramienta de PVsyst seremos capaces de analizar las pérdidas respecto al óptimo. También nos ayudara a optimizar los ángulos. Sin embargo al ser una estructura fija no tendremos mucha oportunidad de optimizarlo de esta manera, sino evaluando las distintas tecnologías disponibles.

En cuanto a la calidad de la estructura de soporte, resulta especialmente relevante que garantice una vida útil de entre 20 y 30 años, equiparable a la del resto de la instalación. Por ello, es habitual el empleo de estructuras con uniones galvanizadas en caliente, que ofrecen una elevada resistencia a la corrosión y permiten adaptar los módulos a la estructura del tejado. Las estructuras fijas, como la empleada en este proyecto, presentan además la ventaja de un bajo coste y un reducido mantenimiento frente a las estructuras móviles o con seguimiento solar, cuyo mayor coste de inversión no se justifica en instalaciones residenciales de pequeña potencia como la aquí analizada.

3.5.1 INVERSORES

El inversor constituye uno de los elementos más importantes y sofisticados de una instalación fotovoltaica. En la instalación proyectada, el inversor actúa como el equipo de enlace entre el generador fotovoltaico y la red interior de la vivienda. Su papel no se limita a convertir la energía de continua a alterna, sino que también condiciona el seguimiento del punto de máxima potencia, la compatibilidad eléctrica de los strings y la gestión del intercambio energético con la red. Para ello, el inversor debe adaptar la energía producida a los valores de tensión y frecuencia establecidos por la red eléctrica del país.

Además de realizar la conversión de corriente continua a corriente alterna, el inversor incorpora sistemas de control que permiten optimizar el funcionamiento de la instalación. Entre ellos, un seguidor de punto de máxima potencia, conocido como MPPT. Es un

dispositivo electrónico que permite al inversor trabajar en el punto de máxima potencia de la curva IV. Para ello, varía la tensión de entrada, obligando al panel a trabajar en condiciones de $I \cdot U = \text{Max}$. Dependiendo del tamaño y la configuración de la instalación habrá uno o varios seguidores.

Existen distintos tipos de inversores en función de la potencia y la aplicación de la instalación. Los inversores centrales se emplean en grandes plantas fotovoltaicas, y permiten concentrar la conversión de energía en un único equipo de gran capacidad.

Por otro lado, los inversores de string se utilizan en instalaciones de menor potencia o en plantas donde se interesa una mayor modularidad. Estos equipos recogen energía de varios strings, (con una menor capacidad) permitiendo limitar el impacto de una posible avería. Esto presenta el inconveniente de un gran número de inversores y la dificultad de control sobre ellos, pero parecen dar mayores prestaciones en disponibilidad y mantenimiento a largo plazo.

En instalaciones residenciales también pueden emplearse microinversores, en los que cada módulo fotovoltaico dispone de su propio inverso, permitiendo optimizar individualmente el funcionamiento de cada panel. Sin embargo, su coste suele ser superior a las otras soluciones mencionadas anteriormente.

A nivel técnico, la selección del inversor se ha visto determinada por varios parámetros fundamentales, entre los que destacan la potencia nominal, el voltaje máximo de entrada, voltaje mínimo de entrada, número de seguidores MPPT y la eficiencia del equipo. El inversor debe ser capaz de operar dentro del rango de tensiones proporcionando por el generador fotovoltaico y maximizar la conversión de energía en las condiciones de funcionamiento.

La potencia nominal del inversor define la máxima potencia en corriente alterna que puede entregar de forma continua. En instalaciones fotovoltaicas es habitual que la potencia pico instalada en los módulos sea superior a la potencia nominal de los inversores, estableciendo una relación DC/AC que, en instalaciones residenciales, suele situarse entre 1,10 y 1,30 (el

valor concreto adoptado en este proyecto se determinará en el Diseño de la Instalación, una vez definido el dimensionado de la instalación mediante PVsyst). Este sobredimensionamiento se justifica porque los módulos fotovoltaicos rara vez operan en condiciones estándar y, por tanto, pocas veces alcanzan su potencia pico; de esta manera se consigue un mayor aprovechamiento del inversor y un aumento de la producción global de la instalación. La potencia pico corresponde a la suma de las potencias nominales de todos los módulos fotovoltaicos instalados, mientras que la potencia nominal en corriente alterna viene determinada por la suma de las potencias nominales de los inversores (en nuestro caso, unitario).

Finalmente, la eficiencia del inversor constituye uno de los parámetros más relevantes desde el punto de vista energético, ya que determina el porcentaje de energía en corriente continua que es transformada en corriente alterna útil. Además de la eficiencia máxima, resulta especialmente interesante analizar el rendimiento europeo, que pondera el comportamiento del inversor en diferentes niveles de carga y proporciona una estimación más representativa de su funcionamiento real a lo largo del año.

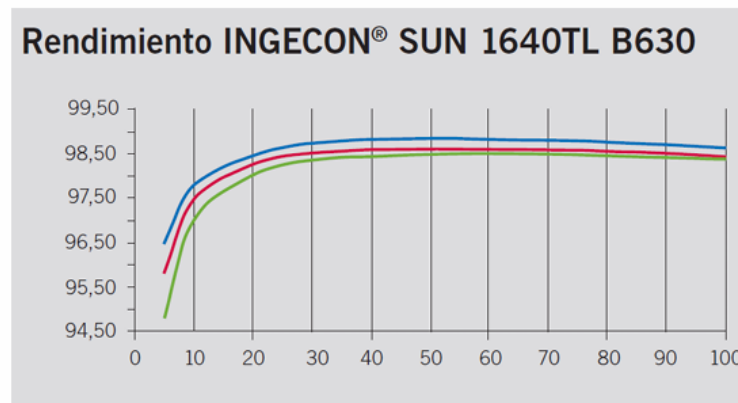


Figura 17: Rendimiento real del inversor

3.5.2 TRANSFORMADORES

Los transformadores son equipos cuya función principal es elevar la tensión de salida hasta niveles adecuados de voltaje para su transmisión a red. Sin embargo, en instalaciones

fotovoltaicas residenciales de pequeña potencia, como la analizada en este proyecto, no suele ser necesario incorporar un transformador propio. La energía generada se transforma directamente mediante el inversor a corriente alterna en baja tensión, compatible con la instalación eléctrica de la vivienda.

El **Performance Ratio (PR)** es el indicador que cuantifica la eficiencia global de una instalación fotovoltaica bajo condiciones reales de operación. Expresa qué fracción de la energía teóricamente disponible (determinada por la irradiancia incidente) es finalmente entregada por la planta a la red o al consumo. Su valor está condicionado por una serie de pérdidas modeladas en el programa PVsyst, incluyendo pérdidas por sombreado lejano, pérdidas por suciedad, LID y por temperatura, entre otros factores.

$$PR(\%) = (1 - PERD_1) * (1 - PERD_2) * ... * (1 - PERD_n)$$

Todo este cálculo se hará más visible en el visionado con PVsyst de la instalación, y las pérdidas asociadas a la instalación.

3.5.3 BATERÍAS

Por último, en este proyecto se analizará también la viabilidad económica de incorporar sistemas de almacenamiento energético a la instalación fotovoltaica, considerando tanto baterías físicas como soluciones de almacenamiento virtual. El objetivo de este análisis es estudiar si estas alternativas permiten aprovechar en mayor medida la energía generada por la instalación y mejorar el funcionamiento global del sistema de autoconsumo.

El almacenamiento de energía constituye uno de los elementos que mayor evolución ha experimentado en el sector fotovoltaico residencial durante la última década. Su función principal consiste en desacoplar temporalmente la generación solar y el consumo doméstico. En una instalación fotovoltaica, la producción eléctrica se concentra principalmente en las horas centrales del día, mientras que una parte relevante del consumo de una vivienda puede producirse en otros momentos, especialmente durante la mañana, la tarde o la noche. Esta falta de coincidencia entre generación y demanda provoca que parte de la energía generada no pueda ser consumida de forma instantánea.

En este contexto, los sistemas de almacenamiento permiten conservar la energía excedentaria producida durante las horas de mayor radiación solar para utilizarla posteriormente cuando la producción fotovoltaica sea insuficiente o nula. De esta manera, se incrementa el grado de autoconsumo de la instalación. No obstante, la incorporación de almacenamiento también implica un coste adicional, por lo que resulta necesario analizar si su implantación está justificada desde el punto de vista económico.

Dentro del almacenamiento energético aplicado al autoconsumo residencial pueden diferenciarse dos alternativas principales: el almacenamiento físico y el almacenamiento virtual. El almacenamiento físico se basa en la instalación de baterías en la propia vivienda, integradas dentro del sistema fotovoltaico. Estas baterías almacenan directamente la energía generada por los módulos solares para su posterior utilización. Por otro lado, el almacenamiento virtual, también denominado batería virtual, no requiere la instalación de un equipo físico en la vivienda, sino que aprovecha la infraestructura de la red eléctrica como depósito temporal de energía mediante tarifas específicas ofrecidas por la comercializadora.

En cuanto a las baterías físicas, existen diferentes tecnologías disponibles, cada una de ellas con características técnicas, ventajas e inconvenientes que condicionan su aplicación. Las baterías de plomo-ácido constituyen una tecnología madura y de bajo coste, aunque presentan una menor vida útil y requieren un mayor mantenimiento. Por este motivo, su utilización en instalaciones residenciales conectadas a red es actualmente cada vez menor.

Por el contrario, las baterías de iones de litio son la tecnología más utilizada en la actualidad en aplicaciones residenciales, debido a su elevada eficiencia, larga vida útil y reducido mantenimiento. Dentro de este grupo destacan las baterías de litio-ferrofosfato, conocidas como LFP, que se emplean con frecuencia en el sector residencial por su seguridad y durabilidad.

Por tanto, en este apartado se estudiará la conveniencia de incorporar almacenamiento a la instalación fotovoltaica planteada. Para ello, se analizarán las posibles alternativas de almacenamiento físico y virtual, evaluando su impacto sobre el aprovechamiento de la

energía generada, la reducción de la dependencia de la red y la viabilidad económica global del proyecto.

En el caso concreto de este proyecto, el estudio del almacenamiento se incluirá dentro del análisis económico de la instalación, comparando el comportamiento del sistema base sin baterías con las posibles alternativas de almacenamiento. De esta forma, será posible determinar si el incremento de autoconsumo asociado a estas soluciones compensa el coste adicional que suponen y si contribuyen a mejorar los indicadores económicos del proyecto.

Capítulo 4. ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO

El estudio del emplazamiento constituye una fase fundamental en el diseño de una instalación solar fotovoltaica, ya que las características físicas de la vivienda condicionan de forma directa la producción energética final del sistema. A diferencia de una instalación sobre terreno, donde existe mayor libertad para seleccionar orientación, inclinación y disposición de los módulos, en una vivienda residencial la solución queda limitada por la geometría real de la cubierta, las superficies disponibles, la presencia de sombras y las condiciones constructivas del inmueble.

Por este motivo, antes de proceder al dimensionamiento de la instalación y a la simulación energética en PVsyst, resulta necesario analizar en detalle la ubicación de la vivienda, la orientación de sus distintas vertientes, la inclinación del tejado, la superficie útil disponible y los posibles obstáculos que puedan afectar a la radiación incidente. Este análisis permite establecer las condiciones de partida del proyecto y justificar posteriormente las decisiones adoptadas en el diseño del sistema fotovoltaico.

4.1 ANÁLISIS DEL EMPLAZAMIENTO

El presente proyecto se desarrolla en una vivienda unifamiliar adosada situada en Avenida de los Ángeles 33, en el municipio de Pozuelo de Alarcón, Madrid. La vivienda se encuentra ubicada en las coordenadas geográficas 40° 24' 28'' N y 3° 46' 54'' O, a una altitud aproximada de 667 m sobre el nivel del mar. Se trata de una zona residencial compuesta principalmente por viviendas unifamiliares adosadas, agrupadas de dos en dos y con características constructivas similares.

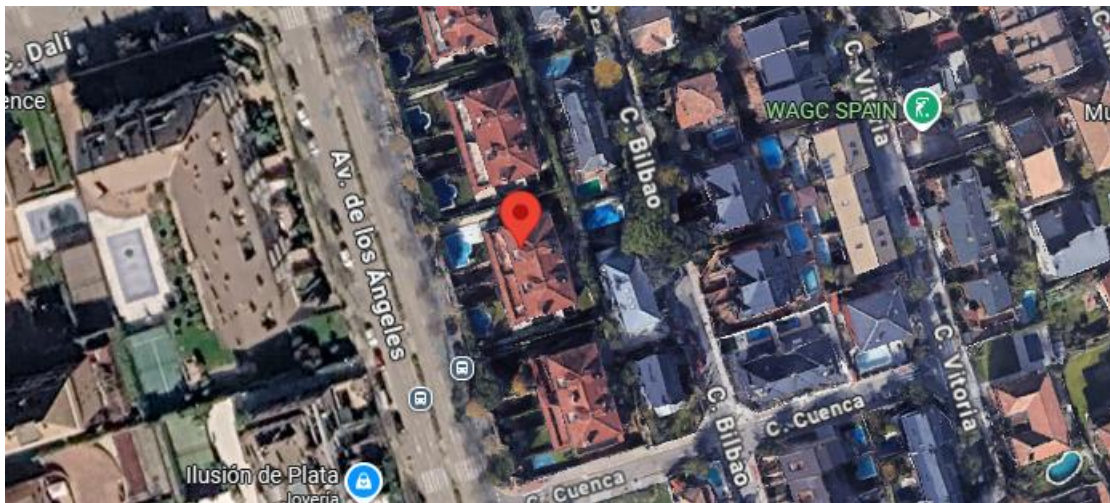


Figura 18: Vista del emplazamiento (Fuente: Google Maps)

Esta tipología de vivienda condiciona de forma importante el diseño de la instalación fotovoltaica. Al tratarse de un inmueble adosado, la superficie de cubierta disponible no corresponde a la totalidad del conjunto edificatorio, sino únicamente a la parte asociada a la vivienda objeto de estudio. Además, la existencia de una medianera con la vivienda colindante limita la posibilidad de modificar libremente la disposición de los módulos, por lo que el diseño debe adaptarse estrictamente a la geometría real del tejado.

La vivienda se distribuye en cuatro plantas. La planta inferior alberga el garaje, la zona de lavado, trastero y un cuarto de estar, además de una habitación y un baño completo. La planta baja incluye salón, cocina, aseo, despacho y porche. En la planta primera se sitúan cuatro habitaciones y tres baños, mientras que la planta segunda dispone de una habitación

adicional con baño completo. Asimismo, la propiedad cuenta con jardín y piscina, elementos que influyen en el consumo energético anual de la vivienda.

La unidad familiar está compuesta por siete personas, lo que supone un perfil de consumo eléctrico elevado en comparación con una vivienda residencial media. Este aspecto resulta relevante para el diseño de la instalación, ya que una mayor demanda eléctrica puede favorecer un mayor grado de autoconsumo de la energía generada. No obstante, el consumo no es completamente uniforme a lo largo del año, ya que durante determinados periodos, especialmente en verano, puede producirse una menor ocupación de la vivienda y, por tanto, una reducción de la demanda eléctrica.

Cabe destacar, además, que la vivienda no dispone de sistema de aire acondicionado. Este aspecto reduce la presencia de picos de consumo asociados a la climatización durante los meses estivales, habituales en otras viviendas de la zona centro de España. Como consecuencia, el perfil de demanda eléctrica presenta una evolución menos dependiente de las temperaturas máximas de verano, aunque sí se ve condicionado por otros consumos domésticos y por la presencia de un vehículo eléctrico, analizado posteriormente en el capítulo dedicado al consumo eléctrico.

Desde el punto de vista de la cubierta, el tejado presenta una inclinación aproximada de 23°. Este valor resulta favorable para una instalación fotovoltaica residencial, ya que se encuentra dentro de un rango adecuado para la captación de radiación solar anual en España. Al tratarse de una instalación coplanar al tejado, la inclinación de los módulos vendrá impuesta por la propia geometría de la cubierta, por lo que no se plantea una estructura inclinada adicional. Esta decisión permite reducir el impacto visual de la instalación, simplificar el montaje y evitar cargas estructurales innecesarias.

En cuanto a la orientación, la cubierta dispone de varias vertientes diferenciadas. Una de ellas está orientada aproximadamente a 254°, correspondiente a una orientación oeste, otra se orienta en torno a 73°, correspondiente a una orientación este, y otra presenta orientación norte. Esta última queda descartada para la instalación fotovoltaica, ya que en el hemisferio

norte una orientación norte implica una reducción significativa de la radiación solar incidente y, por tanto, una menor producción energética.

La orientación óptima desde el punto de vista teórico sería una orientación sur, ya que permite maximizar la captación solar a lo largo del día. Sin embargo, en este caso concreto la geometría de la vivienda no permite aprovechar una vertiente sur adecuada para la instalación. Por ello, el análisis debe centrarse en comparar las posibilidades reales ofrecidas por las orientaciones este y oeste.

La vertiente este permitiría adelantar la producción fotovoltaica hacia las primeras horas del día, mientras que la vertiente oeste desplazaría el pico de generación hacia las horas de la tarde. Ambas orientaciones presentan una producción inferior a la que se obtendría con una orientación sur, pero pueden resultar válidas en instalaciones residenciales si se adaptan correctamente al perfil de consumo de la vivienda. En este proyecto, la orientación oeste resulta especialmente interesante, ya que permite disponer de generación solar en horas más cercanas al consumo vespertino del hogar.

No obstante, la decisión final no depende únicamente de la orientación. Durante el análisis del emplazamiento se ha identificado la presencia de arbolado de gran altura en las parcelas colindantes situadas al este de la vivienda. Estas sombras pueden afectar de forma significativa a la radiación incidente sobre la vertiente este, especialmente en determinadas franjas horarias y épocas del año. Por este motivo, aunque la orientación este podría ser técnicamente aprovechable, su potencial queda penalizado por la presencia de obstáculos próximos.

Tras analizar la forma del tejado, la orientación de las distintas vertientes y la presencia de sombras, se concluye que la zona más adecuada para la instalación de los módulos fotovoltaicos es la cubierta orientada hacia el oeste, con orientación aproximada de 254°. Esta superficie presenta una menor incidencia de sombras y permite aprovechar un mayor número de horas de sol directo en comparación con otras zonas disponibles de la vivienda. Aunque no se trata de la orientación óptima desde un punto de vista teórico, sí representa la opción más favorable dentro de las limitaciones reales del emplazamiento.

Es importante tener en cuenta que, en la simulación mediante PVsyst, la orientación de la cubierta se introduce según el convenio de azimut utilizado por el programa. Por ello, la orientación oeste de 254° respecto al norte geográfico se corresponde con un azimut de aproximadamente 74° respecto al sur, valor empleado posteriormente en las simulaciones energéticas junto con la inclinación de 23° . Este criterio permite mantener la coherencia entre el análisis físico del emplazamiento y la modelización realizada en el software.

En definitiva, el emplazamiento presenta una serie de condicionantes que afectan directamente al diseño de la instalación: ausencia de orientación sur útil, disponibilidad limitada de superficie, presencia de sombras en la vertiente este y geometría irregular de la cubierta. Sin embargo, la existencia de una vertiente oeste con inclinación favorable y menor afección por sombras permite plantear una instalación técnicamente viable, siempre que el diseño se optimice correctamente en términos de número de módulos, distribución de strings y selección del inversor.



Figura 19: Vista aérea 3D de la vivienda (Fuente: Google Maps)

4.2 SUPERFICIE DISPONIBLE PARA INSTALACIÓN

Una vez seleccionada la vertiente más favorable desde el punto de vista de orientación y sombras, se procede al análisis de la superficie disponible para la colocación de los módulos fotovoltaicos. Este análisis resulta especialmente importante en instalaciones residenciales, ya que la potencia final del sistema suele estar limitada no solo por criterios eléctricos o económicos, sino también por la superficie útil real de la cubierta.

En este proyecto se plantea la instalación de los módulos sobre la cubierta orientada a 254°, correspondiente a la vertiente oeste de la vivienda. Esta zona se considera la más adecuada al presentar una menor afección por sombras y unas pérdidas inferiores respecto a otras alternativas disponibles. Aunque la orientación no coincide con la orientación óptima sur, las características reales del tejado hacen que esta solución sea la más razonable desde el punto de vista técnico.

La superficie disponible para la instalación se divide en dos zonas diferenciadas dentro de la misma orientación. La primera zona cuenta con una superficie aproximada de 16,8 m², mientras que la segunda dispone de una superficie de 8,2 m². Ambas pertenecen a la misma vertiente del tejado, pero se encuentran separadas por una terraza, lo que obliga a considerar la instalación como dos áreas independientes desde el punto de vista de la distribución física de los módulos.

Esta división de la cubierta condiciona la disposición final de los paneles y la configuración eléctrica del sistema. Al no tratarse de una única superficie continua, no basta con maximizar el número total de módulos, sino que debe analizarse cómo se reparten entre ambas zonas para evitar problemas de incompatibilidad eléctrica, pérdidas por desacople o configuraciones poco adecuadas para el inversor seleccionado. Por ello, la geometría del tejado no solo afecta a la potencia máxima instalable, sino también a la distribución de los strings y a la selección de equipos.

Además, se ha considerado la posibilidad de ubicar módulos en otras zonas de la cubierta con la misma orientación, con el objetivo de evaluar alternativas ante posibles sombras o

limitaciones de espacio. No obstante, cualquier modificación de la disposición debe respetar las restricciones impuestas por la geometría de la vivienda, los elementos constructivos existentes, los accesos y la necesidad de mantener márgenes adecuados para la instalación y el mantenimiento.

La superficie útil disponible constituye, por tanto, uno de los principales límites del proyecto. A diferencia de instalaciones de mayor escala, en las que es posible ampliar la potencia instalada aumentando la superficie ocupada, en este caso el dimensionamiento queda condicionado por el espacio real disponible en la cubierta. Esta limitación explica que el diseño de la instalación deba buscar un equilibrio entre potencia instalada, rendimiento energético, facilidad de ejecución y viabilidad económica.

Por este motivo, en los capítulos posteriores se analizarán distintas configuraciones de módulos e inversores, siempre manteniendo como restricción principal la superficie disponible en la cubierta oeste. La finalidad será identificar qué solución permite aprovechar mejor el espacio útil del tejado sin comprometer el correcto funcionamiento eléctrico de la instalación.

4.3 INFORMACIÓN CATASTRAL

Desde el punto de vista catastral, la vivienda cuenta con una superficie construida de 475 m² y fue construida en el año 2004. La referencia catastral asociada al inmueble es

3836510VK3733N0001PS. Estos datos permiten identificar formalmente la vivienda objeto de estudio y contextualizar sus características edificatorias dentro del análisis del proyecto.



Figura 20: Plano de datos catastrales Avenida de los Ángeles 33

La información catastral permite diferenciar entre la superficie construida total de la vivienda y la superficie realmente disponible para la instalación fotovoltaica. Aunque el inmueble presenta una superficie construida elevada, solo una parte concreta de la cubierta resulta apta para la colocación de módulos solares. Por tanto, el dimensionamiento de la instalación no se realiza en función del tamaño total de la vivienda, sino de la superficie útil de cubierta con orientación, inclinación y condiciones de sombreado favorables.

Capítulo 5. ESTUDIO DEL CONSUMO ELÉCTRICO

El conocimiento detallado del perfil de consumo eléctrico de la vivienda constituye un paso fundamental para el correcto dimensionamiento de la instalación fotovoltaica. En este capítulo se analiza el consumo eléctrico de la vivienda objeto de estudio desde dos perspectivas complementarias: el análisis de las facturas eléctricas reales de los últimos años y la estimación teórica a partir del inventario de electrodomésticos del hogar.

5.1 CONSUMO RESIDENCIAL EN FUNCIÓN DE GASTOS MENSUALES

Para caracterizar el perfil de consumo de la vivienda, se han analizado las facturas eléctricas correspondientes a los últimos cinco años. Este horizonte temporal permite identificar tendencias de consumo a largo plazo, así como detectar variaciones significativas asociadas a cambios en los hábitos del hogar o a la incorporación de nuevos equipos de alta demanda energética.

La vivienda objeto de estudio es una residencia unifamiliar en Pozuelo de Alarcón. Cabe destacar que la vivienda no dispone de sistema de aire acondicionado, lo cual elimina uno de los picos de consumo más habituales en el período de verano en la zona centro de España. Por tanto, el perfil de consumo presenta una distribución relativamente más homogénea a lo largo del año en comparación con viviendas equivalentes que sí cuentan con climatización activa en verano.

Tabla de Gastos Mensuales 2021-2025 Avenida de los Ángeles 33, Pozuelo de Alarcón													
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual
2021	165 €	128 €	107 €	115 €	95 €	87 €	109 €	96 €	95 €	99 €	73 €	78 €	1.247 €
2022	93 €	98 €	100 €	106 €	85 €	95 €	93 €	92 €	95 €	102 €	88 €	106 €	1.153 €
2023	87 €	90 €	101 €	94 €	94 €	93 €	96 €	90 €	97 €	108 €	100 €	90 €	1.140 €
2024	112 €	111 €	116 €	134 €	124 €	43 €	65 €	117 €	98 €	104 €	127 €	145 €	1.296 €
2025	151 €	145 €	135 €	151 €	157 €	146 €	151 €	156 €	133 €	162 €	148 €	75 €	1.710 €

Tabla de Consumos Mensuales kWh 2021-2025 Avenida de los Ángeles 33, Pozuelo de Alarcón													
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Anual
2020	500	520	460	580	600	560	590	630	380	580	560	570	6.530
2021	730	563	486	591	482	379	482	421	417	436	314	337	5.638
2022	670	642	631	597	716	659	670	676	659	620	720	600	7.860
2023	620	650	740	820	790	760	780	870	720	900	940	880	9.470
2024	770	910	830	850	1.000	920	565	1.002	777	881	-	-	8.505
2025	900	878	780	900	931	876	921	950	800	980	850	830	10.596

Tabla 1: Gastos y consumos mensuales de la vivienda

Aunque se disponía de datos de consumo desde el año 2020, para la construcción del perfil de demanda representativo únicamente se han considerado los años 2023, 2024 y 2025. Esta decisión se debe a que a partir de 2023 se incorpora a la vivienda un vehículo eléctrico, modificando significativamente el patrón de consumo respecto a los años anteriores.

Con el fin de obtener un perfil de demanda adecuado para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, se ha construido un año tipo mediante el cálculo del consumo medio mensual a partir de los datos históricos disponibles de 2023, 2024 y 2025. Para ello, se ha calculado la media de consumo de cada mes en los tres años analizados, obteniendo así un perfil mensual representativo que suaviza posibles variaciones puntuales de un año concreto.

El resultado de este procedimiento se recoge en la Tabla 2: Consumo mensual promedio (kWh/mes), donde se presenta el consumo mensual promedio empleado como año tipo. Este perfil será utilizado posteriormente como base para las simulaciones energéticas en PVsyst y para el análisis económico de la instalación.

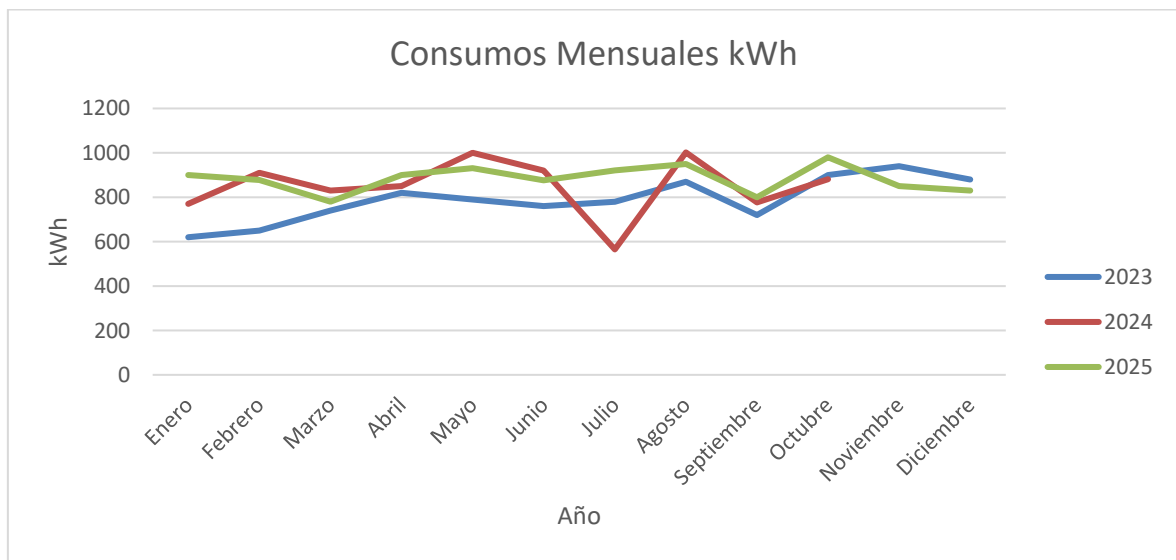


Figura 21: Gráfica comparativa de consumos mensuales kWh 2023, 2024 y 2025

Año Tipo (kWh/mes)	
Enero	763
Febrero	813
Marzo	783
Abril	857
Mayo	907
Junio	852
Julio	755
Agosto	941
Septiembre	766
Octubre	920
Noviembre	895
Diciembre	855
Total Anual	10107

Tabla 2: Consumo mensual promedio (kWh/mes)

El perfil obtenido presenta un consumo anual de 10.107 kWh, valor que será empleado como referencia en las simulaciones energéticas y económicas desarrolladas en este trabajo. Este consumo incorpora tanto la demanda habitual de la vivienda como el efecto de la carga del vehículo eléctrico, por lo que representa de forma más adecuada la situación actual del hogar. Cabe destacar que el vehículo eléctrico tiene una autonomía de 100km, por lo que no resulta en un consumo elevado en el gasto de la vivienda.

5.1.1 CONSUMOS CARGA VEHÍCULO ELÉCTRICO

Un elemento determinante en la evolución del consumo de esta vivienda ha sido la incorporación de un vehículo eléctrico en el año 2023. Desde ese momento, la recarga del vehículo en el domicilio se convierte en una carga adicional que altera de forma significativa el perfil energético del hogar.

No obstante, dado que el contador eléctrico de la vivienda no separa la energía consumida por el cargador del resto del hogar, la estimación se apoya en los registros del propio vehículo y del cargador instalado, cuyas especificaciones técnicas se recogen en el ANEXO II. Ficha técnica módulos fotovoltaicos.

Carga Vehículo Eléctrico 2025 (kWh)	
Enero	126
Febrero	132
Marzo	194
Abril	141
Mayo	202
Junio	187
Julio	252
Agosto	60
Septiembre	165
Octubre	153
Noviembre	142
Diciembre	157
Total Anual	1911

Tabla 3: Recarga mensual kWh/mes del vehículo eléctrico

El único año con datos de recarga registrados con suficiente rigor y continuidad es 2025, que se toma como año de referencia para el análisis del impacto del vehículo eléctrico. Este aumento no es uniforme a lo largo del año, sino que depende del uso del vehículo y los hábitos de recarga del usuario.

La caracterización de este consumo adicional resulta especialmente relevante para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, ya que un sistema bien dimensionado puede cubrir una parte significativa de la energía necesaria para la recarga durante las horas de mayor generación solar, reduciendo así la dependencia de la red eléctrica.

5.1.2 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO A TRAVÉS DE ELECTRODOMÉSTICOS

Como análisis complementario al estudio de facturas, se ha realizado una estimación del consumo eléctrico de la vivienda a partir del inventario de los principales electrodomésticos y equipos instalados. Esta metodología permite contrastar los consumos reales facturados con los consumos teóricos esperados, validando la coherencia de los datos disponibles y ofreciendo una visión desagregada por tipo de uso final.

Para cada equipo, se ha considerado su potencia nominal, el número de horas de uso diario estimado y los días de uso al mes, obteniendo así una estimación del consumo mensual y anual de cada uno.

Los resultados obtenidos se recogen en la Tabla 4: Consumo anual vivienda kWh/año, donde se muestra el consumo anual estimado de la vivienda a partir de los principales equipos considerados. Esta estimación no pretende sustituir al análisis de facturas, ya que el consumo real depende de los hábitos de uso de los ocupantes, sino servir como comprobación adicional de que el orden de magnitud del consumo anual es coherente con las características de la vivienda.

Estimación del Consumo del Emplazamiento a Través del Uso de Electrodomésticos			
Electrodomésticos	Potencia (kW)	Nº Horas de uso/año	Consumo anual (kWh/año)
Refrigerador 1	0,040	8760	350
Refrigerador 2	0,029	8760	254
Microondas	1,200	90	108
Vitrocerámica	2,000	365	730
Lavavajillas	1,000	365	365
Horno de vapor	2,200	365	803
Televisores (4)	0,400	1095	438
Lavadora	1,000	250	250
Secadora	2,500	150	375
Impresoras (2)	0,010	8760	88
Airfryer	1,500	365	548
Thermomix	1,000	200	200
Campana	0,200	365	73
Cafetera	1,000	90	90
Tostadora	0,800	40	32
Plancha	2,000	80	160
Suelo radiante	1,000	480	480
Router WiFi	0,012	8760	105
Consolas/ Videojuegos	0,150	700	105
Bomba de piscina	0,750	720	540
Cargador de coche eléct	3,700	514	1900
Puertas de garaje autom	1,000	20	20
Aspiradora	0,900	100	90
Portátiles (6)	0,360	3650	1314
Totales			9418

Tabla 4: Consumo anual vivienda kWh/año

En conjunto, el análisis mediante facturas y la estimación por electrodomésticos permiten obtener una visión más completa del perfil energético de la vivienda. El consumo anual de referencia obtenido a partir del año tipo será la base utilizada en los capítulos posteriores para simular el comportamiento de la instalación fotovoltaica, evaluar el grado de autoconsumo, calcular la energía importada de la red y estimar los ahorros económicos asociados al proyecto.

Capítulo 6. ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR

6.1 INTRODUCCIÓN

Para la correcta estimación de la producción energética de la instalación fotovoltaica, es fundamental disponer de datos climáticos representativos del emplazamiento. En particular, los parámetros más relevantes son la irradiancia Horizontal Global (GHI), la irradiancia Horizontal Difusa (DHI), la temperatura ambiente media y la velocidad media del viento.

Estos parámetros no solo determinan la energía solar disponible, sino que también influyen directamente en el rendimiento eléctrico del generador a través de las pérdidas térmicas del módulo. Estos datos son imprescindibles para la modelización del sistema en PVsyst, herramienta utilizada en este TFG para la simulación y el cálculo detallado de la producción energética.

Dado que ninguna base de datos climática ofrece por sí sola una caracterización perfecta del emplazamiento, se ha optado por consultar y comparar tres fuentes de reconocido prestigio internacional: Meteonorm, PVGIS y NREL. Esta aproximación multi-fuente permite identificar divergencias entre bases de datos, evaluar la coherencia de los valores obtenidos y fundamentar de forma rigurosa la elección de los datos de entrada que se introducirán posteriormente en PVsyst.

6.2 BBDD

Para caracterizar el recurso solar disponible en la vivienda situada en Pozuelo de Alarcón, se han analizado distintas bases de datos climáticas. Cada una de ellas emplea metodologías diferentes, combinando información procedente de estaciones meteorológicas, modelos satelitales, interpolaciones espaciales o registros históricos. Por este motivo, es habitual que existan diferencias entre los valores proporcionados por cada fuente, especialmente en variables como la irradiancia difusa o la temperatura media.

En este estudio se han considerado tres fuentes principales: Meteonorm, PVGIS y NREL. A partir de ellas se han extraído los valores mensuales de irradiancia horizontal global, irradiancia horizontal difusa, temperatura ambiente y, cuando está disponible, velocidad media del viento. Posteriormente, estos datos se comparan con el objetivo de seleccionar los valores más adecuados para la simulación en PVsyst.

6.2.1 METEONORM

Meteonorm es una base de datos climática ampliamente utilizada en ingeniería energética. Combina datos medidos en estaciones meteorológicas distribuidas globalmente con modelos de interpolación espacial para generar años meteorológicos típicos (TMY) representativos de cualquier ubicación del planeta. Su larga trayectoria y su integración directa con PVsyst la convierten en una de las referencias más empleadas en proyectos fotovoltaicos a nivel profesional.

Para el emplazamiento objeto de estudio, Pozuelo de Alarcón (Madrid), se han extraído de Meteonorm los cuatro parámetros climáticos fundamentales: GHI, DHI, temperatura media mensual y velocidad media del viento. Los valores obtenidos se recogen en la Tabla 5: Tabla Meteronorm

METEONORM				
Mes	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	T (°C)	V (m/s)
Enero	65	30	6,6	2,6
Febrero	85	31	7,9	3
Marzo	133	51	11,1	3,4
Abril	165	60	13,8	3,3
Mayo	206	76	18,4	2,8
Junio	227	69	24,6	3
Julio	243	57	27,5	3
Agosto	213	52	26,9	2,8
Septiembre	158	49	22,3	2,4
Octubre	108	41	16,4	2,3
Noviembre	69	26	10,2	2,6
Diciembre	59	25	7,2	2,2
TOTAL	1728	567	16,1	2,8

Tabla 5: Tabla Meteronorm

Como puede observarse, la irradiancia global horizontal acumulada anual según Meteonorm asciende a 1.728 kWh/m², con un máximo estival en julio (243 kWh/m²) y un mínimo en

diciembre (59 kWh/m²), lo que refleja la marcada estacionalidad solar característica del clima continental de la zona centro de España. La temperatura media anual se sitúa en 16,1 °C y la velocidad del viento en 2,8 m/s, parámetros de especial relevancia para la estimación de las pérdidas térmicas en el módulo.

6.2.2 PVGIS

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) es una herramienta desarrollada por el Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea, especialmente orientada al análisis de sistemas fotovoltaicos en el ámbito europeo. Emplea bases de datos satelitales de alta resolución y modelos validados específicamente para este contexto geográfico, lo que la convierte en una referencia de primer orden para proyectos de autoconsumo residencial en España.

A diferencia de Meteonorm, PVGIS no proporciona todos los parámetros climáticos necesarios para el modelo, ya que no incluye datos de velocidad del viento. Por ello, este parámetro deberá tomarse de otra fuente. No obstante, PVGIS sí permite obtener valores mensuales de irradiancia horizontal global, irradiancia horizontal difusa y temperatura ambiente. Los datos extraídos para el emplazamiento se muestran en la Tabla 6: Datos PVGIS.

PVGIS				
Mes	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	T (°C)	V (m/s)
Enero	68,477	23,967	4,747	
Febrero	89,131	29,038	6,358	
Marzo	139,951	43,458	9,468	
Abril	172,022	52,331	12,742	
Mayo	216,033	58,670	17,574	
Junio	228,225	53,453	22,753	
Julio	246,464	45,531	26,689	
Agosto	217,102	41,706	25,884	
Septiembre	160,123	38,514	20,711	
Octubre	113,692	32,432	15,326	
Noviembre	70,008	24,798	8,895	
Diciembre	58,952	20,757	5,826	
TOTAL	1780,179	464,655	14,748	

Tabla 6: Datos PVGIS

La irradiancia global horizontal anual según PVGIS alcanza los 1.780 kWh/m², un valor ligeramente superior al de Meteonorm pero del mismo orden de magnitud, lo que apunta a una buena consistencia entre ambas fuentes para la componente directa. La irradiancia difusa anual, en cambio, se sitúa en 465 kWh/m², notablemente inferior a la proporcionada por Meteonorm (567 kWh/m²), diferencia que deberá tenerse en cuenta en el proceso de selección final.

6.2.3 NREL

El National Renewable Energy Laboratory, NREL, es el laboratorio nacional de energías renovables de Estados Unidos y dispone de bases de datos climáticas ampliamente utilizadas en investigación y proyectos energéticos internacionales. En este trabajo se han consultado datos correspondientes a dos años concretos disponibles en la plataforma, con el objetivo de contar con una referencia adicional y evaluar la variabilidad del recurso solar.

Los datos analizados corresponden a los años 2011 y 2017, recogiendo valores mensuales de irradiancia horizontal global e irradiancia horizontal difusa. Estos resultados permiten comparar el orden de magnitud del recurso solar con las fuentes anteriores, aunque deben interpretarse con cautela al tratarse de años concretos y no necesariamente de un año meteorológico típico.

NREL- 2011			NREL - 2017		
Mes	GHI	DHI	Mes	GHI	DHI
Enero	74,722	29,948	Enero	85,488	38,539
Febrero	129,813	44,881	Febrero	117,280	47,890
Marzo	169,828	70,507	Marzo	179,696	74,723
Abril	229,893	93,225	Abril	222,804	97,508
Mayo	272,973	103,294	Mayo	272,702	92,359
Junio	315,026	84,419	Junio	331,354	78,046
Julio	339,082	64,427	Julio	328,901	73,503
Agosto	293,922	67,211	Agosto	285,175	64,634
Septiembre	217,958	75,514	Septiembre	209,893	64,663
Octubre	146,741	53,523	Octubre	146,741	53,523
Noviembre	83,896	46,000	Noviembre	83,956	36,510
Diciembre	81,333	28,472	Diciembre	68,860	31,101
TOTALES	2355,187	761,421	TOTALES	2332,849	752,998

Tabla 7: Datos Base NREL 2011 2017 (Fuente: NREL)

Los valores obtenidos mediante NREL son significativamente superiores a los proporcionados por Meteonorm y PVGIS. Aunque NREL constituye una fuente de gran prestigio en el ámbito de las energías renovables, en este caso sus valores se alejan de forma considerable de los obtenidos mediante las otras dos bases de datos.

6.2.4 RESULTADOS FINALES Y SELECCIÓN

Una vez analizadas las tres fuentes, se ha realizado una comparación sistemática de los valores de irradiancia horizontal global e irradiancia horizontal difusa, con el objetivo de seleccionar los datos climáticos más representativos para la simulación del sistema fotovoltaico en PVsyst.

GHI (kWh/m ²)				
Mes	PVGIS	Meteonorm	NREL 2017	Promedio
Enero	68,48	65	85,49	72,99
Febrero	89,13	85	117,28	97,14
Marzo	139,95	133	179,7	150,88
Abril	172,02	165	222,8	186,61
Mayo	216,03	206	272,7	231,58
Junio	228,22	227	331,35	262,19
Julio	246,46	243	328,9	272,79
Agosto	217,1	213	285,17	238,43
Septiembre	160,12	158	209,89	176,01
Octubre	113,69	108	146,74	122,81
Noviembre	70,01	69	83,96	74,32
Diciembre	58,95	59	68,86	62,27
Total	1780,18	1731	2332,85	1948,02

Tabla 8: Selección final GHI

En el caso de la irradiancia horizontal global, los valores proporcionados por PVGIS y Meteonorm son próximos entre sí, mientras que los datos de NREL resultan considerablemente superiores. Dado que PVGIS está específicamente orientado al análisis fotovoltaico en el ámbito europeo y ofrece una estimación satelital adaptada al

emplazamiento, se ha decidido emplear sus valores de GHI como referencia principal. De esta forma, se adopta una irradiancia horizontal global anual de 1.780,18 kWh/m².

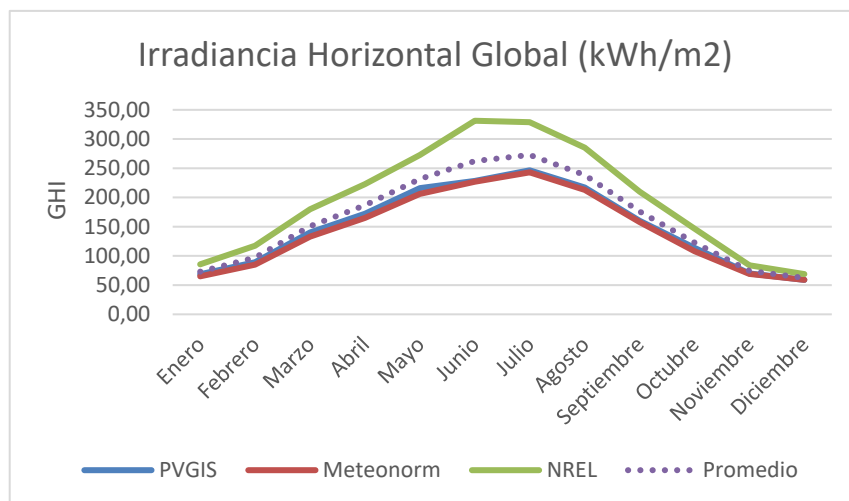


Figura 22: Gráfica BBDD Irradiancia horizontal global

En cuanto a la irradiancia horizontal difusa, la situación es distinta. PVGIS ofrece valores sensiblemente inferiores, mientras que NREL proporciona valores claramente más elevados. Por este motivo, se ha optado por emplear los datos de DHI de Meteonorm, que presentan un valor intermedio y más conservador, coherente con el clima mediterráneo continental característico de la zona centro de España. El valor anual seleccionado para la DHI es, por tanto, de 567 kWh/m².

DHI (kWh/m2)				
Mes	PVGIS	Meteonorm	NREL 2017	Promedio
Enero	23,97	30	38,54	30,84
Febrero	29,04	31	47,89	35,98
Marzo	43,46	51	74,72	56,39
Abril	52,33	60	97,51	69,95
Mayo	58,67	76	92,36	75,68
Junio	53,45	69	78,05	66,83
Julio	45,53	57	73,5	58,68
Agosto	41,71	52	64,63	52,78
Septiembre	38,51	49	64,66	50,73
Octubre	32,43	41	53,52	42,32
Noviembre	24,8	26	36,51	29,1
Diciembre	20,76	25	31,1	25,62
Total	464,66	567	753	594,88

Tabla 9: Selección final DHI

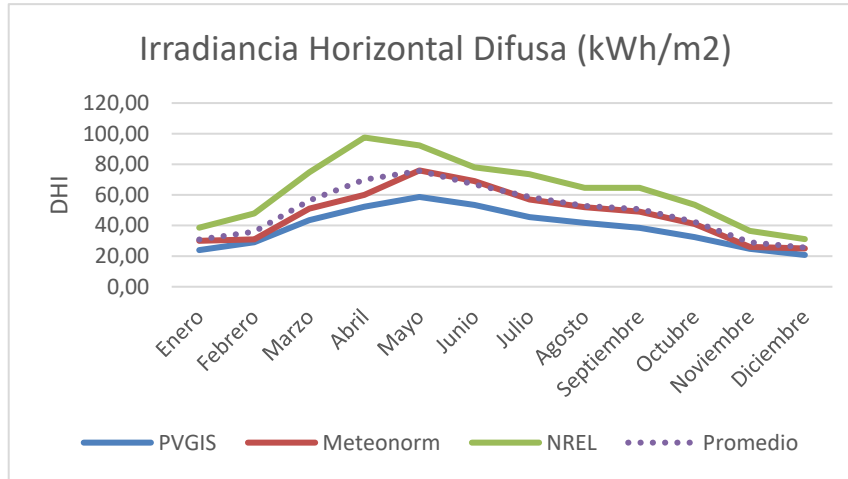


Figura 23: Gráfica BBDD Irradiancia horizontal difusa

Para la temperatura ambiente, se han seleccionado los datos de PVGIS, con una temperatura media anual de 14,75 °C. Esta fuente proporciona una caracterización detallada y coherente con el emplazamiento, y permite mantener consistencia con la selección de la irradiancia global horizontal.

Por último, dado que ni PVGIS ni NREL proporcionan datos de velocidad del viento para este caso, este parámetro se ha tomado íntegramente de Meteonorm. La velocidad media anual seleccionada es de 2,8 m/s, valor que se considera representativo para el emplazamiento y que será empleado en PVsyst para la estimación de las condiciones térmicas de funcionamiento de los módulos.

La tabla siguiente recoge la selección final de parámetros climáticos que se introducirán en PVsyst para la simulación del sistema fotovoltaico.

Resultados				
BBDD	PVGIS	Meteonorm	PVGIS	Meteonorm
Mes	GHI (kWh/m2)	DHI (kWh/m2)	T (°C)	V (m/s)
Enero	68,48	30	4,75	2,6
Febrero	89,13	31	6,36	3
Marzo	139,95	51	9,47	3,4
Abril	172,02	60	12,74	3,3
Mayo	216,03	76	17,57	2,8
Junio	228,22	69	22,75	3
Julio	246,46	57	26,69	3
Agosto	217,1	52	25,88	2,8
Septiembre	160,12	49	20,71	2,4
Octubre	113,69	41	15,33	2,3
Noviembre	70,01	26	8,89	2,6
Diciembre	58,95	25	5,83	2,2
Total	1780,18	567	14,75	2,8

Tabla 10: Datos Finales PVsyst

La selección final combina los datos más representativos de cada fuente. Esta metodología permite construir una base climática coherente y suficientemente conservadora para la posterior simulación energética de la instalación fotovoltaica.

Capítulo 7. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

7.1 SELECCIÓN DE PARÁMETROS PLATAFORMA PVSYST

Para llevar a cabo el dimensionado de la instalación fotovoltaica, se ha empleado el software PVsyst, una herramienta de simulación ampliamente utilizada en el sector que permite modelizar el comportamiento energético de un sistema fotovoltaico conectado a red a partir de los datos climáticos y técnicos del emplazamiento. El proceso de configuración en PVsyst sigue una secuencia lógica que se describe a continuación.

El primer paso consiste en introducir el emplazamiento de la instalación, definiendo sus coordenadas geográficas y la altitud del punto. A partir de estos datos, la plataforma solicita los recursos solares del lugar: irradiación directa horizontal (DHI), irradiación global horizontal (GHI), velocidad del viento y temperatura ambiente, descargables directamente desde bases de datos integradas. No obstante, en este proyecto se ha realizado previamente un ejercicio de cribado y contraste de fuentes de información con el fin de obtener los datos más precisos posibles para el emplazamiento estudiado.

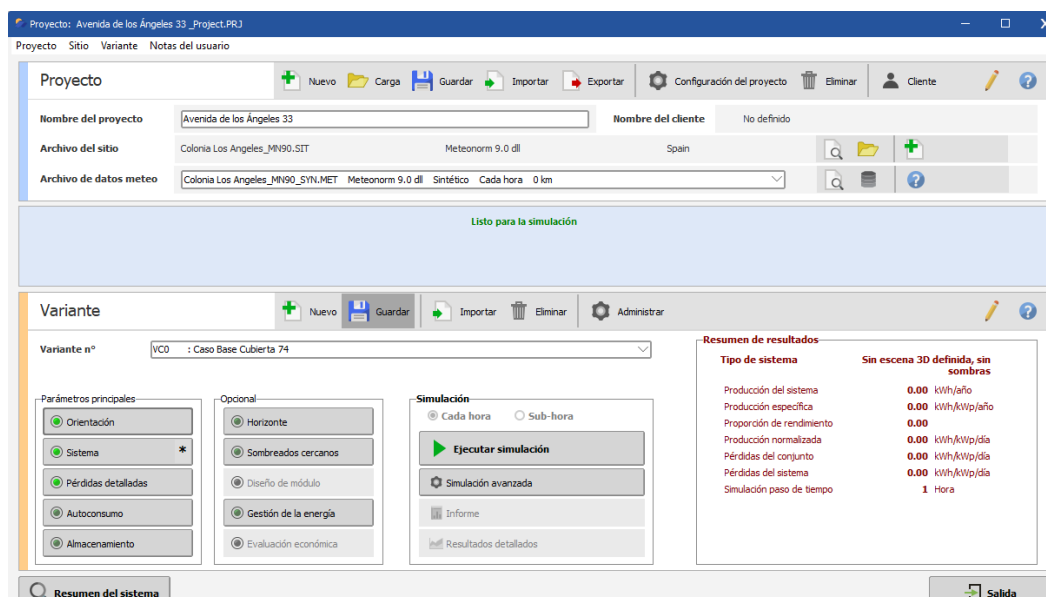


Figura 24: Interfaz Proyecto PVsyst

Una vez establecidos estos parámetros climáticos, se procede a crear un proyecto de conexión a red y a definir la variante de simulación correspondiente, tal y como muestra la interfaz principal de PVsyst.

Dentro del módulo de **orientación**, PVsyst utiliza las orientaciones definidas para calcular el factor de transposición, que relaciona la irradiación sobre el plano inclinado del módulo con la irradiación horizontal de referencia. En este caso, la cubierta del edificio presenta una inclinación de 23° y admite dos orientaciones posibles: este y oeste.

Tras analizar ambas opciones, la orientación este, con un azimut de -107° , resulta en un factor de transposición de 0,91 y una pérdida del 22,3 % respecto al óptimo, con una irradiación global anual de 1583 kWh/m^2 , lo que supone aproximadamente un 11 % menos de recurso solar anual que la cubierta este. Por este motivo, se descarta la orientación oeste.

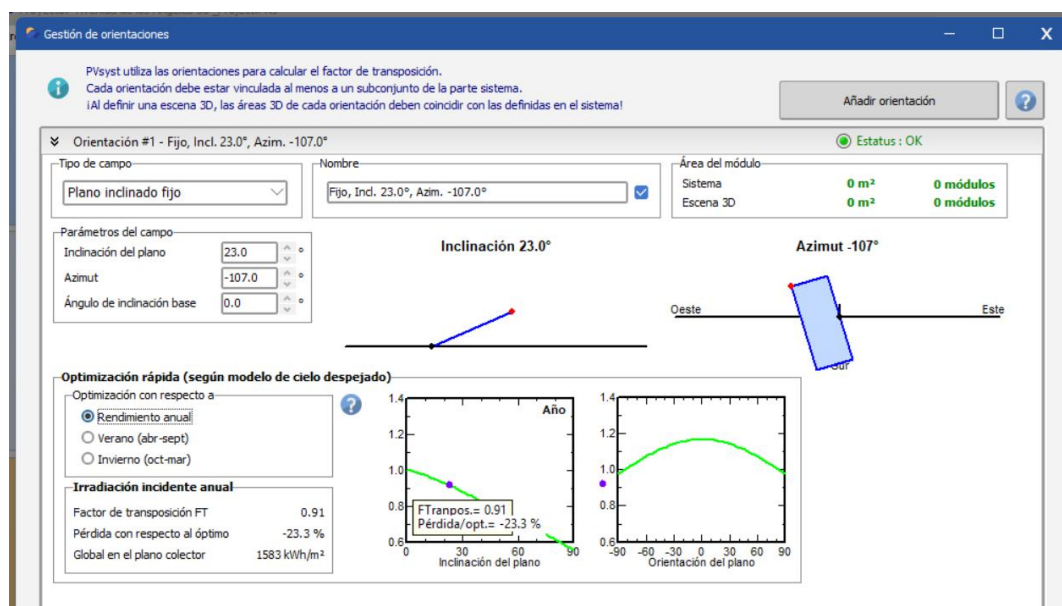


Figura 25: Resultados orientación este

La orientación oeste, con un azimut de 74° , arroja un factor de transposición de 1,03, lo que implica que la irradiación recibida sobre el plano de los módulos es un 3 % superior a la

irradiación horizontal. La pérdida respecto a la orientación óptima es del 13,6 %, y la irradiación global anual incidente sobre el plano del colector resulta de 1783 kWh/m².

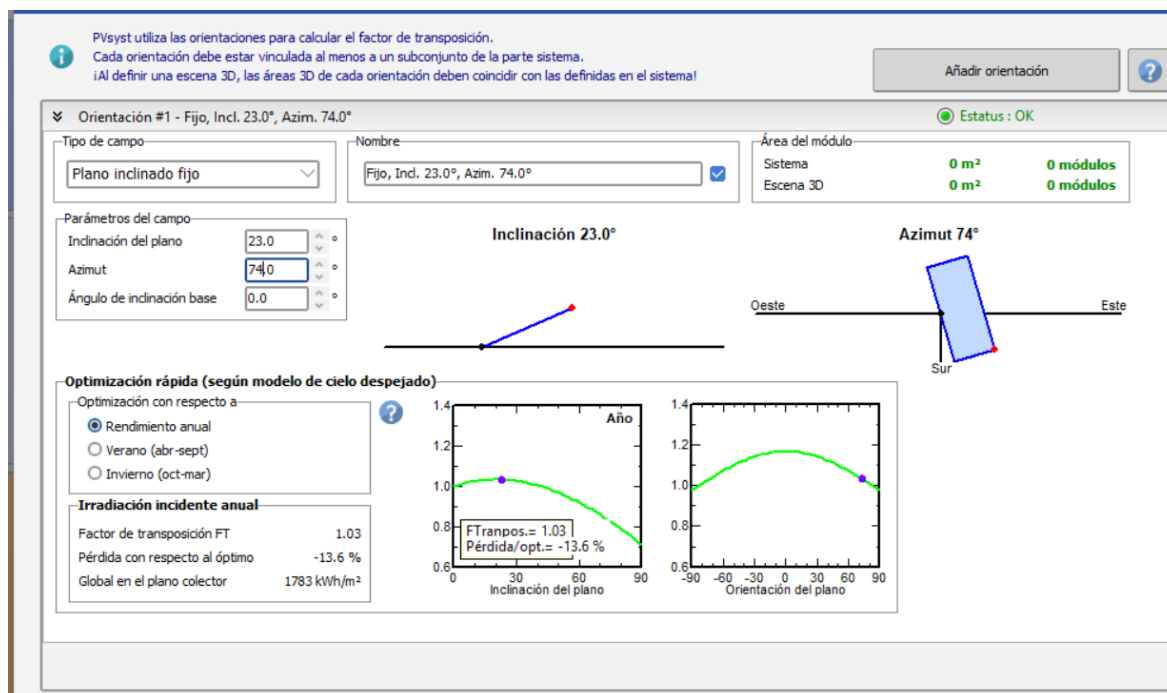


Figura 26: Resultados orientación oeste

Por otro lado, resulta interesante analizar los gráficos de optimización que ofrece PVsyst, donde se representan los valores de irradiación incidente en función de la inclinación y el azimut del plano colector. En ellos se aprecia claramente que ninguna de las dos orientaciones disponibles en la cubierta coincide con el punto óptimo teórico, lo cual es una consecuencia directa de la restricción que impone la geometría fija del tejado. Sin embargo, este análisis comparativo no solo justifica la elección de la orientación este frente a la oeste, sino que permite cuantificar con precisión el coste energético que supone trabajar con las condiciones reales del emplazamiento frente al escenario ideal.

En cuanto al **sistema**, una vez definida la orientación, se procede a la configuración del sistema fotovoltaico. Para ello, se seleccionan los módulos fotovoltaicos, el inversor y la distribución eléctrica del generador. En este proyecto se ha definido un caso base de referencia, denominado Caso Base, correspondiente a una instalación conectada a red sin almacenamiento. Este caso sirve como punto de partida para el análisis comparativo

posterior con otras configuraciones y permite establecer una primera solución técnicamente viable sobre la que evaluar mejoras.

El módulo seleccionado para el caso base es el LONGi Solar LR5-72HTH-600M, con una potencia pico de 600 Wp en condiciones estándar. La elección de un módulo de alta potencia unitaria responde a una restricción clave de este proyecto: el número de paneles que pueden instalarse está limitado por el área útil del tejado, por lo que maximizar la potencia por unidad de módulo permite alcanzar la mayor potencia total instalada posible dentro de ese margen. Se han contemplado también otros modelos de potencias similares de distintos fabricantes con el objetivo de comparar su rendimiento energético y evaluar diferencias en la viabilidad económica de cada opción, aunque esa comparativa se desarrolla en apartados posteriores.

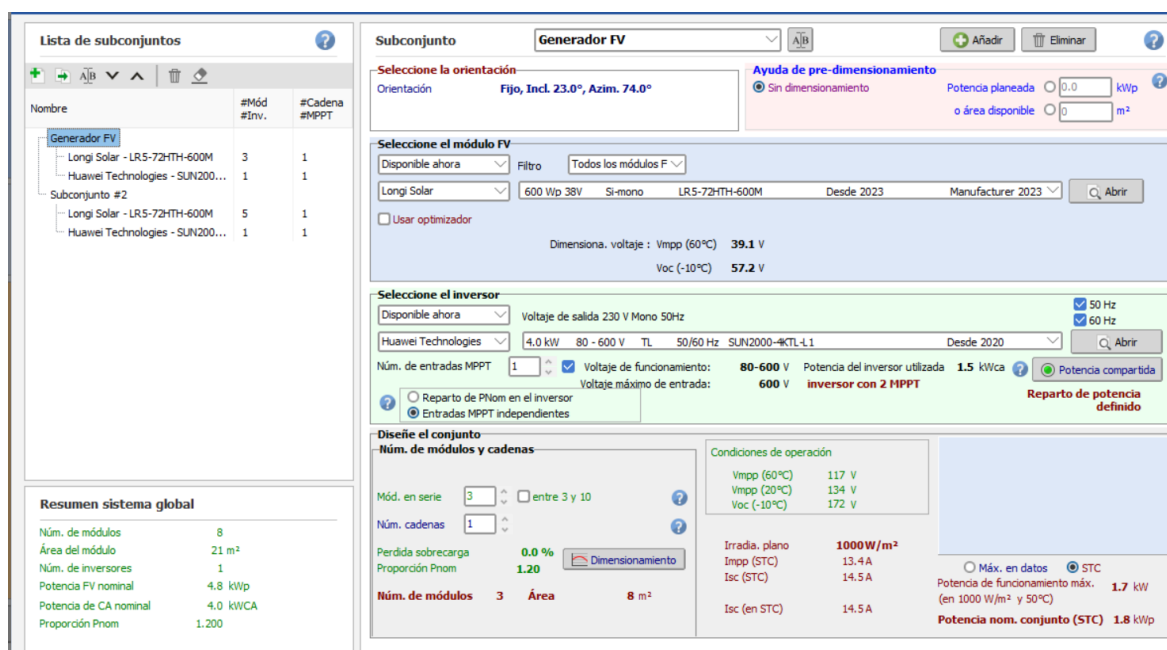
El inversor seleccionado es el Huawei SUN2000-4KTL-L1, con una potencia nominal de 4 kWac y 2 entradas MPPT independientes. La elección de este equipo se debe a su potencia nominal, determinada en función de la potencia pico del campo fotovoltaico y de la relación de ratio de dimensionamiento AC/DC, criterio desarrollado en el marco teórico del proyecto. Con una potencia FV instalada de 4,8 kWp y un inversor de 4 kWac, la relación resultante es de $4,8/4 = 1,20$, valor que se sitúa dentro del rango recomendado para instalaciones residenciales de conexión a red, donde se acepta cierto recorte de potencia en los momentos de máxima irradiación a cambio de un mejor aprovechamiento del inversor durante las horas de producción media.

La instalación se organiza en dos strings conectados a los dos MPPTs del inversor de forma asimétrica, condicionada por la distribución real de los módulos sobre el tejado:

El string 1 (MPPT 1) agrupa 3 módulos en serie, lo que supone una potencia nominal de 1800 Wp y una tensión de funcionamiento en el punto de máxima potencia de 121 V a 50 °C. Este string utiliza el 38 % de la capacidad del inversor (1,5 kWac).

El string 2 (MPPT 2) agrupa 5 módulos en serie, con una potencia nominal de 3000 Wp y una tensión de funcionamiento de 202 V a 50 °C. Este string utiliza el 63 % restante (2,5 kWac).

En total, el campo cuenta con 8 módulos instalados, una potencia nominal conjunta de 4,8 kWp y un área de módulo de 20,7 m². La distribución asimétrica entre los dos MPPTs responde a la disposición física disponible en el tejado, y su efecto sobre el rendimiento global queda recogido en las pérdidas por desajuste de cadenas consideradas en la simulación. Esta configuración asimétrica es algo menos eficiente que una distribución equilibrada, pero es la que mejor se adapta al espacio real disponible en la cubierta.



Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Generador FV		
Longi Solar - LR5-72HTH-600M	3	1
Huawei Technologies - SUN2000-4KTL-L1	1	1
Subconjunto #2		
Longi Solar - LR5-72HTH-600M	5	1
Huawei Technologies - SUN2000-4KTL-L1	1	1

Subconjunto Generador FV

Selección de la orientación
Orientación: Fijo, Incl. 23.0°, Azim. 74.0°

Ayuda de pre-dimensionamiento
Sin dimensionamiento Potencia planeada 0.0 kWp
o área disponible 0 m²

Selección del módulo FV
Disponble ahora Filtro Todos los módulos F
Longi Solar 600 Wp 38V Si-mono LR5-72HTH-600M Desde 2023 Manufacturer 2023
☐ Usar optimizador
Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) 39.1 V
Voc (-10°C) 57.2 V

Selección del inversor
Disponble ahora Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz
Huawei Technologies 4.0 kW 80 - 600 V TL 50/60 Hz SUN2000-4KTL-L1 Desde 2020
Núm. de entradas MPPT 1 ☒ Voltaje de funcionamiento: 80-600 V Potencia del inversor utilizada 1.5 kWca
Voltaje máximo de entrada: 600 V **inversor con 2 MPPT**
☐ Reparto de PNom en el inversor ☒ Entradas MPPT independientes **Reparto de potencia definido**

Diseño del conjunto
Núm. de módulos y cadenas
Mód. en serie 3 ☐ entre 3 y 10
Núm. cadenas 1
Perdida sobrecarga 0.0 % ☒ Dimensionamiento
Proporción Pnom 1.20
Núm. de módulos 3 Área 8 m²

Condiciones de operación
Vmpp (60°C) 117 V
Vmpp (20°C) 134 V
Voc (-10°C) 172 V
Irradia. plano 1000 W/m²
Imp (STC) 13.4 A
Isc (STC) 14.5 A
Isc (en STC) 14.5 A
Potencia de funcionamiento máx. 1.7 kW
(en 1000 W/m² y 50°C)
Potencia nom. conjunta (STC) 1.8 kWp

Resumen sistema global
Núm. de módulos 8
Área del módulo 21 m²
Núm. de inversores 1
Potencia FV nominal 4.8 kWp
Potencia de CA nominal 4.0 kWCA
Proporción Pnom 1.200

Figura 27: Sistema Caso Base (Fuente: PVsyst)

Adicionalmente, se estudiarán distintas combinaciones de strings y número de paneles en función del espacio disponible y de la rentabilidad de cada configuración, planteando también una distribución de 4 paneles en cada MPPTs para valorar si las pérdidas compensaban o no, como por ejemplo este otro caso.

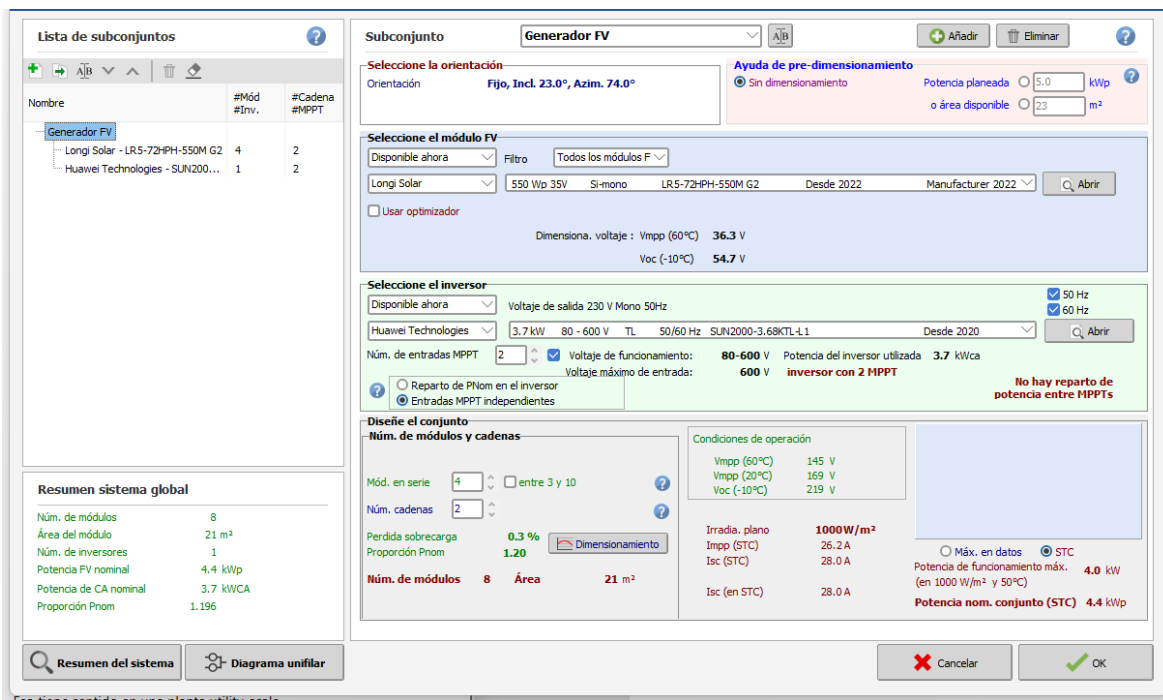


Figura 28: Sistema Caso Simétrico PVsyst (Fuente: PVsyst)

A continuación se rellenan los parámetros de **pérdidas** en la pestaña correspondiente de PVsyst. En primer lugar, las **pérdidas térmicas**, que se caracterizan mediante la ecuación:

$$U = U_c + U_v * Vel. viento$$

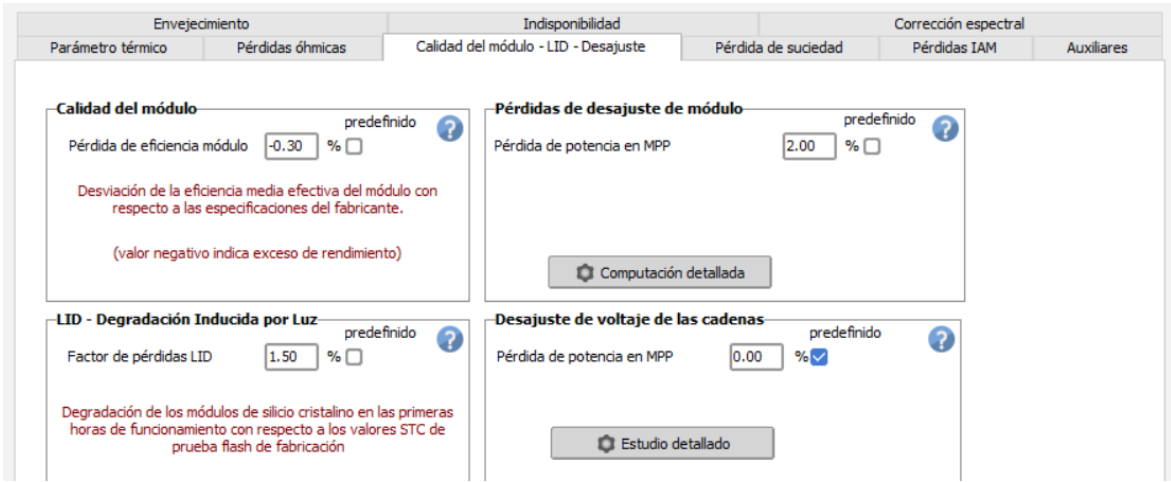
Para este proyecto se adopta la casuística de integración con respaldo totalmente aislado. El coeficiente U_c representa el factor de pérdida constante, que depende del tipo de disposición del módulo, mientras que U_v recoge el efecto refrigerador del viento. Dado que en la práctica la ventilación natural es escasa en instalaciones coplanares integradas en cubierta, el término U_v se considera despreciable y no se modifica respecto al valor por defecto.

En cuanto a las **pérdidas óhmicas**, se distinguen las que se producen en corriente continua (generadas al unirse los paneles formando strings) y las que tienen lugar en corriente alterna. Las pérdidas en CC son inherentes a todos los paneles de la instalación y se estiman en torno al 1 % para el cable que une los strings. Las pérdidas en CA, correspondientes al tramo inversor-transformador (con una longitud de 9,5 m), son del orden del 0,1 %, y el cable empleado es siempre de aluminio.

Respecto a la calidad del módulo, los fabricantes garantizan la potencia de los paneles durante 30 años conforme a lo especificado en la ficha técnica. Puesto que los paneles se suministran con una potencia algo superior a la nominal, esta pérdida aparece como un valor negativo en PVsyst, indicando un exceso de rendimiento inicial.

Las **pérdidas por degradación inducida por la luz (LID)** se deben a las moléculas de oxígeno atrapadas en el material semiconductor durante la fabricación, que degradan la eficiencia del panel en las primeras horas de exposición solar; la ficha técnica del módulo indica un valor del 1.5 % para esta pérdida.

Las **pérdidas por desajuste** entre paneles de una misma cadena, causadas porque al conectarlos en serie circula por todos ellos la intensidad del panel más débil, se fijan en un 2 % típico, y el desajuste de voltaje de las cadenas lo dejamos, predefinido en un 0%.



The screenshot shows the PVsyst software interface with the following settings:

- Calidad del módulo:**
 - Pérdida de eficiencia módulo: -0.30 % (predefinido)
 - Desviación de la eficiencia media efectiva del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante.
 - (valor negativo indica exceso de rendimiento)
- LID - Degradación Inducida por Luz:**
 - Factor de pérdidas LID: 1.50 % (predefinido)
 - Degradación de los módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores STC de prueba flash de fabricación
- Pérdidas de desajuste de módulo:**
 - Pérdida de potencia en MPP: 2.00 % (predefinido)
 - Computación detallada
- Desajuste de voltaje de las cadenas:**
 - Pérdida de potencia en MPP: 0.00 % (predefinido, checked)
 - Estudio detallado

Figura 29: Interfaz pérdidas LID (Fuente: PVsyst)

En cuanto a las **pérdidas por suciedad**, se adopta un valor del 3 %, algo superior al 2 % habitual, con el fin de contemplar que la limpieza de los módulos no será frecuente por ser una instalación residencial. El cuidado no será el mismo de aquel industrial.

Las **pérdidas IAM** se modelizan mediante el coeficiente de reflexión de revestimiento antirreflectante (AR): aun cuando el panel sigue la trayectoria solar, los rayos no inciden

siempre perpendicularmente, introduciendo una pérdida adicional por reflexión en función del ángulo de incidencia.

En cuanto a los **servicios auxiliares**, se programa un consumo proporcional a la potencia de salida del inversor del orden de 3 W/kW, valor representativo para plantas de pequeño tamaño.

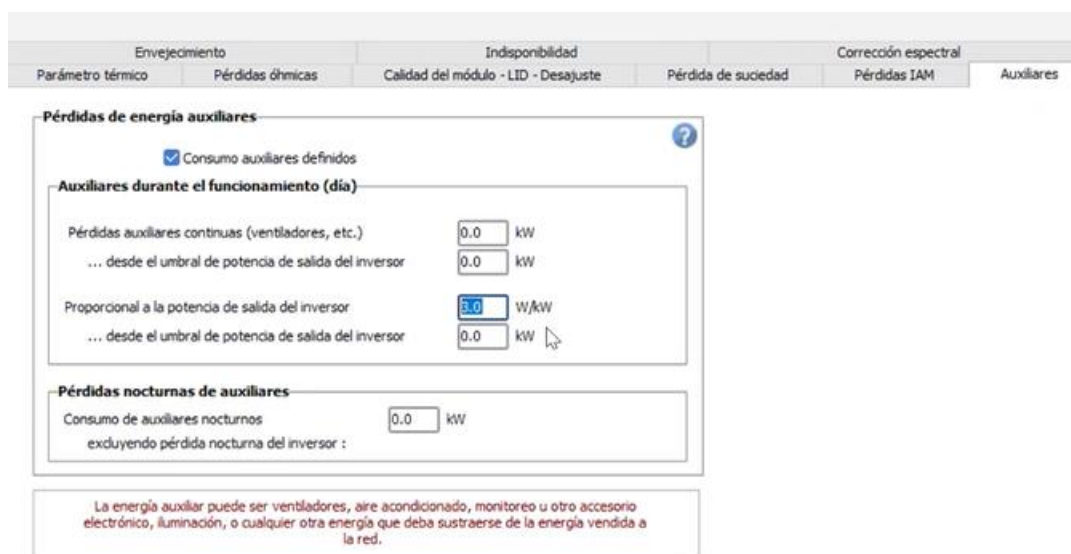


Figura 30: Interfaz pérdidas por servicios auxiliares (Fuente: PVsyst)

Finalmente, para el **envejecimiento**, se simula la instalación a lo largo de su vida útil aplicando el factor de degradación interanual proporcionado por el fabricante, cuyo valor típico es de 0,4 % anual, afectando a I_{mp} y V_{mp} en una proporción 80/20. La dispersión anual se fija en 0 %, de forma que la simulación del año 1 sirve de referencia y los resultados de años posteriores reflejan progresivamente el efecto acumulado de la degradación del panel.

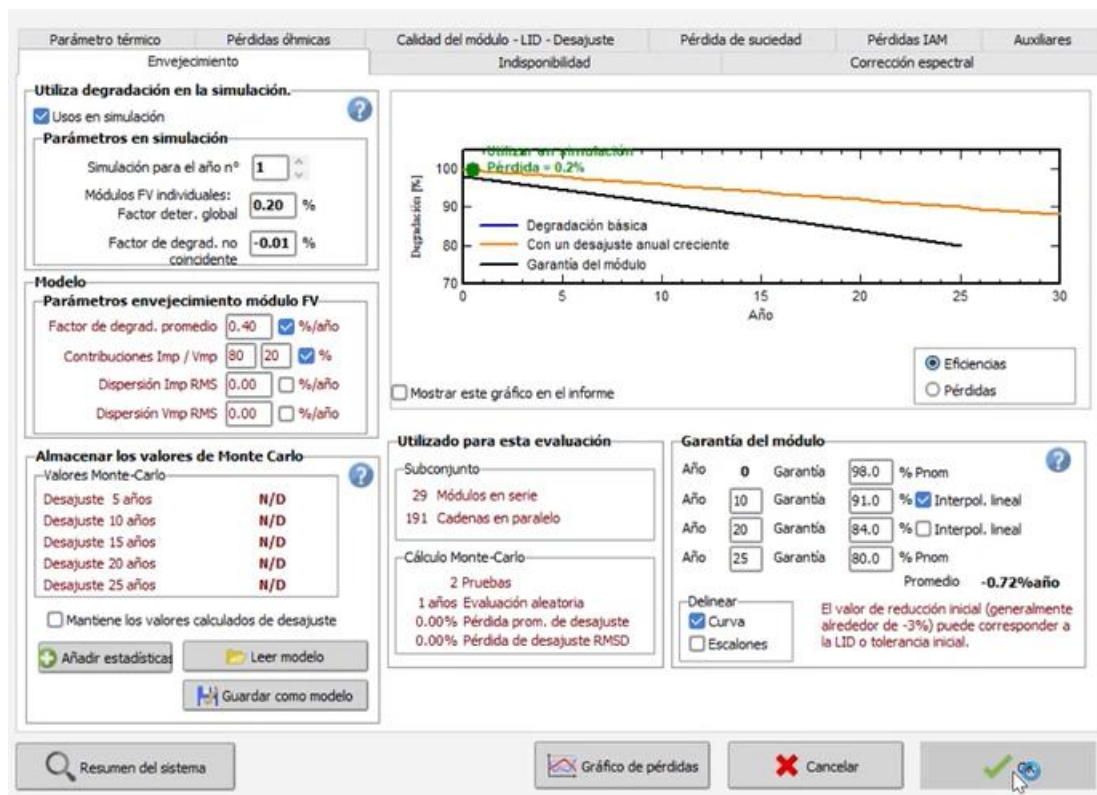
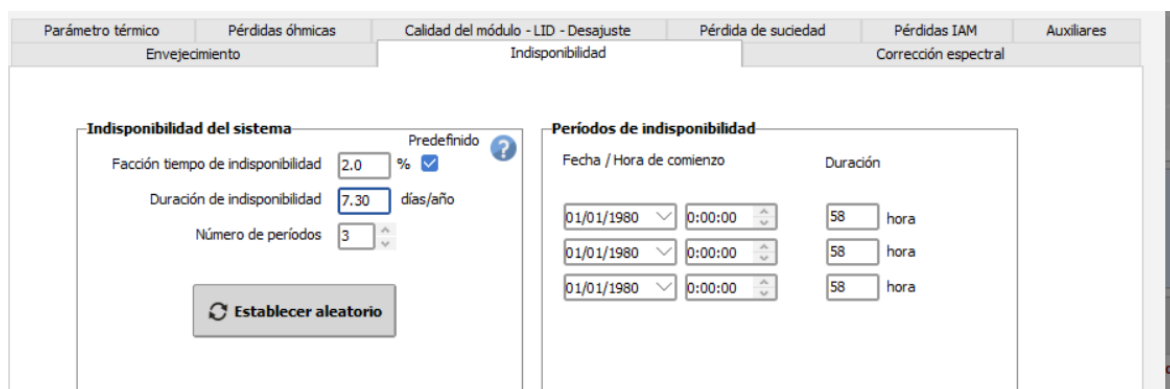


Figura 31: Interfaz pérdidas por envejecimiento (Fuente: PVsyst)

En la pestaña de **indisponibilidad** se parametriza el tiempo durante el cual el sistema puede estar fuera de servicio a lo largo del año, ya sea por mantenimiento, averías o cualquier otra causa. Se asume que en algún momento del año la instalación se estropeará al menos una vez, por lo que se fija una fracción de tiempo de indisponibilidad del 2 %, equivalente a 7,3 días repartidos en 3 periodos a lo largo del año, cada uno de 58 horas de duración. Este valor es una estimación conservadora pero razonable para una instalación residencial sin contrato de mantenimiento preventivo sistemático.



Parámetro térmico Pérdidas óhmicas Calidad del módulo - LID - Desajuste Pérdida de suciedad Pérdidas IAM Auxiliares

Envejecimiento Indisponibilidad Corrección espectral

Indisponibilidad del sistema Predefinido ?

Facción tiempo de indisponibilidad: 2.0 % ☒

Duración de indisponibilidad: 7.30 días/año

Número de periodos: 3

Períodos de indisponibilidad

Fecha / Hora de comienzo	Duración
01/01/1980 0:00:00	58 hora
01/01/1980 0:00:00	58 hora
01/01/1980 0:00:00	58 hora

Establecer aleatorio

Figura 32: Interfaz de pérdidas por indisponibilidad (Fuente: PVsyst)

En la pestaña de parámetros opcionales se configura el **horizonte** lejano, que recoge las pérdidas por sombreado del perfil del terreno y los obstáculos del entorno. PVsyst representa este horizonte mediante un diagrama de trayectoria solar en el que se superpone el perfil de alturas del entorno en función del acimut. Para este proyecto se cargan los valores del fichero de horizonte generado a partir de la base de datos PVGIS, que tiene en cuenta la orografía real del emplazamiento en Colonia Los Ángeles. El diagrama muestra que, para la orientación este seleccionada, el horizonte libre no afecta significativamente a los meses de mayor producción, concentrándose las pérdidas por horizonte en las horas de baja altura solar de los meses invernales.

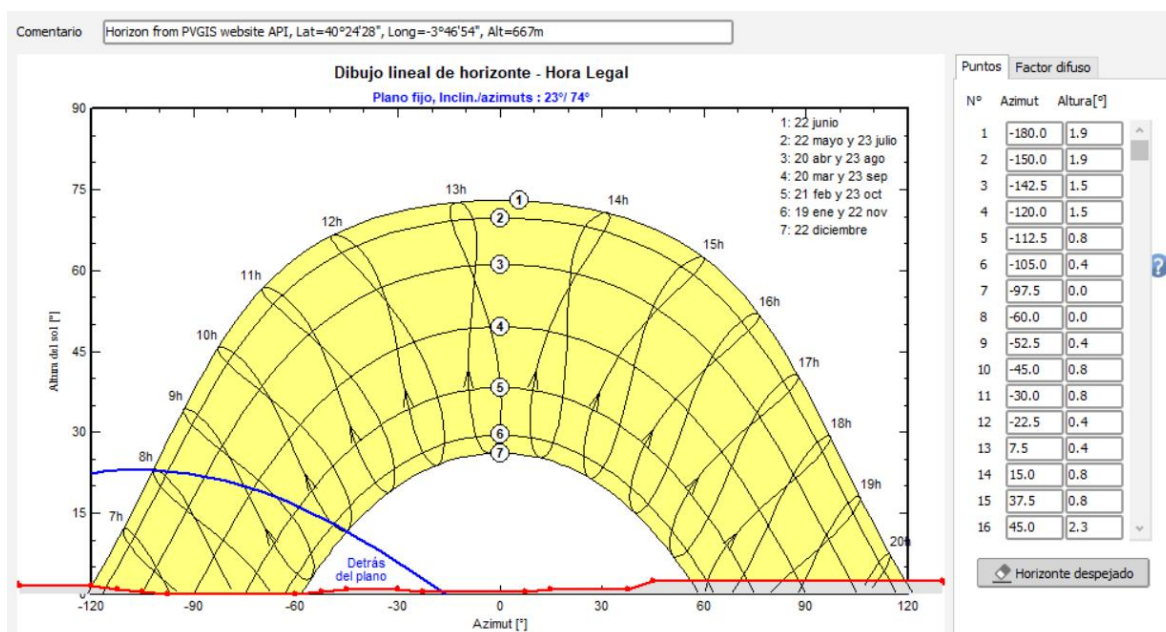


Figura 33: Interfaz horizonte lejano (Fuente: PVsyst)

En la pestaña de **autoconsumo** se introducen las necesidades energéticas mensuales de la vivienda, que sirven a PVsyst para calcular la fracción solar y el balance entre la energía producida por el sistema y la energía demandada. Los valores de consumo se introducen mes a mes en kWh/mes, resultando en un consumo anual total de 10.107 kWh/año, con una media mensual de 842 kWh/mes.

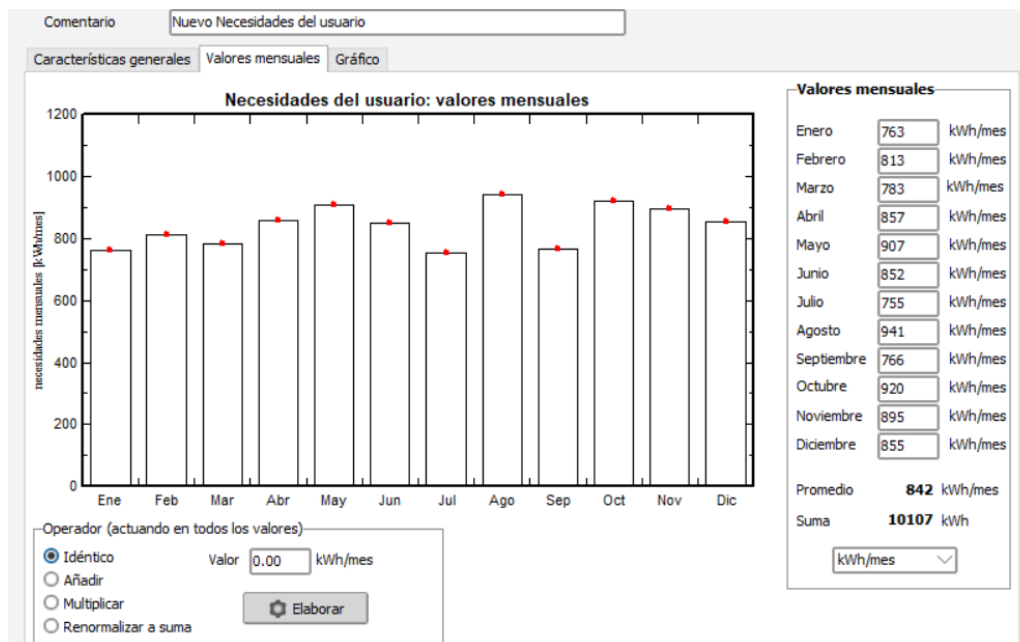


Figura 34: Interfaz autoconsumo de la vivienda (Fuente: PVsyst)

En la pestaña de **sombreados** se define la escena 3D del entorno inmediato de los módulos.

Por último, en la pestaña de **almacenamiento** se modelará la posibilidad de incorporar almacenamiento mediante batería. Para el Caso Base esta opción no se activa, ya que el objetivo de esta variante es establecer el comportamiento de referencia del sistema sin baterías. No obstante, se ha explorado la incorporación de una batería de una potencia nominal de 28.8 kWh y de 14.4 kWh como escenario alternativo, cuyo análisis se desarrolla en variantes posteriores. La interfaz de PVsyst permite definir el tipo de batería (en este caso litio-ion), el número de módulos en serie y paralelo, el estado inicial de carga y la estrategia de gestión, que se configura en modo autoconsumo.

Paquete de almacenamiento
Autoconsumo

Especifique el conjunto de batería

Ordenar baterías por
☒ voltaje
☐ capacidad
☐ fabricante

Huawei
48 V
300 Ah
Li LFP
Luna2000-15-SO, with inverter 5 kW Desde 2023
Datasheet 2

Lithium-ion
La batería seleccionada es una módulo
Abrir

☒ módulos en serie
Número de módulos
1

☐ módulos en paralelo
Número de elementos
45

% Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos)

% Estado inicial de desgaste (estático)

☒ % Estado inicial de carga

Voltaje paquete de baterías
48 V

Capacidad global (C10)
300 Ah

Energía almacenada (80% DOD)
11.52 kWh

Peso total
164 kg

Núm. de ciclos a 50 % DOD
7813

Energía total almacenada durante la vida útil de la batería
57.0 MWh

Temperatura de funcionamiento batería

Modo temperatura
Fijo (aire acondicionado)

Temperatura fija
20 °C

La temperatura de la batería es importante para el envejecimiento de la batería
Un aumento de 10 °C divide la vida útil de la batería "estática" por un factor de dos

Información del sistema

Pnom del generador FV
4.80 kWp

Producción diaria del conjunto FV (día claro de verano)
34.6 kWh

Potencia del usuario máxima
1.31 kW

Necesidades medias diarias del usuario
27.7 kWh

Este paquete de baterías representan alrededor :

Tiempo de carga en condiciones de pleno sol
2.3 horas

Descarga bajo carga media
9.4 horas

Descarga bajo carga máxima
8.3 horas

Figura 35: Interfaz almacenamiento del sistema (Fuente:PVsyst)

Capítulo 8. ESTUDIO ENERGÉTICO

El presente capítulo tiene como objetivo analizar y optimizar la instalación fotovoltaica a partir de la interpretación de los resultados energéticos obtenidos mediante PVsyst. La finalidad principal será estudiar con cuál de las configuraciones simuladas resulta más conveniente quedarse desde el punto de vista energético, teniendo en cuenta tanto la producción anual como el grado de autoconsumo alcanzado por la vivienda.

La interpretación de los resultados energéticos obtenidos en PVsyst comenzará por estudiar la simulación del Caso Base y, posteriormente, se analizará la evolución del resto de variantes planteadas. A lo largo de este proceso se han ido modificando distintos parámetros de diseño, principalmente el modelo de módulo fotovoltaico, la potencia unitaria de los paneles, el inversor seleccionado, la distribución de strings y, finalmente, la incorporación de almacenamiento mediante batería física. Los resultados permitirán evaluar el comportamiento energético de cada alternativa y construir la base para la elección final del caso más adecuado.

Es importante tener en cuenta que la selección definitiva de la instalación no dependerá únicamente del criterio energético, ya que posteriormente se realizará un estudio económico donde se analizará cuál de las configuraciones resulta más rentable. No obstante, desde el punto de vista de este capítulo, se buscará optimizar el sistema priorizando el uso inmediato de la energía generada mediante autoconsumo, ya que el vertido de excedentes a la red, aunque pueda compensarse económicamente, no parece ser la opción más favorable desde el punto de vista del aprovechamiento energético. En una vivienda residencial, cada kWh autoconsumido evita directamente la compra de energía a la red, mientras que cada kWh vertido se acoge a una compensación económica muy inferior al precio de compra de la energía.

Todas las simulaciones se han realizado considerando la misma ubicación, correspondiente a la vivienda situada en Pozuelo de Alarcón, y manteniendo las condiciones reales de la

cubierta. En concreto, se ha trabajado con una inclinación de 23° y un azimut de 74° , valores impuestos por la propia geometría del tejado. También se ha introducido en PVsyst el consumo mensual de la vivienda, obtenido a partir del año tipo definido en el capítulo de consumo eléctrico. Dicho perfil presenta un consumo anual total de 10.107 kWh/año, valor que será utilizado como referencia para comparar la producción fotovoltaica de cada configuración.

8.1 CASO BASE

El primer caso de simulación, utilizado como punto de partida del análisis energético, se denomina en este trabajo Caso Base 0. Esta configuración del Caso Base utiliza 8 módulos fotovoltaicos de 600 Wp, con una potencia nominal total de 4,8kWp, conectados a un inversor Huawei SUN2000-4KTL-L1 de 4 kWac.

La relación entre la potencia pico instalada en corriente continua y la potencia nominal del inversor es, por tanto, de 1,20. Este valor de ratio resulta habitual en proyectos de autoconsumo residencial, ya que los módulos fotovoltaicos rara vez trabajan de forma continua en condiciones estándar de máxima potencia. Al hacer esta instalación, se consigue que se trabaje más cerca de su rango óptimo durante un mayor número de horas al año.

El inversor seleccionado cuenta con dos seguidores MPPT independientes. Esto permite dividir el campo fotovoltaico en dos subconjuntos, lo cual resulta especialmente importante en este proyecto porque la disposición de los módulos está condicionada por la arquitectura de la vivienda. La cubierta no presenta una única superficie continua completamente homogénea, sino dos zonas diferenciadas de instalación. Por ello, los 8 módulos se reparten en dos strings: un primer string de 3 módulos en serie y un segundo string de 5 módulos en serie.

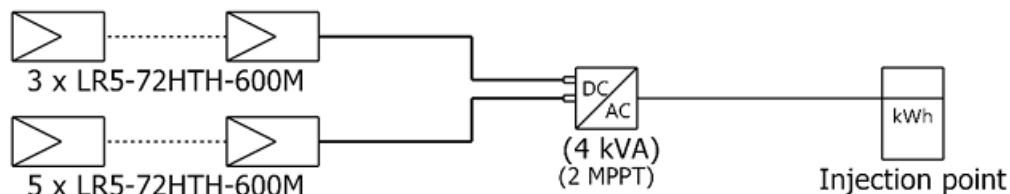


Figura 36: Esquema unifilar Caso Base (Fuente: PVsyst)

La simulación del Caso Base muestra una energía producida de 6.575,2 kWh/año, frente a un consumo residencial anual de 10.107 kWh/año. La producción específica obtenida es de 1.370 kWh/kWp/año y el Performance Ratio alcanza el 78,01 %, valor adecuado para una instalación residencial con orientación real condicionada por la cubierta, pero con pérdidas por sombreado reducidas. La fracción solar obtenida es del 34,28 %, lo que significa que aproximadamente un tercio de la demanda anual de la vivienda queda cubierta mediante la instalación fotovoltaica sin el uso de baterías.

En cuanto al balance energético, de la producción total de energía solar fotovoltaica, 3.515 kWh/año se destinan al consumo de la vivienda, mientras que 3.060 kWh/año se vierten a la red eléctrica. Esto muestra que existe un desacople horario claro entre producción y consumo: la instalación es capaz de generar una cantidad significativa de energía, pero gran parte de esa producción se produce en horas solares en las que la demanda instantánea de la vivienda no es suficiente para absorberla completamente. Como consecuencia, la vivienda sigue necesitando importar 6.592 kWh/año de la red eléctrica.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	64.9	28.98	6.64	73.2	66.9	302	763	181	88	582
February	85.2	32.51	7.85	92.3	85.9	382	813	232	136	581
March	133.0	50.13	11.05	139.6	130.9	570	783	260	250	523
April	165.3	63.51	13.88	167.4	157.7	674	857	340	310	517
May	206.2	77.64	18.45	198.7	187.2	784	907	379	350	528
June	227.3	65.49	24.43	217.2	205.4	835	852	385	406	467
July	243.4	57.39	27.64	235.0	222.4	890	755	352	507	403
August	213.1	58.84	26.94	208.5	197.1	795	941	397	370	544
September	157.6	48.72	22.16	163.3	153.9	638	766	293	322	473
October	107.7	39.60	16.36	116.6	108.9	468	920	280	170	640
November	68.9	28.99	10.26	76.7	70.6	314	895	218	83	677
December	58.7	24.32	7.12	67.6	61.5	278	855	199	67	656
Year	1731.2	576.12	16.12	1756.1	1648.4	6932	10107	3515	3060	6592

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_User Energy supplied to the user

E_Solar Energy from the sun

E_Grid Energy injected into grid

EFrGrid Energy from the grid

Figura 37: Tabla de resultados Caso Base (Fuente: PVsyst)

La tabla recoge el balance energético anual de una de las configuraciones analizadas. En ella se presentan los principales parámetros relacionados con la irradiación solar disponible, la energía generada por la instalación y el intercambio energético con la red eléctrica.

En primer lugar, el parámetro **GlobHor** representa la irradiación global horizontal recibida sobre una superficie horizontal, expresada en kWh/m². Este valor constituye el recurso solar disponible en la ubicación estudiada y depende exclusivamente de las condiciones climáticas del emplazamiento. Para el caso analizado se obtiene una irradiación anual de 1.731,2 kWh/m², valor característico de la zona centro de España y que evidencia un elevado potencial para la generación fotovoltaica.

A continuación, el parámetro **DiffHor** indica la componente difusa de dicha irradiación, es decir, la radiación que llega a la superficie tras ser dispersada por la atmósfera. El valor anual obtenido asciende a 576,1 kWh/m².

La columna **T_Amb** muestra la temperatura ambiente media mensual utilizada durante la simulación. Este parámetro resulta especialmente importante debido a que el rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye conforme aumenta su temperatura de funcionamiento.

El parámetro **GlobInc** representa la irradiación global incidente sobre el plano de los módulos fotovoltaicos. A diferencia de la irradiación horizontal, este valor tiene en cuenta la inclinación y orientación reales de la instalación. En este caso se obtiene una irradiación anual de 1.756,1 kWh/m², ligeramente superior a la irradiación horizontal gracias a la inclinación de 23° de la cubierta, que permite captar una mayor cantidad de energía solar a lo largo del año.

Sin embargo, no toda la irradiación incidente puede aprovecharse para generar electricidad. Por este motivo PVsyst calcula el parámetro **GlobEff**, que corresponde a la irradiación efectiva sobre los módulos una vez consideradas las pérdidas ópticas producidas por sombras, reflexión de la radiación y efectos del ángulo de incidencia. El valor anual resultante es de 1.648,4 kWh/m², lo que supone una ligera reducción respecto a la irradiación incidente.

A partir de dicha irradiación efectiva se determina la energía eléctrica generada por el campo fotovoltaico. Esta magnitud se recoge en la columna **EArray**, que representa la energía disponible a la salida del generador fotovoltaico antes de las pérdidas asociadas al inversor. La simulación arroja una producción anual de 6.932 kWh.

Por otra parte, la columna **E_User** corresponde a la demanda energética de la vivienda. Este valor permanece constante en todas las simulaciones realizadas, ya que procede del perfil de consumo anual previamente definido para la vivienda. El consumo anual considerado asciende a 10.107 kWh.

Uno de los parámetros más relevantes para el análisis del autoconsumo es **E_Solar**, que representa la energía fotovoltaica utilizada directamente por la vivienda en el instante en que se genera. En este caso, la instalación permite cubrir de forma directa 3.515 kWh anuales de la demanda eléctrica del usuario. Esta magnitud constituye el verdadero autoconsumo

instantáneo y es uno de los indicadores más importantes desde el punto de vista económico, ya que cada kilovatio-hora autoconsumido evita la compra de energía a la red.

Cuando la producción fotovoltaica supera la demanda instantánea de la vivienda, la energía excedentaria se vierte a la red eléctrica. Este flujo energético queda reflejado mediante el parámetro **E_Grid**, que alcanza un valor anual de 3.060 kWh. Dado que la instalación se plantea bajo la modalidad de autoconsumo con compensación simplificada de excedentes, esta energía podrá ser posteriormente compensada económicamente en la factura eléctrica.

Finalmente, el parámetro **EFrGrid** representa la energía que la vivienda continúa necesitando adquirir de la red eléctrica cuando la generación fotovoltaica resulta insuficiente para satisfacer la demanda. El valor anual obtenido asciende a 6.592 kWh, lo que indica que, a pesar de la contribución de la instalación fotovoltaica, sigue existiendo una dependencia parcial de la red de distribución.

La interpretación conjunta de estos parámetros permite evaluar la capacidad de cada configuración para transformar el recurso solar disponible en energía útil para el usuario. Por tanto, los valores de producción anual, autoconsumo directo, energía excedentaria y energía importada de la red constituyen los indicadores fundamentales empleados para comparar las distintas alternativas estudiadas y seleccionar la solución final de la instalación.

Visualmente, resulta muy interesante analizar también el diagrama de Sankey de la instalación, ya que presenta de forma gráfica todas las pérdidas del sistema. Este diagrama permite observar cómo la irradiación solar disponible se transforma progresivamente en energía eléctrica útil.

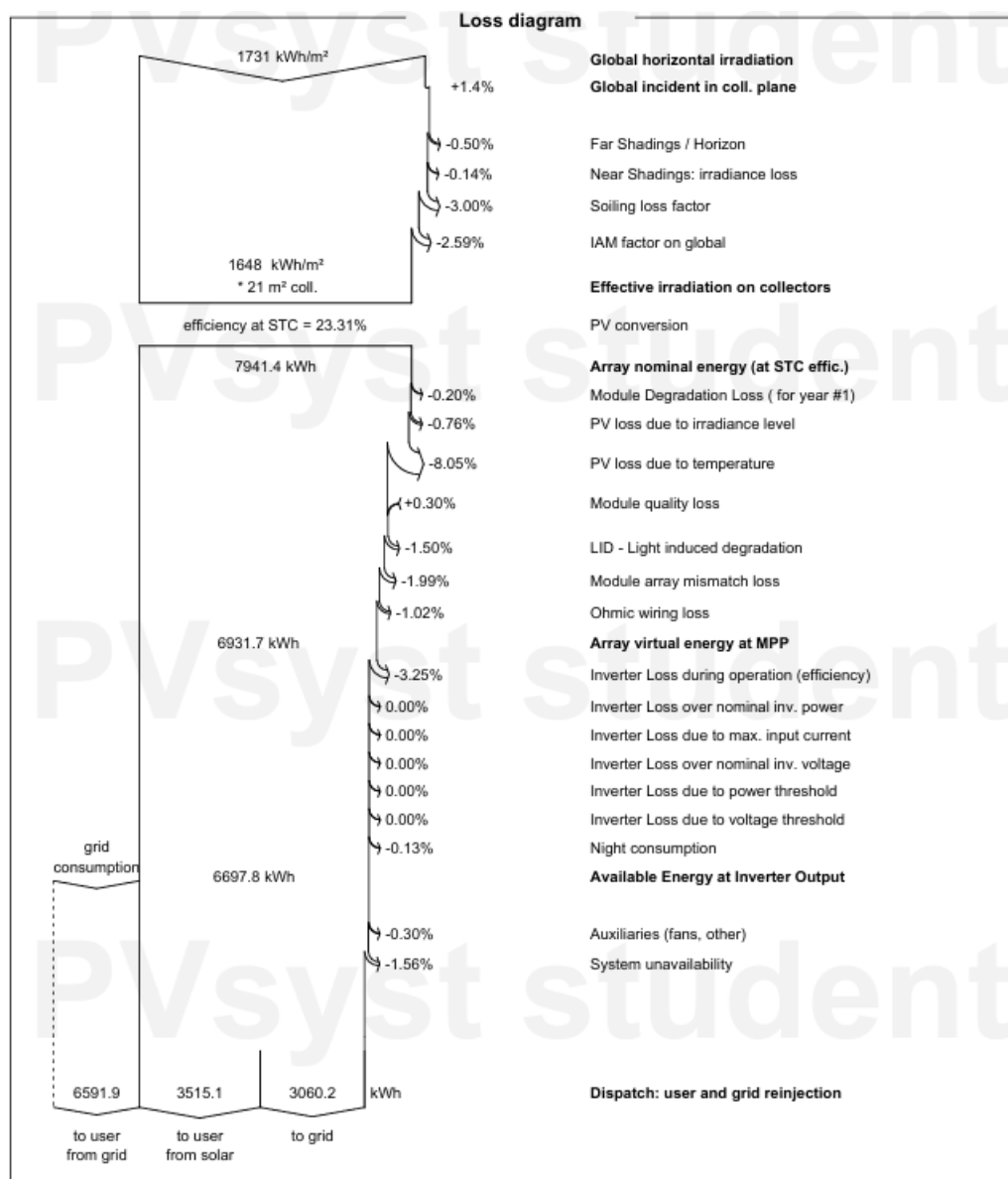


Figura 38: Diagrama de Sankey Caso Base

Este primer análisis permite extraer una conclusión relevante: el caso base presenta un funcionamiento técnicamente bueno, con un rendimiento global competente, pero el principal problema no es la producción del campo fotovoltaico, sino la falta de coincidencia horaria entre producción y consumo. Por ello, se analizan a continuación distintas variantes con el objetivo de comprobar si es posible mejorar el autoconsumo, aumentar la producción útil o reducir la dependencia de la red, y más adelante como de útil sería la incorporación de baterías.

8.2 EVOLUCIÓN DE LOS CASOS

Con el objetivo de aumentar el autoconsumo, vistas las limitaciones de área útil y orientación, se llevaron a cabo varios casos cambiando tanto equipos como potencias instaladas. El objetivo de estas simulaciones no era únicamente aumentar la producción anual, sino estudiar si esos cambios permitían mejorar la proporción de energía generada destinada al consumo de la vivienda.

También se estudió la posibilidad de solo poner un string, aprovechando parcialmente el área útil del tejado y así evitar pérdidas. Sin embargo, se llegó a la conclusión de que el uso de un inversor de la marca Huawei Technologies con 2 MPPTs podría ser la opción más rentable, ya que aprovechar solo un string de 5 células no sería suficiente, por lo tanto la opción de 1 inversor con 2 entradas abarata la instalación respecto a añadir 2 inversores.

8.2.1 VARIANTE VC4: REDUCCIÓN DE LA POTENCIA DE LOS MÓDULOS

La primera alternativa considerada fue la variante VC4. En este caso se mantiene el mismo número de módulos que en el caso base, es decir, 8 paneles con la misma distribución, pero se sustituye el módulo inicial por un panel JA Solar de 550 Wp. La potencia total instalada pasa por tanto a ser de 4,4 kWp, manteniendo el inversor Huawei SUN2000-4KTL-L1 de 4 kWac. Esta simulación permite comprobar el efecto de reducir ligeramente la potencia instalada, manteniendo una configuración física muy similar.

El resultado obtenido en VC4 es una producción anual de 6.229,2 kWh/año, una producción específica de 1.416 kWh/kWp/año y un PR del 80,62 %. La fracción solar se sitúa en el 34,64 %. Aunque el rendimiento relativo es parecido al del caso base, la menor potencia instalada reduce la producción anual total y, por tanto, también la cobertura de la demanda. Esta variante permite comprobar que bajar la potencia no mejora el autoconsumo de forma suficiente como para justificar la pérdida de producción.

8.2.2 VARIANTE VC5: CAMBIO DE FABRICANTE DE MÓDULOS

Posteriormente se analiza la variante VC5, en la que se vuelve a una potencia total de 4,8 kWp mediante 8 módulos de 600 Wp, aunque empleando otro modelo de panel JA Solar JAM78-S30-600/MR. Esta variante busca comprobar si, manteniendo la misma potencia pico que en el caso base, el cambio de tecnología o modelo de módulo puede mejorar el resultado energético.

La producción anual obtenida en VC5 es de 6.674,0 kWh/año, con una producción específica de 1.390 kWh/kWp/año y un PR de 79,18 %. La fracción solar es del 35,18 %, prácticamente igual a la del caso base. Sin embargo, la producción total es inferior a la obtenida en el Caso Base, por lo que esta alternativa no mejora energéticamente el caso base definitivo. Además, permite observar que no basta con mantener la misma potencia instalada. El modelo de módulo, sus pérdidas ópticas, su comportamiento térmico y su ajuste con el inversor condicionan el resultado final.

8.2.3 VARIANTE VC8: AUMENTO DE POTENCIA INSTALADA Y CAMBIO DE INVERSOR

La variante VC8 representa el caso de mayor potencia instalada entre las configuraciones sin batería. En esta alternativa se emplean 8 módulos de 650 Wp, alcanzando una potencia total de 5,20 kWp, junto con un inversor de 4,6 kWac. El objetivo de esta simulación era comprobar si aumentar la potencia pico instalada permitía mejorar de forma significativa la producción anual y la fracción solar.

Los resultados son los mejores desde el punto de vista de producción: 7.480,2 kWh/año, una producción específica de 1.439 kWh/kWp/año y un PR de 81,92 %. La fracción solar se eleva hasta el 35,70 %, siendo la más alta de las configuraciones sin almacenamiento. Sin embargo, también aumenta considerablemente el vertido a red, que alcanza 3.872 kWh/año. Esto demuestra que aumentar la potencia instalada permite generar más energía, pero no garantiza que toda esa energía sea aprovechada directamente por la vivienda.

La variante VC8 es especialmente relevante porque permite extraer una de las conclusiones principales del estudio energético: el objetivo no puede ser únicamente maximizar la energía producida. Si el consumo de la vivienda no coincide temporalmente con la producción solar, una parte creciente de la generación se transforma en excedente. En este caso, aunque la producción anual es la mayor de todas las variantes sin almacenamiento, la energía solar realmente utilizada por la vivienda es de 3.608 kWh/año, muy próxima a los 3.565 kWh/año del Caso Base. Es decir, se produce bastante más energía total, pero la mejora del autoconsumo directo es limitada.

8.2.4 VARIANTE VC6: REDUCCIÓN DEL NÚMERO DE MÓDULOS Y AUMENTO DE POTENCIA UNITARIA

La variante VC6 introduce un planteamiento diferente. En lugar de emplear 8 módulos, se reduce el número de paneles a 7, pero se aumenta la potencia unitaria hasta 665 Wp, obteniendo una potencia total instalada de 4,655 kWp. Esta opción se estudia porque, en una cubierta con limitaciones de espacio, puede resultar interesante instalar menos módulos pero de mayor potencia. La distribución se realiza en dos strings de 3 y 4 módulos respectivamente.

Los resultados muestran una producción anual de 6.517,3 kWh/año, una producción específica de 1.400 kWh/kWp/año y un PR de 79,73 %. La fracción solar alcanza el 34,98 %. Aunque la opción es técnicamente viable y aprovecha módulos de alta potencia, no consigue superar al caso base ni en producción total ni en fracción solar. Esto indica que el aumento de potencia unitaria no compensa completamente la reducción del número de módulos ni las condiciones específicas de operación del conjunto.

8.2.5 VARIANTE VC9: CONFIGURACIÓN CON STRINGS SIMÉTRICOS

Con el objetivo de aumentar el % de energía producida destinada al autoconsumo, se evaluaron distintos escenarios, incluyendo strings de las mismas dimensiones (aunque no aprovechásemos todo el área útil). Desde el punto de vista del diseño eléctrico, es recomendable que los strings conectados a los diferentes seguidores MPPT del inversor

presenten un número de módulos lo más similar posible. Cuando ambos strings tienen longitudes equivalentes, las tensiones de funcionamiento y los niveles de potencia son más homogéneos, lo que permite un reparto más equilibrado de la energía entre los dos seguidores MPPT. Esta situación facilita que cada MPPT opere cerca de su punto de máxima potencia durante un mayor intervalo de tiempo, mejorando el rendimiento global de la instalación. Es por ello que en la mayoría de las instalaciones, se prioriza configuraciones con cadenas de longitud similares.

Esta opción se plantea con 6 módulos de 575 Wp, alcanzando una potencia total de 3,45 kWp, distribuidos en dos strings de 3 módulos. El objetivo de este caso era analizar una configuración con strings de la misma dimensión, aunque para ello no se aprovechase toda el área útil disponible del tejado.

Desde el punto de vista eléctrico, esta solución resulta interesante, ya que dos cadenas iguales presentan tensiones de funcionamiento más homogéneas y facilitan un funcionamiento más equilibrado de los MPPT. Sin embargo, la reducción de potencia instalada limita mucho la producción total. La variante VC9 produce 4.746,3 kWh/año, con una producción específica de 1.375,7 kWh/kWp/año y un PR de 78,34 %, alcanzando un % de autoconsumo del 68,59 %, el más alto de todas las variantes sin batería. Es decir, aunque el aprovechamiento relativo de la energía generada es el mejor de todas las variantes, el menor aprovechamiento de la cubierta reduce la cobertura energética total de la vivienda.

8.2.6 INCORPORACIÓN DE ALMACENAMIENTO FÍSICO: CASO BASE 1M/2M

Con el objetivo de aumentar el autoconsumo de la vivienda, se plantea posteriormente la incorporación de una batería física. Esta simulación se denomina Caso Base 1M.

La configuración fotovoltaica se mantiene respecto al Caso Base, con 8 módulos, 4,8 kWp de potencia instalada y un inversor de 4 kWac. En este caso, los módulos empleados son LR5-72HTH-600M, distribuidos en dos subconjuntos de 3 y 5 módulos en serie, conectados a un inversor SUN2000-4KTL-L1 con dos MPPT. La principal diferencia respecto al Caso Base sin almacenamiento reside en la incorporación de una batería física Luna2000-15-SO,

configurada con una unidad, 48 V, 300 Ah, una energía nominal de 14,4 kWh y una energía útil de 10,8 kWh.

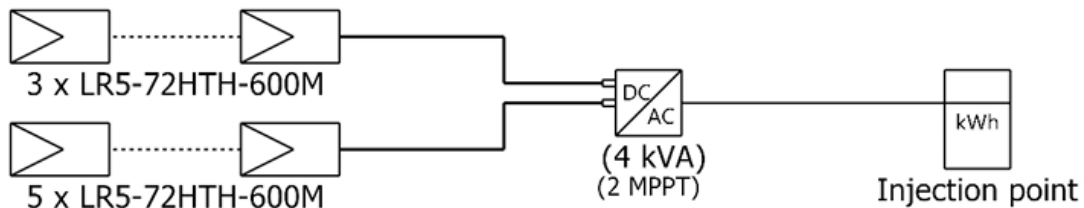


Figura 39: Diagrama Unifilar Caso Base IM (Fuente: PVsyst)

En este caso, el balance energético cambia de forma significativa respecto al Caso Base sin batería, aunque no de manera tan extrema como en una configuración con almacenamiento de mayor capacidad. La producción anual estimada es de 6.299,6 kWh/año, con una producción específica de 1.312 kWh/kWp/año. Esta producción es inferior a la obtenida en otras configuraciones sin almacenamiento, no porque se haya reducido la potencia instalada, que se mantiene en 4,8 kWp, sino por el efecto combinado de las pérdidas propias del sistema.

El Performance Ratio disminuye hasta el 74,74 %, un valor claramente inferior al de las variantes sin batería analizadas previamente. Esta reducción se explica porque, al incorporar una batería, parte de la energía generada no se consume directamente, sino que pasa por procesos de carga, almacenamiento, descarga y conversión. Cada una de estas etapas introduce pérdidas adicionales, por lo que la energía final aprovechable por la vivienda es menor que la energía inicialmente producida por el generador fotovoltaico.

Sin embargo, la incorporación de almacenamiento sí mejora de forma clara el aprovechamiento de la energía solar dentro de la vivienda. La fracción solar alcanza el 57,85 %, lo que significa que la instalación es capaz de cubrir algo más de la mitad del consumo anual de la vivienda mediante energía procedente del sistema fotovoltaico. Este resultado supone una mejora relevante respecto al Caso Base sin batería, ya que el almacenamiento

permite desplazar parte de la producción solar desde las horas centrales del día hacia otros periodos de consumo, especialmente la tarde, la noche y las primeras horas de la mañana.

La batería, por tanto, no tiene como objetivo aumentar la energía generada por los módulos, sino mejorar el grado de aprovechamiento de la energía producida y reducir la dependencia de la red eléctrica. En este sentido, el almacenamiento físico permite corregir parcialmente uno de los principales problemas detectados en el Caso Base.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	64.9	28.98	6.64	73.2	66.9	302	763	263	-3.1	500
February	85.2	32.51	7.85	92.3	85.9	382	813	352	0.0	461
March	133.0	50.13	11.05	139.6	130.9	570	783	464	15.6	319
April	165.3	63.51	13.88	167.4	157.7	674	857	585	42.0	272
May	206.2	77.64	18.45	198.7	187.2	784	907	635	64.4	272
June	227.3	65.49	24.43	217.2	205.4	835	852	657	97.2	195
July	243.4	57.39	27.64	235.0	222.4	890	755	668	154.3	87
August	213.1	58.84	26.94	208.5	197.1	795	941	684	52.0	257
September	157.6	48.72	22.16	163.3	153.9	638	766	560	30.4	206
October	107.7	39.60	16.36	116.6	108.9	468	920	431	0.0	489
November	68.9	28.99	10.26	76.7	70.6	314	895	291	0.0	604
December	58.7	24.32	7.12	67.6	61.5	278	855	257	0.0	598
Year	1731.2	576.12	16.12	1756.1	1648.4	6932	10107	5847	452.7	4260

Tabla 11: Tabla de resultados Caso Base 1M (Fuente: PVsyst)

En términos de aprovechamiento de la energía solar, la mejora es evidente, aunque no total. Según los resultados de PVsyst, la energía solar utilizada por la vivienda asciende a 5.846,9 kWh/año, mientras que la energía importada de la red se reduce hasta 4.260,1 kWh/año. Por tanto, aunque la vivienda sigue necesitando apoyo de la red eléctrica, la dependencia exterior disminuye de forma considerable frente al caso sin almacenamiento.

No obstante, el vertido a red no desaparece completamente. PVsyst estima una energía inyectada a red de 452,7 kWh/año. Esto indica que, aunque la batería permite almacenar una parte importante de los excedentes, no siempre es capaz de absorber toda la producción sobrante. Este comportamiento puede deberse a momentos en los que la batería ya se encuentra cargada, a limitaciones de potencia de carga o descarga, o a periodos en los que la

generación fotovoltaica supera simultáneamente la demanda instantánea y la capacidad disponible de almacenamiento.

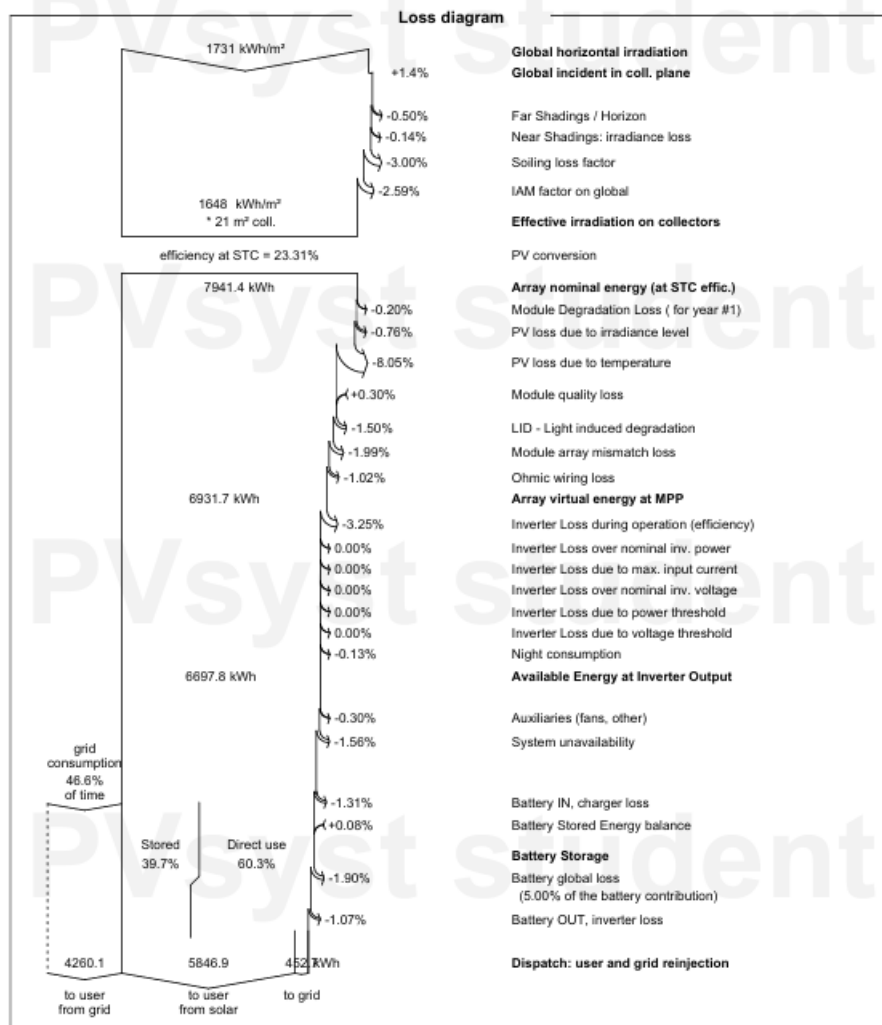


Figura 40: Diagrama de Sankey Caso Base 1M

El diagrama de pérdidas de PVsyst permite entender mejor este comportamiento. En esta configuración, el sistema indica que el 60,3 % de la energía solar utilizada se consume de forma directa, mientras que el 39,7 % pasa previamente por almacenamiento. Esto confirma que la batería cumple una función relevante, pero no absorbe la mayor parte de la energía solar aprovechada, ya que el consumo instantáneo sigue representando la vía principal de utilización de la producción fotovoltaica.

Además, el informe muestra pérdidas específicas asociadas al sistema de almacenamiento. En concreto, aparecen pérdidas en el cargador de entrada de la batería, pérdidas globales de batería y pérdidas en el inversor de salida de batería. PVsyst cuantifica, entre otras, una pérdida del 1,31 % en la entrada de batería, una pérdida global de batería del 1,90 % y una pérdida del 1,07 % en la salida de batería hacia el sistema. Estas pérdidas explican que el PR sea inferior al de las configuraciones sin almacenamiento y muestran que la mejora del autoconsumo se consigue a costa de una ligera penalización energética.

Por tanto, el Caso Base 1M demuestra que la incorporación de una batería física mejora claramente el autoconsumo de la vivienda y reduce la energía importada de la red. Sin embargo, esta mejora no es absoluta: todavía existe una demanda anual cubierta por red de 4.260,1 kWh/año y un pequeño vertido de 452,7 kWh/año. La batería permite aprovechar mejor la generación fotovoltaica, pero su capacidad y potencia no son suficientes para eliminar por completo ni la dependencia de la red ni los excedentes.

Por tanto, también se estudió la posibilidad de incorporar un segundo modulo en paralelo de batería, con el objetivo de convertir ese suministro exterior nulo (Caso Base 2M)

Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	64.9	28.98	6.64	73.2	66.9	302	763	269	-4.1	494
February	85.2	32.51	7.85	92.3	85.9	382	813	352	0.0	461
March	133.0	50.13	11.05	139.6	130.9	570	783	479	0.0	304
April	165.3	63.51	13.88	167.4	157.7	674	857	624	0.0	233
May	206.2	77.64	18.45	198.7	187.2	784	907	694	0.0	213
June	227.3	65.49	24.43	217.2	205.4	835	852	741	0.0	111
July	243.4	57.39	27.64	235.0	222.4	890	755	750	64.0	5
August	213.1	58.84	26.94	208.5	197.1	795	941	734	0.0	207
September	157.6	48.72	22.16	163.3	153.9	638	766	592	0.0	174
October	107.7	39.60	16.36	116.6	108.9	468	920	432	0.0	488
November	68.9	28.99	10.26	76.7	70.6	314	895	291	0.0	604
December	58.7	24.32	7.12	67.6	61.5	278	855	257	0.0	598
Year	1731.2	576.12	16.12	1756.1	1648.4	6932	10107	6216	59.9	3891

Tabla 12: Tabla de resultados Caso Base 2M (Fuente: PVsyst)

En este caso, podemos ver que el vertido a red es mínimo (60 kWp), y que desde el punto de vista energético resulta la opción mas interesante en cuanto a aprovechamiento energético y autonomía energética de la vivienda.

Conviene destacar que en todo momento se ha analizado el uso de módulos convencionales, descartando la tecnología bifacial. Aunque los paneles bifaciales pueden resultar interesantes en determinadas aplicaciones, en este proyecto no aportan una ventaja relevante debido a la naturaleza de la instalación. Los módulos se colocan coplanares sobre la cubierta, por lo que no existe una superficie trasera expuesta capaz de captar radiación reflejada de forma significativa. Por tanto, el empleo de paneles bifaciales no sería coherente con las características físicas de la vivienda ni supondría una mejora sustancial en este caso.

8.3 ANÁLISIS DEL ALMACENAMIENTO: BATERÍA FÍSICA FRENTE A BATERÍA VIRTUAL

El uso de baterías será fundamental en este trabajo, ya que se analizará si realmente resulta coherente y óptimo incorporarlas a la instalación en función de los resultados obtenidos en las simulaciones. Una vez definido el Caso Base como configuración de referencia sin almacenamiento, se han evaluado dos alternativas adicionales con batería física: Caso Base 1M y Caso Base 2M. Ambas mantienen la misma configuración fotovoltaica que el Caso Base, es decir, 8 módulos, 4,8 kWp de potencia instalada y un inversor de 4 kWac, pero incorporan almacenamiento físico con distinta capacidad.

El Caso Base sin almacenamiento presenta una producción anual estimada de 6.575,2 kWh, frente a un consumo doméstico de 10.107 kWh/año. La fracción solar sin almacenamiento es del 34,78 %, lo que indica que aproximadamente un tercio de la demanda energética de la vivienda queda cubierta directamente por la generación fotovoltaica. El excedente vertido a red es de 3.060 kWh/año, mientras que la energía consumida de red asciende a 6.592 kWh/año.

Estos valores reflejan que existe una cantidad importante de energía solar no aprovechada de forma instantánea. En una instalación con compensación de excedentes, dicha energía puede compensarse económicamente en la factura, pero no equivale a consumir directamente la energía generada, ya que el valor de compensación del excedente suele ser muy inferior al precio de compra de la energía importada de la red. Por ello, desde un punto de vista energético, resulta más interesante desplazar el uso de esa energía mediante almacenamiento físico, siempre que la inversión asociada sea razonable, estudio que se tratará más adelante.

En el Caso Base 1M, la instalación incorpora una batería Luna2000-15-SO, configurada con 1 unidad, una capacidad nominal de 14,4 kWh y una energía útil de 10,8 kWh. Con esta configuración, la producción anual estimada se reduce ligeramente hasta 6.299,6 kWh/año, debido a las pérdidas propias del sistema de almacenamiento. El Performance Ratio baja hasta el 74,74 %, frente al 78,01 % del Caso Base, lo que refleja la penalización energética asociada a los procesos de carga, almacenamiento, descarga y conversión de la batería. Sin embargo, la fracción solar aumenta de forma significativa hasta el 57,85 %, lo que demuestra que la batería permite aprovechar una mayor parte de la energía producida por el sistema fotovoltaico.

La mejora energética del Caso Base 1M se observa especialmente en el balance anual. La energía solar utilizada por la vivienda aumenta desde 3.515 kWh/año en el Caso Base hasta 5.847 kWh/año, mientras que la energía importada de la red se reduce desde 6.592 kWh/año hasta 4.260 kWh/año. Además, el vertido a red disminuye de forma considerable, pasando de 3.060 kWh/año a 452,7 kWh/año. Por tanto, la batería de un módulo no elimina por completo los excedentes, pero sí reduce de forma notable la dependencia de la red y mejora el autoconsumo real de la vivienda.

El diagrama de pérdidas de PVsyst permite entender mejor este comportamiento. En el Caso Base 1M, el 60,3 % de la energía solar utilizada se consume de forma directa, mientras que el 39,7 % pasa previamente por almacenamiento. Esto confirma que la batería cumple una función relevante, aunque el consumo instantáneo sigue representando la principal vía de aprovechamiento de la energía solar. Además, aparecen pérdidas específicas asociadas al

almacenamiento: 1,31 % en la entrada de batería, 1,90 % de pérdidas globales de batería y 1,07 % en la salida de batería hacia el sistema. Estas pérdidas explican la reducción del PR respecto a las configuraciones sin batería.

En el Caso Base 2M, se mantiene la misma instalación fotovoltaica, pero se incorporan 2 unidades de batería en paralelo, con una capacidad nominal total de 28,8 kWh y una energía útil de 21,6 kWh. En esta simulación, la producción anual se sitúa en 6.276,3 kWh/año, ligeramente por debajo del Caso Base 1M. El Performance Ratio baja hasta el 74,46 %, mientras que la fracción solar aumenta hasta el 61,51 %. Por tanto, al duplicar la capacidad de almacenamiento, se consigue una mejora adicional en la cobertura energética de la vivienda, aunque a costa de introducir algo más de pérdidas asociadas al sistema de almacenamiento.

La diferencia más relevante del Caso Base 2M respecto al Caso Base 1M aparece en el vertido a red. Con dos módulos de batería, el excedente anual se reduce hasta solo 59,9 kWh/año, frente a los 452,7 kWh/año del Caso Base 1M y los 3.060 kWh/año del Caso Base. Además, la energía solar utilizada por la vivienda aumenta hasta 6.216 kWh/año, y la energía importada desde la red baja hasta 3.891 kWh/año. Esto demuestra que el segundo módulo de batería sí permite absorber una parte adicional de los excedentes, acercando el sistema a una situación de vertido prácticamente nulo.

Por otro lado, una batería virtual no almacena físicamente la energía, sino que actúa como un mecanismo económico de acumulación del valor de los excedentes. Esta alternativa puede ser interesante cuando existe un volumen elevado de excedentes, como ocurre en el caso base y especialmente en la variante VC8. No obstante, desde un punto de vista energético, la batería virtual no reduce la dependencia física de la red ni permite utilizar la energía solar en horas sin generación, sino que únicamente compensa económicamente parte del consumo posterior.

La opción de batería virtual resulta especialmente atractiva como solución a corto o medio plazo, ya que no requiere una inversión inicial elevada y permite mejorar el aprovechamiento

económico de los excedentes. Sin embargo, no proporciona resiliencia energética ni autonomía real en caso de interrupciones de suministro.

En conclusión, para esta instalación concreta se recomienda valorar ambas soluciones dentro del análisis económico. Desde el punto de vista energético, la batería física es la alternativa que más aumenta el autoconsumo y reduce la dependencia de la red. Sin embargo, desde el punto de vista económico, la batería virtual puede resultar interesante como solución inmediata sin apenas coste de inversión. La decisión final dependerá de si el incremento de autoconsumo conseguido mediante batería física compensa su coste adicional durante la vida útil del proyecto.

8.4 COMPARACIÓN FINAL DE RESULTADOS

La siguiente tabla resume los principales resultados de las variantes simuladas más relevantes. Todas las configuraciones se han evaluado para el mismo perfil de consumo anual de la vivienda, de 10.107 kWh/año, manteniendo una orientación fija de 23° de inclinación y 74° de azimut en PVsyst.

Variante	Tipo de células y distribución	Inversor	Potencia FV (kWp)	Producción anual (kWh/año)	Autoconsumo real (kWh/año)	% Autoconsumo (%)	Vertido a red (kWh/año)	Energía de red (kWh/año)
Caso Base	8 módulos LONGI LR5-72HTH-600M, distribuidos en 2 strings: 3+5	Huawei SUN2000-4KTL-L1	4,80 kWp	6.575,2 kWh/año	3.515,1 kWh/año	53,46%	3.060,2 kWh/año	6.591,9 kWh/año
VC4	8 módulos JA Solar JAM72-530-550-MR, distribuidos en 2 strings: 3+5	Huawei SUN2000-4KTL-L1	4,40 kWp	5.936,2 kWh/año	3.445,8 kWh/año	58,05%	2.490,5 kWh/año	6.661,2 kWh/año
VC8	8 módulos JA Solar JAM72-D42-630-LB, distribuidos en 2 strings: 3+5	Huawei SUN2000-4.6KTL-L1	5,04 kWp	6.805,2 kWh/año	3.536,0 kWh/año	51,96%	3.269,2 kWh/año	6.571,0 kWh/año
VC9	6 módulos LONGI LR5-72HTH-575M, distribuidos en 2 strings: 3+3	Huawei SUN2000-6KTL-L1	3,45 kWp	4.746,3 kWh/año	3.255,3 kWh/año	68,59%	1.491,0 kWh/año	6.851,7 kWh/año
Caso Batería 1M	8 módulos LONGI LR5-72HTH-600M de 600 Wp, distribuidos en 2 strings: 3 + 5 + almacenamiento Luna2000-15-SO (1 unidad)	Huawei SUN2000-4KTL-L1 + Luna2000-15-SO	4,80 kWp	6299,6 kWh/año	5847 kWh/año	92,82%	452,7 kWh/año	4260 kWh/año
Caso Batería 2M	8 módulos LONGI LR5-72HTH-600M de 600 Wp, distribuidos en 2 strings: 3 + 5 + almacenamiento Luna2000-15-SO (2 unidades en paralelo)	Huawei SUN2000-4KTL-L1 + Luna2000-15-SO	4,80 kWp	6276,3 kWh/año	6216 kWh/año	99,04%	59,9 kWh/año	3891 kWh/año

Tabla 13: Resumen de simulaciones más relevantes (Fuente: PVsyst)

A partir de los nuevos resultados obtenidos en PVsyst, se observa que la variante VC8 es la alternativa que presenta la mayor producción anual dentro de las configuraciones sin batería. Esta variante instala 5,04 kWp mediante 8 módulos JA Solar de 630 Wp y alcanza una producción anual de 6.805,2 kWh/año. No obstante, aunque es la que más energía genera, su PR no es el mayor del conjunto sin almacenamiento: VC8 presenta un PR del 76,89 %, mientras que VC9 alcanza un PR del 78,34 %. Por tanto, si el criterio fuese únicamente maximizar la energía generada por el campo fotovoltaico, VC8 sería la opción más

favorable; pero si se valora la eficiencia relativa de la instalación respecto a la potencia instalada, VC9 presenta un mejor comportamiento específico.

Sin embargo, si el criterio principal es maximizar el autoconsumo real de la vivienda, las variantes más favorables son las configuraciones con almacenamiento. El Caso Base 1M aumenta la energía solar utilizada por la vivienda hasta 5.847 kWh/año, mientras que el Caso Base 2M la eleva hasta 6.216 kWh/año. Esta diferencia confirma que la batería no incrementa la energía generada por los módulos, sino que permite aprovechar mejor la producción existente, reduciendo la energía vertida y desplazando parte del consumo solar hacia horas sin generación fotovoltaica.

La variante VC4 queda como una solución intermedia-baja dentro de las configuraciones sin batería. Al emplear 8 módulos JA Solar de 550 Wp, la potencia instalada se reduce a 4,40 kWp y, como consecuencia, la producción anual baja hasta 5.936,2 kWh/año. Su autoconsumo real es de 3.446 kWh/año, muy próximo al del Caso Base, pero con menor vertido a red, 2.490 kWh/año frente a 3.060 kWh/año. Esto indica que reducir ligeramente la potencia instalada puede disminuir excedentes, pero no resuelve el problema de fondo: la vivienda sigue necesitando importar una cantidad elevada de energía de la red, 6.661 kWh/año. Por tanto, VC4 puede tener sentido si se prioriza limitar excedentes y simplificar el dimensionamiento, pero no es la variante más atractiva desde el punto de vista de cobertura energética.

También resulta interesante comparar el Caso Base con la variante VC8. Ambas mantienen una distribución de 8 módulos en dos strings de 3 + 5, pero VC8 aumenta la potencia instalada de 4,80 kWp a 5,04 kWp al utilizar módulos de 630 Wp y un inversor Huawei SUN2000-4.6KTL-L1. Esta modificación permite aumentar la producción anual de 6.575,2 kWh/año a 6.805,2 kWh/año. Sin embargo, la energía solar realmente utilizada por la vivienda apenas aumenta de 3.515 kWh/año en el Caso Base a 3.536 kWh/año en VC8, mientras que el vertido a red crece de 3.060 kWh/año a 3.269 kWh/año. Esta comparación confirma que, sin almacenamiento, aumentar la potencia instalada no implica necesariamente aumentar en la misma proporción el autoconsumo real, ya que gran parte de

la producción adicional se genera en horas en las que la vivienda no puede absorberla directamente.

La variante VC9 presenta un comportamiento diferente. Es la configuración con menor potencia instalada, 3,45 kWp, y por ello registra la menor producción anual, 4.746,3 kWh/año. Aun así, alcanza el PR más alto de las variantes sin batería, con un 78,34 %, y reduce el vertido a red hasta 1.491 kWh/año. Esto se debe a que, al instalar menos potencia, una mayor proporción de la energía producida se consume directamente en la vivienda. Sin embargo, esta reducción de excedentes se consigue a costa de producir menos energía total y de aumentar la dependencia de la red respecto a VC8 y el Caso Base, ya que la energía importada asciende a 6.852 kWh/año. Por tanto, VC9 es una alternativa eficiente en términos relativos, pero no es la más adecuada si el objetivo es maximizar la cobertura de la demanda eléctrica anual.

La comparación entre Caso Base 1M y Caso Base 2M permite estudiar el efecto de aumentar la capacidad de almacenamiento. El Caso Base 1M reduce el vertido desde 3.060 kWh/año hasta 452,7 kWh/año, mientras que el Caso Base 2M lo reduce aún más, hasta 59,9 kWh/año. Sin embargo, la energía importada de red solo disminuye de 4.260 kWh/año a 3.891 kWh/año al pasar de una batería a dos. Esto indica que el segundo módulo mejora el aprovechamiento energético, pero con un impacto marginal menor que el primer módulo. Por ello, desde el punto de vista energético, el Caso Base 2M es el más completo, pero desde el punto de vista económico será necesario comprobar si el coste adicional del segundo módulo compensa el ahorro incremental conseguido.

En conclusión, los resultados muestran dos lecturas diferenciadas. Desde el punto de vista de producción fotovoltaica sin batería, VC8 es la opción más potente y la que más energía anual genera. Desde el punto de vista de eficiencia relativa sin almacenamiento, VC9 obtiene el mayor PR, aunque su menor potencia limita la cobertura de la demanda. Finalmente, desde el punto de vista del aprovechamiento real de la energía solar por la vivienda, Caso Base 2M es la alternativa más favorable, ya que alcanza la mayor fracción solar, reduce el vertido a red a valores prácticamente residuales y disminuye la energía importada desde la red. No

obstante, Caso Base 1M representa una alternativa muy equilibrada, ya que logra una mejora muy significativa del autoconsumo con una menor capacidad instalada de batería.

8.5 CONCLUSIÓN DEL ESTUDIO ENERGÉTICO

El estudio energético confirma que la instalación fotovoltaica no está limitada por el recurso solar disponible, sino principalmente por la superficie útil del tejado, la geometría de la cubierta y el desacople horario entre la producción solar y el consumo eléctrico de la vivienda. Las variantes analizadas permiten instalar potencias comprendidas entre 3,45 kWp y 5,04 kWp, siempre con la orientación fija de 23° de inclinación y 74° de azimut definida en PVsyst, y en todas ellas una parte relevante de la energía generada se vierte a la red al concentrarse la producción en las horas centrales del día.

Como recoge la Tabla 13: Resumen de simulaciones más relevantes (Fuente: PVsyst), esta limitación se traduce en lecturas distintas según el criterio empleado: sin almacenamiento, VC8 es la variante que más energía produce y VC9 la de mejor rendimiento relativo (PR), aunque ninguna de las dos mejora de forma sustancial el autoconsumo real respecto al Caso Base. La incorporación de baterías cambia este panorama de forma notable: el Caso Base 1M eleva la fracción solar hasta el 57,85 % y el Caso Base 2M hasta el 61,51 %, reduciendo el vertido a la red a valores prácticamente residuales, a costa de una ligera caída del PR por las pérdidas de carga y descarga. Por ello, la comparación entre configuraciones con y sin batería no debe apoyarse únicamente en este indicador, sino también en la energía autoconsumida, el vertido y la energía importada de red.

Como solución complementaria en los escenarios sin almacenamiento físico (Caso Base y VC8) cabe considerar la batería virtual: los excedentes vertidos (3.060 kWh/año y 3.269 kWh/año, respectivamente) podrían compensarse mediante esta modalidad o mediante la compensación de excedentes, aunque el resultado dependerá de las condiciones pactadas con la comercializadora.

En definitiva, para esta instalación concreta, el Caso Base 2M es la alternativa más favorable desde el punto de vista del aprovechamiento energético, mientras que el Caso Base 1M constituye una opción especialmente equilibrada al lograr gran parte de esa mejora con menor capacidad instalada. La decisión final no debe basarse únicamente en la producción anual, sino en el equilibrio entre energía generada, autoconsumo real, vertido a red, fracción solar, dependencia de la red y coste de la inversión, aspecto que se aborda en el capítulo siguiente.

8.6 CO_2 EVITADAS

Para la estimación de las emisiones evitadas se emplea el factor de emisión del sistema eléctrico español publicado por Red Eléctrica, expresado en tCO_2eq/MWh . Red Eléctrica indica que en 2025 las emisiones asociadas a la generación eléctrica nacional fueron 29,5 millones de toneladas de CO_2 equivalente. También indica que la generación renovable nacional fue 150.988 GWh, representando el 55,5 % de la generación anual nacional, por lo tanto se estima la generación total nacional y se calcula con ello el factor de emisión:

$$FE_{2025} = 0,1084 \frac{tCO_2eq}{MWh} = 0,000108 \frac{tCO_2eq}{kWh}$$

Por lo tanto, para una instalación como es el Caso Base de la vivienda, con 4,8kWp y una generación total de 6,575 MWh/año

$$CO_2 \text{ evitado} = 6575 \frac{kWh}{año} * 0,0001084 = 0,713 \frac{tCO_2eq}{año} = 710 \frac{kgCO_2eq}{año}$$

Capítulo 9. ANÁLISIS ECONÓMICO

El presente capítulo tiene como objetivo evaluar la viabilidad económica de las principales configuraciones fotovoltaicas analizadas en el estudio energético. Para ello, se parte de los resultados obtenidos en PVsyst en términos de energía autoconsumida, energía vertida a red y energía importada desde la red, y se combinan con los costes de inversión, operación y mantenimiento de cada alternativa.

El análisis económico resulta fundamental, ya que la solución energéticamente más favorable no tiene por qué ser necesariamente la más rentable. En particular, la incorporación de almacenamiento físico permite aumentar de forma significativa el autoconsumo y reducir los excedentes, pero también implica un aumento considerable de la inversión inicial y de los costes de mantenimiento. Por ello, el estudio no se limita a comparar la producción energética de cada caso, sino que evalúa su impacto económico a lo largo de un horizonte temporal de 30 años.

Para cada configuración se han calculado los ahorros derivados del autoconsumo directo, la compensación económica de los excedentes vertidos a red, los costes de mantenimiento, la sustitución del inversor y las bonificaciones fiscales aplicables. A partir de estos valores se han construido los flujos de caja anuales y se han obtenido los principales indicadores financieros: el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el periodo de recuperación de la inversión.

9.1 INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial representa el desembolso necesario para la ejecución de cada una de las configuraciones estudiadas. En este análisis se consideran los principales elementos de la instalación: módulos fotovoltaicos, inversor, contador, instalación, legalización y

tramitación. En los casos con almacenamiento físico se incorpora, además, el coste asociado a la batería.

El Caso Base, correspondiente a la instalación fotovoltaica sin batería, requiere una inversión inicial de 5.182 €. Esta configuración incluye 8 módulos LONGi Solar LR5-72HTH-600M de 600 Wp, un inversor Huawei SUN2000-4KTL-L1, contador, instalación y costes de legalización.

Por su parte, el Caso Base 1M incorpora una batería física Luna2000-15-SO, lo que eleva la inversión inicial hasta 12.182 €. Este incremento se debe fundamentalmente al coste del sistema de almacenamiento, que representa el principal sobrecoste frente al caso sin batería.

Caso Base	Unidades	Coste Unitario	Coste Total
Módulo FV (Longi Solar 600 Mp, 8 modulos LR5-72HTH-600M)	8	109,00 €	872,00 €
Inversor (Huawei SUN2000-4KTL-L1)			830,00 €
Contador			280,00 €
Instalación			2.900,00 €
Legalización y tramitación			300,00 €
Total			5.182,00 €

Tabla 14: Inversión Inicial Caso Base

Caso Base 1M	Unidades	Coste Unitario	Coste Total
Módulo FV (Longi Solar 600 Mp, 8 modulos LR5-72HTH-600M)	8	109,00 €	872,00 €
Bateria (Luna2000-15-SO)			7.000,00 €
Inversor (Huawei SUN2000-4KTL-L1)			830,00 €
Contador			280,00 €
Instalación			2.900,00 €
Legalización y tramitación			300,00 €
Total			12.182,00 €

Tabla 15: Inversión Inicial Caso Base 1M

En el Caso Base 2M, se debe incluir su inversión inicial de forma independiente ya que la incorporación de un segundo módulo de batería aumenta de forma significativa el coste total del sistema. Esta diferenciación resulta necesaria para valorar si la mejora energética conseguida mediante una mayor capacidad de almacenamiento compensa económicamente el aumento de inversión.

Caso Base 2M	Unidades	Coste Unitario	Coste Total
Módulo FV (Longi Solar 600 Mp, 8 módulos)	8	109,00 €	872,00 €
Batería (Luna2000-15-SO)			14.000,00 €
Inversor (Huawei SUN2000-4KTL-L1)			830,00 €
Contador			280,00 €
Instalación			2.900,00 €
Legalización y tramitación			300,00 €
Total			19.182,00 €

Tabla 16: Inversión Inicial Caso Base 2M

9.2 AHORRO ENERGÉTICO Y ECONÓMICO ANUAL

El ahorro económico anual de la instalación procede de dos conceptos principales. En primer lugar, el ahorro por autoconsumo, correspondiente a la energía solar utilizada directamente por la vivienda y que, por tanto, evita la compra de electricidad a la red. Para este cálculo se ha considerado un precio de energía importada de 0,099897 €/kWh. En segundo lugar, se considera el ahorro por compensación de excedentes, correspondiente a la energía generada que no se consume instantáneamente y se vierte a la red, valorada a un precio de 0,05 €/kWh

La distinción entre ambos conceptos resulta especialmente importante, ya que la energía autoconsumida tiene un valor económico superior a la energía vertida. Por este motivo, una instalación que genere más energía total no será necesariamente más rentable si una parte elevada de esa generación se transforma en excedentes. El objetivo económico no es únicamente producir más, sino desplazar la mayor parte posible de la producción hacia el consumo real de la vivienda.

Ahorro Año 1	Caso Base	Caso Base 1M	Caso Base 2M
Energía autoconsumida (kWh)	3515 kWh	5847 kWh	6216 kWh
Energía vertida a red (kWh)	3060 kWh	453 kWh	60 kWh
Ahorro por autoconsumo (€)	504,14 €	606,75 €	620,96 €
Ahorro por excedentes (€)	153,00 €	22,65 €	3 €
Ahorro bruto total	504,14 €	606,75 €	623,96 €

Tabla 17: Ahorro económico y energético Año 1

La Tabla 17: Ahorro económico y energético Año 1 permite observar con claridad el efecto económico del almacenamiento. En el Caso Base, sin batería, la instalación autoconsume 3.515 kWh durante el primer año y vierte a red 3.060 kWh. Esto se traduce en un ahorro por autoconsumo de 351,14 € y una compensación por excedentes de 153,00 €, alcanzando un ahorro bruto total de 504,14 €.

Al incorporar una batería en el Caso Base 1M, la energía autoconsumida aumenta hasta 5.847 kWh, mientras que el vertido a red se reduce hasta 453 kWh. Este cambio demuestra que el almacenamiento permite desplazar parte de la energía generada durante las horas solares hacia momentos posteriores de consumo. Desde el punto de vista económico, el ahorro por autoconsumo aumenta hasta 584,10 €, mientras que la compensación de excedentes cae a 22,65 €. El ahorro bruto total asciende así a 606,75 €.

En el Caso Base 2M, la energía autoconsumida alcanza 6.216 kWh y el vertido a red se reduce a solo 60 kWh. Esto confirma que la segunda unidad de batería permite absorber prácticamente todos los excedentes. Sin embargo, el ahorro bruto total solo aumenta hasta 623,96 €, es decir, apenas 17,21 € más que en el Caso Base 1M. Esta comparación resulta fundamental: desde el punto de vista energético, el Caso Base 2M es el más completo, pero desde el punto de vista económico el ahorro incremental generado por el segundo módulo de batería es muy reducido frente al aumento de inversión que implica.

Una vez calculado el ahorro del primer año, se proyectan los resultados a lo largo de un horizonte de 30 años. Esta proyección no mantiene constante el ahorro anual, sino que incorpora la degradación progresiva de los módulos fotovoltaicos. Como consecuencia, tanto la energía autoconsumida como la energía excedentaria disminuyen ligeramente con el paso del tiempo, reduciendo de forma gradual los ahorros anuales.

Se recoge la evolución del ahorro económico del Caso Base durante toda la vida útil considerada. Se distingue entre el ahorro asociado al autoconsumo directo y el ahorro procedente de la compensación de excedentes, ya que ambos conceptos tienen un valor económico diferente.

Caso Base			
Año	AHORRO AUTOCONSUMO	AHORRO POR EXCEDENTES	AHORRO TOTAL
1	351,14 €	153,00 €	504,14 €
2	350,84 €	151,85 €	502,69 €
3	350,54 €	150,65 €	501,19 €
4	350,24 €	149,50 €	499,74 €
5	349,94 €	148,35 €	498,29 €
6	349,64 €	147,20 €	496,84 €
7	349,34 €	146,00 €	495,34 €
8	349,04 €	144,85 €	493,89 €
9	348,74 €	143,70 €	492,44 €
10	348,34 €	142,55 €	490,89 €
11	348,04 €	141,40 €	489,44 €
12	347,74 €	140,25 €	487,99 €
13	347,34 €	139,10 €	486,44 €
14	347,04 €	137,95 €	484,99 €
15	346,74 €	136,80 €	483,54 €
16	346,34 €	135,65 €	481,99 €
17	346,04 €	134,50 €	480,54 €
18	345,64 €	133,35 €	478,99 €
19	345,34 €	132,20 €	477,54 €
20	344,94 €	131,05 €	475,99 €
21	344,64 €	129,90 €	474,54 €
22	344,25 €	128,80 €	473,05 €
23	343,95 €	127,65 €	471,60 €
24	343,55 €	126,50 €	470,05 €
25	343,15 €	125,35 €	468,50 €
26	342,75 €	124,25 €	467,00 €
27	342,45 €	123,10 €	465,55 €
28	342,05 €	122,00 €	464,05 €
29	341,65 €	120,85 €	462,50 €
30	341,25 €	119,75 €	461,00 €
Total Ahorro	10.392,68 €	4.088,05 €	14.480,73 €

Tabla 18: Ahorro a 30 años Caso Base

En el Caso Base, el ahorro total anual disminuye desde 504,14 € en el primer año hasta 461,00 € en el año 30. Esta reducción se explica por la degradación progresiva de la producción fotovoltaica, que reduce tanto la energía disponible para autoconsumo como los excedentes vertidos a red.

A lo largo de los 30 años, el ahorro acumulado por autoconsumo asciende a 10.392,68 €, mientras que la compensación de excedentes suma 4.088,05 €. En conjunto, el ahorro bruto

acumulado alcanza 14.480,73 €. Este valor, sin embargo, todavía no representa la rentabilidad neta del proyecto, ya que no incluye la inversión inicial, los costes de mantenimiento, la sustitución del inversor ni la actualización temporal de los flujos de caja.

Caso Base 1M				Caso Base 2M			
Año	AHORRO AUTOCONSUMO	AHORRO POR EXCEDENTES	AHORRO TOTAL	Año	AHORRO AUTOCONSUMO	AHORRO POR EXCEDENTES	AHORRO TOTAL
1	584,10 €	22,65 €	606,75 €	1	620,96 €	3,00 €	623,96 €
2	582,80 €	21,95 €	604,75 €	2	618,86 €	2,80 €	621,66 €
3	581,50 €	21,35 €	602,85 €	3	616,66 €	2,65 €	619,31 €
4	580,20 €	20,85 €	601,05 €	4	614,47 €	2,55 €	617,02 €
5	578,90 €	20,30 €	599,20 €	5	612,37 €	2,50 €	614,87 €
6	577,50 €	19,70 €	597,20 €	6	610,17 €	2,35 €	612,52 €
7	576,21 €	19,10 €	595,31 €	7	607,97 €	2,25 €	610,22 €
8	574,81 €	18,55 €	593,36 €	8	605,78 €	2,20 €	607,98 €
9	573,41 €	17,95 €	591,36 €	9	603,68 €	2,05 €	605,73 €
10	572,01 €	17,30 €	589,31 €	10	601,48 €	1,80 €	603,28 €
11	570,61 €	16,70 €	587,31 €	11	599,28 €	1,60 €	600,88 €
12	569,21 €	16,15 €	585,36 €	12	597,08 €	1,45 €	598,53 €
13	567,81 €	15,70 €	583,51 €	13	594,89 €	1,35 €	596,24 €
14	566,42 €	15,10 €	581,52 €	14	592,79 €	1,15 €	593,94 €
15	564,92 €	14,55 €	579,47 €	15	590,59 €	1,15 €	591,74 €
16	563,52 €	14,05 €	577,57 €	16	588,39 €	1,00 €	589,39 €
17	562,02 €	13,50 €	575,52 €	17	586,20 €	0,90 €	587,10 €
18	560,52 €	12,90 €	573,42 €	18	583,90 €	0,65 €	584,55 €
19	559,02 €	12,40 €	571,42 €	19	581,70 €	0,55 €	582,25 €
20	557,43 €	12,00 €	569,43 €	20	579,40 €	0,45 €	579,85 €
21	555,93 €	11,55 €	567,48 €	21	577,20 €	0,40 €	577,60 €
22	554,43 €	11,05 €	565,48 €	22	574,91 €	0,40 €	575,31 €
23	552,83 €	10,55 €	563,38 €	23	572,61 €	0,35 €	572,96 €
24	551,23 €	10,05 €	561,28 €	24	570,21 €	0,30 €	570,51 €
25	549,63 €	9,50 €	559,13 €	25	567,91 €	0,15 €	568,06 €
26	548,03 €	9,05 €	557,08 €	26	565,52 €	0,10 €	565,62 €
27	546,44 €	8,55 €	554,99 €	27	563,22 €	0,05 €	563,27 €
28	544,84 €	8,10 €	552,94 €	28	560,92 €	-0,05 €	560,87 €
29	543,14 €	7,80 €	550,94 €	29	558,52 €	-0,10 €	558,42 €
30	541,44 €	7,35 €	548,79 €	30	556,13 €	-0,10 €	556,03 €
Total Ahorro	16.910,86 €	436,30 €	17.347,16 €	Total Ahorro	17.673,78 €	35,90 €	17.709,68 €

Tabla 19: Ahorro a 30 años Caso Base 1M y 2M

El Caso Base 1M alcanza un ahorro bruto acumulado de 17.347,16 €, lo que supone 2.866,43 € más que el Caso Base antes de considerar inversión inicial, mantenimiento y reposición de equipos. Sin embargo, esta mejora debe compararse con el sobrecoste de inversión de la batería. Por tanto, aunque el almacenamiento mejora el uso energético de la instalación, no puede concluirse su conveniencia económica únicamente a partir del ahorro bruto acumulado.

El Caso Base 2M presenta el mayor ahorro bruto acumulado, con 17.709,68 €, pero la mejora frente al Caso Base 1M es de solo 362,52 € a lo largo de 30 años. Esta cifra es especialmente baja si se compara con el coste adicional de incorporar un segundo módulo de batería. Por ello, desde el punto de vista financiero, el segundo módulo muestra una rentabilidad marginal muy reducida, aunque energéticamente permita reducir el vertido a valores casi residuales.

9.3 CONSTRUCCIÓN DE LOS FLUJOS DE CAJA

Con el objetivo de calcular el VAN y el TIR, se estudiarán los flujos de caja en cada periodo de tiempo. La evaluación económica se ha realizado mediante un modelo de flujos de caja descontados a 30 años, construido a partir de las hojas de cálculo desarrolladas para este trabajo. Los principales supuestos e hipótesis de partida son los siguientes:

- Horizonte temporal de análisis: 30 años, coincidente con la vida útil estimada de los módulos fotovoltaicos.
- Tasa de descuento: 4 %, empleada para actualizar los flujos de caja futuros a valor presente.
- Precio de la energía importada de red: 0,099897 €/kWh.
- Precio de compensación de excedentes vertidos a red: 0,05 €/kWh.
- Mantenimiento anual: 1 % de la inversión inicial para el Caso Base (sin batería) y 2 % para el Caso Base 1M/2M (con batería), porcentaje superior en este último caso por la necesidad de revisiones adicionales asociadas al sistema de almacenamiento (BMS, conexionado, etc.).
- Sustitución del inversor: se contempla un coste de reposición de 830 € en los años 10 y 20 del análisis, correspondiente a la vida útil típica de los inversores fotovoltaicos comerciales.
- Bonificaciones fiscales municipales (Ayuntamiento de Pozuelo de Alarcón): bonificación del 50 % sobre el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) durante los 3 primeros años, computada como ahorro fiscal anual. No hay referencias del ICIO

- Degradación de la producción fotovoltaica: se ha tenido en cuenta el envejecimiento de los módulos a lo largo de los 30 años, lo que reduce progresivamente la energía generada y, por tanto, el ahorro anual obtenido.

Para el cálculo del Valor Actual Neto se ha considerado una tasa de descuento del 4%. Esta tasa representa la rentabilidad mínima exigida al proyecto y permite actualizar los flujos de caja futuros generados por la instalación fotovoltaica, principalmente asociados al ahorro en la factura eléctrica y a la compensación de excedentes.

La elección del 4% se considera adecuada para una instalación residencial de autoconsumo, ya que se trata de una inversión con un perfil de riesgo moderado-bajo. A diferencia de otros proyectos empresariales, los beneficios económicos no dependen de la venta de un producto en un mercado competitivo, sino del ahorro energético obtenido por la vivienda durante la vida útil de la instalación.

El Valor Actual Neto se obtiene como la suma de todos los flujos de caja descontados, incluyendo la inversión inicial en el año 0.

$$\text{Valor Actual Neto (VAN)} = \text{Beneficio Neto Actualizado} - \text{Inv. Inicial}$$

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

Siendo

V_t = Flujos de caja en cada periodo de tiempo

n = numero de periodos

k = tipo de interés

I_0 = valor del desembolso inicial de la inversión

Para cada uno de los 30 años del horizonte de estudio se ha construido el flujo de caja neto como la diferencia entre el ahorro bruto obtenido y los costes asociados a la instalación

(mantenimiento y, en los años 10 y 20, sustitución del inversor). La expresión general para construir el flujo de caja anual es la siguiente:

$$\text{Flujo de caja anual} = A_{\text{autoconsumo}} + A_{\text{excedentes}} + Bon - C_{\text{inv}} - C_{\text{mant}}$$

Siendo

C_{inv} = Coste de reposición del inversor

C_{mant} = Coste de mantenimiento anual

$A_{\text{autoconsumo}}$ = Ahorro por autoconsumo

$A_{\text{excedentes}}$ = Ahorro por excedentes

Bon = Bonificaciones fiscales

Caso Base				
Año	Costes (€)	Ahorros (€)	Flujo de caja (€)	Ganancias (€)
0	-5.182,00 €		-5.182,00 €	-5.182,00 €
1	-51,82 €	1.051,41 €	999,59 €	-4.182,41 €
2	-51,82 €	1.049,96 €	998,14 €	-3.184,26 €
3	-51,82 €	1.048,46 €	996,64 €	-2.187,62 €
4	-51,82 €	499,74 €	447,92 €	-1.739,70 €
5	-51,82 €	498,29 €	446,47 €	-1.293,23 €
6	-51,82 €	496,84 €	445,02 €	-848,21 €
7	-51,82 €	495,34 €	443,52 €	-404,69 €
8	-51,82 €	493,89 €	442,07 €	37,38 €
9	-51,82 €	492,44 €	440,62 €	478,00 €
10	-881,82 €	490,89 €	-390,93 €	87,07 €
11	-51,82 €	489,44 €	437,62 €	524,69 €
12	-51,82 €	487,99 €	436,17 €	960,86 €
13	-51,82 €	486,44 €	434,62 €	1.395,48 €
14	-51,82 €	484,99 €	433,17 €	1.828,66 €
15	-51,82 €	483,54 €	431,72 €	2.260,38 €
16	-51,82 €	481,99 €	430,17 €	2.690,55 €
17	-51,82 €	480,54 €	428,72 €	3.119,27 €
18	-51,82 €	478,99 €	427,17 €	3.546,45 €
19	-51,82 €	477,54 €	425,72 €	3.972,17 €
20	-881,82 €	475,99 €	-405,83 €	3.566,35 €
21	-51,82 €	474,54 €	422,72 €	3.989,07 €
22	-51,82 €	473,05 €	421,23 €	4.410,30 €
23	-51,82 €	471,60 €	419,78 €	4.830,07 €
24	-51,82 €	470,05 €	418,23 €	5.248,30 €
25	-51,82 €	468,50 €	416,68 €	5.664,97 €
26	-51,82 €	467,00 €	415,18 €	6.080,15 €
27	-51,82 €	465,55 €	413,73 €	6.493,88 €
28	-51,82 €	464,05 €	412,23 €	6.906,10 €
29	-51,82 €	462,50 €	410,68 €	7.316,78 €
30	-881,82 €	461,00 €	-420,82 €	6.895,96 €

Tabla 20: Flujos de caja Caso Base

Caso Base 1M				
Año	Costes (€)	Ahorros (€)	Flujo de caja (€)	Ganancias (€)
0	-12.182,00 €		-12.182,00 €	-12.182,00 €
1	-243,64 €	1.154,02 €	910,38 €	-11.271,62 €
2	-243,64 €	1.152,02 €	908,38 €	-10.363,23 €
3	-243,64 €	1.150,13 €	906,49 €	-9.456,75 €
4	-243,64 €	601,05 €	357,41 €	-9.099,34 €
5	-243,64 €	599,20 €	355,56 €	-8.743,77 €
6	-243,64 €	597,20 €	353,56 €	-8.390,21 €
7	-243,64 €	595,31 €	351,67 €	-8.038,54 €
8	-243,64 €	593,36 €	349,72 €	-7.688,83 €
9	-243,64 €	591,36 €	347,72 €	-7.341,11 €
10	-1.073,64 €	589,31 €	-484,33 €	-7.825,44 €
11	-243,64 €	587,31 €	343,67 €	-7.481,76 €
12	-243,64 €	585,36 €	341,72 €	-7.140,04 €
13	-243,64 €	583,51 €	339,87 €	-6.800,17 €
14	-243,64 €	581,52 €	337,88 €	-6.462,29 €
15	-243,64 €	579,47 €	335,83 €	-6.126,46 €
16	-243,64 €	577,57 €	333,93 €	-5.792,53 €
17	-243,64 €	575,52 €	331,88 €	-5.460,65 €
18	-243,64 €	573,42 €	329,78 €	-5.130,87 €
19	-243,64 €	571,42 €	327,78 €	-4.803,09 €
20	-1.073,64 €	569,43 €	-504,21 €	-5.307,30 €
21	-243,64 €	567,48 €	323,84 €	-4.983,47 €
22	-243,64 €	565,48 €	321,84 €	-4.661,63 €
23	-243,64 €	563,38 €	319,74 €	-4.341,89 €
24	-243,64 €	561,28 €	317,64 €	-4.024,25 €
25	-243,64 €	559,13 €	315,49 €	-3.708,75 €
26	-243,64 €	557,08 €	313,44 €	-3.395,31 €
27	-243,64 €	554,99 €	311,35 €	-3.083,96 €
28	-243,64 €	552,94 €	309,30 €	-2.774,66 €
29	-243,64 €	550,94 €	307,30 €	-2.467,36 €
30	-1.073,64 €	548,79 €	-524,85 €	-2.992,21 €

Tabla 21: Flujos de caja Caso Base 1M

Caso Extra Coche				
Año	Costes (€)	Ahorros (€)	Flujo de caja (€)	Ganancias (€)
0	(19.182,00 €)		(19.182,00 €)	(19.182,00 €)
1	(191,82 €)	1.177,98 €	986,16 €	(18.195,84 €)
2	(191,82 €)	1.175,48 €	983,66 €	(17.212,19 €)
3	(191,82 €)	1.173,13 €	981,31 €	(16.230,88 €)
4	(191,82 €)	623,41 €	431,59 €	(15.799,29 €)
5	(191,82 €)	620,96 €	429,14 €	(15.370,15 €)
6	(191,82 €)	618,66 €	426,84 €	(14.943,31 €)
7	(191,82 €)	616,26 €	424,44 €	(14.518,86 €)
8	(191,82 €)	613,87 €	422,05 €	(14.096,82 €)
9	(191,82 €)	611,47 €	419,65 €	(13.677,17 €)
10	(1.021,82 €)	609,07 €	(412,75 €)	(14.089,92 €)
11	(191,82 €)	606,67 €	414,85 €	(13.675,06 €)
12	(191,82 €)	604,28 €	412,46 €	(13.262,60 €)
13	(191,82 €)	601,88 €	410,06 €	(12.852,54 €)
14	(191,82 €)	599,48 €	407,66 €	(12.444,88 €)
15	(191,82 €)	596,98 €	405,16 €	(12.039,72 €)
16	(191,82 €)	594,59 €	402,77 €	(11.636,95 €)
17	(191,82 €)	592,09 €	400,27 €	(11.236,68 €)
18	(191,82 €)	589,69 €	397,87 €	(10.838,81 €)
19	(191,82 €)	587,19 €	395,37 €	(10.443,43 €)
20	(1.021,82 €)	584,80 €	(437,02 €)	(10.880,46 €)
21	(191,82 €)	582,40 €	390,58 €	(10.489,88 €)
22	(191,82 €)	579,90 €	388,08 €	(10.101,80 €)
23	(191,82 €)	577,50 €	385,68 €	(9.716,11 €)
24	(191,82 €)	575,01 €	383,19 €	(9.332,92 €)
25	(191,82 €)	572,61 €	380,79 €	(8.952,13 €)
26	(191,82 €)	570,11 €	378,29 €	(8.573,84 €)
27	(191,82 €)	567,71 €	375,89 €	(8.197,95 €)
28	(191,82 €)	565,22 €	373,40 €	(7.824,55 €)
29	(191,82 €)	562,72 €	370,90 €	(7.453,65 €)
30	(1.021,82 €)	560,32 €	(461,50 €)	(7.915,15 €)

Tabla 22: Flujos de caja Caso Base 2M

Además del VAN, se calculará el TIR (Tasa Interna de Retorno), que se calcula como la tasa de descuento que iguala el VAN a cero. El TIR permite comparar la rentabilidad relativa de cada alternativa. Si el TIR es superior a la tasa de descuento considerada, la inversión puede considerarse atractiva desde el punto de vista financiero. Si el TIR es inferior o negativa, el proyecto no recupera adecuadamente la inversión bajo las hipótesis planteadas.

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

La interpretación conjunta del VAN, la TIR y el periodo de recuperación resulta necesaria para seleccionar la alternativa más adecuada. El VAN permite medir la creación de valor absoluto, la TIR permite comparar la rentabilidad relativa y el periodo de recuperación indica

cuántos años son necesarios para compensar el desembolso inicial. Los resultados obtenidos para ambos casos se resumen en la Tabla 23: Resultados finales del análisis económico.

Caso	VAN (€)	TIR (%)
Caso Base	2.665,82 €	9,48%
Caso Base 1M	-5.973,74 €	-2%
Caso Base 2M	-15.168,65 €	-11%

Tabla 23: Resultados finales del análisis económico

Capítulo 10. AMPLIACIÓN DEL PROYECTO:

COCHE ELÉCTRICO

Como ampliación del estudio energético y económico desarrollado en los capítulos anteriores, se plantea un escenario adicional asociado a la electrificación de la movilidad doméstica. El objetivo de esta ampliación es analizar cómo variaría el comportamiento de la instalación fotovoltaica si la vivienda sustituyese uno de sus vehículos de combustión por un vehículo eléctrico de mayor autonomía y uso más intensivo.

La vivienda objeto de estudio ya dispone actualmente de un punto de recarga para vehículo eléctrico. Sin embargo, el vehículo utilizado en la situación actual presenta una autonomía aproximada de 100 km, por lo que su uso diario no es especialmente intensivo. En consecuencia, aunque el coche eléctrico ya forma parte del consumo eléctrico de la vivienda, su impacto sobre la demanda anual no representa todavía un escenario de electrificación completa de la movilidad familiar.

Para evitar que el análisis dependa de una única hipótesis de uso, se definen dos escenarios de demanda adicional: un escenario de 60 km diarios y un escenario de 100 km diarios. Ambos casos representan niveles de uso intensivo del vehículo eléctrico y permiten comprobar si un mayor consumo asociado a la recarga mejora el aprovechamiento de la producción fotovoltaica disponible.

Esta ampliación no pretende realizar un análisis económico completo de sustitución de vehículo. Por tanto, no se incluyen en el modelo el coste de adquisición del nuevo coche eléctrico, el valor residual del vehículo sustituido, los costes de mantenimiento del automóvil ni el ahorro de combustible fósil evitado. El alcance se limita a estudiar el efecto que tendría una mayor demanda eléctrica sobre la instalación fotovoltaica residencial y sobre los flujos de caja asociados a dicha instalación.

Esta aclaración resulta necesaria porque el vehículo eléctrico puede generar ahorros desde dos perspectivas distintas. Por un lado, puede reducir el consumo de gasolina o diésel al sustituir desplazamientos realizados con un vehículo de combustión. Por otro, puede mejorar el autoconsumo fotovoltaico si su recarga coincide con las horas de producción solar. En este trabajo se analiza principalmente la segunda perspectiva: la interacción entre el aumento de demanda eléctrica y la producción fotovoltaica disponible.

Para dar coherencia al análisis, la ampliación no se limita únicamente al escenario con batería física. En primer lugar se estudia la instalación sin almacenamiento, ya que es el caso que mantiene la inversión inicial del Caso Base y permite comprobar si el aumento de demanda provocado por el coche eléctrico mejora por sí solo la rentabilidad del sistema. Posteriormente, se mantiene el análisis con batería física como comparación adicional, con el fin de valorar si el almacenamiento sigue siendo justificable cuando el consumo de la vivienda aumenta.

Escenario	Hipótesis principal	Alcance del análisis	Finalidad
Situación actual	Vehículo eléctrico existente (100 km aprox.)	Incluido en el año tipo de consumo	Punto de partida
Escenario 60 km/día	Nuevo vehículo: Uso intensivo moderado	Solo se modifica la demanda de recarga	Evaluar el impacto de mayor electrificación
Escenario 100 km/día	Nuevo vehículo: Uso intensivo alto	Solo se modifica la demanda de recarga	

Tabla 24: Comparativa escenarios

10.1 CONSTRUCCIÓN DEL NUEVO PERFIL DE CONSUMO

Para construir el nuevo perfil de consumo mensual se parte del año tipo de consumo de la vivienda definido en el Estudio del Consumo Eléctrico, cuyo consumo anual asciende a 10.107 kWh. Sobre este perfil se modifica únicamente la demanda atribuible al vehículo eléctrico, manteniendo constantes el resto de los consumos domésticos. De esta forma, el análisis no supone un aumento genérico de la demanda residencial, sino una mayor electrificación de la movilidad.

Mes	Consumo actual vivienda PVsyst
Enero	763 kWh/mes
Febrero	813 kWh/mes
Marzo	783 kWh/mes
Abril	857 kWh/mes
Mayo	907 kWh/mes
Junio	852 kWh/mes
Julio	755 kWh/mes
Agosto	941 kWh/mes
Septiembre	766 kWh/mes
Octubre	920 kWh/mes
Noviembre	895 kWh/mes
Diciembre	855 kWh/mes
Total anual	10.107 kWh/año

Tabla 26: Consumo mensual actual de la vivienda

Mes	Consumo VE actual
Enero	126 kWh
Febrero	132 kWh
Marzo	194 kWh
Abril	141 kWh
Mayo	202 kWh
Junio	187 kWh
Julio	252 kWh
Agosto	60 kWh
Septiembre	165 kWh
Octubre	153 kWh
Noviembre	142 kWh
Diciembre	157 kWh
Total anual	1.911 kWh/año

Tabla 25: Consumo actual vehículo eléctrico 100km autonomía

El procedimiento seguido consiste, en primer lugar, en identificar el consumo eléctrico actual asociado al vehículo dentro del consumo anual de la vivienda. A continuación, se calcula el nuevo consumo del vehículo para los escenarios de 60 km diarios y 100 km diarios. La diferencia entre el consumo actual y el nuevo consumo estimado se reparte mensualmente siguiendo el patrón de uso existente, de manera que los meses con mayor consumo actual del coche reciben también un mayor incremento. Finalmente, el nuevo consumo mensual total de la vivienda se obtiene sumando el consumo doméstico base y el consumo actualizado del vehículo eléctrico.

En este caso, evaluamos la incorporación de un vehículo Lexus RZ 350e (SUV mediano) de 568 km de autonomía, con un consumo real de aproximadamente 18kWh/100km. Es decir, estaremos simulando que para un consumo diario de 60km necesitaremos una carga de

$$60 \text{ km/día} * 18 \text{ kWh/100km} = 10,8 \text{ kWh/día}$$

Y para 100 km/día

$$100 \text{ km/día} * 18 \text{ kWh/100km} = 18 \text{ kWh/día}$$

Por tanto, el consumo anual del coche se quedaría en el caso de 60km/diarios de uso

$$10,8 \text{ kWh/día} * 365 \text{ días} = 3942 \text{ kWh/año}$$

Pasando el consumo total de la vivienda a 12.139 kWh/año en el escenario de 60 km diarios y a 14.766 kWh/año en el escenario de 100 km diarios.

El cálculo mensual del nuevo consumo de vivienda se aplica mediante la siguiente fórmula:

Nuevo consumo

$$\begin{aligned} &= \text{Consumo actual vivienda} - \text{Consumo VE actual} \\ &+ \text{Consumo VE nuevo 60 km/día} \end{aligned}$$

Aplicando esta relación mes a mes se obtienen los nuevos perfiles de demanda que se introducen posteriormente en PVsyst. Esta forma de cálculo permite mantener constante el resto de la demanda doméstica y aislar únicamente el efecto del mayor uso del vehículo eléctrico.

Mes	Consumo vivienda actual	VE actual incluido	VE nuevo 60 km/día	Nuevo consumo vivienda
Enero	763	126	334,8	972
Febrero	813	132	302,4	983
Marzo	783	194	334,8	924
Abril	857	141	324	1.040
Mayo	907	202	334,8	1.040
Junio	852	187	324	989
Julio	755	252	334,8	838
Agosto	941	60	334,8	1.216
Septiembre	766	165	324	925
Octubre	920	153	334,8	1.102
Noviembre	895	142	324	1.077
Diciembre	855	157	334,8	1.033
Total	10107 kWh/año	1911 kWh/año	3942 kWh/año	12139 kWh/año

Tabla 27: Nuevo consumo de vivienda para 60km/día

Y lo mismo con el escenario intensivo de uso (100km/día), quedando:

Mes	Consumo vivienda actual	VE actual incluido	VE nuevo 60 km/día	Nuevo consumo vivienda
Enero	763	126	558	1195
Febrero	813	132	504	1185
Marzo	783	194	558	1147
Abril	857	141	540	1.256
Mayo	907	202	558	1.263
Junio	852	187	540	1205
Julio	755	252	558	1061
Agosto	941	60	558	1.439
Septiembre	766	165	540	1141
Octubre	920	153	558	1.325
Noviembre	895	142	540	1.293
Diciembre	855	157	558	1.256
Total	10107 kWh/año	1911 kWh/año	6570 kWh/año	14766 kWh/año

Tabla 28: Nuevo consumo de vivienda para 100km/día

Una vez construido el nuevo perfil de consumo mensual, este se introduce en PVsyst para evaluar su impacto sobre el autoconsumo, la energía comprada a red, la energía vertida y los indicadores económicos. Este paso resulta necesario porque el incremento de consumo no siempre se traduce en un mayor aprovechamiento de la energía solar: depende de la coincidencia temporal entre la recarga del vehículo y la producción fotovoltaica disponible.

La simulación se realiza tomando como referencia la configuración del Caso Base 2M, que incorpora dos módulos de almacenamiento físico y una inversión inicial de 19.182 €. Esta

elección permite estudiar si, incluso en una configuración con mayor capacidad de almacenamiento y un vertido a red muy reducido, el aumento de demanda provocado por el vehículo eléctrico es capaz de mejorar la rentabilidad del sistema. No obstante, para completar correctamente la ampliación, también se realiza la simulación sin almacenamiento físico, tomando como referencia el Caso Base sin batería.

10.2 SIMULACIÓN ENERGÉTICA SIN BATERÍA FÍSICA

La primera simulación de la ampliación se realiza sin almacenamiento físico, incorporando únicamente el nuevo perfil de consumo asociado al vehículo eléctrico. Este análisis es importante porque permite estudiar el efecto del coche sobre la instalación sin añadir el sobre coste de una batería. Es decir, se mantiene la configuración fotovoltaica del Caso Base y se modifica únicamente la demanda anual de la vivienda.

En este escenario, al no existir batería física, toda la energía solar utilizada por la vivienda se considera energía solar directa. Por tanto, la energía solar almacenada es nula. Para mantener la coherencia con el resto del análisis, se emplean las mismas relaciones utilizadas en las hojas de cálculo del proyecto:

$$E_{solar} = \text{Energía solar que llega al usuario} = \text{Energía autoconsumida}$$

$$E_{grid} = \text{Energía vertida a la red}$$

$$E_{de\ la\ red} = E_{User} - E_{solar}$$

$$E_{generada} = E_{solar} + E_{grid}$$

$$E_{Array} = \text{Energía efectiva a la salida del campo fotovoltaico}$$

La conclusión energética de esta primera simulación es que el coche eléctrico mejora el aprovechamiento de la producción solar disponible, pero no elimina la dependencia de la red. La instalación fotovoltaica sigue estando limitada por la potencia instalada y por la superficie disponible en cubierta; por ello, aunque el vehículo absorbe parte de los

excedentes, la demanda adicional que introduce es superior a la producción solar adicional aprovechable.

Magnitud	60 km diarios	100 km diarios
EUser	12.139 kWh	14.766 kWh
EArray	6.932 kWh	6.932 kWh
Energía generada	6.576 kWh	6.575 kWh
Energía vertida a la red	2.546 kWh	1.934 kWh
Energía autoconsumida	4.030 kWh	4.641 kWh
Energía de la red a usuario	8.109 kWh	10.125 kWh
Energía solar almacenada	0 kWh	0 kWh
Energía solar directa	4.030 kWh	4.641 kWh

Tabla 29: Balance energético del primer año en escenarios sin batería física

10.3 ANÁLISIS ECONÓMICO SIN BATERÍA FÍSICA

Una vez analizado el comportamiento energético del sistema sin almacenamiento, se construyen los flujos de caja correspondientes a los escenarios de 60 km diarios y 100 km diarios. Este apartado completa el bloque que inicialmente quedaba pendiente, ya que el análisis se había centrado en la configuración con batería física.

El análisis económico sin batería mantiene los criterios generales definidos en el Capítulo 9. Se considera un horizonte temporal de 30 años, una tasa de descuento del 4 %, un precio de energía importada de red de 0,099897 €/kWh y un precio de compensación de excedentes de 0,05 €/kWh. Asimismo, se incorpora la bonificación del 50 % del IBI durante los tres primeros años, tal y como se ha considerado en el análisis económico principal.

En este caso, la inversión inicial es la correspondiente al Caso Base sin batería, es decir, 5.182 €. El mantenimiento anual se fija en el 1 % de la inversión inicial, por tratarse de una instalación sin almacenamiento físico, lo que supone 51,82 €/año. Además, siguiendo el mismo criterio empleado en el modelo económico del proyecto, se contempla la sustitución del inversor cada 10 años, con un coste adicional de 830 € en los años correspondientes.

El ahorro económico anual se calcula a partir de la energía autoconsumida y de la energía vertida a red. La energía autoconsumida se valora al precio de compra evitado, mientras que la energía vertida se valora al precio de compensación de excedentes. De esta forma, el coche eléctrico mejora la rentabilidad únicamente en la medida en que desplaza energía que antes se vertía a red hacia autoconsumo directo.

$$\text{Ahorro por autoconsumo} = E_{\text{solar}} \cdot 0,099897 \text{ €/kWh}$$

$$\text{Compensación de excedentes} = E_{\text{grid}} \cdot 0,05 \text{ €/kWh}$$

En el escenario de 60 km diarios, el ahorro energético del primer año asciende a 529,88 €, compuesto por el ahorro del autoconsumo directo y la compensación económica de excedentes.

Caso Extra Coche 60 km/día sin batería						
Año	Costes (€)	Ahorros (€)	Flujo de caja (€)	Ganancias (€)	VAN (€)	TIR (%)
0	(5.182,00 €)		(5.182,00 €)	(5.182,00 €)	3.096,70 €	10,24%
1	(51,82 €)	1.077,16 €	1.025,34 €	(4.156,66 €)		
2	(51,82 €)	1.075,56 €	1.023,74 €	(3.132,92 €)		
3	(51,82 €)	1.074,01 €	1.022,19 €	(2.110,73 €)		
4	(51,82 €)	525,24 €	473,42 €	(1.637,31 €)		
5	(51,82 €)	523,64 €	471,82 €	(1.165,50 €)		
6	(51,82 €)	522,14 €	470,32 €	(695,18 €)		
7	(51,82 €)	520,64 €	468,82 €	(226,36 €)		
8	(51,82 €)	519,04 €	467,22 €	240,86 €		
9	(51,82 €)	517,59 €	465,77 €	706,63 €		
10	(881,82 €)	515,99 €	(365,83 €)	340,79 €		
11	(51,82 €)	514,49 €	462,67 €	803,46 €		
12	(51,82 €)	512,89 €	461,07 €	1.264,53 €		
13	(51,82 €)	511,39 €	459,57 €	1.724,10 €		
14	(51,82 €)	509,84 €	458,02 €	2.182,13 €		
15	(51,82 €)	508,24 €	456,42 €	2.638,55 €		
16	(51,82 €)	506,74 €	454,92 €	3.093,47 €		
17	(51,82 €)	505,19 €	453,37 €	3.546,84 €		
18	(51,82 €)	503,59 €	451,77 €	3.998,61 €		
19	(51,82 €)	502,04 €	450,22 €	4.448,84 €		
20	(881,82 €)	500,44 €	(381,38 €)	4.067,46 €		
21	(51,82 €)	498,99 €	447,17 €	4.514,64 €		
22	(51,82 €)	497,39 €	445,57 €	4.960,21 €		
23	(51,82 €)	495,85 €	444,03 €	5.404,24 €		
24	(51,82 €)	494,25 €	442,43 €	5.846,66 €		
25	(51,82 €)	492,70 €	440,88 €	6.287,54 €		
26	(51,82 €)	491,05 €	439,23 €	6.726,76 €		
27	(51,82 €)	489,45 €	437,63 €	7.164,39 €		
28	(51,82 €)	487,90 €	436,08 €	7.600,47 €		
29	(51,82 €)	486,35 €	434,53 €	8.035,00 €		
30	(881,82 €)	484,70 €	(397,12 €)	7.637,88 €		

Tabla 30: Flujos de caja caso coche eléctrico 60km/día consumo

En el escenario de 100 km diarios, el aumento de energía autoconsumida eleva el ahorro energético del primer año hasta 560,32 €. Aunque la compensación de excedentes disminuye porque se vierte menos energía a red, el mayor valor económico del autoconsumo directo compensa esta reducción. Tras incorporar la bonificación fiscal y el mantenimiento anual, el flujo neto del primer año se sitúa en 1.055,78 €.

Caso Extra Coche 100 km/día sin batería						
Año	Costes (€)	Ahorros (€)	Flujo de caja (€)	Ganancias (€)	VAN (€)	TIR (%)
0	(5.182,00 €)		(5.182,00 €)	(5.182,00 €)	3.606,31 €	11,12%
1	(51,82 €)	1.107,60 €	1.055,78 €	(4.126,22 €)		
2	(51,82 €)	1.106,05 €	1.054,23 €	(3.072,00 €)		
3	(51,82 €)	1.104,45 €	1.052,63 €	(2.019,37 €)		
4	(51,82 €)	555,47 €	503,65 €	(1.515,71 €)		
5	(51,82 €)	553,92 €	502,10 €	(1.013,61 €)		
6	(51,82 €)	552,23 €	500,41 €	(513,20 €)		
7	(51,82 €)	550,63 €	498,81 €	(14,40 €)		
8	(51,82 €)	549,03 €	497,21 €	482,81 €		
9	(51,82 €)	547,33 €	495,51 €	978,31 €		
10	(881,82 €)	545,73 €	(336,09 €)	642,22 €		
11	(51,82 €)	544,13 €	492,31 €	1.134,53 €		
12	(51,82 €)	542,43 €	490,61 €	1.625,14 €		
13	(51,82 €)	540,83 €	489,01 €	2.114,15 €		
14	(51,82 €)	539,23 €	487,41 €	2.601,56 €		
15	(51,82 €)	537,53 €	485,71 €	3.087,27 €		
16	(51,82 €)	535,88 €	484,06 €	3.571,33 €		
17	(51,82 €)	534,18 €	482,36 €	4.053,69 €		
18	(51,82 €)	532,58 €	480,76 €	4.534,46 €		
19	(51,82 €)	530,93 €	479,11 €	5.013,57 €		
20	(881,82 €)	529,23 €	(352,59 €)	4.660,99 €		
21	(51,82 €)	527,64 €	475,82 €	5.136,80 €		
22	(51,82 €)	525,99 €	474,17 €	5.610,97 €		
23	(51,82 €)	524,24 €	472,42 €	6.083,38 €		
24	(51,82 €)	522,64 €	470,82 €	6.554,20 €		
25	(51,82 €)	520,99 €	469,17 €	7.023,37 €		
26	(51,82 €)	519,24 €	467,42 €	7.490,79 €		
27	(51,82 €)	517,64 €	465,82 €	7.956,61 €		
28	(51,82 €)	515,89 €	464,07 €	8.420,68 €		
29	(51,82 €)	514,24 €	462,42 €	8.883,10 €		
30	(881,82 €)	512,59 €	(369,23 €)	8.513,87 €		

Tabla 31: Flujos de caja caso coche eléctrico 100km/día consumo

A lo largo de los 30 años de análisis, ambos escenarios sin batería presentan resultados positivos. El escenario de 60 km diarios obtiene un VAN de 3.096,70 € y una TIR del 10,24 %, mientras que el escenario de 100 km diarios alcanza un VAN de 3.606,31 € y una TIR del 11,12 %. Por tanto, bajo las hipótesis consideradas, el aumento de uso del vehículo

eléctrico mejora la rentabilidad de la instalación sin batería, ya que permite aumentar el autoconsumo sin incrementar la inversión inicial.

La diferencia entre ambos casos no es muy elevada, pero sí coherente con el comportamiento energético observado: el escenario de 100 km diarios autoconsume más energía solar y vierte menos a red, por lo que obtiene un ahorro económico ligeramente superior. Aun así, el mayor consumo del vehículo no se transforma íntegramente en ahorro, porque una parte relevante de esa nueva demanda sigue siendo cubierta mediante energía importada de red.

10.4 ANÁLISIS ECONÓMICO CON ALMACENAMIENTO FÍSICO

El análisis económico de esta ampliación mantiene los criterios generales definidos en el Análisis Económico. Se considera un horizonte temporal de 30 años, una tasa de descuento del 4 %, un precio de energía importada de red de 0,099897 €/kWh y un precio de compensación de excedentes de 0,05 €/kWh. Asimismo, se incorpora la bonificación del 50 % del IBI durante los tres primeros años, tal y como se ha considerado en el análisis económico principal.

El mantenimiento anual se fija en el 2 % de la inversión inicial, por tratarse de una configuración con almacenamiento físico. Dado que la inversión inicial asciende a 19.182 €, el coste de mantenimiento anual considerado es de 383,64 €. Además, siguiendo el criterio empleado en el modelo económico del proyecto, se contempla la sustitución del inversor en los años 10, 20 y 30, con un coste adicional de 830 € en cada uno de esos años.

Conviene señalar que el ahorro económico de los tres primeros años incluye tanto el ahorro energético asociado al autoconsumo y a la compensación de excedentes como la bonificación fiscal del IBI. A partir del cuarto año desaparece dicha bonificación, por lo que el ahorro anual se reduce de forma significativa aunque la instalación siga generando ahorro energético.

Los resultados económicos obtenidos muestran que el incremento de consumo asociado al vehículo eléctrico no mejora de forma significativa la rentabilidad de la instalación

fotovoltaica bajo las hipótesis consideradas. En el escenario de 60 km diarios, el ahorro bruto anual del primer año asciende a 1.177,98 €, mientras que en el escenario de 100 km diarios alcanza 1.183,77 €. La diferencia entre ambos casos es, por tanto, muy reducida, con apenas 5,79 € adicionales de ahorro bruto anual.

Escenario	Inversión inicial	Ahorro bruto año 1	Mantenimiento año 1	Flujo neto año 1	VAN	TIR
Caso Consumo 60 km/día	19.182,00 €	1.177,98 €	383,64 €	794,34 €	-15.072,15 €	-11%
Caso Consumo 100 km/día	19.182,00 €	1.183,77 €	383,64 €	800,13 €	-14.978,95 €	-10%

Tabla 32: Análisis económico Año 1 con batería física integrada en la instalación

Esta diferencia tan limitada indica que el mayor uso del vehículo eléctrico no se traduce necesariamente en un aumento proporcional del ahorro económico. Aunque la demanda anual de la vivienda aumenta, no toda esa energía adicional es cubierta por producción fotovoltaica aprovechable. Esto puede deberse a que una parte relevante de la recarga se realiza fuera de las horas solares o a que la instalación ya presenta una capacidad limitada para cubrir consumos adicionales en determinados momentos del año. Por tanto, el factor determinante no es únicamente cuántos kWh adicionales consume el vehículo, sino cuándo se produce dicha recarga.

Además, al incorporar los costes de mantenimiento, la rentabilidad económica empeora de forma significativa. En ambos casos se considera un mantenimiento anual equivalente al 2 % de la inversión inicial. Dado que la inversión inicial asciende a 19.182 €, el mantenimiento anual considerado es de 383,64 €. Por ello, el flujo de caja neto del primer año se reduce hasta 794,34 € en el caso de 60 km diarios y hasta 800,13 € en el caso de 100 km diarios.

10.5 CONCLUSIONES DE LA AMPLIACIÓN

Esta ampliación permite concluir que la incorporación de un vehículo eléctrico de mayor autonomía y uso más intensivo no garantiza por sí sola la viabilidad económica de cualquier configuración fotovoltaica. Para que el vehículo eléctrico contribuya de forma relevante a mejorar la rentabilidad, resulta necesario analizar si el aumento de consumo se traduce realmente en un mayor autoconsumo solar y si la inversión inicial del sistema sigue siendo razonable.

Desde un punto de vista energético, el vehículo eléctrico sí representa una oportunidad interesante para aumentar el autoconsumo de la vivienda, especialmente si se programa la recarga durante las horas de máxima producción fotovoltaica. En los escenarios sin batería, el aumento de demanda permite reducir el vertido a red y aumentar la energía solar directa consumida por la vivienda. Por ello, el caso de 100 km diarios obtiene mejores resultados que el de 60 km diarios, aunque la mejora no es proporcional al incremento de consumo.

Desde un punto de vista económico, la conclusión depende de si se incorpora o no almacenamiento físico. En la instalación sin batería, los dos escenarios resultan rentables bajo las hipótesis consideradas, con VAN positivo y TIR superior a la tasa de descuento del 4 %. Por tanto, el coche eléctrico mejora la coherencia económica del Caso Base al aumentar la energía autoconsumida y reducir la energía excedentaria compensada a menor precio.

En cambio, en la instalación con batería física, el aumento de demanda asociado al vehículo eléctrico no es suficiente para compensar el sobrecoste de inversión y mantenimiento del almacenamiento. Aunque la batería mejora el aprovechamiento energético y reduce el vertido a red, los indicadores financieros siguen siendo negativos. Por tanto, el almacenamiento físico tendría sentido si se priorizasen criterios de autonomía, reducción de vertidos o resiliencia, pero no como la alternativa más rentable desde un punto de vista estrictamente económico.

En consecuencia, el escenario de ampliación con vehículo eléctrico debe interpretarse como un caso de análisis futuro útil para evaluar el potencial de electrificación de la demanda doméstica. La sustitución de un vehículo de combustión por uno eléctrico puede tener ventajas ambientales y de reducción de consumo de combustibles fósiles, pero su impacto positivo sobre la rentabilidad fotovoltaica solo será relevante si existe una adecuada gestión de la recarga y una elevada coincidencia con la producción solar. Bajo las hipótesis de este trabajo, la opción más coherente económicamente para la ampliación es analizar el coche eléctrico sobre la instalación sin batería física, manteniendo la batería como alternativa orientada a mejorar autonomía y aprovechamiento energético, no como solución de mayor rentabilidad financiera.

Capítulo 11. CONCLUSIONES

El presente Trabajo Fin de Grado ha tenido como objetivo diseñar y evaluar técnica y económicamente una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo para una vivienda unifamiliar en Pozuelo de Alarcón, abordando de forma integrada el estudio del consumo eléctrico, el recurso solar disponible, la simulación energética mediante PVsyst y la viabilidad económica de las distintas alternativas propuestas.

Los cuatro objetivos planteados inicialmente se han alcanzado de forma satisfactoria:

- Se ha caracterizado el consumo eléctrico real de la vivienda (10.107 kWh/año), diferenciando el escenario con y sin vehículo eléctrico de alto consumo, lo que ha permitido dimensionar la instalación sobre una base de demanda realista.
- Se ha analizado el recurso solar del emplazamiento a partir de bases de datos climáticas (PVGIS), estableciendo la irradiancia y condiciones de partida para la simulación.
- Se ha modelizado la producción energética en PVsyst mediante más de 15 simulaciones, analizando en detalle nueve configuraciones distintas de módulos, inversores y sistemas de almacenamiento, cuantificando en cada caso la producción anual, el autoconsumo real y el vertido a red.
- Se ha evaluado la viabilidad económica de las alternativas más relevantes mediante VAN, TIR y periodo de recuperación, bajo un horizonte de 30 años.

La comparación sistemática de configuraciones ha permitido demostrar que maximizar la producción fotovoltaica (caso VC8, 6.805,2 kWh/año) no equivale a maximizar el aprovechamiento real por parte de la vivienda, y que el criterio de diseño debe orientarse al autoconsumo y no solo a la potencia instalada. En esta línea, el Caso Base (4,80 kWp, sin batería) resulta la única alternativa económicamente rentable, con un VAN de 2.665,82 € y

una TIR del 9,48 %, mientras que las configuraciones con almacenamiento físico (Caso Base 1M y 2M), aunque elevan el autoconsumo hasta el 99 %, presentan VAN negativo (–5.973,74 € y –15.168,65 €, respectivamente) bajo los precios de mercado actuales. Esta es una de las aportaciones más relevantes del trabajo: evidenciar que la batería mejora el comportamiento energético pero no la rentabilidad financiera con el marco de precios vigente.

La ampliación relativa al vehículo eléctrico ha aportado además una segunda conclusión de interés: electrificar la movilidad mejora ligeramente la coherencia económica de la instalación sin batería (VAN de 3.096,70 € y 3.606,31 € para 60 y 100 km/día), pero no resulta suficiente, con almacenamiento físico, para compensar el sobre coste de inversión y mantenimiento.

Capítulo 12. BIBLIOGRAFÍA

1. APPA Renovables. “Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico y Almacenamiento 2025”, APPA Renovables, 2026.
2. APPA Renovables. “III Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico 2024”, APPA Renovables, 2025.
3. Ministerio para la Transición Ecológica. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, 2019.
4. Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo. Boletín Oficial del Estado, 2015.
5. IDAE y ENERAGEN. “Guía profesional de tramitación del autoconsumo”, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2024.
6. Naciones Unidas. “Objetivos de Desarrollo Sostenible”, Naciones Unidas, 2015.
7. National Renewable Energy Laboratory. “Best Research-Cell Efficiency Chart”, NREL, 2026.
8. European Commission, Joint Research Centre. “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)”, Comisión Europea.
9. Meteonorm. “Typical Meteorological Year and Climate Data for PV Planning”, Meteonorm.
10. National Renewable Energy Laboratory. “National Solar Radiation Database (NSRDB)”, NREL
11. LONGi Solar. “LR5-72HTH 590–600M Datasheet”, LONGi Solar Technology Co., Ltd., 2023.
12. JA Solar. “JAM72D42 605–630/LB Series Datasheet”, JA Solar Technology Co., Ltd., 2023.
13. Huawei Technologies Co., Ltd. “SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1 Technical Specification”, Huawei FusionSolar, 2023.
14. Huawei Technologies Co., Ltd. “LUNA2000-5/10/15-S0 Smart String Energy Storage System Datasheet”, Huawei FusionSolar.
15. Dirección General del Catastro. “Sede Electrónica del Catastro”, Ministerio de Hacienda.
16. Ayuntamiento de Pozuelo de Alarcón. “Ordenanza Fiscal Reguladora del Impuesto sobre Bienes Inmuebles”, Ayuntamiento de Pozuelo de Alarcón, 2025. Disponible en línea.

17. Ayuntamiento de Pozuelo de Alarcón. “Ordenanza Fiscal Reguladora del Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras”, Ayuntamiento de Pozuelo de Alarcón, 2025.
18. Lexus España. “Nuevo Lexus RZ 450e: prestaciones, autonomía y consumo”, Lexus España.
19. Red Eléctrica. “Informe del Sistema Eléctrico 2025”, Red Eléctrica, 2026. Factor de emisión medio calculado a partir de las emisiones asociadas a la generación eléctrica nacional y la generación eléctrica total.

ANEXO I. INFORME PVSYST



PVsyst V8.1.3

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Avenida de los Ángeles 33

Variant: Caso Base TFG

Sheds on ground

System power: 4800 Wp

Colonia Los Angeles - Spain

Author

Blanca Díaz Ocejo (Spain)



PVsyst V8.1.3

VCL, Simulation date:
02/07/26 09:53
with V8.1.3

Project: Avenida de los Ángeles 33

Variant: Caso Base TFG

Blanca Diaz Ocejo (Spain)

Project summary

Geographical Site

Colonia Los Angeles
Spain

Situation

Latitude 40.4079 °(N)
Longitude -3.7818 °(W)
Altitude 667 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Colonia Los Angeles
Meteonorm 9.0 dll - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 1

Orientation #1

Fixed plane
Tilt/Azimuth 23 / 74 °

Sheds on ground

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Monthly values

System information

PV Array

Nb. of modules 8 units
Pnom total 4800 Wp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Total power 4 kWac
Pnom ratio 1.20

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy	6575.2 kWh/year	Specific production	1370 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	78.01 %
Used Energy	10107.0 kWh/year			Solar Fraction SF	34.78 %

Table of contents

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



Project: Avenida de los Ángeles 33

Variant: Caso Base TFG

Blanca Diaz Ocejo (Spain)

PVsyst V8.1.3

VCL, Simulation date:
02/07/26 09:53
with V8.1.3

General parameters

Grid-Connected System

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 23 / 74 °

Sheds on ground

Sheds configuration

Nb. of sheds 2 units

Set of tables

Shading limit angle

Limit profile angle °

Sizes

Sheds spacing 0.00 m

Sensitive width 3.66 m

Top inactive band 0.02 m

Bottom inactive band 0.02 m

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteorism

Circumsolar separate

Horizon

Average Height 1.3 °

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
763	813	783	857	907	852	755	941	766	920	895	855	10107	kWh/mth

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic

Model LR5-72HTH-600M

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 600 Wp

Array #1 - Generador FV

Number of PV modules 3 units

Nominal (STC) 1800 Wp

Modules 1 unit x 3 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 1675 Wp

U mpp 121 V

I mpp 14 A

Array #2 - Subconjunto #2

Number of PV modules 5 units

Nominal (STC) 3000 Wp

Modules 1 unit x 5 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 2792 Wp

U mpp 202 V

I mpp 14 A

Total PV power

Nominal (STC) 4.80 kWp

Total 8 modules

Module area 20.7 m²

Cell area 19.1 m²

Inverter

Manufacturer Generic

Model SUN2000-4KTL-L1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 4.00 kWac

Number of inverters 1 * MPPT 38% 0.4 unit

Total power 1.5 kWac

Operating voltage 80-600 V

Max. power (≥50°C) 4.40 kWac

Phom ratio (DC:AC) 1.20

Number of inverters 1 * MPPT 63% 0.6 unit

Total power 2.5 kWac

Operating voltage 80-600 V

Max. power (≥50°C) 4.40 kWac

Phom ratio (DC:AC) 1.20

Total inverter power

Total power 4 kWac

Number of inverters 1 unit

Phom ratio 1.20

Power sharing defined



PVsyst V8.1.3

VCL, Simulation date:
02/07/26 09:53
with V8.1.3

Project: Avenida de los Ángeles 33

Variant: Caso Base TFG

Blanca Díaz Ocejo (Spain)

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		LID - Light Induced Degradation				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	1.50 %			
		Uc (const)	15.0 W/m²K					
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Module average degradation				
Loss Fraction	-0.30 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP	Year no	1			
				Loss factor	0.4 %/year			
				Imp / Vmp contributions	80% / 20%			
				Mismatch due to degradation				
				Imp RMS dispersion	0 %/year			
				Vmp RMS dispersion	0 %/year			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

DC wiring losses			
Global wiring resistance	10 mΩ		
Loss Fraction	1.50 % at STC		
Array #1 - Generador FV		Array #2 - Subconjunto #2	
Global array res.	144 mΩ	Global array res.	239 mΩ
Loss Fraction	1.50 % at STC	Loss Fraction	1.50 % at STC

System losses	
Unavailability of the system	Auxiliary losses
Time fraction	Proportional to Power
2.0 %	3.0 W/kW
7.3 days,	0.0 kW from Power thresh.
3 periods	



PVsyst V8.1.3

VCL, Simulation date:
02/07/26 09:53
with V8.1.3

Project: Avenida de los Ángeles 33

Variant: Caso Base TFG

Blanca Diaz Ocejo (Spain)

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°24'28", Long=-3°46'54", Alt=667m

Average Height	1.3 °	Albedo Factor	0.90
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

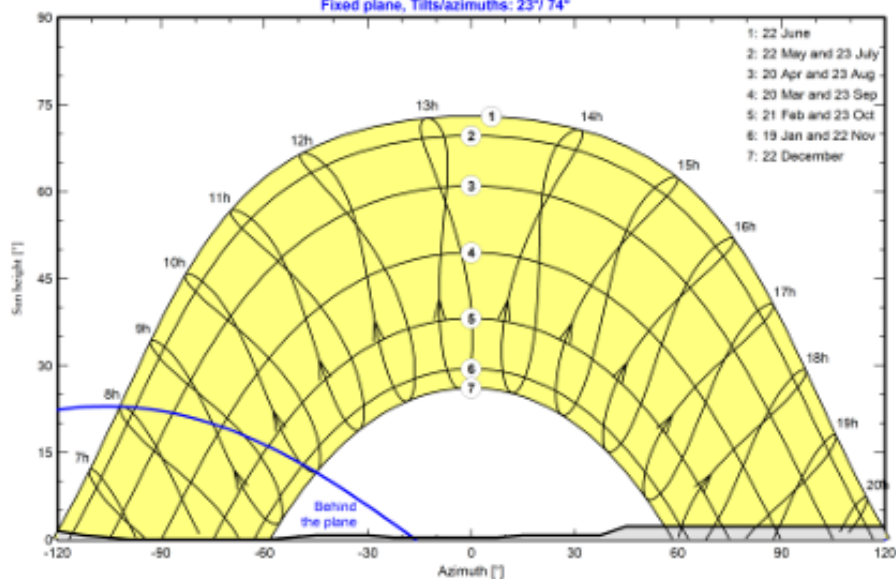
Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-150	-143	-120	-113	-105	-98	-60	-53	-45
Height [°]	1.9	1.9	1.5	1.5	0.8	0.4	0.0	0.0	0.4	0.8
Azimuth [°]	-30	-23	8	15	38	45	135	143	180	
Height [°]	0.8	0.4	0.4	0.8	0.8	2.3	2.3	1.9	1.9	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 23°/ 74°



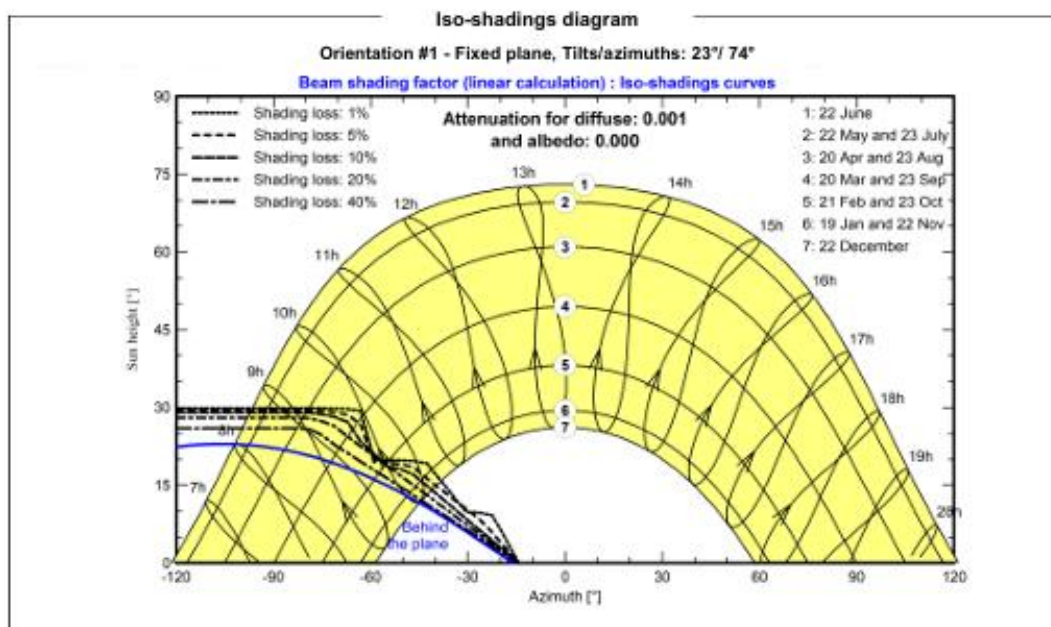
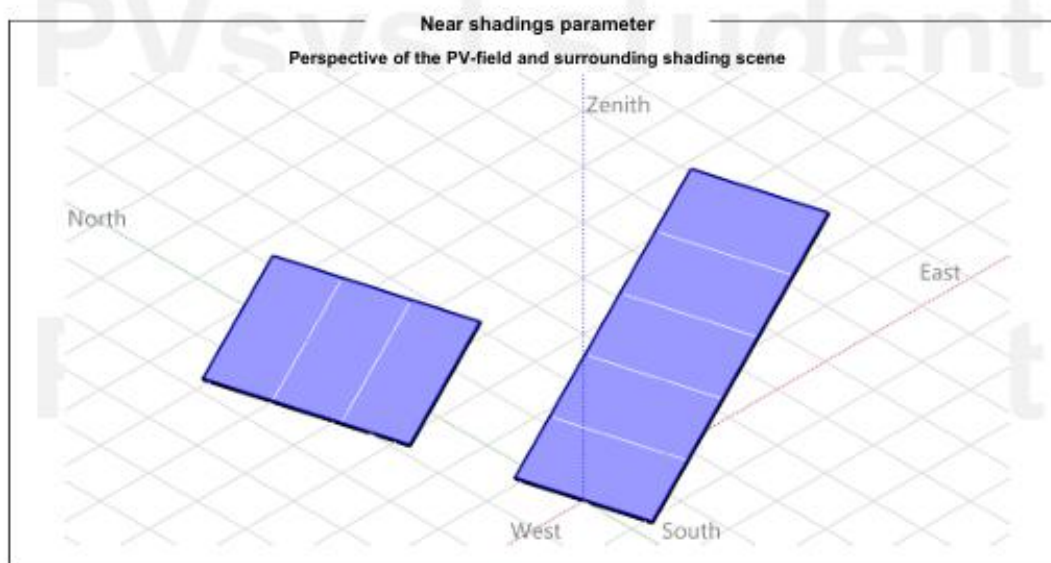


PVsyst V8.1.3
 VCL, Simulation date:
 02/07/26 09:53
 with V8.1.3

Project: Avenida de los Ángeles 33

Variant: Caso Base TFG

Blanca Diaz Ocejó (Spain)





Project: Avenida de los Ángeles 33

Variant: Caso Base TFG

Blanca Diaz Ocejo (Spain)

PVsyst V8.1.3

VCL, Simulation date:
02/07/26 09:53
with V8.1.3

Main results

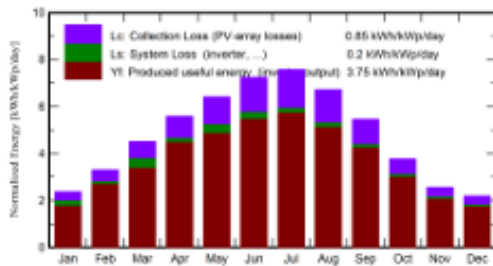
Simulation step
Hourly

System Production

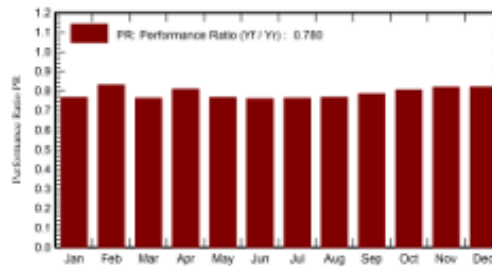
Produced Energy 6575.2 kWh/year
Used Energy 10107.0 kWh/year

Specific production 1370 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 78.01 %
Solar Fraction SF 34.78 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	64.9	28.98	6.64	73.2	66.9	302	763	181	88	582
February	85.2	32.51	7.85	92.3	85.9	382	813	232	136	581
March	133.0	50.13	11.05	139.6	130.9	570	783	260	250	523
April	165.3	63.51	13.88	167.4	157.7	674	857	340	310	517
May	206.2	77.64	18.45	198.7	187.2	784	907	379	350	528
June	227.3	85.49	24.43	217.2	205.4	835	852	385	406	467
July	243.4	57.39	27.64	235.0	222.4	890	755	352	507	403
August	213.1	58.84	26.94	208.5	197.1	795	941	397	370	544
September	157.6	48.72	22.16	163.3	153.9	638	766	293	322	473
October	107.7	39.60	16.36	116.6	108.9	468	920	280	170	640
November	68.9	28.99	10.26	76.7	70.6	314	895	218	83	677
December	58.7	24.32	7.12	67.6	61.5	278	855	199	67	656
Year	1731.2	576.12	16.12	1756.1	1648.4	6932	10107	3515	3080	6592

Legends

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



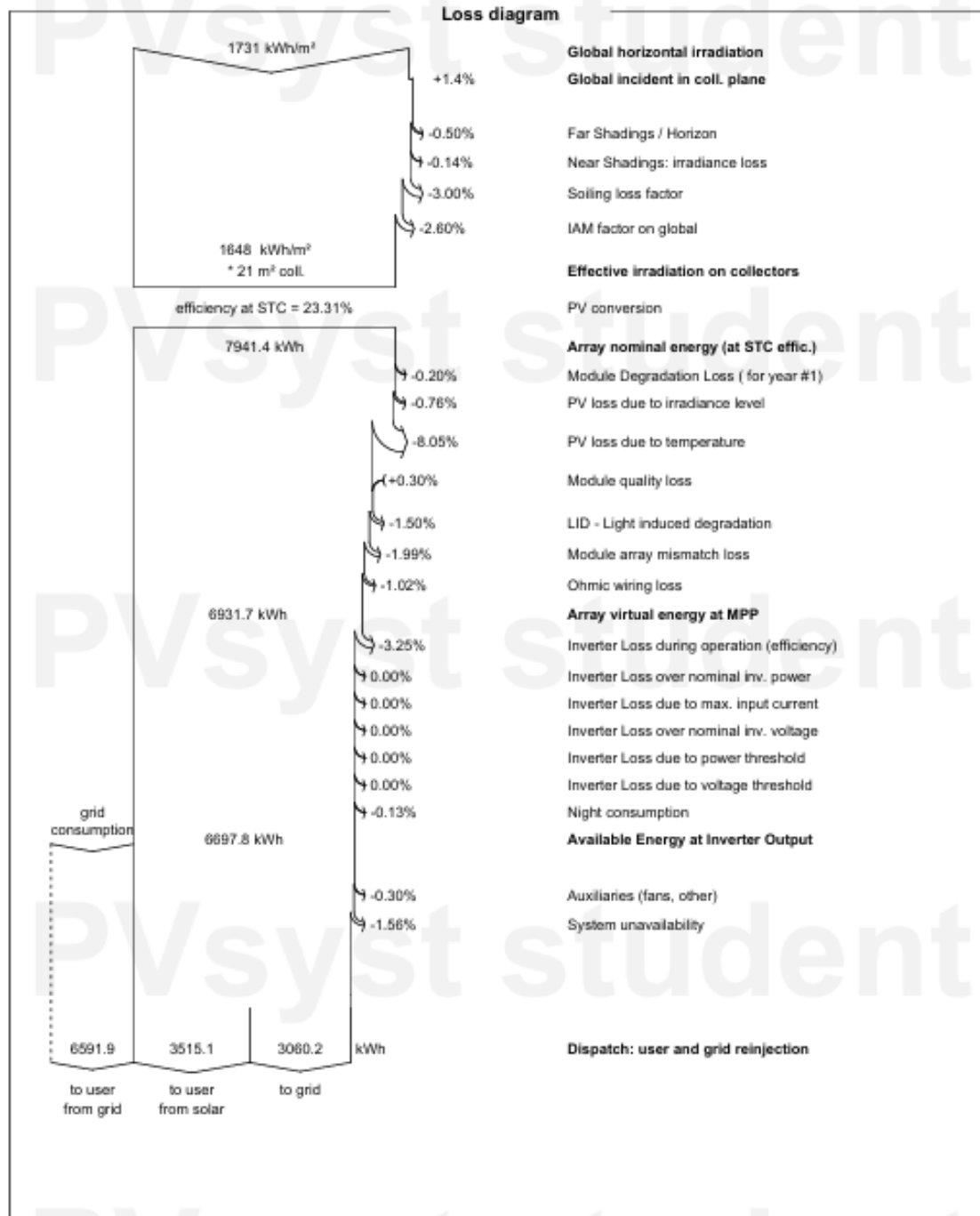
Project: Avenida de los Ángeles 33

Variant: Caso Base TFG

Blanca Diaz Ocejo (Spain)

PVsyst V8.1.3

VCL, Simulation date:
02/07/26 09:53
with V8.1.3





PVsyst V8.1.3

VCL Simulation date:
02/07/26 09:53
with V8.1.3

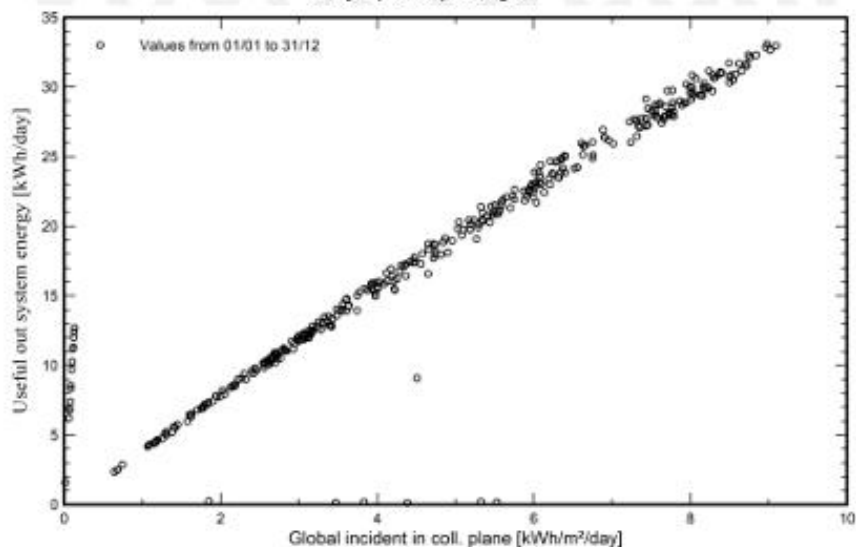
Project: Avenida de los Ángeles 33

Variant: Caso Base TFG

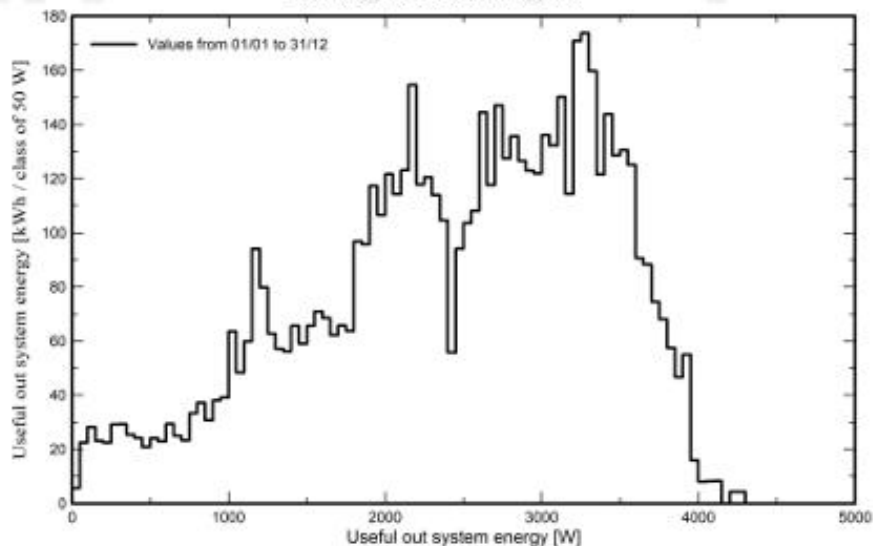
Blanca Diaz Ocejo (Spain)

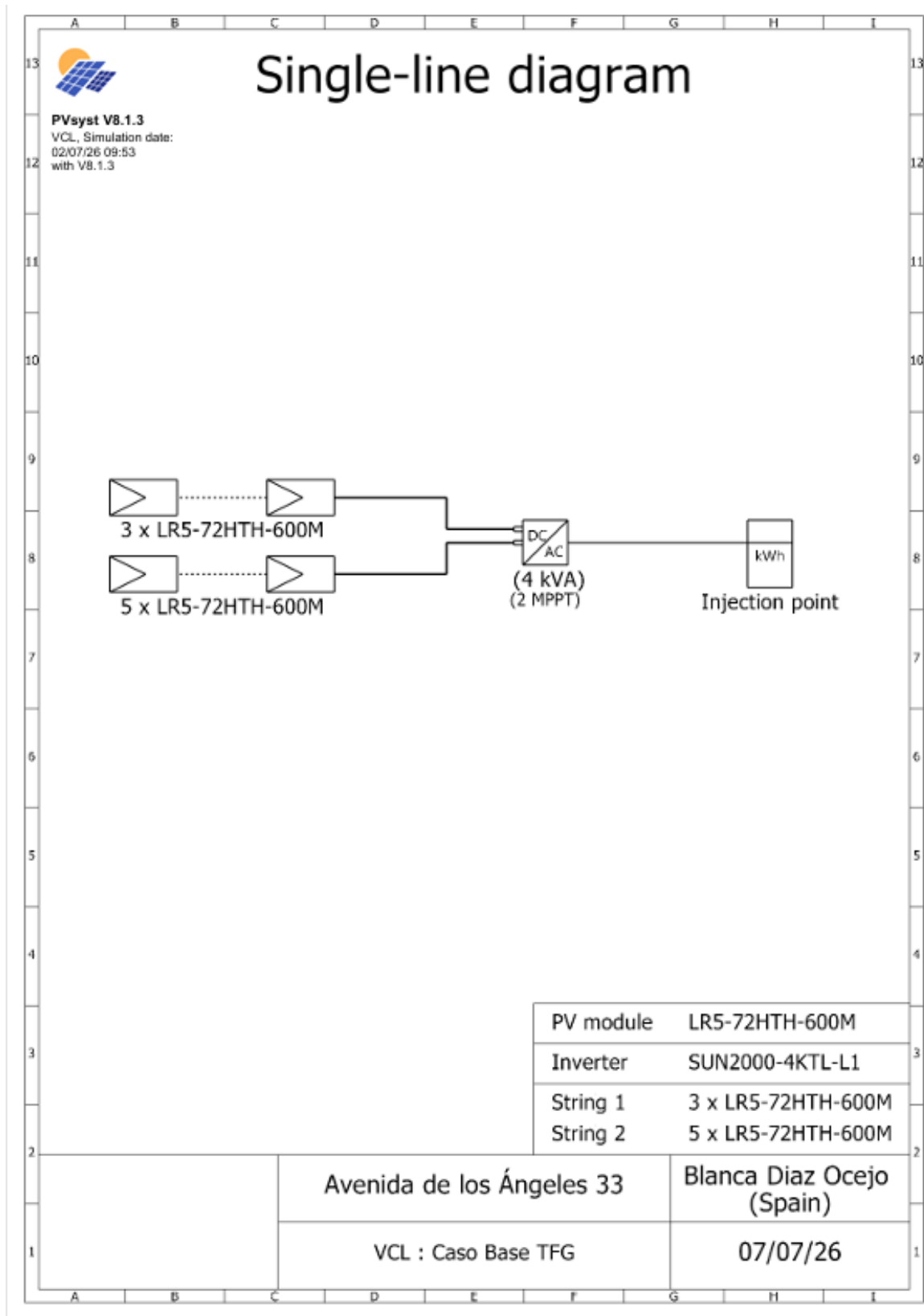
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





ANEXO II. FICHA TÉCNICA MÓDULOS

FOTOVOLTAICOS

Hi-MO **X6** Scientist

LR5-72HTH
590~600 M

- Apto para mercado de distribución
- Su sencillo diseño encarna el estilo moderno
- Máxima eficiencia con el mejor rendimiento de generación de energía
- Mejor garantía de producto, mejor servicio



15 años de garantía para materiales y procesamiento



25 años de garantía para la generación de potencia extra lineal

Certificaciones de sistema y producto completas

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: Sistema de gestión de la calidad ISO

ISO14001: 2015: Sistema de gestión ambiental ISO

ISO45001: 2018: Salud y seguridad en el trabajo

REC 62941: Guía para la calificación del diseño del panel y la aprobación de tipo

LONGI



Hi-MO X6 Scientist

LR5-72HTH 590~600M

23,2 %

MÁX. EFICIENCIA
DE PANEL

0~3 %

TOLERANCIA
DE POTENCIA

<1,5 %

DEGRADACIÓN DE POTENCIA
DEL PRIMER AÑO

0,40 %

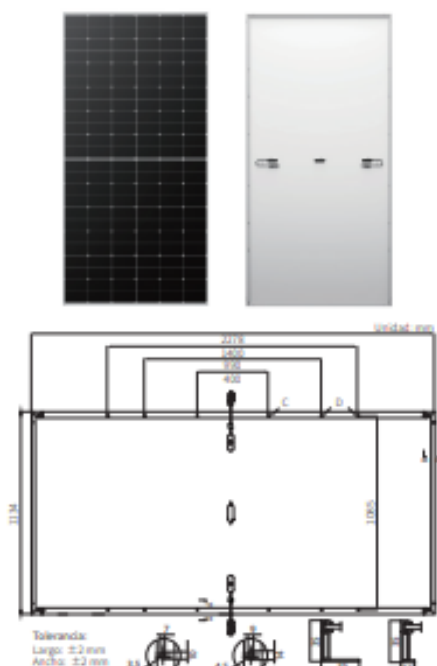
DEGRADACIÓN DE POTENCIA
AÑOS 2-25

Valor añadido



Parámetros mecánicos

Orientación de célula	144 (6x24)
Caja de conexión	IP68
Cable de salida	4 mm ² , +400, -200 mm/±1400 mm Longitud personalizable
Vidrio	Vidrio único, vidrio templado con revestimiento de 3,2 mm
Marco	Marco de aleación de aluminio anodizado
Peso	27,5 kg
Dimensiones	2278x1134x35 mm
Embalaje	31 piezas por pallet / 155 piezas por 20' GP / 620 piezas por 40' HC



Características eléctricas

	STC: AM1,5 1000 W/m ² 25 °C		NOCT: AM1,5 800 W/m ² 20 °C 1 m/s		Incertidumbre de prueba para Pmax: ± 3 %	
Tipo de panel	LR5-72HTH-590M		LR5-72HTH-595M		LR5-72HTH-600M	
Condición de prueba	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia máxima (Pmax/W)	590	441	595	445	600	448
Tensión en circuito abierto (Voc/V)	52,51	49,30	52,66	49,44	52,81	49,58
Corriente de cortocircuito (Isc/A)	14,33	11,57	14,40	11,63	14,46	11,68
Tensión a máxima potencia (Vmp/V)	44,36	40,48	44,51	40,62	44,66	40,75
Corriente a máxima potencia (Imp/A)	13,31	10,90	13,37	10,97	13,44	11,00
Eficiencia del panel (%)	22,8		23,0		23,2	

Parámetros operativos

Temperatura operativa	-40 °C ~ +85 °C
Tolerancia de generación de potencia	0 ~ 3 %
Tolerancia Voc e Isc	± 3 %
Tensión máxima del sistema	DC1500V (IEC/UL)
Clasificación máxima del fusible de serie	25 A
Temperatura operativa nominal de la célula	45 ± 2 °C
Clase de protección	Clase II
Clase de resistencia al fuego	Tipo UL 1 o 2 Clase C de IEC

Carga mecánica

Carga estática máxima en la cara delantera	5400 Pa
Carga estática máxima en la cara trasera	2400 Pa
Prueba de granizo	Pedrisco de 25 mm a velocidad de 23 m/s

Clasificaciones de temperatura (STC)

Coefficiente de temperatura de Isc	+0,050 %/°C
Coefficiente de temperatura de Voc	-0,230 %/°C
Coefficiente de temperatura de Pmax	-0,290 %/°C

ANEXO III. FICHA TÉCNICA DE LA BATERÍA

Sistema inteligente de almacenamiento de energía en string



Optimización de la energía

100% de profundidad de descarga (DoD)
Optimización de energía a nivel de módulo



Inversión flexible

Diseño modular de 5kWh
Escalable de 5 a 30 kWh



Segura y confiable

Celda de litio-ferrofosfato (LFP)



Fácil instalación

Módulo de potencia de 12 kg
Módulo de batería de 50 kg



Puesta en marcha rápida

Detección automáticamente en la APP



Compatibilidad perfecta

Compatible con ambos
Inversores monofásicos y trifásicos
residenciales



SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

LUNA2000-5/10/15-S0
Especificaciones técnicas

	LUNA2000-5-S0	LUNA2000-10-S0	LUNA2000-15-S0
Especificaciones técnicas			

Características			
Módulo de potencia	LUNA2000-SKW-C0		
Número de módulos de potencia	1		
Módulo de batería	LUNA2000-S-E0		
Energía por módulo de batería	5 kWh		
Número de módulos de batería	1	2	3
Energía útil de la batería ¹	5 kWh	10 kWh	15 kWh
Potencia máxima de salida	2.5 kW	5 kW	5 kW
Potencia pico de salida	3.5 kW, 10 s	7 kW, 10 s	7 kW, 10 s
Tensión nominal (sistema monofásico)	360 V		
Rango de tensión de operación (sistema monofásico)	350 – 560 V		
Tensión nominal (sistema trifásico)	600 V		
Rango de tensión de operación (Sistema trifásico)	600 – 980 V		

Comunicación	
Display	Indicador del estado SOC, indicador LED
Comunicación	RS485 / CAN (solo para funcionamiento en paralelo)

Especificaciones generales			
Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	670 * 150 * 600 mm (26.4 * 5.9 * 23.6 inch)	670 * 150 * 960 mm (26.4 * 5.9 * 37.8 inch)	670 * 150 * 1320 mm (26.4 * 5.9 * 60.0 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	63.8 kg (140.7 lb)	113.8 kg (250.9 lb)	163.8 kg (361.1 lb)
Dimensión del módulo de potencia (AxDxA)	670 * 150 * 240 mm (26.4 * 5.9 * 9.4 inch)		
Peso del módulo de potencia	12 kg (26.5 lb)		
Dimensión del módulo de batería (AxDxA)	670 * 150 * 360 mm (26.4 * 5.9 * 14.0 inch)		
Peso del módulo de batería	50 kg (110.2 lb) ²		
Instalación	Soporte de suelo (estándar), montaje en pared (opcional)		
Rango de temperatura en operación	-20°C ~ +55°C (-4°F ~ 131°F) ³		
Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.) (Derating por encima de 2,000 m)		
Medio ambiente	Exterior ⁴ (*Consulte el manual de usuario para las condiciones de instalación)		
Humedad relativa	5% ~ 95%		
Ventilación	Convección natural		
Grado de protección	IP 66		
Emisión de sonidos	<29 dB		
Tecnología de célula	Litio-ferrofosfato (LiFePO4)		
Garantía	10 años ³		
Escalabilidad	Max. 2 sistemas funcionando en paralelo		
Compatibilidad con inversores	SUN2000-2/3/3.6/4/4.6/5/6KTL-L1, SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 ⁵ , SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1		

Cumplimiento de normas (más disponibles a pedido)	
Certificados	CE, RCM, CEC, VDE2510-S0, IEC62619, IEC 60730, UN38.3

Pedido y pieza entregable	
Product ordering model ⁶	LUNA2000-SKW-C0, LUNA2000-S-E0, LUNA2000 Wall Mounting Bracket

¹. Condiciones del 100% de profundidad de la descarga (DoD), carga y descarga de la tarifa 0.2C 25°C, en el comienzo de la vida. Si no se instalan módulos fotovoltaicos o el sistema no ha detectado la luz solar durante al menos 24 horas, el final mínimo de descarga SOC es 15%.

². El peso del módulo de la batería está sujeto al producto real, con una tolerancia del ±3%.

³. Consulte la carta de garantía de la batería para la aplicación condicional.

⁴. La instalación inadecuada del sistema de almacenamiento puede comprometer la garantía del producto y la seguridad de la operación. Por favor, siga el manual del usuario durante la instalación, uso y mantenimiento del sistema de almacenamiento.

⁵. Póngase en contacto con el ingeniero local para la compatibilidad entre el SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 con el LUNA2000.

⁶. El Sistema de almacenamiento se solicitará y enviará para módulos de potencia y módulos de batería por separado con sus respectivas cantidades.

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

ANEXO IV. FICHA TÉCNICA INVERSOR

Smart Energy Center



Seguridad activa

Protección contra arcos eléctricos
active con tecnología de IA



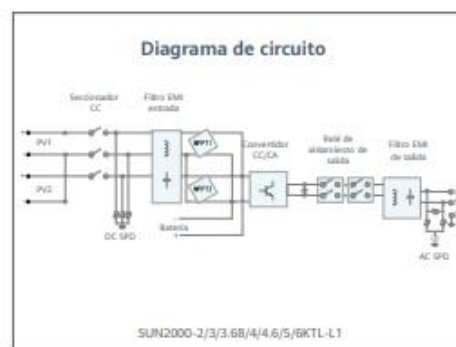
Mayor rendimiento

Hasta un 30 % más de
energía con optimizadores



2x POTENCIA de Batería

5kW de Salida en CA más
5kW de Carga en Baterías



SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1

Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 ¹
Eficiencia							
Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
Entrada (FV)							
Entrada de CC máxima recomendada ²	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada				600 V ³			
Tensión de arranque				100 V			
Rango de tensión de operación de MPPT				90 V – 560 V ³			
Tensión nominal de entrada				360 V			
Máx. intensidad por MPPT				12.5 A			
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT				18 A			
Cantidad de MPPTs				2			
Máx. número de entradas por MPPT				1			
Entrada (Batería CC)							
Batería compatible				LG Chem RESU 7H_R / 10H_R			
Rango de tensión de operación				350 – 450 Vdc			
Máx. corriente de operación				10 A @7H_R / 15 A @10H_R			
Potencia de carga máxima				3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R			
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Batería compatible				HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh – 30kWh ¹			
Rango de tensión de operación				350 – 560 Vdc			
Máx. corriente de operación				15 A			
Potencia de carga máxima				5,000 W ⁴			
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Salida							
Conexión a la red eléctrica				Monofásica			
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ⁵	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ⁶	5,500 VA ⁷	6,000 VA
Tensión nominal de Salida				220 Vac / 230 Vac / 240 Vac			
Frecuencia nominal de red de CA				50 Hz / 60 Hz			
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁸	25 A ⁹	27.3 A
Factor de potencia ajustable				0.8 leading ... 0.8 lagging			
Máx. distorsión armónica total				≤ 3 %			
Salida para SAI				Si (a través de Backup Box-B0 ¹)			
Protección & Características							
Protección anti-ísla				Si			
Protección contra polaridad inversa de CC				Si			
Monitorización de aislamiento				Si			
Protección contra descargas atmosféricas CC				Si, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11			
Protección contra descargas atmosféricas CA				Si, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11			
Monitorización de la corriente residual				Si			
Protección contra sobreintensidad de CA				Si			
Protección contra cortocircuito de CA				Si			
Protección contra sobretensión de CA				Si			
Protección contra sobrecalentamiento				Si			
Protección de falla de arco				Si			
Carga inversa de la batería desde la red				Si			
Datos generales							
Rango de temperatura de operación				-25 ~ +60 °C			
Humedad relativa de operación				0 %RH ~ 100 %RH			
Altitud de operación				0 ~ 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)			
Ventilación				Convección natural			
Pantalla				Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación FusionSolar			
Comunicación				RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el inversor Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)			
Peso (incluido soporte de montaje)				12.0 kg			
Dimensiones (incluido soporte de montaje)				365mm * 365mm * 156 mm			
Grado de protección				IP65			
Consumo de energía durante la noche				< 2,5 W			
Compatibilidad con optimizadores							
Optimizador compatible con MBUS CC				SUN2000-450W-P			
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)							
Seguridad				EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2			
Estándares de conexión a red eléctrica				G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116			

¹ 1 Disponible en Q3 del 2020.

² 2 La potencia fotovoltaica de entrada máxima del inversor es de 10.000 Wp cuando las cadenas largas se diseñen y conecten al completo de optimizadores de potencia SUN2000-450W-P.

³ 3 Si límite máximo de tensión de entrada y de operación se reducen a 495 V cuando el inversor se conecta y funciona con la batería LG.

⁴ 4 2.500W en las baterías HUAWEI ESS de 50Vh.

⁵ 5 AS4777.2-4.901W; ⁶ 6 VDE-AR-N-4105: 4.600VA; AS4777.2-4.900VA; ⁷ 7 AS4777.2-4.999VA; C10/11: 5.000VA; ⁸ 8 AS4777.2-21.7A.

Version No. 03- (20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

ANEXO V. ESQUEMA UNIFILAR

ESQUEMA UNIFILAR – INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL

Caso sin batería física

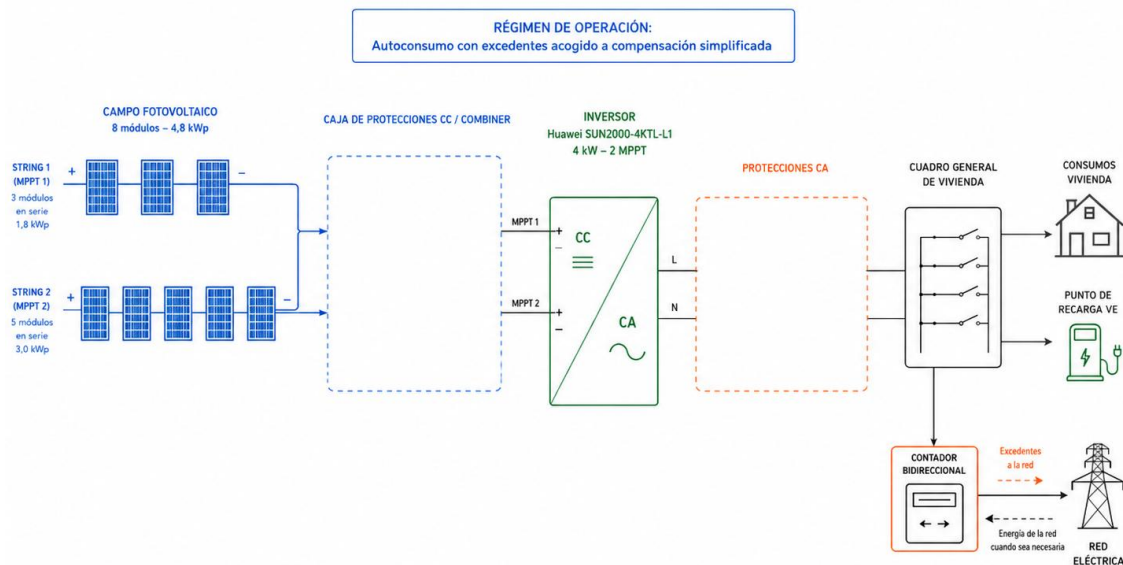


Figura 41: Esquema unifilar caso sin batería física

ESQUEMA UNIFILAR – INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL

Caso con batería física

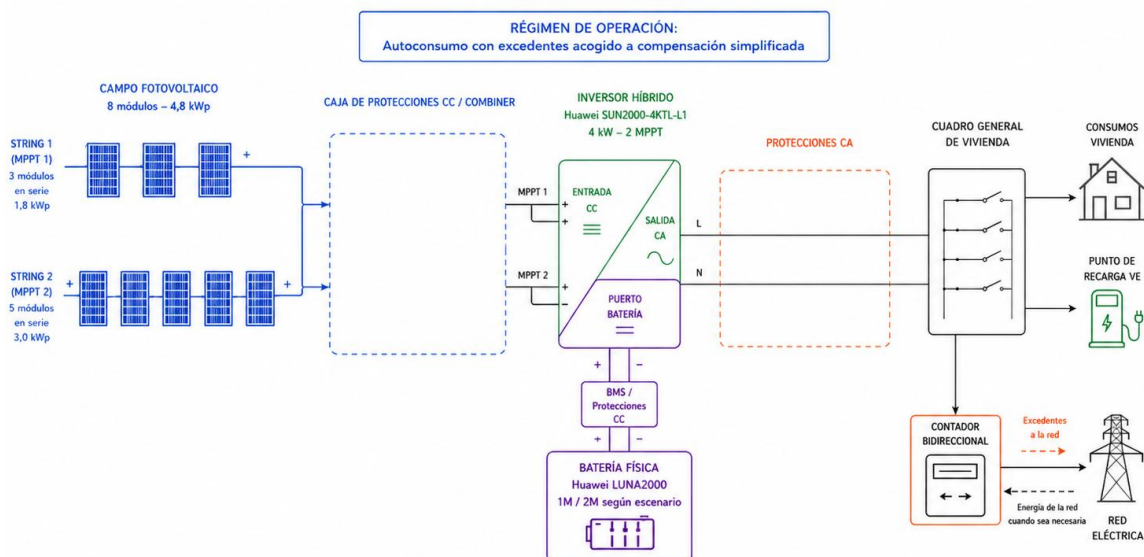


Figura 42: Esquema unifilar caso con batería física