



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

## DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Autor: Patricia Rincón Hoyos

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
Diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo eléctrico en el sector  
residencial

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

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

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Patricia Rincón Hoyos

Fecha: 06/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

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





**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

## DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Autor: Patricia Rincón Hoyos

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid



# **Agradecimientos**

A mi familia, por todo el apoyo y el ánimo recibido siempre, especialmente durante los años del grado.

A mis compañeros, que ya son amigos, por habernos acompañado todos estos años y habernos ayudado a sacar la mejor versión de nosotros mismos.

A mi directora, por haberme guiado en este proceso y haber brindado la ayuda fundamental para hacer este proyecto posible.



# **DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN EL SECTOR RESIDENCIAL**

**Autor: Rincón Hoyos, Patricia.**

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

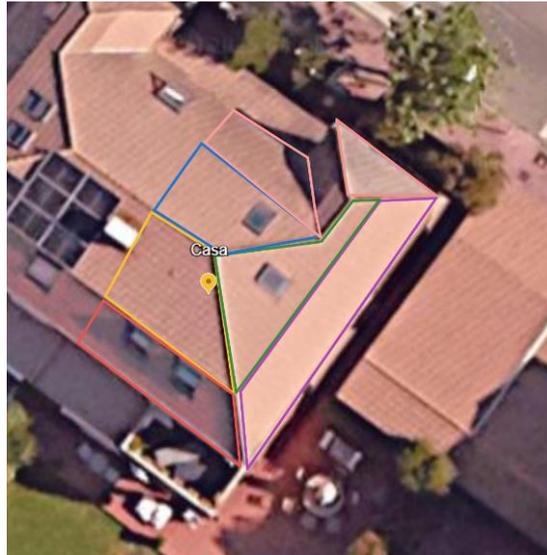
## **RESUMEN DEL PROYECTO**

El proyecto consiste en diseñar una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo en una vivienda. La instalación será con compensación de excedentes generados, para verterlos a la red eléctrica y recibir compensación económica en la factura eléctrica. La instalación se diseñará con el programa PVsyst, para simular distintas instalaciones con diferentes potencias y analizar posteriormente la opción más rentable. Finalmente, se decidió que la instalación sería de 3,9 kWp y 3,6 kWn.

Para poder realizar un estudio completo, se estudiará el recurso solar disponible en la ubicación de la vivienda y el consumo de energía que tiene la vivienda para ajustar la potencia de la instalación fotovoltaica.

La motivación del proyecto nace del auge que están teniendo las energías renovables y específicamente la energía solar fotovoltaica en el sistema eléctrico español y en el ámbito del autoconsumo. En los últimos años, la energía generada por instalaciones fotovoltaicas, tanto grandes parques como instalaciones domésticas, han tenido un crecimiento exponencial posicionándose como la fuente de energía con más potencia instalada del sistema eléctrico peninsular. El número de instalaciones de autoconsumo se ha visto impulsado por periodos de encarecimiento del precio de la electricidad y por subvenciones en el coste de la instalación, lo que ha hecho que cada vez más hogares optasen por autoabastecerse y rebajar el coste de las facturas eléctricas.

La vivienda en la que se estudiará realizar la instalación está ubicada en el municipio de Las Rozas, al noroeste de la ciudad de Madrid. Concretamente se trata de una vivienda unifamiliar en una urbanización de chalés adosados. Dada la estructura de la vivienda, la instalación se encontrará en una de las cubiertas del tejado, de manera coplanar al tejado. Concretamente, se instalará en la cubierta marcada en amarillo, mostrada en la ilustración siguiente. Esta cubierta tiene una superficie de 16 m<sup>2</sup> y tiene una inclinación de 20° respecto a la horizontal y está orientada hacia el suroeste, una orientación en la que la irradiancia es óptima.



En este proyecto se estudiará el consumo eléctrico de la vivienda mediante dos métodos. El primero de ellos se trata de un estudio teórico en el que se estimará la energía consumida durante un año estimando las horas de uso de los aparatos de la vivienda y teniendo en cuenta la potencia de los dispositivos. El segundo método será estudiando las facturas eléctricas de los últimos 4 años. Se concluye que el consumo eléctrico de la vivienda es de 10550 kWh/año y se desglosa mensualmente ya que será necesario introducir los datos mensuales en el programa para realizar la instalación.

Después se estudiará el recurso solar disponible en la vivienda. Concretamente se estudiarán valores mensuales promedio de la radiación, como la radiación global y la radiación difusa, la temperatura media y de la velocidad del viento. Estos datos se conseguirán a través de bases de datos meteorológicos como Meteonorm o PVGIS. Estos datos se volcarán también en el programa para la simulación.

Para poder realizar la instalación, hay que rellenar una serie de parámetros del programa y así definir por completo la instalación. Se debe definir la orientación e inclinación y también se deben definir y detallar las diferentes pérdidas que va a tener la instalación a lo largo de la vida útil. Se continúa rellenando el perfil del autoconsumo introduciendo los valores mensuales del consumo y, en algún caso, se dimensionará una batería para almacenar parte de la energía generada. El programa tiene un apartado para calcular las posibles sombras que pueda haber en el horizonte de la instalación y otro para dibujar la instalación y añadir elementos cercanos que puedan ocasionar sombra, como árboles o edificios cercanos. Finalmente, en el diseño del sistema se define el número de placas solares, la potencia pico de cada panel, la potencia nominal del inversor, así como los fabricantes y modelo que se

usará. Se variarán las potencias pico y las potencias nominales para tener diferentes casos de estudio.

Los casos que han sido objetos de estudio han sido 3. El primero consiste en una instalación de 3,9 kWp y 3,6 kWn, el segundo una instalación análoga con una batería de 6,5 kWh y el tercer diseño es de 2,6 kWh y 2,5 kWn. El tercer caso se descartó por ser demasiado pequeño y se optó por estudiar los dos primeros. Con el fin de optimizar en términos energéticos la instalación, se simularon diferentes fabricantes, optando finalmente por las placas solares de Longi Solar LR8-66HYD-650M. de 650 Wp, el inversor S6-GR1P3.6K-S de 3,6 kW de la marca Solis y la batería LUNA2000-7-S1 de Huawei, que se decidirá en el estudio económico si es conveniente instalarla o no. La instalación va a estar formada por 6 módulos fotovoltaicos.

Tras realizar la simulación, se obtiene que de los 10550 kWh/año, la instalación va a generar un total de 6060 kWh/año. De toda la energía generada, se autoconsumirán para abastecer la vivienda 3526 kWh/año y se verterán a la red 2534 kWh/año, de los que se obtendrá una compensación económica en la factura de 0,08€/kWh. La instalación tendrá una vida útil de treinta años, en los cuales los equipos que componen la instalación irán sufriendo pérdidas en la generación por envejecimiento. De media, se generarán 5666 kWh/año de los cuales se consumirán 3459 kWh/año y se verterán a la red 2208 kWh/año. Por consiguiente, habrá que importar energía de la red ya que con la instalación no es suficiente. La energía importada promedio es de 7092 kWh/año.

Por último, se ha realizado un estudio económico para analizar qué caso es más favorable y si son rentables y si la instalación debiera ser o no con batería. El resultado ha ilustrado que la opción más idónea es la instalación sin batería mientras que la opción de instalar una batería no es ni si quiera rentable ya que tiene un VAN negativo. Para la instalación sin batería se tiene que la inversión inicial es de 4,998€ y se obtiene un VAN de 3059€ para una tasa de descuento del 4%, una TIR de 9,36% superior al 4% y un periodo de recuperación de la inversión de 9 años. Habrá que reponer el inversor cada 10 años y hay que realizar labores de mantenimiento y limpieza anuales por un coste de 200€. Sin embargo, al generar más del 50% de la energía que consume la vivienda, el usuario se beneficia de un 50% de bonificación del IBI en los primeros cinco años de la instalación.

La instalación elegida es, por lo tanto, viable y rentable económicamente.

# **DESIGN OF A PHOTOVOLTAIC SOLAR INSTALLATION FOR SELF-CONSUMPTION IN THE RESIDENTIAL SECTOR**

**Author: Rincón Hoyos, Patricia.**

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

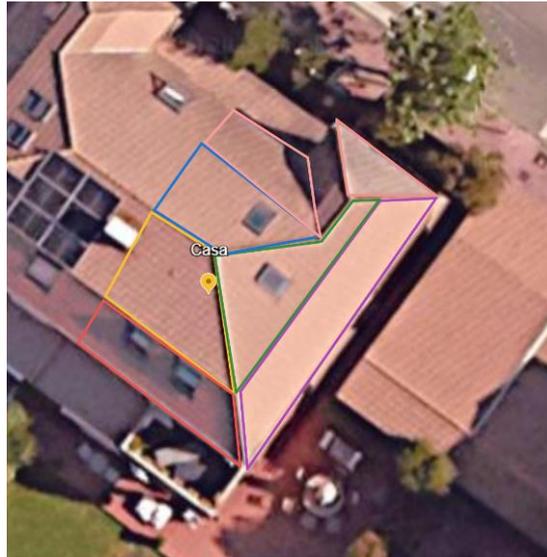
## **ABSTRACT**

The project consists of designing a photovoltaic solar installation for self-consumption in a residential home. The installation will include surplus compensation, allowing for the excess energy produced to be fed into the power grid and consequently to benefit from discounts in the electricity bill. The installation will be designed using the PVsyst software to simulate various setups with different capacities and then analyze which option is the most cost-effective. It was decided that the installation will have a capacity of 3.9 kWp and 3.6 kWh.

To carry out the study of the installation, the solar resource available at the home's location and the household's energy consumption will be analyzed to adjust the photovoltaic system's power accordingly.

The motivation behind the project arises from the growing popularity of renewable energy, especially photovoltaic solar energy, in the Spanish electricity system and in the self-consumption sector. In recent years, energy generated by photovoltaic systems, both large solar farms and domestic installations, has grown exponentially, becoming the energy source with the highest installed capacity in the Spanish electricity grid. The number of self-consumption systems has grown due to periods of rising electricity prices and subsidies for installation costs, prompting more and more households to seek self-sufficiency and lower electricity bills.

The home where the installation will be studied is located in the municipality of Las Rozas, in the northwest of Madrid. It is a single-family home in a residential development of townhouses. Due to the structure of the house, the system will be installed on one of the roof sections, in a roof parallel structure according to the roof slope. Specifically, it will be installed on the roof section marked in yellow in the following illustration. This section has an area of 16 square meters, a 20° tilt relative to the horizontal, and faces southwest which is an orientation that provides optimal solar irradiance.



The home's electricity consumption will be studied using two methods. The first is a theoretical study estimating annual energy consumption based on the hours of use for the household appliances and their power. The second method involves analyzing the electricity bills from the past four years. It is concluded that the home's annual electricity consumption is 10550 kWh, and the monthly breakdown will be required to input the data into the simulation software.

Finally, the available solar resource at the residence will be assessed. Specifically, average monthly values will be studied for solar radiation, both global and diffuse radiation, along with average temperature and wind speed. These data will be obtained from meteorological databases such as Meteonorm or PVGIS and will also be entered into the simulation software.

In order to carry out the installation, a series of parameters must be filled in within the software to fully define the system. The orientation and tilt must be established, and the various losses that the installation will experience throughout its useful life must be specified and detailed. The self-consumption profile is then completed by entering monthly consumption values, and in a certain case, a battery will be sized to store part of the generated energy. The program has a section to calculate potential shading on the installation's horizon, and another section to draw the layout and add nearby elements that might cause shading, such as trees or nearby buildings. Finally, the system design includes defining the number of solar panels, the peak power of each panel, the nominal power of the inverter, as well as the chosen manufacturers and models. Peak power and nominal power will be varied to create different case studies.

Three scenarios were analyzed. The first one consists of a 3.9 kWp and 3.6 kWn installation. The second is the same installation but including a 6.5 kWh battery. The third design is 2.6 kWp and 2.5 kWn. The third case was discarded for being too small, so the first two were studied further. To optimize the system's energy performance, simulations were run using different manufacturers, selecting Longi Solar LR8-66HYD-650M 650 Wp solar panels, a 3.6 kW Solis S6-GR1P3.6K-S inverter, and the Huawei LUNA2000-7-S1 battery, which will be evaluated in the economic analysis to determine whether or not it is advisable to install it. The installation will consist of six photovoltaic modules.

The simulation results indicate that, out of the 10550 kWh/year in total consumption, the installation will generate 6060 kWh/year. Out of the generated energy, 3526 kWh/year will be self-consumed to power the home, and 2534 kWh/year will be fed back into the grid, with a compensation of €0,08/kWh on the electrical bill. The installation will have a 30-year useful life, during which performance losses will occur due to the equipment aging. On average, 5666 kWh/year will be generated, out of which 3459 kWh/year will be consumed and 2208 kWh/year exported to the grid. As a result, some energy will need to be imported from the grid, as the system alone will not be enough. The average imported energy will be of 7092 kWh/year.

Lastly, an economic study was performed to determine which scenario is more favorable and whether it is financially viable, with or without battery storage. The results showed that the most suitable option is the system without a battery, while the battery equipped option is not even profitable due to a negative Net Present Value (NPV). For the battery-free setup, the initial investment is 4998€, with a positive NPV of 3059€ at a 4% discount rate, an Internal Rate of Return (IRR) of 9.36%, and a payback period of 9 years. The inverter will need to be replaced every 10 years, and annual maintenance and cleaning will cost 200€. However, since the system will generate more than 50% of the household's energy consumption, the user will benefit from a 50% property tax reduction for the first five years.

Therefore, the selected installation of 3.9 kWp and 3.6 kWn is both technically viable and economically profitable.

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>12</b>
1.1 Objetivo y motivación del proyecto .....	12
1.2 Estado de la cuestión .....	13
1.2.1 Energía solar fotovoltaica .....	15
1.3 Autoconsumo en España .....	16
1.4 Marco regulatorio del autoconsumo .....	18
1.5 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) .....	20
1.6 Metodología y recursos a emplear .....	22
<b>Capítulo 2. Descripción del emplazamiento a estudiar .....</b>	<b>24</b>
2.1 Localización de la vivienda .....	24
2.2 Descripción de la vivienda .....	26
2.2.1 Planta baja .....	27
2.2.2 Planta intermedia .....	30
2.2.3 Planta superior .....	32
2.3 Descripción de la cubierta .....	32
2.4 Climatología de la zona .....	34
<b>Capítulo 3. Estudio energético de la vivienda .....</b>	<b>37</b>
3.1 Estudio del consumo teórico de la vivienda .....	37
3.1.1 Potencia y energía .....	37
3.1.2 Estimación teórica del consumo de la vivienda .....	38
3.2 Estudio del consumo de la vivienda según las facturas eléctricas .....	42
3.2.1 Análisis de las facturas eléctricas .....	42
3.2.2 Consumo mensual de la vivienda .....	44
<b>Capítulo 4. Estudio del recurso solar .....</b>	<b>49</b>
4.1 Radiación solar .....	49
4.2 Estudio del recurso solar en la vivienda .....	51
4.2.1 Bases de datos meteorológicas .....	51
4.2.2 Recurso solar disponible en el emplazamiento .....	55
<b>Capítulo 5. Componentes de una instalación de autoconsumo en una vivienda .....</b>	<b>64</b>

5.1	Paneles solares fotovoltaicos.....	64
5.2	Inversores .....	67
5.3	Estructura soporte.....	69
5.4	Contador .....	70
5.5	Batería .....	70
<b>Capítulo 6. Diseño de la instalación con PVsyst.....</b>		<b>73</b>
6.1	Orientación .....	74
6.1.1	Inclinación.....	75
6.1.2	Orientación.....	76
6.2	Sistema .....	77
6.3	Pérdidas detalladas .....	78
6.3.1	Pérdidas térmicas.....	79
6.3.2	Pérdidas Óhmicas .....	79
6.3.3	Pérdidas por la calidad del módulo, LID y desajuste .....	80
6.3.4	Pérdidas por suciedad.....	82
6.3.5	Pérdidas IAM.....	82
6.3.6	Pérdidas auxiliares.....	83
6.3.7	Pérdidas por envejecimiento .....	84
6.3.8	Pérdidas por indisponibilidad.....	84
6.4	Autoconsumo.....	85
6.5	Almacenamiento.....	87
6.6	Horizonte.....	87
6.7	Sombreados cercanos .....	88
6.8	Dimensionamiento de la instalación.....	90
6.9	Selección de la alternativa del diseño.....	94
6.9.1	Placas solares fotovoltaicas .....	94
6.9.2	Inversor .....	95
6.9.3	Batería.....	95
<b>Capítulo 7. Análisis de resultados y estudio económico.....</b>		<b>96</b>
7.1	Resultados durante el primer año .....	96
7.2	Resultados a lo largo de la vida útil de la instalación.....	102
7.3	Estudio económico .....	105

7.3.1 Cuantificación de la inversión realizada.....	106
7.3.2 Ingresos obtenidos con el proyecto y ahorro anual .....	107
7.4 Rentabilidad del proyecto.....	113
7.5 Decisión final del diseño elegido .....	117
7.6 Legalización de la instalación .....	118
7.7 Contaminación evitada.....	119
<b>Capítulo 8. Conclusiones.....</b>	<b>121</b>
<b>Capítulo 9. Bibliografía.....</b>	<b>123</b>
<b>ANEXO I. Informe de la simulación de PVsyst para el año 1 de la instalación solar fotovoltaica</b>	<b>127</b>
<b>ANEXO II. Ficha técnica de los paneles solares .....</b>	<b>138</b>
<b>ANEXO III. Ficha técnica del inversor.....</b>	<b>141</b>
<b>ANEXO IV. Ficha técnica del soporte.....</b>	<b>144</b>

## *Índice de gráficas*

Gráfica 1. Evolución potencia instalada en España (Fuente: REE) .....	14
Gráfica 2. Estructura de potencia instalada en España (Fuente: REE).....	14
Gráfica 3. Potencia instalada solar fotovoltaica (Fuente: REE) .....	16
Gráfica 4. Evolución de la potencia acumulada en MW de autoconsumo (fuente: APPA Renovables) .....	16
Gráfica 5. Número de instalaciones de autoconsumo anuales (Fuente: APPA Renovables) .....	17
Gráfica 6. Temperatura máxima y mínima diaria en la zona de la vivienda (Fuente: Meteororm).....	35
Gráfica 7. Precipitaciones en la zona de la vivienda (Fuente: Meteororm).....	36
Gráfica 8. Consumo mensual de la vivienda según las facturas eléctricas.....	46
Gráfica 9. Promedio mensual del consumo según las facturas eléctricas .....	48
Gráfica 10. Comparación de la GHI para las bases de datos.....	60
Gráfica 11. Comparación de la DHi para las bases de datos.....	60
Gráfica 12. Datos mensuales promedio de la GHI y DHI.....	62
Gráfica 13. Temperatura mensual promedio .....	62
Gráfica 14. Velocidad del viento mensual promedio .....	63
Gráfica 15. Desglose de la energía producida y las pérdidas para el caso sin batería (Fuente: PVsyst) .....	97
Gráfica 16. Desglose de la energía producida y las pérdidas para el caso con batería (Fuente: PVsyst) .....	97
Gráfica 17. Rendimiento mensual de la instalación sin batería (Fuente: PVsyst) .....	98
Gráfica 18. Rendimiento mensual de la instalación con batería (Fuente: PVsyst) .....	98
Gráfica 19. Evolución de la energía a lo largo de la vida útil de la instalación sin batería.....	105
Gráfica 20. Evolución de la energía a lo largo de la vida útil de la instalación con batería .....	105

## *Índice de tablas*

Tabla 1. Consumo anual estimado de los dormitorios .....	39
Tabla 2. Consumo anual estimado de las zonas comunes .....	40
Tabla 3. Consumo anual estimado de la cocina, trastero y garaje.....	41
Tabla 4. Resumen consumo anual estimado por estancias .....	42
Tabla 5. Consumo mensual de la vivienda según las facturas eléctricas (Fuente: Endesa)	45
Tabla 6. Promedio del consumo anual de la vivienda según las facturas eléctricas.....	47
Tabla 7. Datos meteorológicos según la base Meteonorm (Fuente: PVsyst) .....	58
Tabla 8. Datos meteorológicos según la base PVGIS (Fuente: PVsyst) .....	59
Tabla 9. Datos meteorológicos según la base NASA-SSE (Fuente: PVsyst).....	59
Tabla 10. Datos meteorológicos promedio de Meteonorm y PVGIS .....	61
Tabla 11. Datos energéticos de la instalación de 3,9 kWp y 3,6 kW nominales.....	91
Tabla 12. Datos energéticos de la instalación de 3,9 kWp y 3,6 kW nominales con batería .....	92
Tabla 13. Datos energéticos de la instalación de 2,6 kWp y 2,5 kW nominales.....	93
Tabla 14. Comparación fabricantes de paneles (Fuente: PVsyst) .....	94
Tabla 15. Comparación marcas de inversores solares (Fuente: PVsyst).....	95
Tabla 16. Resultados mensuales para el caso sin batería (Fuente: PVsyst) .....	99
Tabla 17. Resultados mensuales para el caso con batería (Fuente: PVsyst) .....	99
Tabla 18. Evolución de la energía a lo largo de la vida útil de la instalación sin batería (Fuente: PVsyst) .....	103
Tabla 19. Evolución de la energía a lo largo de la vida útil de la instalación con batería (Fuente: PVsyst) .....	104
Tabla 20. Desglose inversión inicial instalación sin batería.....	106
Tabla 21. Desglose inversión inicial instalación con batería.....	107
Tabla 22. Balance de costes e ingresos a lo largo de la vida útil de la instalación sin batería .....	109

---

Tabla 23. Balance de costes e ingresos a lo largo de la vida útil de la instalación con batería .....	110
Tabla 24. Ahorros anuales de la instalación sin batería .....	111
Tabla 25. Ahorros anuales de la instalación con batería .....	113
Tabla 26. Cálculo de flujos para VAN, TIR y Pay-Back para instalación sin batería .....	116
Tabla 27. Cálculo de flujos para VAN, TIR y Pay-Back para instalación con batería .....	117
Tabla 28. Resumen indicadores económicos.....	118

## *Índice de ilustraciones*

Ilustración 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible (Fuente: ONU).....	22
Ilustración 2. Ubicación de la vivienda en Madrid (Fuente: Google Maps) .....	25
Ilustración 3. Vista aérea de la parcela (Fuente: Google Earth).....	25
Ilustración 4. Información catastral de la parcela (Fuente: Sede Electrónica del Catastro) 26	
Ilustración 5. Certificación descriptiva y gráfica catastral (Fuente: Sede Electrónica del Catastro) .....	27
Ilustración 6. Cocina.....	28
Ilustración 7. Habitación auxiliar .....	28
Ilustración 8. Baño planta baja .....	28
Ilustración 9. Despacho .....	28
Ilustración 10. Aseo.....	29
Ilustración 11. Salón comedor.....	29
Ilustración 12. Dormitorio principal.....	30
Ilustración 13. Dormitorio 1 .....	30
Ilustración 14. Dormitorio 2 .....	31
Ilustración 15. Dormitorio 3 .....	31
Ilustración 16. Baño 1.....	31
Ilustración 17. Baño 2.....	31
Ilustración 18. Buhardilla .....	32
Ilustración 19. Cubierta de la vivienda (Fuente: Google Earth).....	33
Ilustración 20. Resumen de la factura eléctrica de diciembre 2022 y enero 2023 (Fuente: Endesa) .....	43
Ilustración 21. Detalles de la factura eléctrica de diciembre 2022 a enero 2023 .....	44
Ilustración 22. Variación de la irradiancia solar (Fuente: bibliografía académica).....	50
Ilustración 23. Tipos de radiación (Fuente: SunFields Europe) .....	51
Ilustración 24. Interfaz de Meteornorm (Fuente: Meteornorm) .....	52
Ilustración 25. Interfaz de PVGIS (Fuente: PVGIS).....	53

Ilustración 26. Interfaz NASA POWER (Fuente: NASA POWER) .....	54
Ilustración 27. Interfaz NREL (Fuente: NREL).....	54
Ilustración 28. Pantalla inicial de PVsyst (Fuente: PVsyst) .....	55
Ilustración 29. Pantalla de bases de datos de PVsyst (Fuente: PVsyst) .....	56
Ilustración 30. Pantalla de selección de ubicación y base de datos (Fuente: PVsyst).....	57
Ilustración 31. Pantalla de datos mensuales para la base Meteororm (Fuente: Pvsyst).....	58
Ilustración 32. Pantala de datos meteorológicos definitivos (Fuente: PVsyst). .....	63
Ilustración 33. Diagrama del efecto fotovoltaico (Fuente: Energy Education).....	65
Ilustración 34. Paneles solares monocristalinos y policristalinos (Fuente: Comulsa).....	67
Ilustración 35. Inversor en instalación de autoconsumo (Fuente: Ivantel Energy) .....	69
Ilustración 36. Soporte coplanar y triangular (Fuente: TeknoSolar) .....	70
Ilustración 37. Esquema instalación de autoconsumo (Fuente: Aceuve) .....	71
Ilustración 39. Página principal del proyecto (Fuente: PVsyst) .....	74
Ilustración 40. Orientación e inclinación de un panel fotovoltaico (Fuente: SunFields Europe) .....	75
Ilustración 41. Inclinación solar (Fuente: Arkialbura) .....	76
Ilustración 42. Pantalla "orientación" de PVsyst (Fuente: PVsyst).....	77
Ilustración 43. Pantalla de pérdidas por parámetro térmico (Fuente: PVsyst) .....	79
Ilustración 44. Pantalla de pérdidas óhmicas (Fuente: PVsyst) .....	80
Ilustración 45. Pantalla de pérdidas por calidad del módulo, LID y desajuste (Fuente: PVsyst) .....	81
Ilustración 46. Pantalla pérdidas de suciedad (Fuente: PVsyst).....	82
Ilustración 47. Pantalla pérdidas IAM (Fuente: PVsyst).....	83
Ilustración 48. Pantalla de pérdidas auxiliares (Fuente: PVsyst) .....	83
Ilustración 49. Pantalla de pérdidas por envejecimiento (Fuente: PVsyst) .....	84
Ilustración 50. Pantalla de pérdidas por indisponibilidad (Fuente: PVsyst) .....	85
Ilustración 51. Pantalla valores mensuales (Fuente: PVsyst) .....	86
Ilustración 52. Pantalla autoconsumo (Fuente: PVsyst).....	86
Ilustración 53. Pantalla almacenamiento (Fuente: PVsyst).....	87
Ilustración 54. Pantalla horizonte (Fuente: PVsyst) .....	88

---

Ilustración 55. Pantalla de sombreados cercanos (Fuente: PVsyst) .....	89
Ilustración 56. Modelado en 3D de la instalación (Fuente: PVsyst) .....	90
Ilustración 57. Diseño 3D de la instalación de 2,6 kWp y 2,5 kW nominales .....	93
Ilustración 58. Diagrama de Sankey de la instalación sin batería (Fuente: PVsyst) .....	100
Ilustración 59. Diagrama de Sankey de la instalación con batería (Fuente: PVsyst) .....	101
Ilustración 60. Diagrama unifilar de la instalación (Fuente: PVsyst).....	102

## LISTA DE ACRÓNIMOS

<b>CA</b>	Corriente alterna
<b>CC</b>	Corriente continua
<b>DHI</b>	Radiación difusa sobre el plano horizontal
<b>EU</b>	European Union
<b>GHI</b>	Radiación global sobre el plano horizontal
<b>IAM</b>	Incidence angle modifier
<b>IBI</b>	Impuesto sobre Bienes Inmuebles
<b>IVA</b>	Impuesto valor añadido
<b>LID</b>	Light induced degradation
<b>ODS</b>	Objetivos de Desarrollo Sostenible
<b>ONU</b>	Organización de Naciones Unidas
<b>PNIEC</b>	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
<b>PV</b>	Photovoltaic
<b>PVGIS</b>	Photovoltaic Geographical Information System
<b>RD</b>	Real Decreto

<b>REE</b>	Red Eléctrica Española
<b>RMS</b>	Root Mean Square
<b>Ta</b>	Temperatura del aire
<b>TIR</b>	Tasa Interna de Retorno
<b>UA</b>	Unidad Astronómica
<b>VAN</b>	Valor Actual Neto

## **Capítulo 1. INTRODUCCIÓN**

### ***1.1 OBJETIVO Y MOTIVACIÓN DEL PROYECTO***

“Los paneles solares han llegado a nuestros tejados para quedarse” (Endesa, s.f.). Este proyecto está centrado en el aprovechamiento del recurso de la energía solar, más concretamente en el diseño de una instalación fotovoltaica para autoconsumo para abastecer un hogar. Este proyecto además de diseñar la instalación también realiza un estudio para comprobar la viabilidad de instalar paneles fotovoltaicos en una vivienda en Madrid. Dicho estudio deberá determinar si es conveniente instalar paneles solares teniendo en cuenta la situación geográfica de la vivienda y sus condiciones meteorológicas, el consumo energético de la vivienda y la rentabilidad económica.

Se tienen cuatro factores importantes a tener en cuenta que serán objeto de estudio. En primer lugar, se deberá estudiar el recurso solar disponible en la localización de la vivienda a través de bases de datos meteorológicos. Se continuará analizando el consumo eléctrico la vivienda y por último se diseñará una posible instalación fotovoltaica de paneles en el tejado con la herramienta PVsyst. Finalmente, se decidirá si es viable y rentable en términos energéticos y económicos.

La motivación para este proyecto viene de la realización de unas prácticas en una consultora en el equipo de energías renovables. El contenido de las prácticas estaba centrado en temas de desarrollo de energías renovables a gran escala, sobre todo de parques solares y eólicos y en que países y empresas están más volcadas en el progreso y desarrollo de las energías renovables. Este proyecto, por lo tanto, permitía seguir abordando el tema de las energías renovables desde otra perspectiva más asequibles para el día a día de una familia.

Además, en los últimos años el entorno familiar ha ido evolucionando también hacia el uso de energías más limpias con el uso de coches eléctricos e híbridos enchufables por lo que la

necesidad de cargar los coches elevaba la factura eléctrica y se barajó la opción de instalar placas solares para compensar los consumos adicionales.

Ser más sostenibles es un objetivo común y una instalación fotovoltaica en una vivienda es una manera eficaz de aprovechar el recurso solar y contribuir a frenar el cambio climático, además de las ventajas económicas que supone en la factura eléctrica.

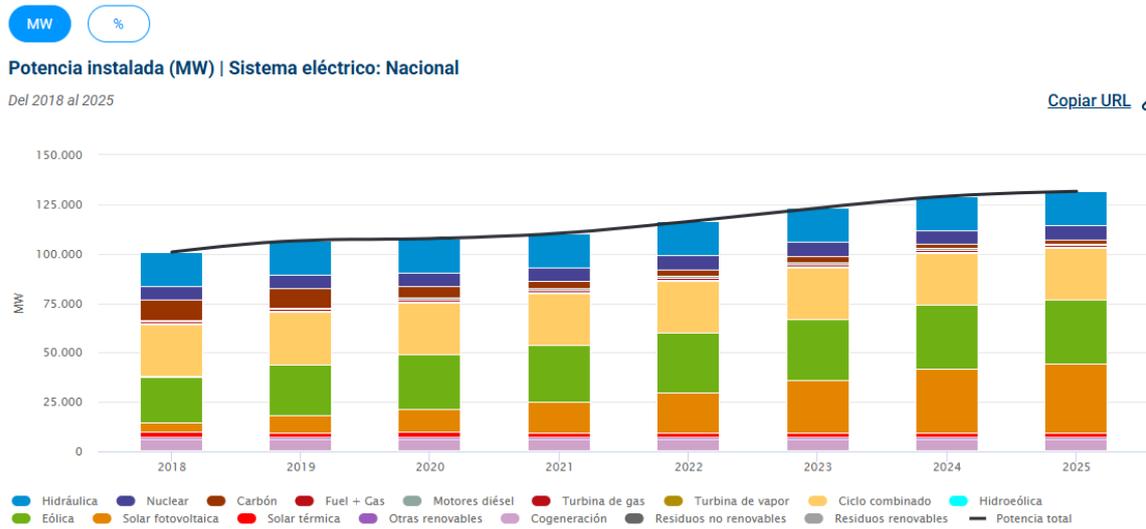
## ***1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN***

El objetivo fundamental del sistema eléctrico español es garantizar un suministro de electricidad continuo, seguro, eficiente y sostenible a toda la población, sectores e industrias. Para ello, se debe garantizar el equilibrio en tiempo real entre generación y demanda. Para ello es necesario que el sistema requiera de una planificación precisa, una infraestructura sólida y una regulación adecuada. En los inicios del sistema eléctrico, este estaba dominado por fuentes de energía no renovable, como combustibles fósiles como el carbón, los ciclos combinados de gas natural o la energía nuclear. Sin embargo, todo eso cambió cuando las energías renovables fueron adquiriendo un papel fundamental para contrarrestar las causas que han producido el cambio climático y se introdujeron los planes para la descarbonización en la generación de energía eléctrica.

Ahora el objetivo está centrado en la transición energética y en conseguir la neutralidad climática para el año 2050. Para ello, se ha impulsado la instalación de plantas que funcionen gracias únicamente a las energías renovables, principalmente eólica y solar fotovoltaica.

El sistema eléctrico español cuenta con un total de 131.550 MW de potencia instalada, de la cual más de un 50% proviene de fuentes de energía renovable desde el año 2023. Como se puede observar en la Gráfica 1, la energía eólica marcada en verde y la solar fotovoltaica marcada en naranja, han tenido un crecimiento exponencial, mientras que el carbón, marcado en granate, ha ido desapareciendo año tras año representando únicamente el 1,6% de la potencia total instalada. El resto de las fuentes de energía, como la hidráulica, la nuclear o el ciclo combinado se han mantenido estables, lo que implica que el aumento de potencia

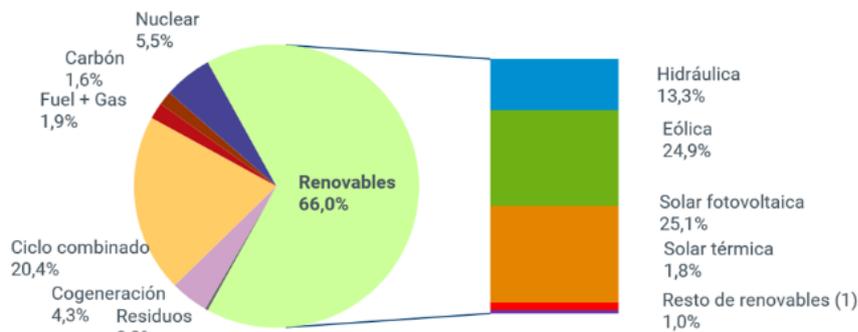
instalada ha provenido casi en su totalidad del aumento de instalaciones de energías renovables.



Gráfica 1. Evolución potencia instalada en España (Fuente: REE)

Este cambio en la estructura de la potencia instalada implica la transformación del sistema eléctrico hacia un modelo más limpio, sostenible y adaptable ya que integra una gran proporción de energías intermitentes, como la solar y la eólica, sin condicionar la estabilidad eléctrica. A finales del año 2024, el sistema eléctrico español contaba con que un 66% de la potencia instalada era de energías renovables como se puede ver en la Gráfica 2.

**Estructura de potencia instalada de generación (%) en España a cierre de 2024**



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeólica y residuos renovables.

Gráfica 2. Estructura de potencia instalada en España (Fuente: REE)

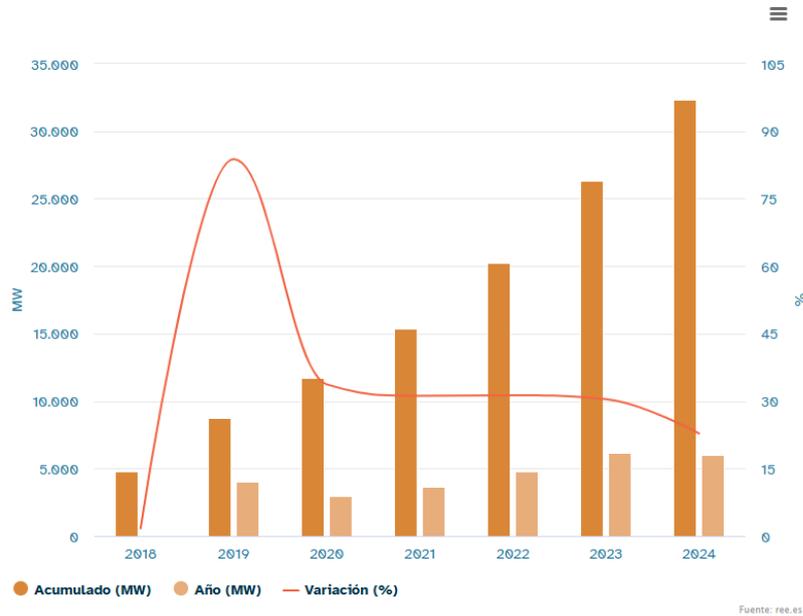
La Unión Europea creó en el año 2019 un paquete de iniciativas conocido como el Pacto Verde Europeo que tiene como objetivos garantizar una transición ecológica justa y equilibrada o avanzar hacia una economía limpia y circular, además de garantizar la neutralidad climática para el 2050 [1].

Por su parte, España está volcada en la transición energética y en la estrategia de descarbonización, por lo que se creó en el año 2021 el *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima* (PNIEC). El PNIEC se creó con el objetivo de ser una herramienta de orientación estratégica centralizado en la política de energía y clima que establece resultados a cumplir para el año 2030. Entre algunos de los objetivos fijados se encuentra la reducción de la dependencia energética exterior al 50%, que el 48% de la energía final provenga de energías renovables y que se disponga de 19 GW de autoconsumo.

### **1.2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

La energía solar fotovoltaica en España se ha convertido en una gran potencia energética debido a la progresiva reducción de costes de los equipos de las instalaciones y la gran potencia de irradiación del país, especialmente en la zona sur. Esta fuente de energía renovable es limpia y sostenible ya que hace uso del recurso solar disponible y convierte la radiación solar en electricidad a través de los módulos fotovoltaicos.

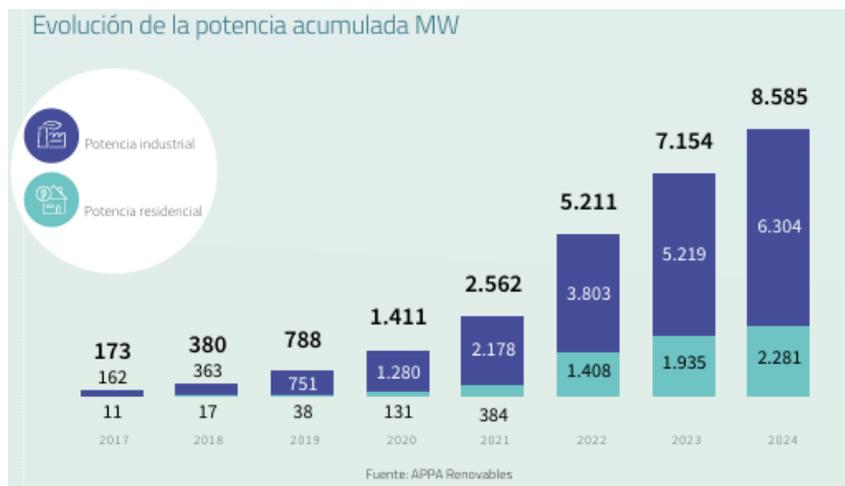
A finales del año 2024 España contaba con más de 32 GW de potencia, superando por primera vez a la energía eólica, pasando por lo tanto a ser la principal fuente de energía en el sistema eléctrico español representando el 25% total de la potencia instalada. Como se puede ver en la Gráfica 3, esta fuente de energía ha tenido un gran crecimiento exponencial, aumentando una media de 5 GW nuevos instalados cada año.



Gráfica 3. Potencia instalada solar fotovoltaica (Fuente: REE)

### 1.3 AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

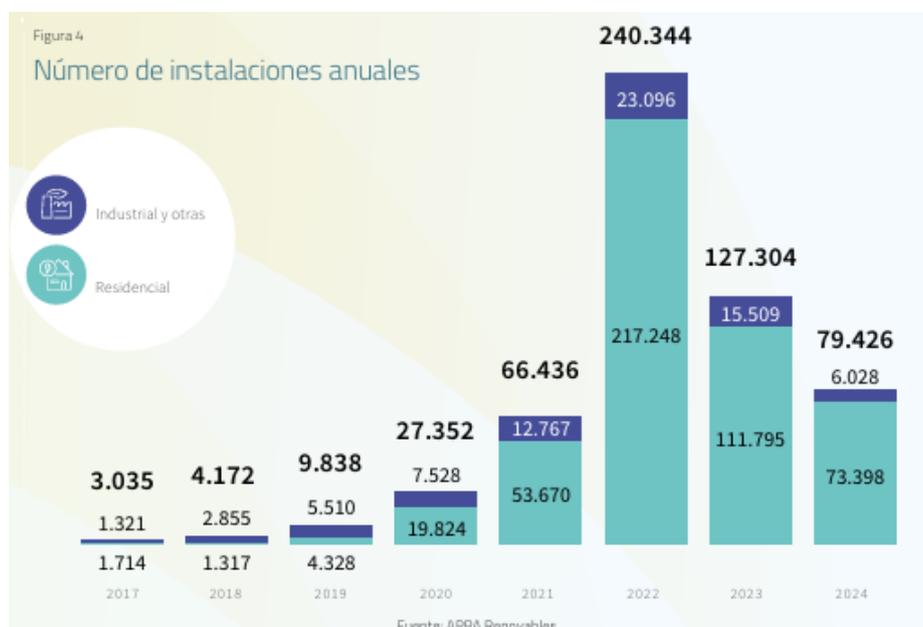
A pesar de que la gran cantidad de la potencia instalada y generación de energía proviene de grandes parques fotovoltaicos, el autoconsumo fotovoltaico también contribuye en gran parte con más de 8 GW de potencia instalada desde finales del 2024.



Gráfica 4. Evolución de la potencia acumulada en MW de autoconsumo (fuente: APPA Renovables)

A finales del año 2024, España contaba con casi medio millón de instalaciones de autoconsumo en el sector residencial, siendo el año 2022 el año en el que se instalaron la mayor cantidad de instalaciones. En el año 2022 se instalaron un total de 217.258 instalaciones residenciales de autoconsumo, casi cuatro veces más que el año anterior, y doble y triple de los años 2023 y 2024 respectivamente.

Este gran auge se debió a que en el año 2022 hubo varios hitos relevantes. En un primer lugar, la crisis energética debida a la invasión de Ucrania hizo que el precio del gas natural se disparara repercutiendo directamente en el precio de la electricidad. Las facturas eléctricas estaban por las nubes, por lo que se optó por instalar paneles solares para producir electricidad propia y abastecerse para reducir el precio de la factura de la luz. Además, la factura se podía ver reducida vendiendo a red eléctrica el excedente de energía producida que no se consumiese. Otra de las razones fue la aprobación en el 2021 de subvenciones y ayudas para financiar parte de la instalación. Estas ayudas estaban financiadas con fondos europeos conocidos como Next Generation EU.



Gráfica 5. Número de instalaciones de autoconsumo anuales (Fuente: APPA Renovables)

Por lo tanto, a pesar de que el ritmo de instalaciones de autoconsumo se ha visto ralentizado, esta sigue siendo una opción muy elegida, que sigue creciendo año tras año, aumentando su potencia instalada.

#### ***1.4 MARCO REGULATORIO DEL AUTOCONSUMO***

El desarrollo del autoconsumo en España viene muy ligado a la evolución progresiva de su marco normativo. Durante años, las instalaciones fotovoltaicas a pequeña escala como puede ser en una vivienda vieron frenada su expansión debido a las barreras legales y administrativas. Sin embargo, desde que se derogó el “impuesto al sol” en el año 2018, el autoconsumo se vio respaldado por un marco regulatorio más favorable que permitía un desarrollo más estructurado.

Como se verá en los Reales Decretos, se han establecido tres modalidades de autoconsumo: autoconsumo sin excedentes, con excedentes acogidos a compensación y con excedentes no acogidos a compensación [2]. El concepto con o sin excedentes se refiere a si la instalación tiene la capacidad de verter la energía que no consume a la red o si por el contrario se consume toda la energía que produce la instalación. Las instalaciones que se acogen a la modalidad sin excedentes dispondrán de un sistema antivertido que evitará que la energía excedente se vuelque en la red eléctrica.

La instalación que se va a diseñar en este proyecto se trata de una instalación de autoconsumo con modalidad de excedentes con compensación.

A continuación, se expondrán los principales Reales Decretos y leyes por los que se rige el autoconsumo en España.

- **Ley 24/2013, 26 de diciembre**

Es la normativa básica que estructura el funcionamiento del sistema eléctrico. Esta ley define el autoconsumo y distingue las modalidades de autoconsumo. Define el autoconsumo como el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía proveniente de instalaciones

de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos [3]. La regulación de esta ley tiene como finalidad garantizar un desarrollo ordenado de la actividad, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto. Esta ley además clasifica el autoconsumo en dos modalidades: modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes y modalidad con excedentes. Esto implica si la instalación va a poder vender la energía generada sobrante a la red de transporte o distribución.

- **Real Decreto-ley 15/2018, 5 de octubre**

Se establecieron medidas urgentes para la transición energética y protección de los consumidores. Este Real Decreto-ley, modifica la ley anterior e introduce los tres principios que definen la actividad de autoconsumo.

- La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.
- Se permite que existan excedentes de energía autoconsumida que se pueden verter a la red.
- Se introduce el principio de simplificación administrativa y técnica para instalaciones de pequeña potencia.

- **Real Decreto 244/2019, 5 de abril**

En este real decreto contiene el núcleo de la normativa sobre autoconsumo en España por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas. Se establecen tres modalidades de autoconsumo: sin excedentes, con excedentes acogidos a compensación y con excedentes no acogidos a compensación. Se regula la conexión a la red interior del consumidor y la conexión a la red de transporte o distribución y que el autoconsumo pueda ser individual o colectivo. Finalmente, simplifica la tramitación de las instalaciones, especialmente en relación con los trámites de acceso y conexión.

- **Real decreto-Ley 23/2020, 23 de junio**

Mediante este RD-ley se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica y se evalúan medidas para impulsar nuevos modelos de negocio muy ligados al autoconsumo y que serán claves para la transición energética.

- Agregadores independientes: participantes en el mercado de producción de energía eléctrica sin relación con el suministro al cliente.
- Comunidades de energías renovables: entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros situados en las inmediaciones de los proyectos de energías renovables. La finalidad será aportar beneficios medioambientales, económicos o sociales en lugar de ganancias financieras. Los beneficiarios a los que se apela son los socios o miembros o las zonas locales donde se operan las comunidades de energías renovables.

- **Real Decreto 1183/2020, 29 de diciembre**

Este RD trata principalmente sobre el acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Se dictamina que ciertas instalaciones de autoconsumo quedan exentas de obtener los permisos de acceso y conexión. Las instalaciones que dotan de esta exención son las que se acogen a la modalidad sin excedentes y con excedentes de potencia igual o inferior a 15 kW. Las garantías económicas necesarias para la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión para instalaciones de autoconsumo a partir de 15 kW se establecen como obligatorias en el artículo 23 de este RD.

## ***1.5 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)***

La Organización de Naciones Unidas (ONU) estableció 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) para erradicar la pobreza, proteger el medio ambiente y establecer igualdades de género y educación entre otros objetivos.

Este proyecto se alinea con 4 de los ODS.

- Objetivo 7: energía asequible y no contaminante.

El objetivo 7 pretende garantizar acceso a energía limpia y asequible ya que el consumo de energía representa el 60% de las emisiones de gases de efecto invernadero, siendo la causa principal del cambio climático. Una instalación de autoconsumo de paneles fotovoltaicos en una vivienda se alinea con este objetivo dado que hace uso de una energía renovable que no contamina.

- Objetivo 11: ciudades y comunidades sostenibles

El objetivo 11 pretende que las ciudades y asentamientos humanos sean sostenibles. Instalando paneles solares en una vivienda se contribuye a este objetivo ya que se reducen las emisiones de gases nocivos para el medio ambiente y se crea un ambiente más limpio que no contribuye al cambio climático.

- Objetivo 12: producción y consumo responsables

El objetivo 12 pretende garantizar que se obtengan medios de subsistencia sostenibles a largo plazo, tanto en la producción como en el consumo. Una instalación fotovoltaica contribuye a que no se usen recursos que se están agotando, sino que usa una fuente de energía renovable limpia.

- Objetivo 13: acción por el clima

El objetivo 13 pretende reducir el impacto negativo que tiene la actividad humana en el medio ambiente. La ONU ha limitado el calentamiento global a 1,5 °C por encima de niveles preindustriales por lo que haciendo uso del recurso solar con una instalación de autoconsumo de paneles solares se contribuye a generar y consumir energía limpia, reduciendo los gases de efecto invernadero que se producirían empleando otras fuentes de energía contaminantes.

A pesar de que el proyecto cumple únicamente con los cuatro objetivos mencionados previamente, el resto de los objetivos recogidos en los ODS son los que se muestran en la ilustración siguiente.



Ilustración 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible (Fuente: ONU)

## 1.6 METODOLOGÍA Y RECURSOS A EMPLEAR

El proyecto se va a dividir en 4 fases:

La primera fase consiste en contextualizar el proyecto. Esto quiere decir analizar el estado energético de España, el papel actual de las energías renovables y del autoconsumo en España. El objetivo de esta fase es una introducción teórica de todo lo necesario a tener en cuenta para entender la motivación de diseñar instalaciones de paneles fotovoltaicos para el autoconsumo.

La segunda fase consiste en 2 partes. La primera parte trata de un estudio energético de la vivienda, estimando y calculando el consumo energético de la vivienda. La segunda parte se centra en la descripción del emplazamiento a estudiar. Concretamente se estudiará la

localización de la vivienda y la climatología de la zona de la vivienda para analizar datos como la radiación solar a lo largo del año y las precipitaciones ya que estos datos influirán en la decisión sobre la viabilidad del proyecto.

En la tercera fase se realizará la simulación con PVsyst para diseñar la instalación que se va a instalar en la vivienda. En esta fase se determinará la energía producida por la instalación para un estudio posterior de viabilidad.

Finalmente, en la última fase posterior a la simulación, se estudiará y analizará si la instalación es conveniente teniendo en cuenta la información de energía generada. También se analizará si compensa económicamente realizar la instalación.

Para realizar este proyecto se usarán los siguientes recursos:

- Clases impartidas por la directora del TFG sobre el recurso solar, componentes y funcionamiento de los paneles solares, bases de datos meteorológicas y funcionamiento del programa PVsyst.
- Bases de datos meteorológicas.
- PVsyst, programa para realizar simulaciones de instalaciones fotovoltaicas.
- Bibliografía académica
- Informes oficiales
- Artículos
- Planos de la vivienda
- Datos energéticos de la vivienda
- Catálogos de paneles solares

## **Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO A ESTUDIAR**

### ***2.1 LOCALIZACIÓN DE LA VIVIENDA***

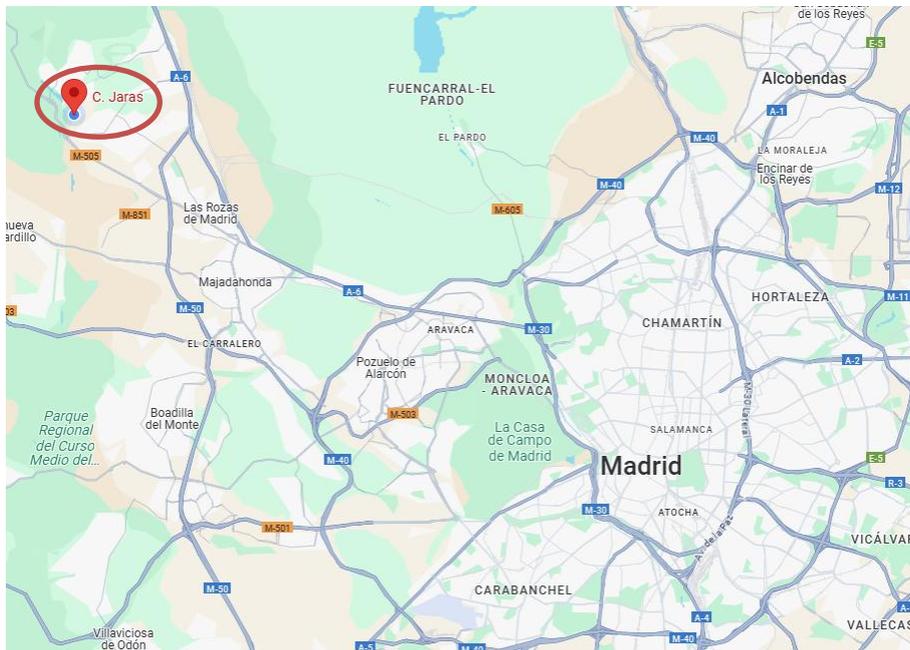
La vivienda se encuentra en el municipio de Las Rozas de Madrid, en la calle Jaras, 5 con código postal 28232. Las coordenadas geográficas son las siguientes:

Latitud: 40,52556°

Longitud: -3,93427°

Elevación sobre el nivel del mar: 653 m

Conocer las coordenadas será necesario para la posterior introducción en el programa PVsyst para determinar la ubicación de la instalación y para obtener los datos meteorológicos y del recurso solar en la ubicación. Como se puede observar en la Ilustración 2, la vivienda se encuentra situada al noroeste de la ciudad de Madrid.



*Ilustración 2. Ubicación de la vivienda en Madrid (Fuente: Google Maps)*



*Ilustración 3. Vista aérea de la parcela (Fuente: Google Earth)*

## 2.2 DESCRIPCIÓN DE LA VIVIENDA

La vivienda tiene una superficie de 338 m<sup>2</sup> y consta de la superficie habitable, un garaje y trastero exteriores, una terraza y un jardín. La referencia catastral de la vivienda es: 1064801VK2816S0003AS. La vivienda se encuentra en una urbanización de 58 chalés adosados.

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE	
Referencia catastral	1064801VK2816S0003AS  
Localización	CL JARAS 5 Es:1 Pl:00 Pt:03 PQ RESIDENCIAL SOTO ROZAS 28230 LAS ROZAS DE MADRID (MADRID)
Clase	Urbano
Uso principal	Residencial
Superficie construida 	338 m <sup>2</sup>
Año construcción	2004

PARCELA CATASTRAL		
	Parcela con varios inmuebles (division horizontal)	
	Localización	CL JARAS 1 PQ RESIDENCIAL SOTO ROZAS LAS ROZAS DE MADRID (MADRID)
	Superficie gráfica	44.569 m <sup>2</sup>
	Participación del inmueble	1,607300 %

CONSTRUCCIÓN						
Uso principal	Escalera	Planta	Puerta	Superficie m <sup>2</sup>	Tipo Reforma	Fecha Reforma
APARCAMIENTO	1	00	03	26		
OTROS USOS	1	00	03	8		
VIVIENDA	1	00	03	109		
VIVIENDA	1	01	03	100		
VIVIENDA	1	+1	03	75		
ELEMENTOS COMUNES				20		

Ilustración 4. Información catastral de la parcela (Fuente: Sede Electrónica del Catastro)



**CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA  
DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE**

Referencia catastral: 1064801VK2816S0003AS

**DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE**

**Localización:**  
CL JARAS 5 Es:1 Pl:00 Pl:03 PQ RESIDENCIAL SOTO ROZAS  
28230 LAS ROZAS DE MADRID [MADRID]

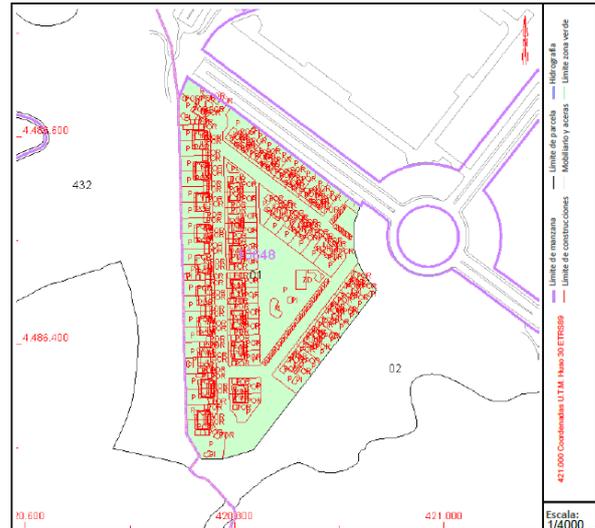
**Clase:** URBANO  
**Uso principal:** Residencial  
**Superficie construida:** 338 m<sup>2</sup>  
**Año construcción:** 2004

**CONSTRUCCIÓN**

Destino	Escalera/Planta/Puerta	Superficie m <sup>2</sup>
APARCAMIENTO	1/00/03	26
OTROS USOS	1/00/03	8
VIVIENDA	1/00/03	109
VIVIENDA	1/01/03	100
VIVIENDA	1/-1/03	75
Elementos comunes		20

**PARCELA**

**Superficie gráfica:** 44.569 m<sup>2</sup>  
**Participación del inmueble:** 1,607300 %  
**Tipo:** Parcela con varios inmuebles [division horizontal]



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del "Acceso a datos catastrales no protegidos de la SEC"

*Ilustración 5. Certificación descriptiva y gráfica catastral (Fuente: Sede Electrónica del Catastro)*

Se trata de una vivienda unifamiliar compuesta por 5 integrantes. La vivienda tiene un uso de 11 meses al año aproximadamente, ya que hay 4 semanas en verano y una en el periodo de Navidad en la que se encuentra deshabitada.

La vivienda consta de 3 plantas: la planta baja, la planta intermedia y la buhardilla. A continuación, se describirá cómo está compuesta cada planta ya que los consumos se han estudiado para cada estancia.

### 2.2.1 PLANTA BAJA

La planta baja se encuentra la cocina, una pequeña habitación que tiene como uso principal de cuarto de la plancha junto con un baño completo, un aseo, un despacho y el salón comedor. Esta primera planta tiene acceso directo al jardín, garaje y trasteros.



*Ilustración 6. Cocina*



*Ilustración 7. Habitación auxiliar*



*Ilustración 8. Baño planta baja*



*Ilustración 9. Despacho*



*Ilustración 10. Aseo*



*Ilustración 11. Salón comedor*

## 2.2.2 PLANTA INTERMEDIA

En la planta intermedia se encuentran los 4 dormitorios, el dormitorio principal y 3 dormitorios. El dormitorio principal tiene un vestidor y un baño completo. En esta planta también se encuentra otro baño completo.



*Ilustración 12. Dormitorio principal*



*Ilustración 13. Dormitorio 1*



*Ilustración 14. Dormitorio 2*



*Ilustración 15. Dormitorio 3*



*Ilustración 16. Baño 1*



*Ilustración 17. Baño 2*

### **2.2.3 PLANTA SUPERIOR**

La planta superior, o buhardilla, sirve como sala de estar con una televisión, una zona de estudio y una pequeña zona que se usa como gimnasio.

En esta planta se hayen el aire acondicionado, otra televisión y más pantallas y cargador de ordenador.

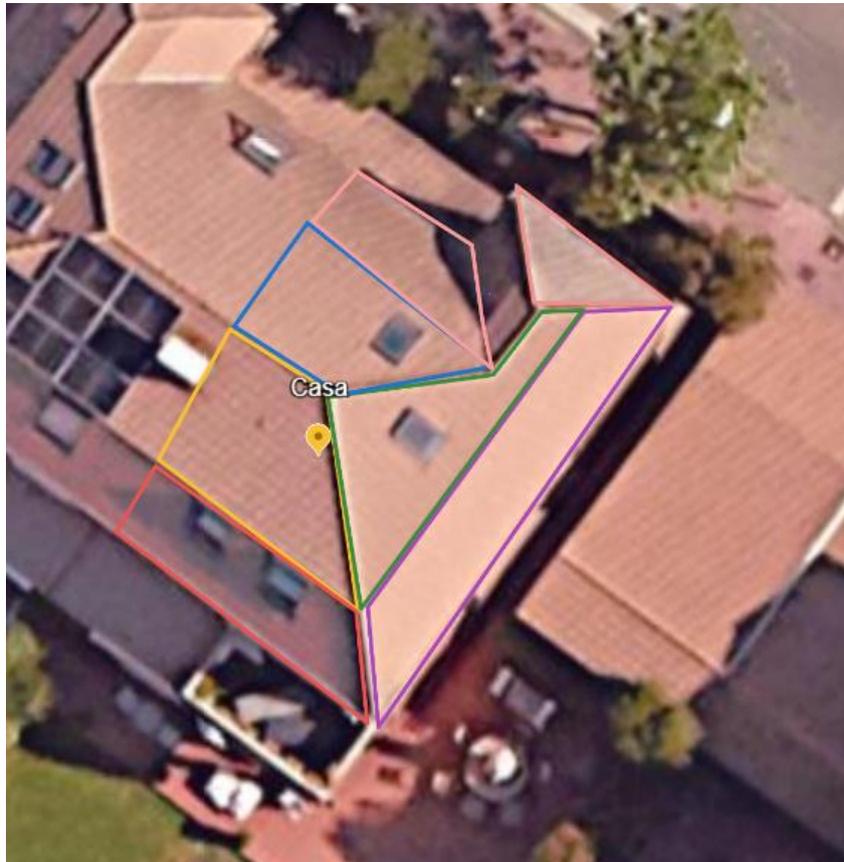


*Ilustración 18. Buhardilla*

## **2.3 DESCRIPCIÓN DE LA CUBIERTA**

Como se puede observar en la Ilustración 19, en la cubierta de la vivienda se pueden diferenciar varias zonas según su orientación e inclinación. Ambos factores serán determinantes para decidir si es conveniente realizar la instalación en dicha cubierta.

En primer lugar, la vivienda está orientada de tal manera que las cubiertas marcadas en rosa y azul tienen orientación noreste, las cubiertas morada y verde orientación sureste y las cubiertas naranja y roja tienen orientación suroeste.



*Ilustración 19. Cubierta de la vivienda (Fuente: Google Earth)*

Teniendo en cuenta la orientación de cada cubierta y haciendo uso de un simulador que muestra la luz solar en cada momento del día, se descarta que la instalación pueda ir en la zona rosa o azul. Al ser zonas que apuntan al noroeste, reciben muy poca luz diaria ya que sobre las diez u once de la mañana el sol ya no da directamente sobre esas cubiertas. Además, la irradiancia solar a esas horas de la mañana es débil y los paneles no captarían los rayos solares de máxima intensidad, ya que se dan en las horas centrales del día [4].

Cabe mencionar que ninguna de las cubiertas presenta problemas de sombras dado que no se haya ningún árbol de gran tamaño cerca que pudiera ocasionar sombra en algún momento del día. Además, dada la ubicación de la vivienda, como se puede ver en la Ilustración 3, la fachada suroeste no tiene ninguna otra vivienda cerca que pudiera causar sombras.

Las cubiertas morada y verde no serían óptimas dada la orientación sureste. Esta orientación recibe más luz solar que la orientación norte, sin embargo, la radiación solar no sería directa durante la mayor parte de las horas, por lo que la orientación este no es óptima.

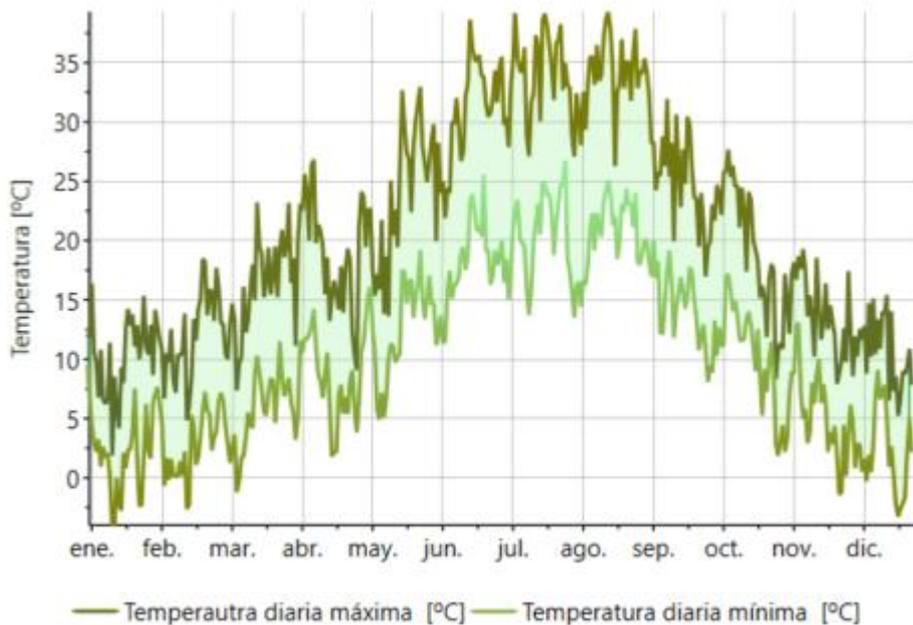
Finalmente, las cubiertas amarilla y roja serían las óptimas, dado que las orientaciones sur y oeste son las más recomendables ya que son las que cuentan con mayor número de horas de luz solar y con mayor irradiancia solar. Se observa que la cubierta roja no dispone de toda su superficie para la instalación ya que cuenta con dos ventanas, por lo que la instalación se haría sobre la cubierta naranja.

La cubierta naranja en la cual se realizaría la instalación fotovoltaica tiene una superficie de 16 m<sup>2</sup>.

## **2.4 CLIMATOLOGÍA DE LA ZONA**

Hay ciertos factores climatológicos que tienen un impacto directo en los paneles solares: la temperatura y las precipitaciones. Por un lado, la temperatura afecta al rendimiento de los paneles solares. A mayor temperatura ambiente, mayor es la temperatura de la célula y por lo tanto su rendimiento se ve disminuido. Se estima que las células trabajan 20 grados por encima de la temperatura ambiente y que el rendimiento de los paneles disminuye entre un 0,3-0,5%, dependiendo del tipo de célula, por cada grado centígrado por encima de 25 grados.

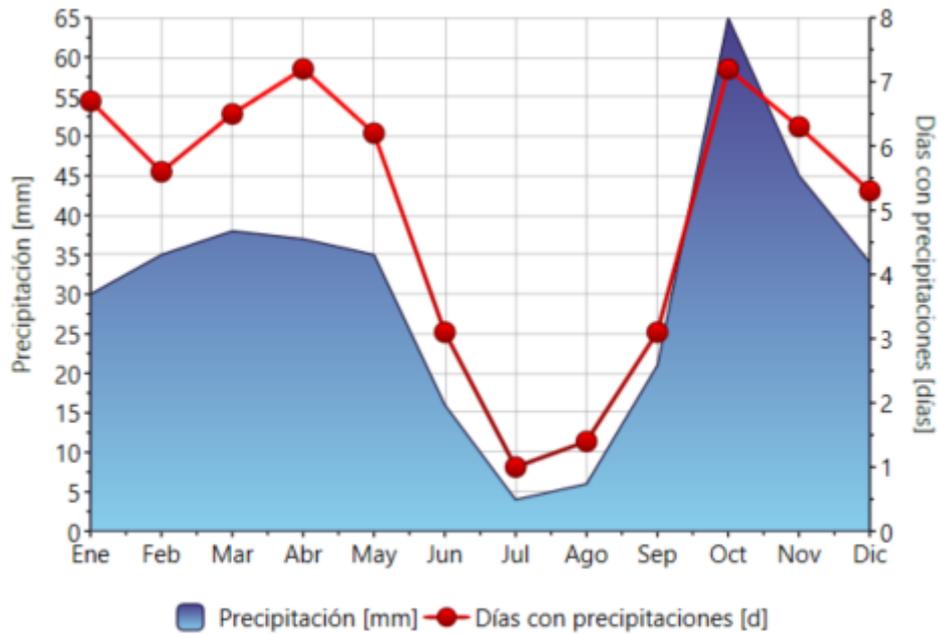
En la Gráfica 6 se ve la temperatura máxima y mínima diaria en la ubicación de la vivienda. Se puede observar que hay gran variación de temperatura durante los meses de invierno y de verano, llegando a máximas de 40 grados en los meses más calurosos y a mínimas por debajo de 0 grados puntualmente. Durante los meses de verano la temperatura media ronda los 27 grados, durante el otoño y la primavera la temperatura media es de 15 grados y en invierno se reduce hasta los 8 grados aproximadamente.



*Gráfica 6. Temperatura máxima y mínima diaria en la zona de la vivienda (Fuente: Meteornorm)*

Por otro lado, se observa que no es un clima que se caracterice por abundantes precipitaciones. Por lo general los meses de verano son secos, contando con una media de 1 o 2 días de precipitaciones. Durante los primeros meses del año y los meses posteriores al verano hay entre 6 y 8 días aproximadamente de precipitaciones. Sin embargo, durante los primeros meses las lluvias son más débiles. Al igual que los paneles solares disminuyen su rendimiento según aumenta la temperatura, también pierden eficiencia por la suciedad acumulada, por lo que es conveniente un clima con precipitaciones eventuales para que los paneles se limpien.

Por lo general, el clima en la ubicación es un clima mediterráneo, sin temperaturas excesivamente frías en invierno y con temperaturas altas durante los meses de verano y con pocas precipitaciones.



Gráfica 7. Precipitaciones en la zona de la vivienda (Fuente: Meteonorm)

## **Capítulo 3. ESTUDIO ENERGÉTICO DE LA VIVIENDA**

Para poder dimensionar la instalación fotovoltaica es necesario conocer el consumo eléctrico que tiene la vivienda y ver cuanta energía usa la vivienda para abastecerse. Para ello, se ha realizado una estimación teórica del consumo anual y se comparará con el consumo real sacado de las facturas eléctricas, para contrastar si la estimación es correcta.

### **3.1 ESTUDIO DEL CONSUMO TEÓRICO DE LA VIVIENDA**

#### **3.1.1 POTENCIA Y ENERGÍA**

Hay que diferenciar entre los dos conceptos claves a la hora de hablar de consumo: energía y potencia eléctrica.

Por un lado, la potencia eléctrica se define como: *“la cantidad máxima de energía que una instalación puede consumir al mismo tiempo. Se mide en kilovatios (kW).”* [5]. Según la Ley de Ohm la potencia es la intensidad de corriente, medida en amperios (A), que circula por un dispositivo multiplicada por la tensión, medida en voltios (V), a la que está conectado el dispositivo.

En los dispositivos y electrodomésticos se encuentra el valor de potencia de cada uno de ellos. Este valor indica la potencia requerida para que ese dispositivo pueda funcionar. Dependiendo de la potencia que requiera, este valor puede darse en vatios (W) para dispositivos de menor tamaño o kilovatios (kW), para electrodomésticos, por ejemplo.

Es de gran importancia realizar una estimación de la potencia que se consume en una vivienda para contratar potencia de acorde al consumo ya que, si en un instante hubiese más potencia conectada que la contratada, esto haría que saltase el limitador de potencia y se cortase el suministro eléctrico a la vivienda.

Por otro lado, la energía eléctrica consumida se define como: “*cantidad total de energía que se necesita para un proceso determinado y se mide en kilovatios hora (kWh).*” [6]. La energía eléctrica se obtiene multiplicando la potencia del aparato por el tiempo de uso.

### 3.1.2 ESTIMACIÓN TEÓRICA DEL CONSUMO DE LA VIVIENDA

Para realizar la estimación del consumo energético va a ser necesario conocer la potencia de cada aparato de la vivienda como, por ejemplo, electrodomésticos y cargadores de dispositivos. También será necesario conocer las horas anuales de uso de cada dispositivo. Estas horas anuales se deberán estimar en función del tiempo de uso diario o semanal que se le dé a cada aparato.

Una vez se tenga la energía consumida individual de cada aparato, se sumarán todas las energías para obtener el consumo anual estimado. Para poder estimar el consumo, se ha dividido la vivienda por en tres secciones con los aparatos que se pueden encontrar en cada una de ellas.

La siguiente tabla muestra los aparatos eléctricos que se encuentran en los cuatro dormitorios de la vivienda.

<i>Equipo</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Tiempo (h/año)</i>	<i>Consumo anual de energía (kWh/año)</i>
Dispositivo Alexa	0,015	5,6	0,1
Cargador iPad (x3)	0,017	2352	120,0
Cargador ordenador (x2)	0,065	2352	305,8
Cargador smartphone (x5)	0,017	2352	199,9
Cargador smartwatch (x3)	0,017	2352	120,0

Iluminación	0,005	1219,2	6,1
Pantalla ordenador (x4)	0,0198	192	15,2
Televisión	0,063	336	21,2
<b>Total</b>	<b>0,22</b>		<b>788,1</b>

*Tabla 1. Consumo anual estimado de los dormitorios*

La tabla que se presenta a continuación muestra el consumo anual de los aparatos eléctricos que se encuentran en zonas comunes como el despacho, el salón, la buhardilla y los cuatro baños.

<i>Equipo</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Tiempo (h)</i>	<i>Consumo anual de energía (kWh/año)</i>
Aire acondicionado	2,6	103,4	268,8
Calentador (x3)	2	15,5	93,0
Cargador ordenador	0,065	1344	87,4
Dispositivo Alexa EchoDot (x2)	0,015	84,0	1,3
Dispositivos televisión Xiaomi	0,005	1344	6,7
Dispositivo television Orange	0,005	672	3,4
Dyson Airwrap	1,3	84,0	109,2
Iluminación	0,0063	6148,8	38,7

Ordenador	0,065	2688	174,7
Pantalla ordenador (x5)	0,0198	10752	212,9
Secador (x2)	2	28,0	112,0
Televisión (x2)	0,104	1512	314,5
<b>Total</b>	<b>8,2</b>		<b>1422,6</b>

*Tabla 2. Consumo anual estimado de las zonas comunes*

La última sección está constituida por la cocina, el trastero y el garaje. Los aparatos eléctricos que se encuentran en estas estancias se muestran en la siguiente tabla.

<i>Equipo</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Tiempo (h/año)</i>	<i>Consumo anual de energía (kWh/año)</i>
Cafetera	1,45	28	40,6
Cargador coche	3	1584	4752,0
Exprimidor	0,6	4,8	2,9
Freidora	2,4	11,0	26,4
Freidora de aire	1,7	36,0	61,2
Horno	3,6	24,0	86,4
Karcher	2,4	2,75	6,6
Lavadora	0,8	576,0	460,8

Licuadaora	1,8	3,2	5,8
Micronondas	0,8	45,5	36,4
Nevera + congelador x2	0,214		428,0
Olla cocción lenta	0,32	120,0	38,4
Plancha	3	294,0	882,0
Secadora	0,7	288,0	201,6
Tostadora	0,82	16,8	13,8
Thermomix	1,35	6,0	8,1
Televisión	0,027	110,9	3,0
Vitrocerámica	3,7	225,1	832,9
<b>Total</b>	<b>28,7</b>		<b>7886,9</b>

*Tabla 3. Consumo anual estimado de la cocina, trastero y garaje*

Se han recopilado los consumos totales de cada sección a modo resumen y se muestran en la tabla a continuación.

<i>Estancia</i>	<i>Consumo anual de energía (kWh/año)</i>
Dormitorios	788,1
Zonas comunes	1422,6
Cocina, trastero y garaje	7886,9
<b>Total</b>	<b>10097,6</b>

*Tabla 4. Resumen consumo anual estimado por estancias*

La vivienda objeto de estudio consume 10097,6 kWh/año de manera estimada. Se trata de un valor elevado ya que se trata de una vivienda grande, en la que se hay personas prácticamente todos los días y además se han incorporado coches híbridos y eléctricos lo que ha disparado la energía que se consume ya que estos requieren entre 3 y 7,5 kW para cargar la batería.

La potencia total de todos los dispositivos es de 37,08 kW, que es aproximadamente 3 veces la potencia contratada para la vivienda, 11,5 kW. Estos números no son elevados ya que nunca se tendrán todos los dispositivos funcionando simultáneamente.

## **3.2 ESTUDIO DEL CONSUMO DE LA VIVIENDA SEGÚN LAS FACTURAS ELÉCTRICAS**

### **3.2.1 ANÁLISIS DE LAS FACTURAS ELÉCTRICAS**

Las facturas del consumo eléctrico nos van a facilitar el dato del consumo real de la vivienda. Las facturas las proporciona Endesa, que es la empresa comercializadora que abastece la vivienda. A continuación, se muestra un ejemplo de una de las facturas del año 2023.

**RESUMEN DE LA FACTURA Y DATOS DE PAGO**

Potencia	29,55 €
Energía	196,94 €
Descuentos	-192,92 €
Otros	-9,57 €
Impuestos	12,86 €
<b>Total</b>	<b>36,86 €</b>

(Detalle de la factura en el reverso)

Forma de pago: Domiciliación bancaria

Fecha de cargo: 02 de marzo de 2023

IBAN:

Cod.Mandato:

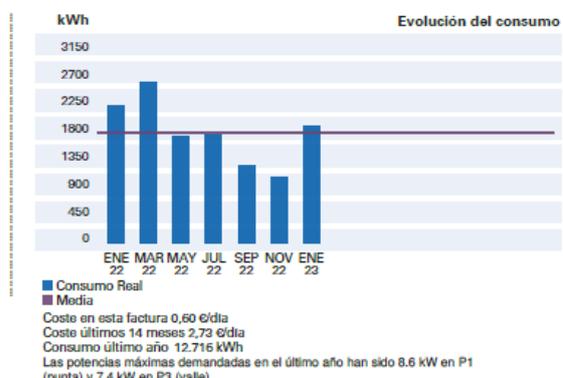
Versión: 0002

Su pago se justifica con el correspondiente apunte bancario

**INFORMACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO**

De 16/11/2022 a 17/01/2023 (62 días)

Consumo punta	282,804 kWh
Consumo llano	324,675 kWh
Consumo valle	1.307,097 kWh
<b>Consumo total</b>	<b>1.914,576 kWh</b>



*Ilustración 20. Resumen de la factura eléctrica de diciembre 2022 y enero 2023 (Fuente: Endesa)*

En la primera página de la factura encontramos un resumen con la información básica; el consumo total, dividido por consumo punta, llano y valle, y el total del coste, junto con el coste de la potencia contratada, el coste de la energía consumida, descuentos, impuestos y otros que se detallan en el desglose del detalle de la factura.

En la Ilustración 21 se muestra la factura desglosada e información más detallada. En el primer bloque se encuentra la información relativa al contrato, la cual es de interés la potencia contratada que es de 5.750 kW valle y 5.750 kW punta. Podemos distinguir el horario de la luz entre horas valle, llano y punta. La distinción tiene que ver con las horas del día en las que hay mayor o menor consumo y el coste por hora de producir la energía [7]. Las horas punta se dan en aquellos momentos del día en los que hay mayor consumo, las horas valle son por las noches y las horas llano son horas durante el día en las que la actividad baja.

**DATOS DEL CONTRATO**

**Titular del contrato:**  
NIF:  
Dirección de suministro: JARAS 5 BAJO LAS, MATAS-PINAR-MONTE ROZAS M, MADRID  
Contrato de mercado libre: Tarifa Empleado  
Referencia de contrato de suministro:  
Potencias contratadas: punta 5,750 kW; valle 5,750 kW  
Fin de contrato de suministro: 19/02/2024 (renovación anual automática)  
Permanencia: No

**CUPS:**  
Distribuidora: IBERDROLA DISTRIB ELEC SAU  
Referencia del contrato de acceso:  
Peaje de transporte y distribución:  
Segmento de cargos:  
Nº contador:

**DETALLE DE LA FACTURA**

Potencia	29,55 €
Pot.Punta 5,75 kW x 0,080211 Eur/kW x 45 días	20,75 €
Pot.Punta 5,75 kW x 0,078071 Eur/kW x 17 días	7,63 €
Pot.Valle 5,75 kW x 0,003132 Eur/kW x 45 días	0,81 €
Pot.Valle 5,75 kW x 0,003679 Eur/kW x 17 días	0,36 €
<b>Energía</b>	<b>196,94 €</b>
Consumo Punta 215,946 kWh x 0,102905 Eur/kWh	22,22 €
Consumo Punta 66,858 kWh x 0,102726 Eur/kWh	6,87 €
Consumo Llano 241,997 kWh x 0,102905 Eur/kWh	24,90 €
Consumo Llano 82,678 kWh x 0,102726 Eur/kWh	8,49 €
Consumo Valle 1.016,751 kWh x 0,102905 Eur/kWh	104,63 €
Consumo Valle 290,346 kWh x 0,102726 Eur/kWh	29,83 €
<b>Descuentos</b>	<b>-192,92 €</b>
Abono Potencia por Emp. Punta 5,75 kW x -0,079607 Eur/kW x 62 días	-28,38 €
Abono Potencia por Emp. Valle 5,75 kW x -0,003282 Eur/kW x 62 días	-1,17 €
Consumo Gratuito Punta 233,146 kWh x -0,102897 Eur/kWh	-23,99 €
Consumo Gratuito Llano 263,267 kWh x -0,102861 Eur/kWh	-27,08 €
Consumo Gratuito Valle 1.091,448 kWh x -0,102891 Eur/kWh	-112,30 €
<b>Varios</b>	<b>-9,56 €</b>
Ajuste Consumo Punta -5,3566 % X 1.914,576 kWh x -0,003715 Eur/kWh	-7,11 €
Ajuste Consumo Llano -5,59 % X 1.914,576 kWh x -0,001282 Eur/kWh	-2,46 €
<b>Impuestos</b>	<b>12,86 €</b>
Impuesto Electricidad (CIM)	1,92 €
IVA normal 5% s/ 218,84	10,94 €
<b>TOTAL</b>	<b>36,86 €</b>

**DESTINO DEL IMPORTE DE LA FACTURA**

El importe total de su factura tiene este destino:

- -99,66% Energía. Incluye, entre otros, el coste de la energía en el mercado, los pagos por capacidad y la retribución al Operador del Sistema (REE) y al Operador de Mercado (OMIE).
- 34,89% Impuestos
- 104,55% Peajes de transporte y distribución. Retribuyen las redes de transporte y distribución
- 60,22% Cargos: Incluyen la retribución a las renovables, cogeneración y residuos (RECORE) 0,00%, las anualidades del déficit 81,00%, el sobrecoste de generación en TNP (territorios no peninsulares) 18,00% y otros 1,00%.

**INFORMACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO**  
A efectos de facturación de los peajes y cargos

Periodo	16/11/2022	17/01/2023	Multipl.	Ajuste	Consumo
	Lectura real	Lectura real			
<b>Energía</b>					<b>kWh</b>
Punta	21.295	21.578	1	0	283
Llano	25.617	25.942	1	0	325
Valle	9.458	10.765	1	0	1.307

Puede consultar el detalle del consumo horario (CCH) desde nuestra web o desde la web de la distribuidora (<https://www.i-de.es/consumidores/web/guest>)

**ATENCIÓN AL CLIENTE**

**Atención / Reclamaciones**  
800760909 (tlf. gratuito, disponible 24h)  
[www.endesaclientes.com](http://www.endesaclientes.com)  
[atencionalcliente@endesaonline.com](mailto:atencionalcliente@endesaonline.com)  
C/ Ribera de Loira 60 - 28042 Madrid (solo correo postal)

Ilustración 21. Detalles de la factura eléctrica de diciembre 2022 a enero 2023

En la sección de detalle de la factura se encuentra el desglose completo de cada apartado, distinguiendo entre hora punta y hora valle e indicando el precio/kWh. Se encuentra también una sección de descuentos, que se debe a que el titular del contrato dispone de un descuento por ser empleado de la misma empresa, una sección de varios en las que se muestra el descuento por ajuste del consumo y finalmente la sección de impuestos, en la que se encuentran el Impuesto Electricidad, que es un impuesto especial que ha implantado el gobierno y el Impuesto de Valor Añadido (IVA).

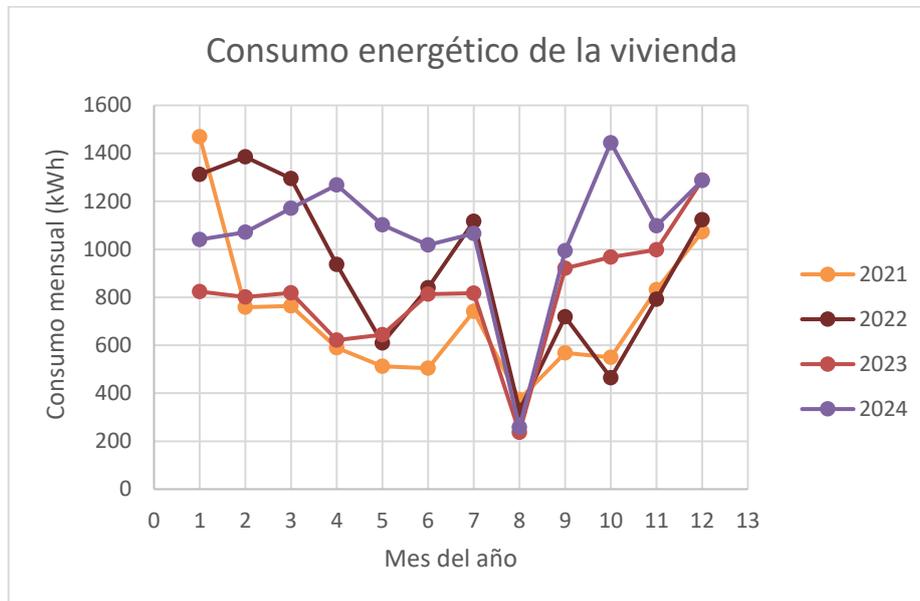
### 3.2.2 CONSUMO MENSUAL DE LA VIVIENDA

De toda la información que se proporciona en las facturas eléctricas, el único dato relevante para el estudio energético es el del consumo (kWh). Se ha recopilado ese dato para los años 2021, 2022, 2023 y 2024 y se muestra en la Tabla 5.

<i>Mes</i>	<i>2021 (kWh)</i>	<i>2022 (kWh)</i>	<i>2023 (kWh)</i>	<i>2024 (kWh)</i>
Enero	1468,9	1311,6	823,8	1040,9
Febrero	758,3	1385,1	801,2	1071,5
Marzo	764,2	1295,2	818,2	1171,0
Abril	589,2	936,6	620,7	1267,9
Mayo	511,7	609,6	643,5	1101,8
Junio	504,7	839,0	812,9	1017,4
Julio	740,7	1117,0	817,1	1066,1
Agosto	374,3	328,3	237,0	257,7
Septiembre	568,2	719,1	920,5	993,9
Octubre	549,6	463,7	967,8	1444,5
Noviembre	832,2	791,7	998,0	1097,5
Diciembre	1072,1	1123,4	1288,6	1286,4
<b>Total</b>	<b>8734,2</b>	<b>10920,3</b>	<b>9749,3</b>	<b>12816,7</b>

*Tabla 5. Consumo mensual de la vivienda según las facturas eléctricas (Fuente: Endesa)*

Para una comparación más visual, los datos mensuales se muestran representados en la Gráfica 8.



*Gráfica 8. Consumo mensual de la vivienda según las facturas eléctricas*

Como se puede observar tanto en la Tabla 5 como en la Gráfica 8, no existe una relación de linealidad entre los meses o los años. Esto se debe a que dependiendo del año había más o menos personas viviendo en la vivienda, lo que modifica el consumo tanto al alza como a la baja. El año 2024 es un año con un consumo especialmente elevado ya que se incorporó un coche eléctrico adicional. Sin embargo, en el transcurso del 2025, otro coche eléctrico ha sido remplazado por uno híbrido enchufable con menor potencia, por lo que se espera que el consumo decaiga.

A pesar de algunas insularidades, se observa que, en los meses más fríos, como enero o diciembre, y en los meses más calurosos como julio los consumos son más elevados que en el resto de los meses. Esto es porque durante esos meses se hace uso del aire acondicionado o de la calefacción, que disparan el consumo. En agosto se observa una gran caída y siempre es el mes con menor consumo a pesar de ser un mes caluroso de verano ya que durante el mes de agosto la vivienda se encuentra prácticamente vacía.

En la Tabla 6 se ha calculado el consumo mensual promedio de los 4 años mostrados en la Tabla 5.

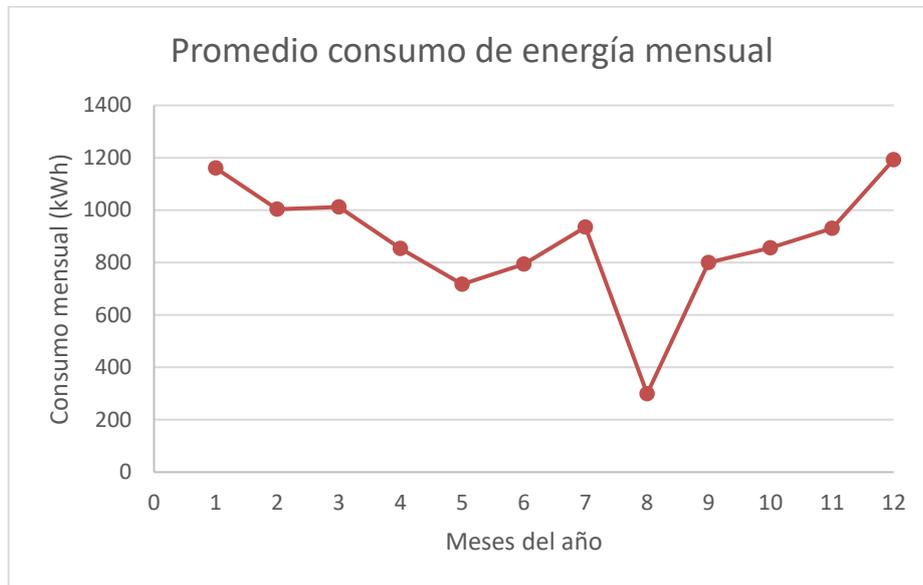
<i>Meses</i>	<i>Consumo anual promedio (kWh/año)</i>
Enero	1161,3
Febrero	1004,0
Marzo	1012,1
Abril	853,6
Mayo	716,7
Junio	793,5
Julio	935,2
Agosto	299,3
Septiembre	800,4
Octubre	856,4
Noviembre	929,9
Diciembre	1192,6
<b>Total</b>	<b>10555,1</b>

*Tabla 6. Promedio del consumo anual de la vivienda según las facturas eléctricas*

El consumo anual promedio es de 10555,1 kWh/año, que es un valor próximo al consumo anual estimado mostrado en la Tabla 4, que era de 10097,6 kWh/año.

Dado que los consumos anuales según las facturas difieren de manera significativa dependiendo del año y el consumo promedio según las facturas es similar al consumo estimado, se usará el consumo promedio según las facturas para dimensionar la instalación en PVsyst.

Como era de esperar ya que se ha mencionado previamente, los meses con mayor consumo energético son enero, febrero, marzo, julio y diciembre, debido al uso de calefacción o aire acondicionado para aclimatar la vivienda de acuerdo con las temperaturas exteriores.



*Gráfica 9. Promedio mensual del consumo según las facturas eléctricas*

## **Capítulo 4. ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR**

### **4.1 RADIACIÓN SOLAR**

La principal fuente de energía renovable es la solar, por lo que es importante estudiar de donde viene y cómo se hace uso de ella para transformarla en energía eléctrica. Antes de nada, hay que entender que es el recurso solar, que se define como: *“la energía proveniente del sol que llega a la Tierra en todas las direcciones a través de ondas electromagnéticas, formando lo que se denomina radiación solar.”* [8]. En esta definición hay tres partes importantes: de donde viene, de qué manera llega y como se aprovecha.

En primer lugar, de donde viene. La energía solar se genera a través de reacciones nucleares de fusión en el sol en las que átomos de hidrógeno se fusionan dando lugar a átomos de helio y a una gran cantidad de energía irradiada en todas las direcciones.

En segundo lugar, de qué manera llega hasta la tierra. Esa energía irradiada llega hasta la tierra en forma de ondas electromagnéticas, que viajan a la velocidad de la luz (300.000 km/s) y tardan 8 minutos en alcanzar la tierra.

Y, en tercer lugar, como se hace uso de esas ondas electromagnéticas. La radiación solar que alcanza la tierra en forma de ondas electromagnéticas se conoce como la Constante Solar (K). La Constante Solar se define como la cantidad de energía de los rayos del sol sobre una superficie normal a una distancia de 1UA (Unidad Astronómica) y se mide en  $W/m^2$ . Como se observa en la Ilustración 22, la Constante Solar va variando a lo largo del año, dependiendo de la distancia entre el sol y la tierra, y su valor medio es de  $1.367 W/m^2$ .

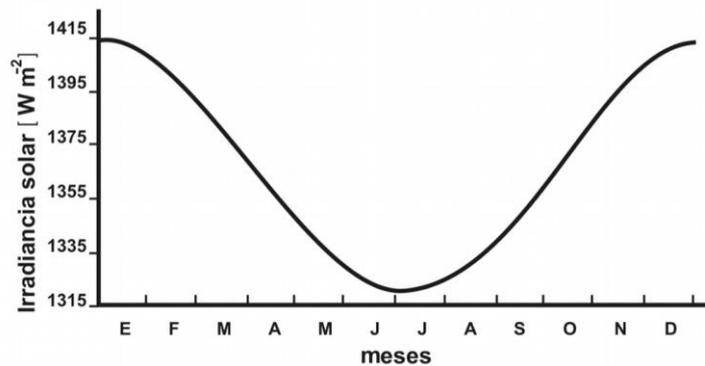


Ilustración 22. Variación de la irradiancia solar (Fuente: bibliografía académica)

Cuando la radiación emitida por el sol llega a la atmósfera, sufre procesos de reflexión, atenuación y difusión. Estas son las razones por las cuales la Constante Solar máxima que suele llegar hasta la superficie de la tierra es de unos  $1.100 \text{ W/m}^2$ . Esto deja en evidencia que no toda la radiación que sale del sol llega de manera neta hasta la superficie, por lo que podemos distinguir entre radiación e irradiancia e irradiación. Irradiancia es la potencia incidente por unidad de superficie y se mide en  $\text{W/m}^2$  mientras que la irradiación es la cantidad total de energía radiante acumulada que llega a una superficie determinada en un tiempo determinado y se mide en  $\text{kWh/m}^2 \text{ año}$ . La irradiancia es mayor en las horas centrales del día.

Como se ha mencionado previamente, la radiación solar global (G) se puede descomponer y medir en 3 tipos de radiación según la forma en la que llega: la directa (B), la difusa (D) y la reflejada (R) que se explican con más detalle a continuación [9].

- Radiación directa (B): es la radiación que traspasa la atmósfera y llega hasta la superficie de la tierra sin haber sufrido dispersión.
- Radiación difusa (D): es la radiación que alcanza la superficie de la tierra habiendo sufrido desviaciones en la atmósfera por las partículas y moléculas presentes y haber traspasado nubes.
- Radiación reflejada (R) o albedo: es la radiación que se refleja tras haber rebotado con la superficie de la tierra. La cantidad de radiación reflejada viene definida por el

coeficiente de reflexión, que varía en función de la superficie. Por ejemplo, las superficies con mayor albedo son la nieve o el hielo.



*Ilustración 23. Tipos de radiación (Fuente: SunFields Europe)*

## **4.2 ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR EN LA VIVIENDA**

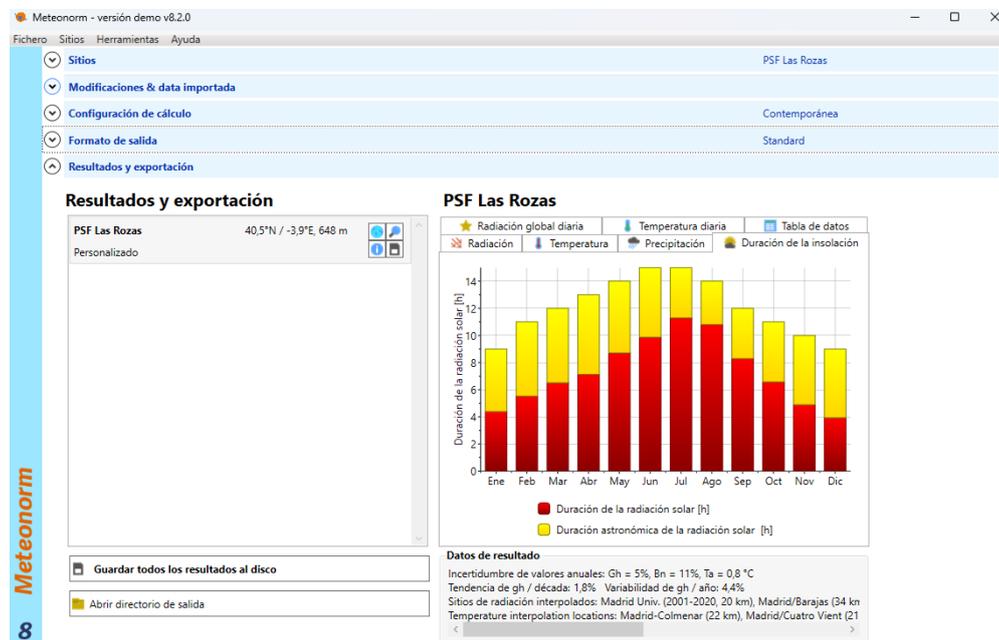
De cara a estudiar el recurso solar en la vivienda, se usarán varias bases de datos meteorológicas con el fin de recopilar los parámetros necesarios para el dimensionamiento de la instalación. Las bases de datos proporcionan una gran variedad de parámetros, sin embargo, para este proyecto se usarán únicamente la radiación global sobre el plano horizontal (GHI), la radiación difusa sobre el plano horizontal (DHI), la temperatura media (°C) y la velocidad del viento (m/s).

### **4.2.1 BASES DE DATOS METEOROLÓGICAS**

Existen un gran número de bases de datos meteorológicas, pero las más relevantes son las siguientes:

1. Meteonorm

Meteonorm es una base de datos y una herramienta de simulación climática a nivel global que proporciona datos climáticos gracias a las más de 8000 estaciones y 5 satélites que disponen. Meteonorm funciona de tal manera que está basado en la interpolación de datos de estaciones meteorológicas cercanas a la ubicación que se requiere. Esos datos se proporcionan con gran precisión gracias a la información aportada por los satélites. Esta herramienta puede proporcionar hasta 36 variables climáticas como radiación, nubosidad, humedad relativa...



*Ilustración 24. Interfaz de Meteonorm (Fuente: Meteonorm)*

## 2. PV GIS

Photovoltaic Geographical Information System (PV GIS) es un software de carácter gratuito y de libre uso desarrollado por la Unión Europea, concretamente por el EU Science Hub. PVGIS proporciona datos de radiación para Europa, África y algunas regiones del Sudoeste Asiático y cuenta con 182 puntos de estaciones terrestres. Esta herramienta no requiere la descarga de ningún software ya que se puede acceder desde buscadores.

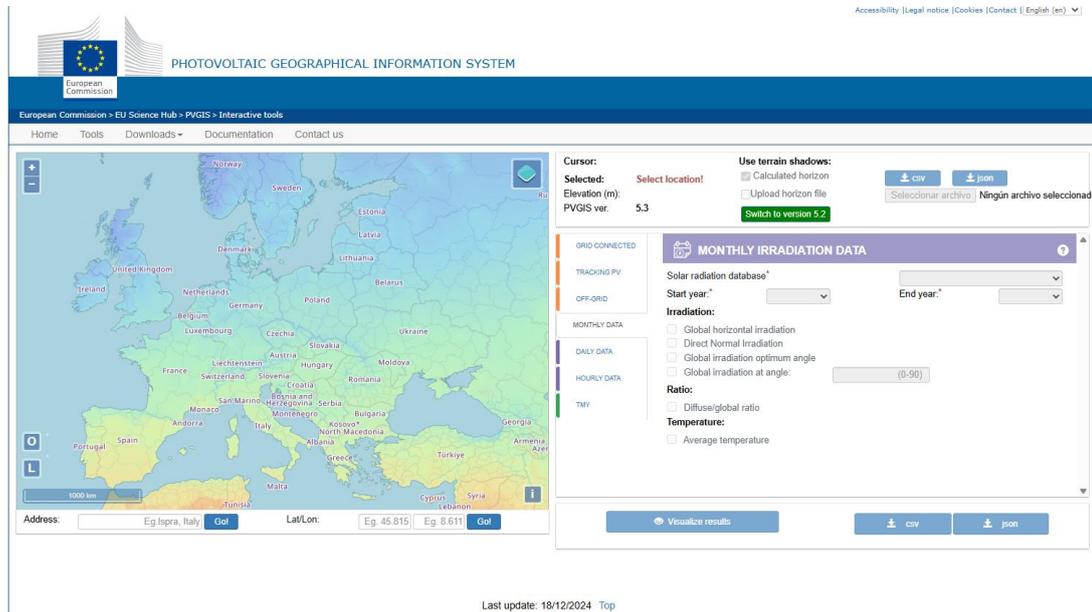
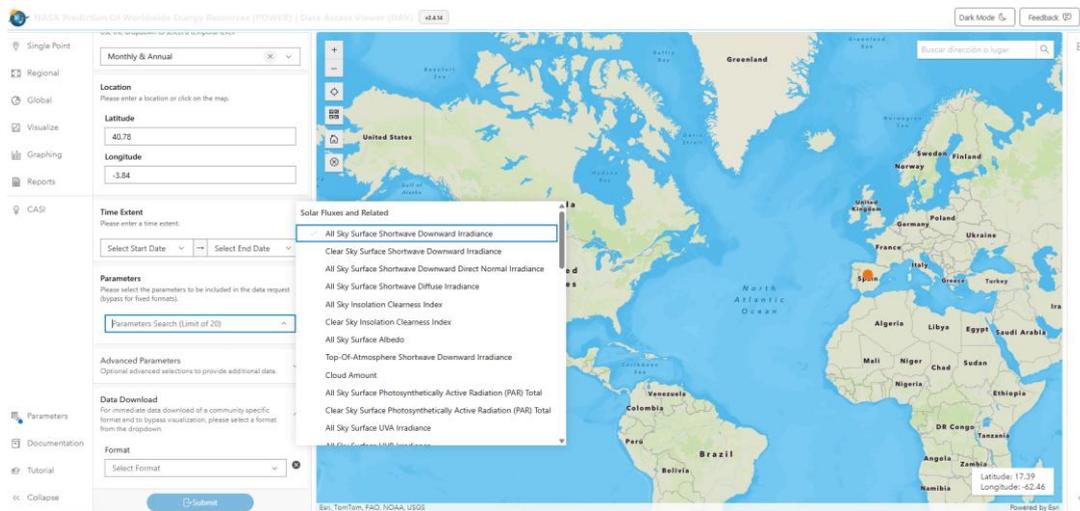


Ilustración 25. Interfaz de PVGIS (Fuente: PVGIS)

### 3. NASA SSE

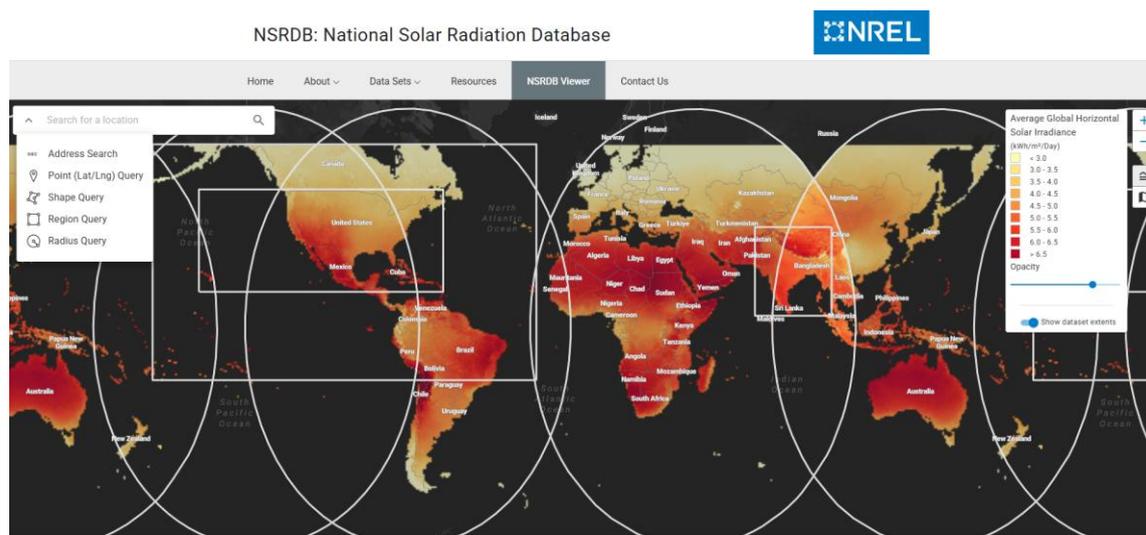
NASA SSE es una plataforma de libre acceso desarrollada por la NASA. Esta herramienta tiene cobertura a nivel global, sin embargo, los datos más precisos se encuentran en la parte norte del continente americano. Esta base de datos cubre desde el año 1983 hasta el 2005 y los datos provienen de un renovado algoritmo que introduce una mejora en la estimación de la radiación solar en la superficie ya que se integró con la plataforma actual NASA POWER (Prediction of Worldwide Energy Resources)



*Ilustración 26. Interfaz NASA POWER (Fuente: NASA POWER)*

#### 4. NREL

National Renewable Energy Laboratory (NREL) es una base de libre acceso que forma parte de departamento de energía de Estados Unidos como principal laboratorio para la investigación y desarrollo de energías renovables y eficiencia energética [10]. El inconveniente de esta base de datos es que cubre únicamente Norte América, México y el sur asiático, por lo que no se podrá usar para este proyecto.



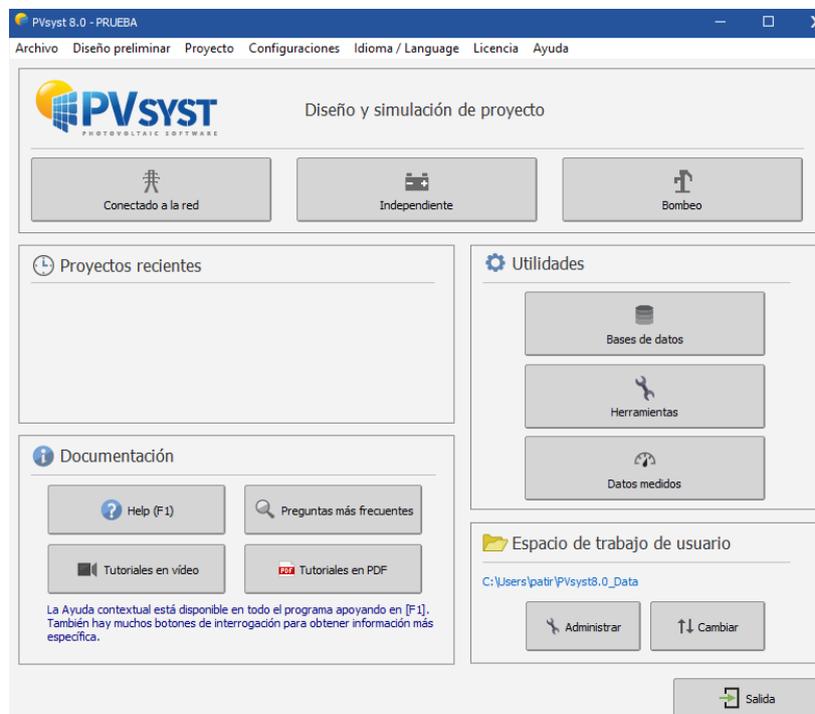
*Ilustración 27. Interfaz NREL (Fuente: NREL)*

## 4.2.2 RECURSO SOLAR DISPONIBLE EN EL EMPLAZAMIENTO

Como se ha mencionado previamente, en este proyecto se hará uso de un software llamado PVsyst con el que se dimensionará la instalación y se realizarán simulaciones. Este programa además permite al usuario obtener los datos meteorológicos necesarios en la ubicación de la instalación a través de una herramienta interna del programa que incorpora algunas bases de datos, como pueden ser las que se han tratado en la sección anterior. De esta manera, se pueden conseguir esos datos sin necesidad de acceder a cada base meteorológica de manera individual.

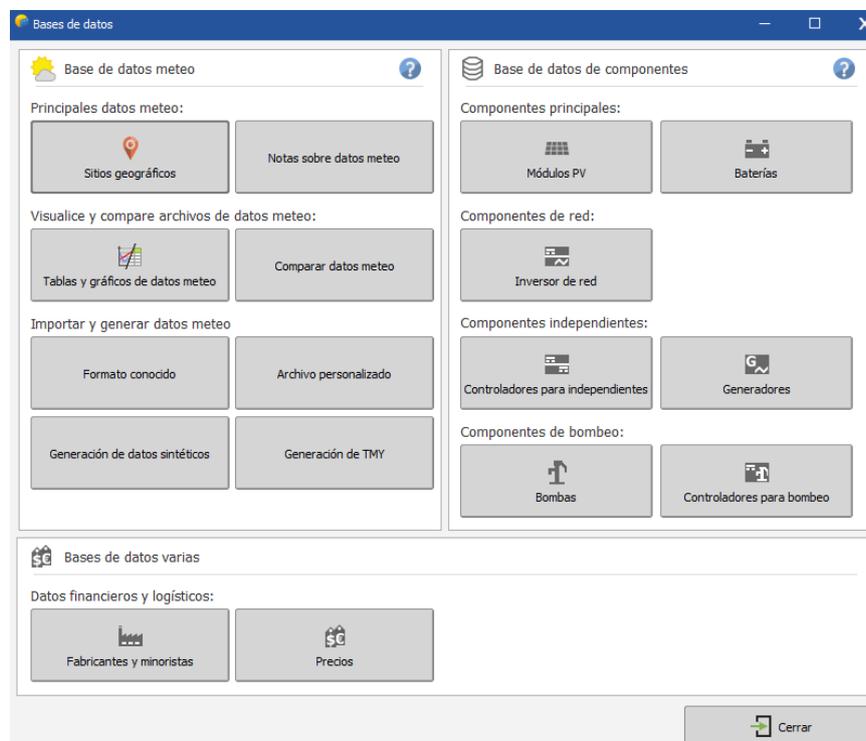
Con el objetivo de analizar y decidir qué base de datos proporciona los datos más precisos para la ubicación, se obtendrán los datos para la GHI, DHI, la temperatura media (°C) y la velocidad del viento (m/s) con el programa PVsyst.

Una vez abierto el programa PVsyst aparece la interfaz principal como se ve en la Ilustración 28, en la que se observa que en la sección “Utilidades” tiene una opción de “Bases de datos”.



*Ilustración 28. Pantalla inicial de PVsyst (Fuente: PVsyst)*

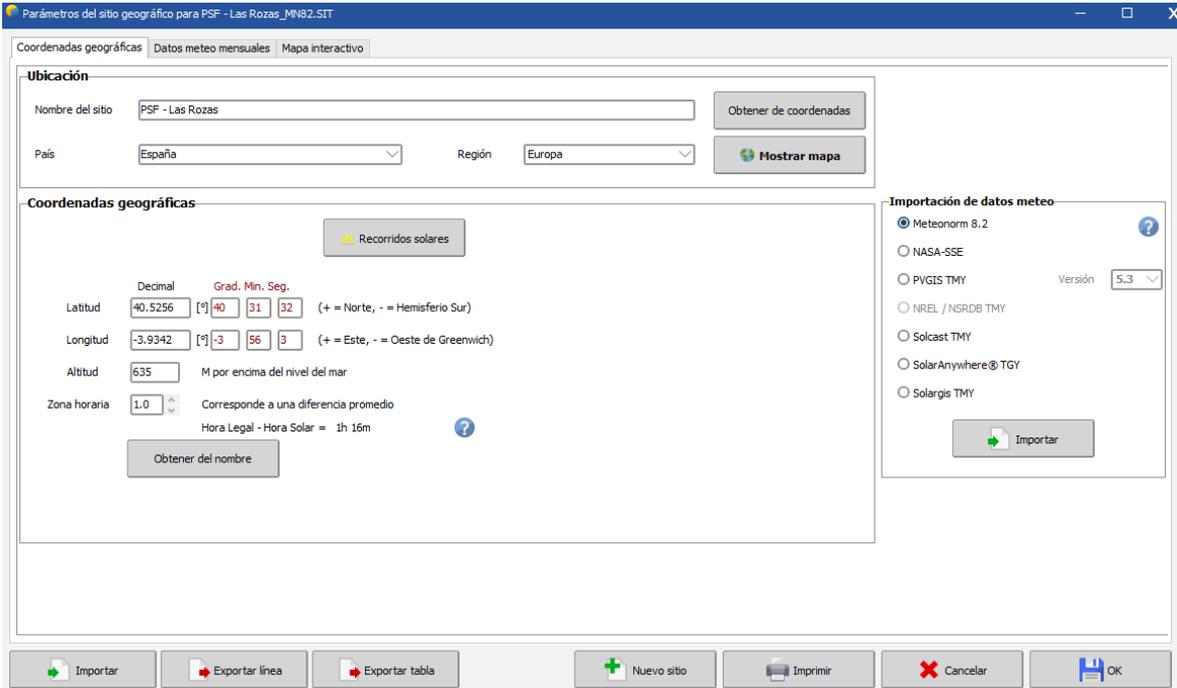
Dentro de la sección “Bases de datos” el programa ofrece la posibilidad de tratar con datos meteorológicos, componentes de las instalaciones u otros como fabricantes. En este apartado nos centraremos en los datos meteorológicos. El programa permite al usuario obtener los datos a partir del mismo programa o importarlos de fuentes externas. Para obtener los datos a través del programa será necesario seleccionar la opción “Sitios geográficos” y ubicar el emplazamiento de la instalación.



*Ilustración 29. Pantalla de bases de datos de PVsyst (Fuente: PVsyst)*

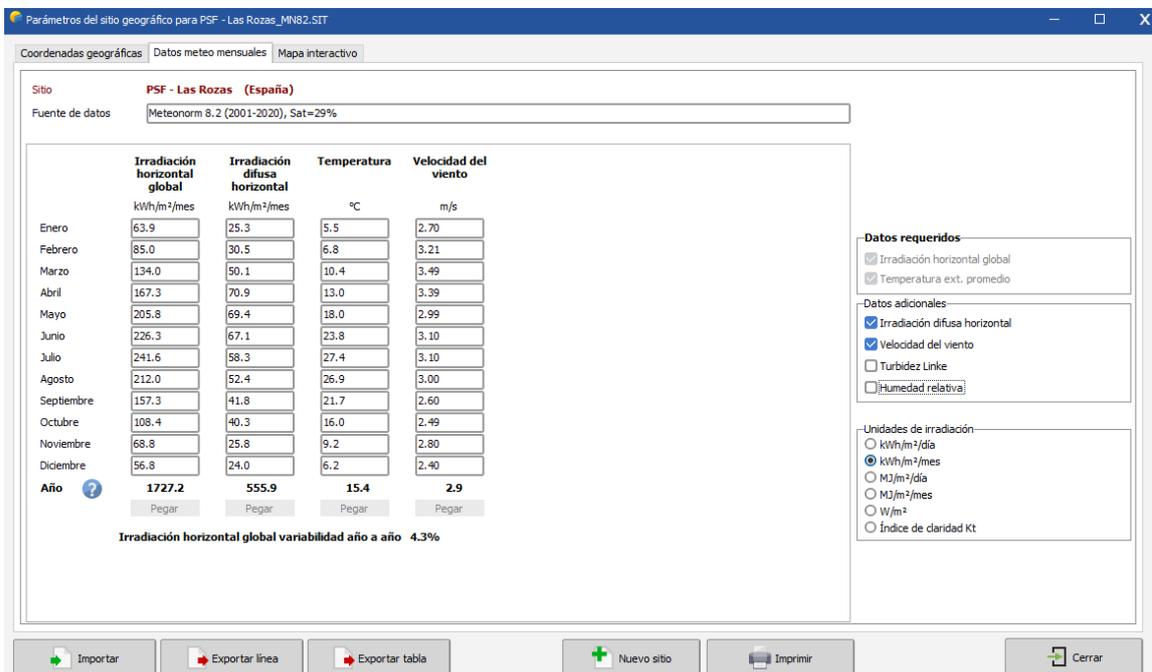
El programa proporciona una gran variedad de localizaciones genéricas, sin embargo, se deberá crear un nuevo sitio para tener la ubicación precisa. Esto se puede hacer a través de un mapa interactivo en el cual se selecciona la ubicación o introduciendo las coordenadas del emplazamiento. Dado que se conocen las coordenadas, se hará de esa manera. Como se puede observar en Ilustración 30 se debe seleccionar la base de datos de la que se quiere obtener los datos. Como se avanzó en el apartado anterior, la base de NREL no se usará ya que no dispone de datos para Europa y el mismo programa no permite seleccionar esta base.

Se hará un proceso iterativo para las tres bases que se usarán: Meteonorm, PVGIS y NASA-SSE.



*Ilustración 30. Pantalla de selección de ubicación y base de datos (Fuente: PVsyst)*

Una vez seleccionada la base de datos deseada, se llega a la siguiente pantalla en la que aparecen la información que se necesita. El programa ofrece la posibilidad también de obtener datos sobre turbidez y humedad relativa que no son relevantes para este proyecto.



*Ilustración 31. Pantalla de datos mensuales para la base Meteonorm (Fuente: Pvsyst)*

Se han obtenido las siguientes tablas para las tres bases de datos con el objetivo de contrastar y seleccionar el mejor criterio para la obtención definitiva de los parámetros de radiación.

<i>Mes</i>	<i>GHI</i> (kWh/m <sup>2</sup> )	<i>DHI</i> (kWh/m <sup>2</sup> )	<i>Ta</i> (°C)	<i>V</i> (m/s)
<b>Enero</b>	63.9	25.3	5.5	2.7
<b>Febrero</b>	85	30.5	6.8	3.2
<b>Marzo</b>	134	50.1	10.4	3.5
<b>Abril</b>	167.3	70.9	13	3.4
<b>Mayo</b>	205.8	69.4	18	3
<b>Junio</b>	226.3	67.1	23.8	3.1
<b>Julio</b>	241.6	58.3	26.9	3.1
<b>Agosto</b>	212	52.4	26.3	3
<b>Septiembre</b>	157.3	41.8	21.7	2.6
<b>Octubre</b>	108.4	40.3	16	2.5
<b>Noviembre</b>	68.8	25.8	9.2	2.8
<b>Diciembre</b>	56.8	24	6.2	2.4
<b>Año</b>	<b>1727.2</b>	<b>555.9</b>	<b>15.4</b>	<b>2.9</b>

*Tabla 7. Datos meteorológicos según la base Meteonorm (Fuente: PVsyst)*

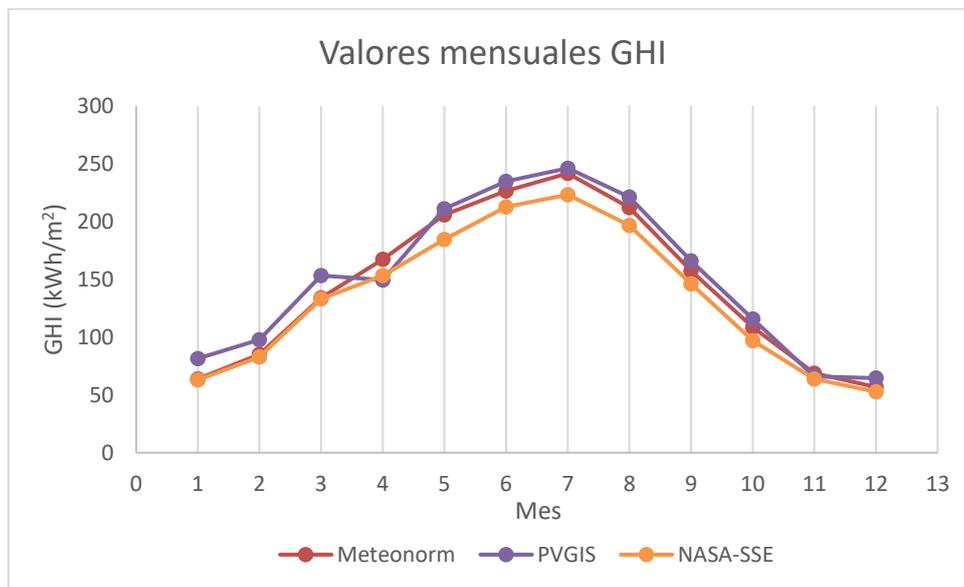
Mes	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)	V (m/s)
<b>Enero</b>	81.5	22.8	4.4	1.87
<b>Febrero</b>	97.8	27.7	8	1.87
<b>Marzo</b>	153.3	47	10	2.16
<b>Abril</b>	149.3	67.7	11.2	1.85
<b>Mayo</b>	210.9	77	17.1	2.42
<b>Junio</b>	234.6	67.7	23.2	2.59
<b>Julio</b>	246.1	57.5	25.1	2.3
<b>Agosto</b>	221.3	55.7	21.7	2.28
<b>Septiembre</b>	165.9	46.2	23,00	1.70
<b>Octubre</b>	115.6	41.4	14.9	1.84
<b>Noviembre</b>	66.1	31.2	8.8	2.14
<b>Diciembre</b>	64.5	22.8	5	2.18
<b>Total</b>	<b>1806.8</b>	<b>564.8</b>	<b>14.8</b>	<b>2.1</b>

Tabla 8. Datos meteorológicos según la base PVGIS (Fuente: PVsyst)

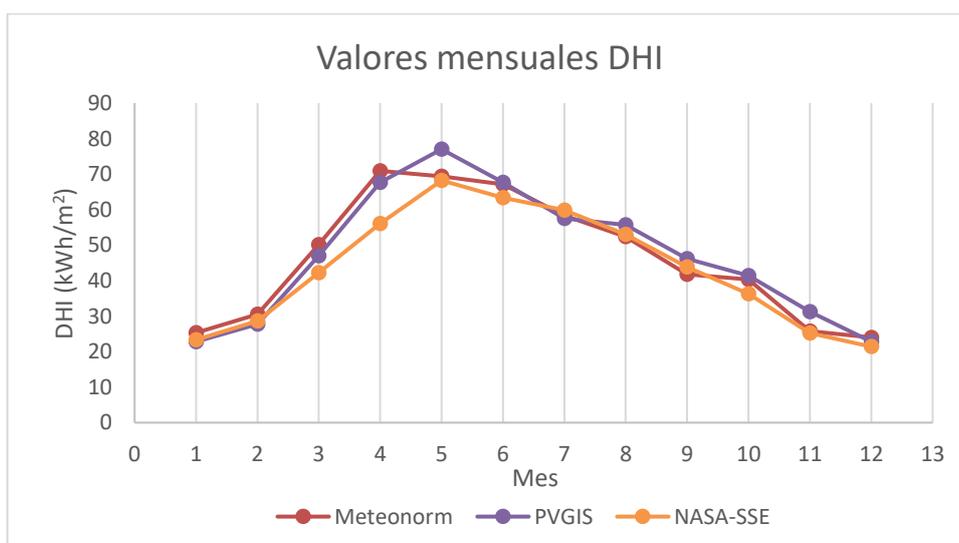
Mes	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)
<b>Enero</b>	62.9	23.3	2.4
<b>Febrero</b>	82.9	28.6	4
<b>Marzo</b>	133	42.2	7.9
<b>Abril</b>	153.3	56.1	10.7
<b>Mayo</b>	184.5	68.2	15.8
<b>Junio</b>	212.7	63.3	21.6
<b>Julio</b>	223.2	59.8	24.8
<b>Agosto</b>	196.5	53	24
<b>Septiembre</b>	146.1	43.8	19.3
<b>Octubre</b>	97,00	36.3	13.3
<b>Noviembre</b>	63.9	25.2	7.1
<b>Diciembre</b>	52.7	21.4	3.6
<b>Total</b>	<b>1608.7</b>	<b>521.1</b>	<b>12.9</b>

Tabla 9. Datos meteorológicos según la base NASA-SSE (Fuente: PVsyst)

Analizando los datos de las tablas se puede apreciar que la base de datos NASA-SSE varía significativamente respecto a las otras dos bases de datos. Además, la base de NASA-SSE no proporciona datos sobre la velocidad del viento. En las siguientes gráficas se puede ver de manera más visual la comparativa entre las tres bases para hacer un análisis y optar finalmente por un criterio.



Gráfica 10. Comparación de la GHI para las bases de datos



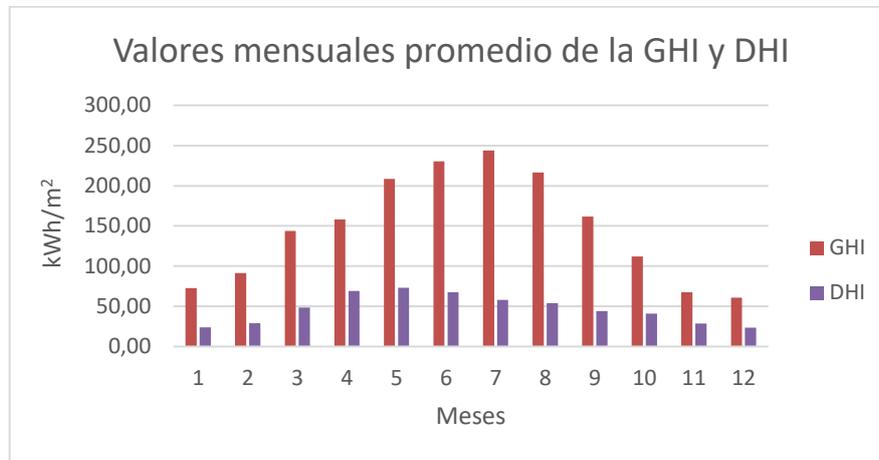
Gráfica 11. Comparación de la DHI para las bases de datos

Por lo general, las bases PVGIS y Meteonorm tienen un carácter similar, siendo PVGIS más optimista que Meteonorm. NASA-SSE por su lado difiere, aportando los valores más bajos en casi todos los casos. Como ya se mencionó, NASA-SSE a pesar de tener cobertura mundial, está basada en Estados Unidos por lo que los datos que proporcionan son más precisos en Norte América. NASA-SSE queda por lo tanto descartada como base de datos para este proyecto.

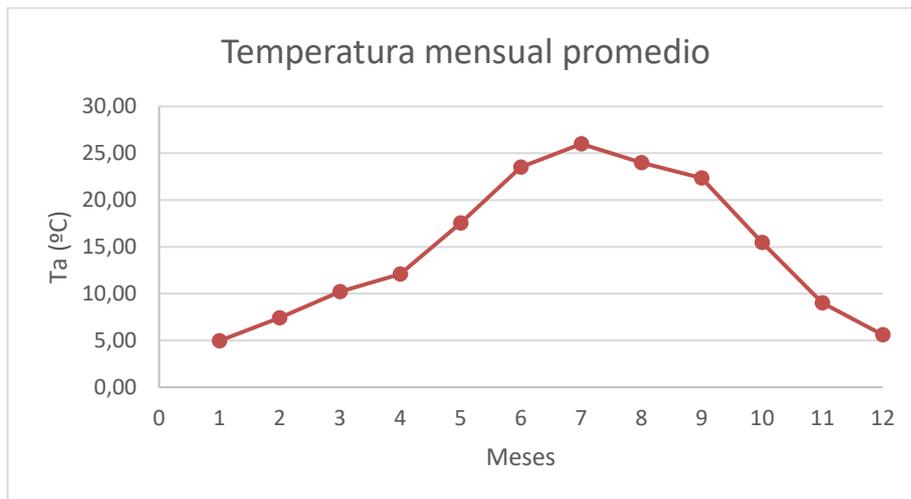
Dado que ambas bases, Meteonorm y PVGIS proporcionan datos similares, el criterio escogido será una media entre ambas dos, para así no sobreestimar ni subestimar los datos y que sean datos neutrales. Los datos finales que se introducirán en el programa PVsyst son los siguientes mostrados en la Tabla 10 y en las gráficas que siguen a la tabla.

<i>Mes</i>	<i>GHI</i> ( <i>kWh/m<sup>2</sup></i> )	<i>DHI</i> ( <i>kWh/m<sup>2</sup></i> )	<i>Ta</i> (°C)	<i>V</i> (m/s)
<b>Enero</b>	72.7	24.1	4.9	2.3
<b>Febrero</b>	91.4	29.1	7.4	2.6
<b>Marzo</b>	143.7	48.6	10.2	2.8
<b>Abril</b>	158.3	69.3	12.1	2.6
<b>Mayo</b>	208.4	73.2	17.6	2.7
<b>Junio</b>	230.5	67.4	23.5	2.9
<b>Julio</b>	243.9	57.9	26	2.7
<b>Agosto</b>	216.7	54.1	24	2.6
<b>Septiembre</b>	161.6	44	22.4	2.1
<b>Octubre</b>	112	40.9	15.5	2.2
<b>Noviembre</b>	67.5	28.5	9	2.5
<b>Diciembre</b>	60.7	23.4	5.7	2.3

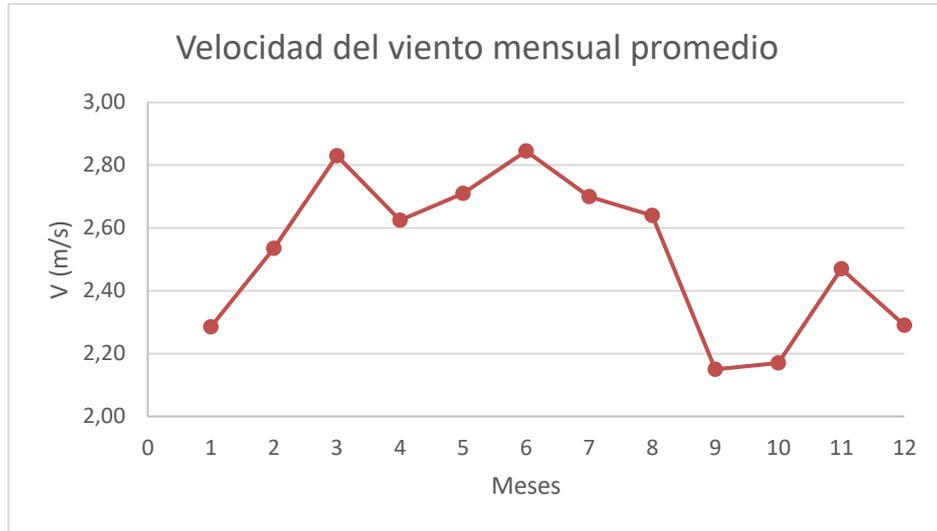
*Tabla 10. Datos meteorológicos promedio de Meteonorm y PVGIS*



Gráfica 12. Datos mensuales promedio de la GHI y DHI

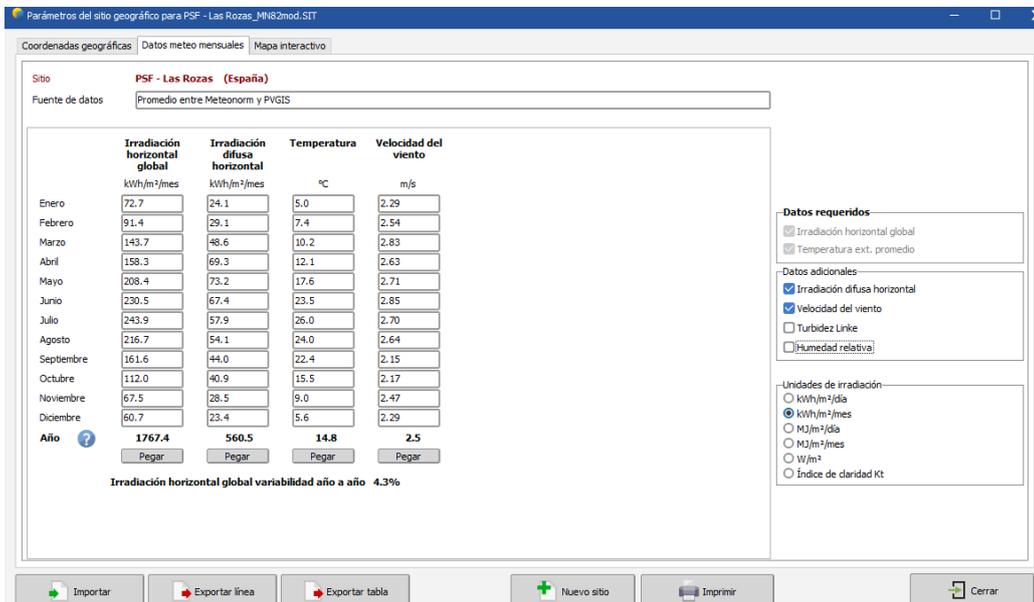


Gráfica 13. Temperatura mensual promedio



Gráfica 14. Velocidad del viento mensual promedio

El último paso consiste en introducir los datos finales en el programa como se muestra en la Ilustración 32. Una vez guardado, se crea en un archivo “.SIT”, que es un formato para guardar la información relativa a la ubicación y parámetros meteorológicos.



	Irradiación horizontal global kWh/m²/mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m²/mes	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s
Enero	72.7	24.1	5.0	2.29
Febrero	91.4	29.1	7.4	2.54
Marzo	143.7	48.6	10.2	2.83
Abril	158.3	69.3	12.1	2.63
Mayo	208.4	73.2	17.6	2.71
Junio	230.5	67.4	23.5	2.85
Julio	243.9	57.9	26.0	2.70
Agosto	216.7	54.1	24.0	2.64
Septiembre	161.6	44.0	22.4	2.15
Octubre	112.0	40.9	15.5	2.17
Noviembre	67.5	28.5	9.0	2.47
Diciembre	60.7	23.4	5.6	2.29
<b>Año</b>	<b>1767.4</b>	<b>560.5</b>	<b>14.8</b>	<b>2.5</b>

Irradiación horizontal global variabilidad año a año 4.3%

Ilustración 32. Pantalla de datos meteorológicos definitivos (Fuente: PVsyst).

## **Capítulo 5. COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO EN UNA VIVIENDA**

Una instalación solar fotovoltaica en una vivienda está compuesta por los siguientes elementos esenciales: los paneles solares, un inversor, una estructura soporte y un contador. A veces también se instalan baterías para almacenar parte de la energía generada. A continuación, se describirán en detalle cada uno de los elementos y se explicarán las funcionalidades.

### **5.1 *PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS***

Los paneles solares fotovoltaicos son el elemento esencial y sobre el que se basa toda la instalación. Los módulos fotovoltaicos son equipos que se encargan de generar energía a partir de la radiación solar que incide sobre ellos y la transforman en corriente continua mediante el efecto fotovoltaico. Los paneles solares están formados por varias células solares fotovoltaicas hechas a partir de materiales semiconductores como el silicio enriquecido con boro y fósforo.

Como se puede observar en la Ilustración 33, los paneles están constituidos por un material semiconductor tipo n y otro material semiconductor tipo p. Los semiconductores tipo n son aquellos que presentan un exceso de electrones y los tipo p aquellos que presentan exceso de huecos. Cuando se ponen en contacto estos dos semiconductores se crea una unión P-N. El efecto fotovoltaico se basa en que cuando incide la radiación solar se genera una carga eléctrica y hay una circulación de electrones debido al exceso y a la escasez en los semiconductores. El tipo n se carga positivamente y el p negativamente, estableciendo una diferencia de potencial que crea un campo eléctrico que es el responsable de la circulación de electrones.

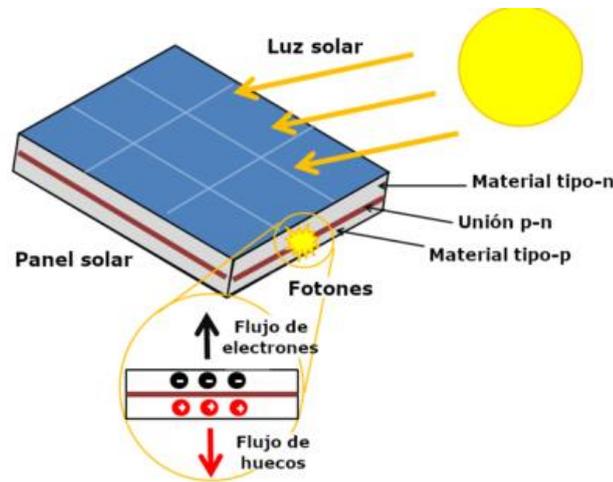


Ilustración 33. Diagrama del efecto fotovoltaico (Fuente: Energy Education)

Actualmente hay dos tecnologías fotovoltaicas principales: silicio cristalino y lámina delgada.

- **Silicio cristalino:** más del 95% de la producción mundial de paneles fotovoltaicos se basa en esta tecnología. Dentro de la tecnología del silicio cristalino se encuentran dos modalidades diferentes que se explicarán más adelante y que son silicio monocristalino o policristalino. Las células de silicio monocristalino son las que presentan un mayor rendimiento en el mercado, siendo de un 18% como máximo, por lo que, a su vez, hace que sean más caras. Por su lado, el silicio policristalino presenta un precio más reducido y un rendimiento menor, entre el 12 y el 14%.
- **Lámina delgada:** esta tecnología se caracteriza por presentar ordenes de 100 veces menor espesor que las células de silicio cristalino, por lo que la cantidad de material semiconductor usado es menor. Los paneles fabricados con esta tecnología presentan un rendimiento inferior a los del silicio cristalino, aproximadamente un 12% y una vida útil más corta. Los materiales semiconductores más significativos para esta tecnología son los siguientes:
  - *Silicio amorfo:* su característica principal es que es inestable y su rendimiento se ve reducido con el tiempo.
  - *Materiales CIS:* el material más popular es el  $\text{CdInCuSe}_2$ . Esta tecnología aún se encuentra en fase prototipo y demostración.

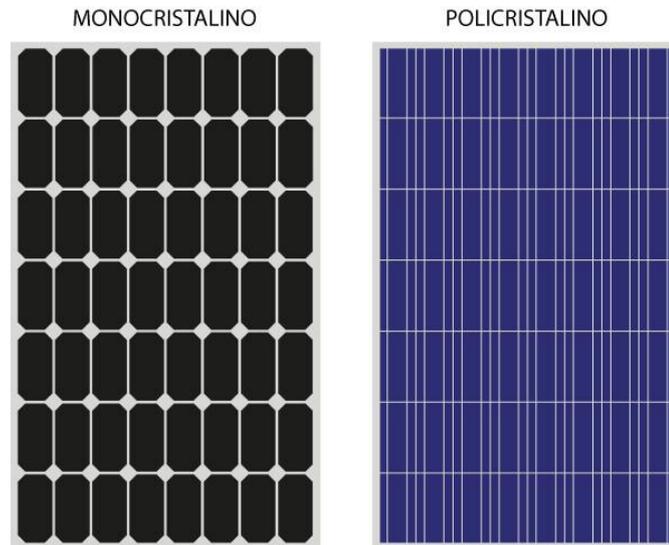
- *Teleruro de Cadmio*: este material es perjudicial para la salud.

La tecnología de silicio cristalino, a pesar de ser la tecnología con los precios más elevados, es la que presenta un mayor rendimiento debido a la eficiencia que tiene el silicio para convertir la radiación solar en energía eléctrica, por lo que es la tecnología escogida para la elección de los paneles solares de este proyecto.

Como se ha adelantado previamente, la tecnología basada en el silicio cristalino presenta dos tipos de paneles solares: monocristalinos y policristalinos [11].

- Placas solares monocristalinas: están formadas por un único cristal de silicio de gran pureza lo que consigue que la eficiencia del panel sea elevada, entre un 15 y un 20% de rendimiento. Los paneles monocristalinos se caracterizan por ser de bordes redondeados y de color oscuro. El color oscuro facilita la absorción de la radiación solar, por lo que funcionan mejor en entornos de baja radiación. A pesar de tener un precio más elevado, estos paneles presentan una vida útil de mayor duración.
- Placas solares policristalinas: estas placas no son sometidas a ningún proceso que elimina las impurezas, por lo que presentan una eficiencia menor, del orden de 16%. El proceso de fabricación consiste en un bloque de silicio de gran masa que posteriormente se corta en láminas de bordes de ángulos rectos. Estos paneles tienen la característica de que son de color azul. Además, los paneles policristalinos son más asequibles que los monocristalinos.

Los paneles solares de silicio monocristalinos ofrecen una mayor eficiencia en comparación con las otras tecnologías, por lo que, a pesar de su precio elevado son las más adecuadas para una instalación en una vivienda ya que buscamos generar la mayor cantidad de energía para abastecer la vivienda. Hay que tener en cuenta que el espacio disponible para la instalación es limitado, por lo que es crucial conseguir la potencia necesaria con el menor número de placas. Dada la eficiencia de los paneles policristalinos, se requerirían más paneles para alcanzar la misma potencia generada por los monocristalinos en una misma superficie, por lo que es una razón sólida para escoger los paneles solares fotovoltaicos monocristalinos.



*Ilustración 34. Paneles solares monocristalinos y policristalinos (Fuente: Comulsa)*

## 5.2 INVERSORES

Los inversores son otro elemento clave sin el cual la instalación fotovoltaica no funcionaría. Los inversores solares o fotovoltaicos son dispositivos convertidores cuya función principal es convertir la corriente continua generada por los paneles solares en la corriente continua con la que se abastecerá la vivienda.

Los inversores además de convertir la corriente sirven para proteger la instalación ante fallos eléctricos ya que la desconectan y para monitorizar cuanto energía están generando los paneles solares en tiempo real.

Actualmente se pueden encontrar 3 modalidades de inversores. En primer lugar, están los inversores conectados a la red, que son los más usados para autoconsumo. Estos inversores deben seguir la tensión y frecuencia de la red a la que está conectado, pudiendo verter el excedente de la energía a la red y no requieren de baterías de almacenamiento. También se encuentran los inversores aislados que operan de manera independiente, sin conexión a la red eléctrica. Los inversores aislados sí requieren de baterías para almacenar la energía. Finalmente, los inversores híbridos combinan las funcionalidades de los dos anteriores,

pudiendo operar con o sin energía eléctrica y pueden tanto vender la energía a la red como almacenarla [12].

La potencia disponible en las instalaciones solares fotovoltaicas no es constante y varía según la irradiancia por lo que los inversores deberían ir dotados de un equipo llamado seguidor del punto de máxima potencia. Estos equipos electrónicos varían la tensión de entrada al inversor o de salida del panel de manera que el producto de la intensidad por la tensión de salida del panel sea el máximo y se obtenga la máxima potencia disponible.

Se pueden clasificar los inversores según la potencia de la planta o instalación en la que se encuentren. Podemos distinguir entre micro inversores, inversores “string” e inversores centrales.

- Micro inversores: se instalan en cada panel solar individualmente lo que permite que si hay algún panel con sombra o falla y se desconecta, no afecta al funcionamiento general de la instalación. Estos inversores son ideales para instalaciones de autoconsumo pequeñas.
- Inversores “string”: también son conocidos como inversores de cadenas fotovoltaicas. Estos inversores se usan para conexiones en serie de diferentes paneles solares y reciben toda la energía que están generando todos los paneles solares. Estos inversores son los más comunes para instalaciones de autoconsumo.
- Inversores centrales: estos inversores se utilizan en grandes plantas con centenares o miles de kW, por lo que no son idóneos para instalaciones de autoconsumo.



*Ilustración 35. Inversor en instalación de autoconsumo (Fuente: Ivantel Energy)*

### **5.3 ESTRUCTURA SOPORTE**

A la hora de elegir que estructura de soporte es la más idónea se deben tener en cuenta distintos factores como donde va a estar ubicada la instalación, la inclinación de la superficie o el tipo de instalación.

Existen dos tipos de estructuras soporte: las fijas y las móviles. Dado que la superficie de este proyecto es un tejado nos centraremos en las estructuras fijas, pero es importante saber que existen unas estructuras móviles con seguimiento solar, también conocidas como trackers. Los trackers pueden ser de 1 eje, que siguen al sol de este a oeste o de dos ejes, que siguen al sol en todas las direcciones.

Los soportes para tejados pueden ser de carácter fijo o si se requiriese, con inclinación ajustable. Los soportes fijos suelen conocerse como soportes coplanares porque se encuentran sobre los tejados y tienen la misma inclinación que el tejado. Por otro lado, si la instalación no se encuentra sobre un tejado sino sobre una pared o el suelo, se pueden emplear soportes triangulares que regulan la inclinación hasta obtener la deseada.



*Ilustración 36. Soporte coplanar y triangular (Fuente: TeknoSolar)*

Para este proyecto, la estructura soporte fija será coplanar, ya que la instalación va a estar ubicada en el tejado de la vivienda, con una inclinación de 20°, por lo que es próxima a la óptima de 30° y no habrá grandes pérdidas.

## **5.4 CONTADOR**

El último elemento esencial de una instalación fotovoltaica de autoconsumo es el contador. El contador es un dispositivo electrónico que mide el consumo de energía eléctrica. Los contadores pueden ser unidireccionales o bidireccionales, según el modo de funcionamiento que se necesite. En el caso de la instalación de este proyecto, el contador deberá ser bidireccional ya que se deberá cuantificar la energía vertida a la red y la energía que se consume de la red. Es conveniente medir la cantidad de energía que se vierte a la red porque las compañías eléctricas ofrecen compensaciones en las facturas eléctricas, reduciendo su coste.

## **5.5 BATERÍA**

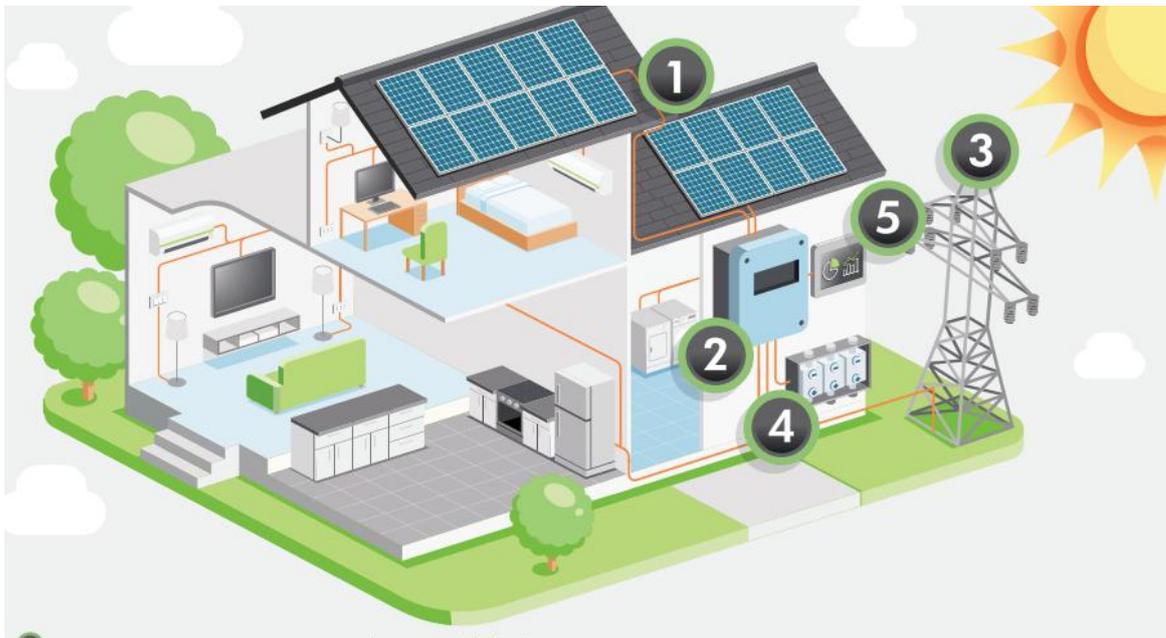
Como se ha adelantado previamente, algunas instalaciones disponen de una batería que se usa para almacenar el excedente de la energía fotovoltaica. Esta energía que se almacena proviene de la energía producida durante las horas de mayor radiación, para que sea utilizada

cuando no hay generación, por ejemplo, por la noche. Las baterías son de gran utilidad para maximizar el autoconsumo y reducir la dependencia de la red eléctrica.

Los tipos más comunes de baterías son [13]:

- Plomo-Ácido: son las más económicas, pero tienen una menor vida útil y eficiencia.
- Ion de Litio: son altamente eficientes, ligeras y tienen una vida útil prolongada sin necesidad de mantenimiento, por ello son menos económicas que las de plomo-ácido.
- Flujo: son las más ideales para almacenamiento a gran escala ya que ofrecen una vida útil más larga y una capacidad de recarga indefinida. Por ello también son más grandes y caras de instalar y mantener.
- Sodio-Azufre: operan a altas temperaturas, por lo que será necesario que tengan un aislamiento térmico adecuado. Son muy eficientes y tienen una alta densidad de energía, por lo que las hace idóneas para grandes instalaciones comerciales.

En la Ilustración 37 se observa un diagrama que engloba los cuatro elementos de la instalación y cómo actúan entre ellos.



*Ilustración 37. Esquema instalación de autoconsumo (Fuente: Aceuve)*

El elemento marcado como 1 son los módulos solares fotovoltaicos, el elemento 2 es el inversor. La red eléctrica viene marcada como el elemento 3. Finalmente, los elementos 4 y 5 corresponden a la batería y a al contador respectivamente.

## **Capítulo 6. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN CON PVSYST**

En este capítulo se dimensionará finalmente la instalación, teniendo en cuenta todos los parámetros que se han ido detallando en los capítulos anteriores. El software PVsyst, que se usará para la simulación de la instalación, permite obtener un informe detallado para ver entre otros tantos factores la energía generada, autoconsumida y vertida a la red, las diferentes pérdidas que tiene y las características de la instalación. Este informe será de utilidad para analizar la viabilidad y la y rentabilidad económica de la instalación.

El primer paso para el proyecto es seleccionar de qué tipo de instalación fotovoltaica se trata. En este caso se trata de una instalación conectada a la red, pero el programa también ofrece la posibilidad de que sea una instalación independiente o de bombeo. La instalación que es sujeto de estudio de este proyecto se trata de una instalación conectada a la red para poder verter la energía excedente a la red y recibir compensaciones económicas en la factura eléctrica.

Una vez seleccionado el tipo de instalación se abre la página principal del proyecto en la cual se especificarán todos los parámetros para caracterizar la instalación. En primer lugar, hay que ponerle un nombre identificativo al proyecto y seguidamente se debe cargar el archivo “. SIT” creado en un capítulo anterior con la ubicación y los datos meteorológicos del emplazamiento.

El programa tiene dos tipos de parámetros que se deben completar para realizar la simulación.

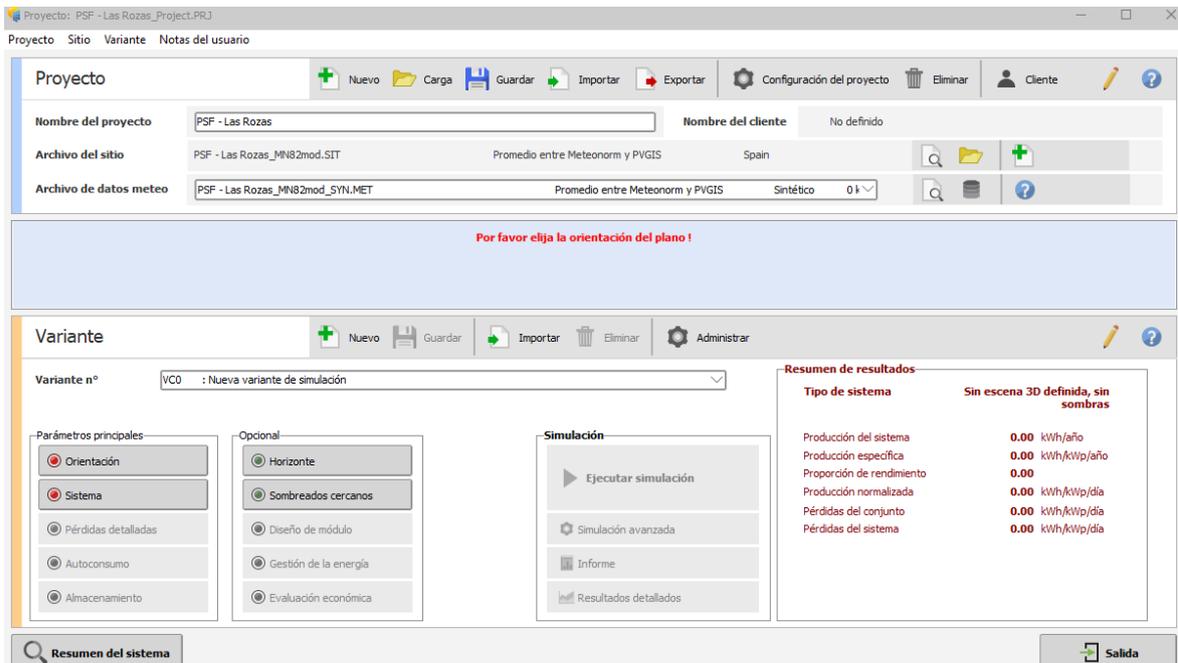
### **1. Parámetros principales:**

- Orientación
- Sistema

- Pérdidas detalladas
- Autoconsumo
- Almacenamiento

## 2. Parámetros opcionales:

- Horizonte
- Sombreados cercanos
- Diseño de módulo
- Gestión de la energía
- Evaluación económica



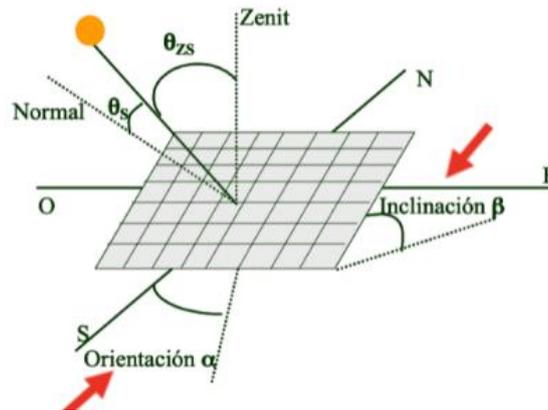
*Ilustración 38. Página principal del proyecto (Fuente: PVsyst)*

En los siguientes apartados se justificará la elección para cada parámetro y así explicar en detalle las características de la instalación.

## 6.1 ORIENTACIÓN

El primer paso es definir tanto la orientación como la inclinación de la instalación. Estas dos variables son clave para la optimización del recurso solar y disminuir las pérdidas iniciales.

La irradiación incidente en un panel solar depende de la orientación ( $\alpha$ ) e inclinación ( $\beta$ ) a la que se encuentra, como se muestra en la Ilustración 39.

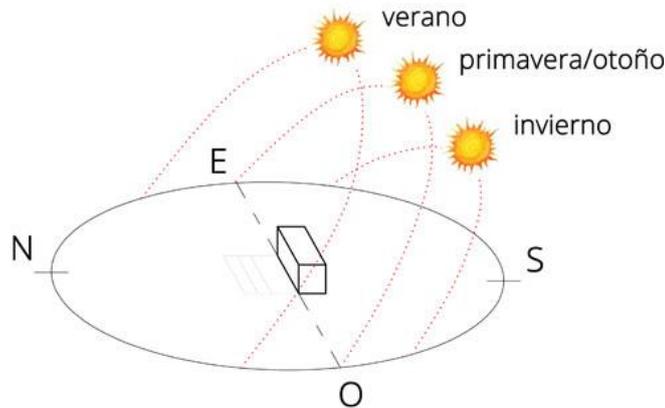


*Ilustración 39. Orientación e inclinación de un panel fotovoltaico (Fuente: SunFields Europe)*

### **6.1.1 INCLINACIÓN**

La inclinación de un panel solar se mide desde la horizontal. En este proyecto, al tratarse de una instalación coplanar a un tejado, la inclinación de la instalación será la del tejado que como ya se mencionó en capítulos anteriores es de 20°.

La inclinación es un factor muy importante a tener en cuenta ya que cuanto más perpendicular incida la radiación sobre el panel, más irradiancia capta el panel y genera mayor cantidad de energía. Sin embargo, la altura solar no es constante a lo largo del año y dependiendo de la estación, el ángulo de incidencia de los rayos del sol con la superficie de la tierra varía. En verano el sol se encuentra casi perpendicular a la superficie terrestre, alcanzando casi los 90° mientras que en invierno baja hasta los 45° aproximadamente. La situación ideal sería una estructura que ajustase su inclinación dependiendo del mes, sin embargo, al tratarse de un tejado esta inclinación se mantendrá constante.



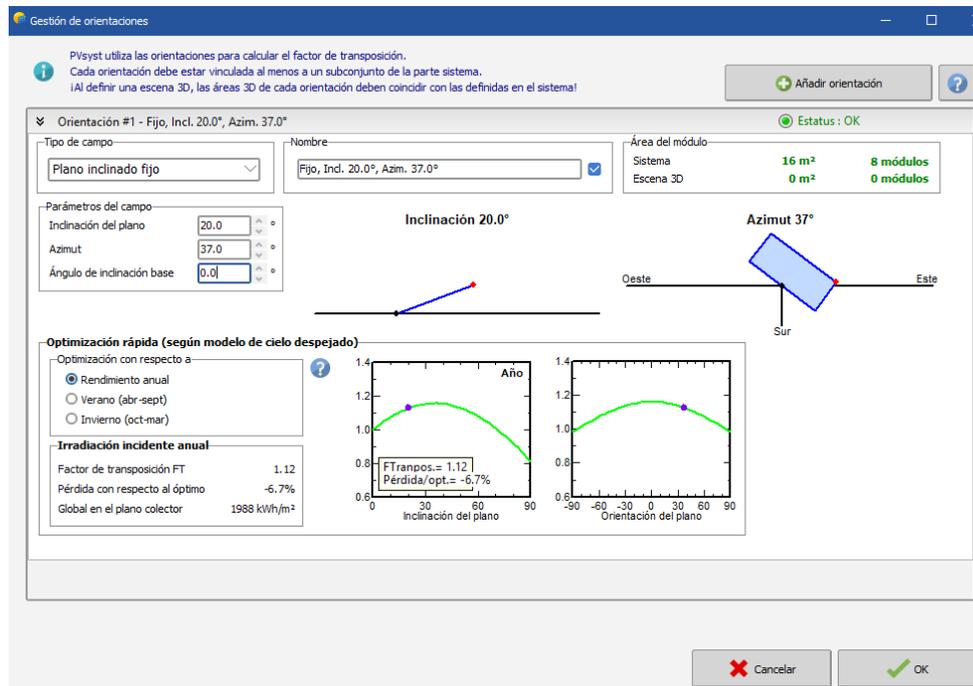
*Ilustración 40. Inclinación solar (Fuente: Arkialbura)*

## 6.1.2 ORIENTACIÓN

La orientación o azimut es el ángulo que forma la instalación con el sur geográfico, por lo que las orientaciones sur tienen un  $\alpha=0^\circ$  y se mide en el sentido de las agujas del reloj. La instalación de este proyecto al estar orientada al suroeste tiene un azimut de  $37^\circ$ .

El ángulo óptimo que maximiza la radiación incidente es  $\alpha=0^\circ$  ya que las orientaciones sur garantizan que los módulos solares reciban la mayor cantidad de luz solar a lo largo del día, lo que maximiza la generación de energía [14].

Se introducen ambos valores de orientación e inclinación en el programa PVSyst y como se puede ver en la Ilustración 41, el programa estima unas pérdidas del 9.6% con respecto al sistema óptimo. Los valores del sistema óptimo son una inclinación de  $35^\circ$  y un azimut de  $0^\circ$  [15]. Sin embargo, para esta instalación no es posible acercarse a esos valores dada la geometría de la estructura donde irá la instalación



*Ilustración 41. Pantalla "orientación" de PVsyst (Fuente: PVsyst)*

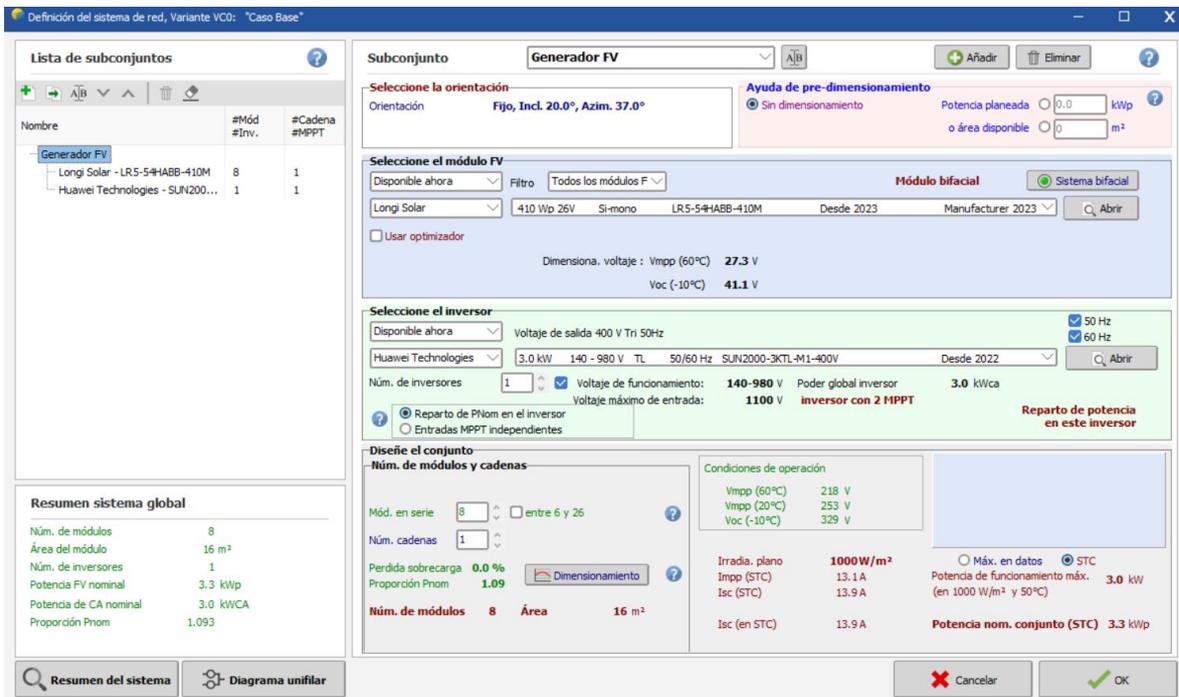
## 6.2 SISTEMA

El segundo apartado que hay que rellenar es el de “Sistema”. En este apartado el usuario debe definir el sistema, es decir, decidir el módulo fotovoltaico y el inversor que formarán parte de la instalación. El propio programa dispone de una amplia base de datos con gran variedad de fabricantes con los modelos que ofrecen. El programa tiene toda esta información de los fabricantes de paneles fotovoltaicos en archivos “.pam” y de inversores en archivos “.ond”. Si el usuario requiriese de algún fabricante o modelo que no se haya en PVsyst, basta con guardar el archivo correspondiente en una librería específica del programa.

El usuario puede por lo tanto elegir a parte de los fabricantes y modelos, la potencia pico de los módulos y la potencia del inversor y la cantidad de inversores. En este proyecto no será relevante debido a la disposición de la instalación, pero el programa permite activar una opción para tener en cuenta la bifacialidad de los paneles. En este apartado se deberá

introducir el número de módulos y la cantidad de cadenas de módulos. El programa aporta con toda esta información el área que requerirá la instalación y la potencia pico.

La elección del fabricante se hará en secciones más adelante, pero esta instalación estará limitada por la superficie de la cubierta en la que irán instalados los paneles. La superficie disponible es de unos 16 m<sup>2</sup> por lo que caben unos seis u ocho paneles, dependiendo de la potencia pico de los paneles y su área. Teniendo en cuenta esta limitación, la potencia pico máxima que se puede conseguir es de 3.9 kWp. En apartados siguientes se simulará para esta potencia pico y para otra potencia pico para analizar las pérdidas y la energía generada.



### 6.3 PÉRDIDAS DETALLADAS

En este apartado se definirán las pérdidas de la instalación fotovoltaica. El programa calcula a partir de unos parámetros que se detallarán a continuación los diferentes tipos de pérdidas y que serán imprescindibles a la hora de evaluar la viabilidad y rentabilidad de la instalación.

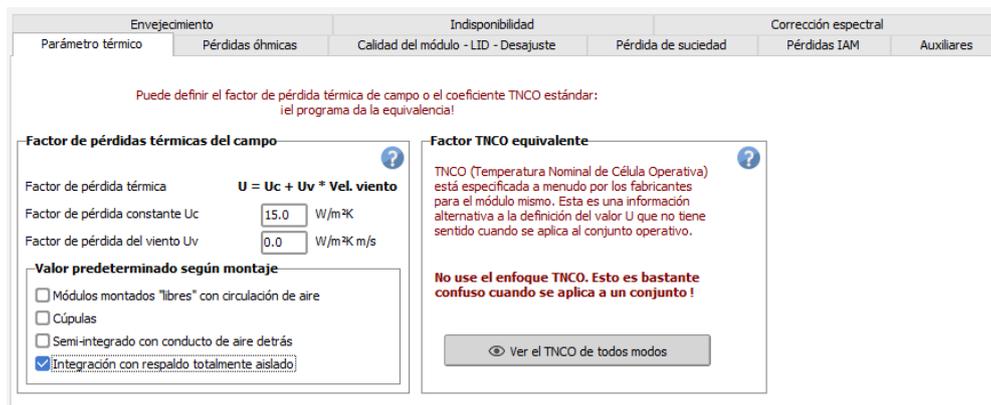
### 6.3.1 PÉRDIDAS TÉRMICAS

El programa PVsyst incorpora un modelo de pérdidas térmicas que se rige bajo la siguiente ecuación:

$$U = U_c + U_v * V_{viento}$$

Siendo U el factor de pérdida térmica,  $U_c$  el factor de pérdida constante,  $U_v$  el factor de pérdida del viento y  $V_{viento}$  la velocidad del viento.

Los parámetros  $U_c$  y  $U_v$  vienen predeterminados por el programa dependiendo del montaje de los paneles. En este caso al tratarse de una instalación coplanar con respaldo completamente aislado, PVsyst establece  $U_c = 15 \text{ W/m}^2\text{K}$  y  $U_v = 0 \text{ (W/m}^2\text{K m/s)}$ .



Envejecimiento      Indisponibilidad      Corrección espectral

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

Puede definir el factor de pérdida térmica de campo o el coeficiente TNCO estándar: ¡el programa da la equivalencia!

**Factor de pérdidas térmicas del campo** ?

Factor de pérdida térmica  $U = U_c + U_v * V_{viento}$

Factor de pérdida constante  $U_c$  15.0 W/m²K

Factor de pérdida del viento  $U_v$  0.0 W/m²K m/s

**Valor predeterminado según montaje**

Módulos montados "libres" con circulación de aire

Cúpulas

Semi-integrado con conducto de aire detrás

Integración con respaldo totalmente aislado

**Factor TNCO equivalente** ?

TNCO (Temperatura Nominal de Célula Operativa) está especificada a menudo por los fabricantes para el módulo mismo. Esta es una información alternativa a la definición del valor U que no tiene sentido cuando se aplica al conjunto operativo.

No use el enfoque TNCO. Esto es bastante confuso cuando se aplica a un conjunto !

Ver el TNCO de todos modos

*Ilustración 42. Pantalla de pérdidas por parámetro térmico (Fuente: PVsyst)*

### 6.3.2 PÉRDIDAS ÓHMICAS

En este apartado se definirán las pérdidas eléctricas debidas a la circulación de corriente por la instalación. Las pérdidas óhmicas están divididas en pérdidas en corriente continua y pérdidas en corriente alterna.

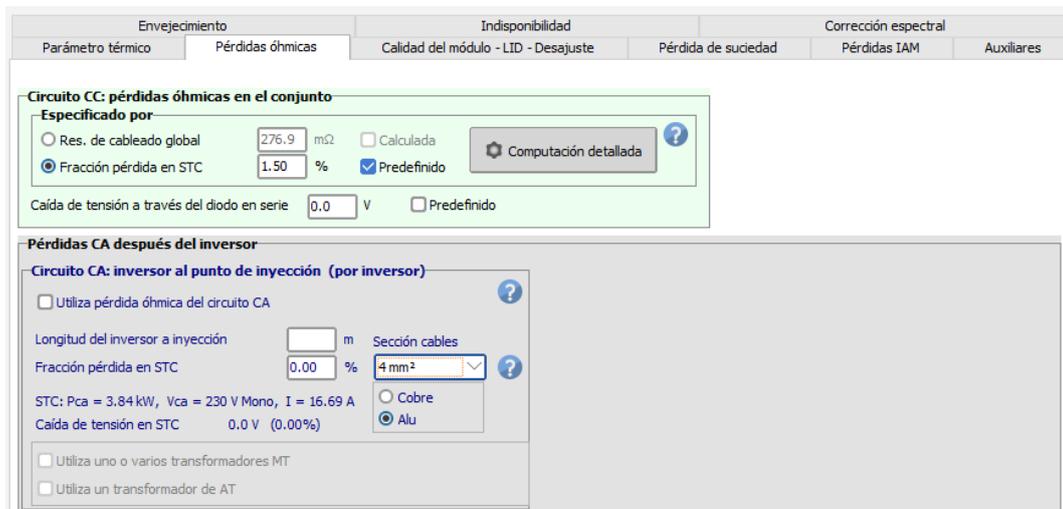
### 6.3.2.1 Pérdidas en corriente continua (CC)

Las pérdidas en corriente continua son aquellas que existen antes del inversor, es decir, entre los paneles solares y el inversor. Estas pérdidas se dan en los conductores que unen los paneles y el inversor.

El parámetro de pérdidas en CC también viene predeterminado por el programa en un parámetro llamado “Fracción pérdida en STC” y son de un 1,5%.

### 6.3.2.2 Pérdidas en corriente alterna (CA)

Las pérdidas en CA son aquellas que se dan entre el inversor y el consumo o la red. Hay que definir la sección del cable, que será de unos 4 mm<sup>2</sup> y el material del cable, que será de aluminio.



*Ilustración 43. Pantalla de pérdidas óhmicas (Fuente: PVsyst)*

### 6.3.3 PÉRDIDAS POR LA CALIDAD DEL MÓDULO, LID Y DESAJUSTE

En este apartado se definen tres tipos de pérdidas que se irán explicando individualmente.

#### 6.3.3.1 Pérdidas por la calidad del módulo

Las pérdidas por la calidad del módulo son aquellas pérdidas que también se conocen como pérdidas por degradación. Estas pérdidas deben ser bajas, ya que implica que el fabricante

garantiza al cliente una eficiencia y funcionamiento adecuado a lo largo de toda la vida útil del panel.

Un valor adecuado para este tipo de pérdidas es de un 0.3%.

### 6.3.3.2 Pérdidas LID

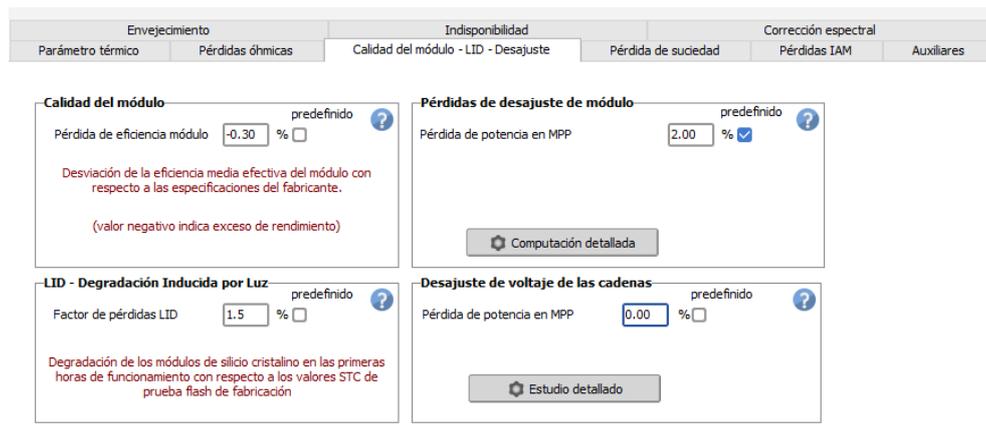
Las pérdidas LID (*Light Induced Degradation*), pérdidas de degradación por luz inducida en español, son aquellas pérdidas que se producen durante los primeros meses en los que los paneles están expuestos a la luz solar. Estas pérdidas se deben a impurezas en las células de silicio debidas a reacciones con elementos como el oxígeno [16].

Estas pérdidas rondan el 1.5%.

### 6.3.3.3 Pérdidas por desajuste

Las pérdidas por desajuste, o también conocidas como *mismatch*, se producen cuando se unen paneles en serie. Al estar en serie, estas pérdidas tienen un carácter pesimista ya que las pérdidas siempre serán las del peor elemento.

Un valor típico para pérdidas por desajuste es del 2%.



The screenshot shows the 'Indisponibilidad' (Availability) tab in PVsyst, specifically the 'Calidad del módulo - LID - Desajuste' (Module Quality - LID - Mismatch) section. It is divided into four sub-sections:

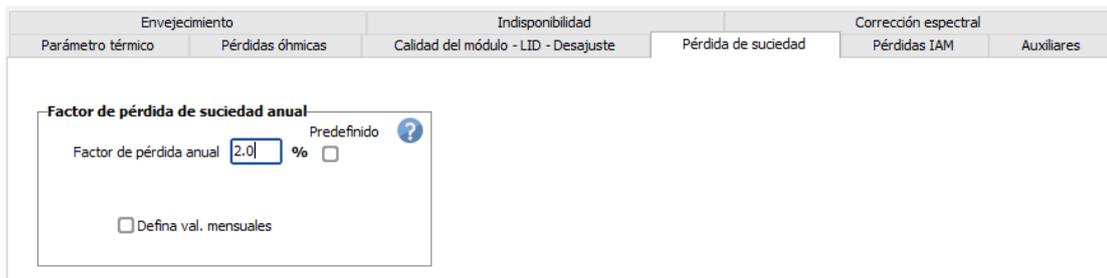
- Calidad del módulo** (Module Quality): 'Pérdida de eficiencia módulo' (Module efficiency loss) is set to -0.30%. Description: 'Desviación de la eficiencia media efectiva del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante. (valor negativo indica exceso de rendimiento)'.
- Pérdidas de desajuste de módulo** (Module mismatch losses): 'Pérdida de potencia en MPP' (MPP power loss) is set to 2.00%. Description: 'Computación detallada' (Detailed calculation).
- LID - Degradación Inducida por Luz** (Light Induced Degradation): 'Factor de pérdidas LID' (LID loss factor) is set to 1.5%. Description: 'Degradación de los módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores STC de prueba flash de fabricación'.
- Desajuste de voltaje de las cadenas** (String voltage mismatch): 'Pérdida de potencia en MPP' (MPP power loss) is set to 0.00%. Description: 'Estudio detallado' (Detailed study).

Ilustración 44. Pantalla de pérdidas por calidad del módulo, LID y desajuste (Fuente: PVsyst)

### 6.3.4 PÉRDIDAS POR SUCIEDAD

Las pérdidas por suciedad se refieren a partículas en el aire como contaminación o polvo que se acumulan en los paneles, generando suciedad y provocando pérdidas y disminuyendo el rendimiento. Estas pérdidas se reducen limpiando el panel, ya sea de forma manual de manera regular o por lluvia.

Estas pérdidas no se pueden obviar ya que es inevitable que haya un mínimo de suciedad, por lo que un valor coherente es de un 2%.

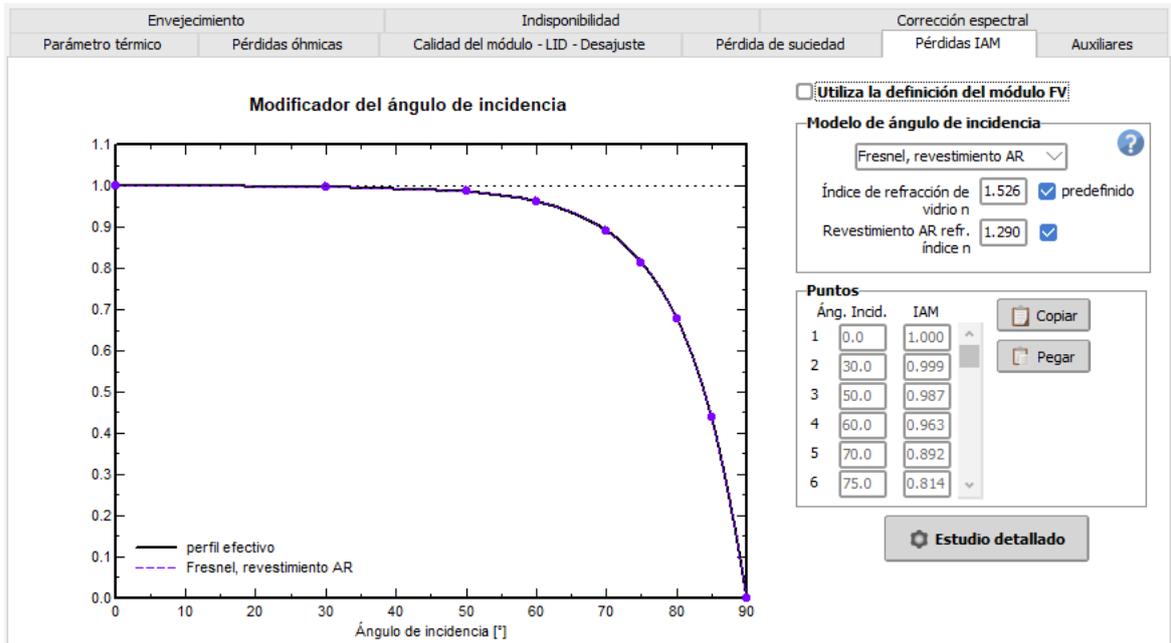


*Ilustración 45. Pantalla pérdidas de suciedad (Fuente: PVsyst)*

### 6.3.5 PÉRDIDAS IAM

Las pérdidas IAM (*Incidence Angle Modifier*) hacen referencia a las pérdidas por el ángulo de incidencia de la luz solar, en español se denominan modificador por ángulo de incidencia. El ángulo de incidencia es el que se forma entre los rayos del sol y la normal a la superficie del panel. Cuanto menor sea el ángulo, la luz incide de manera óptima en el panel, reflejando menos luz solar. Estas pérdidas se pueden reducir optando por revestimientos anti reflectantes.

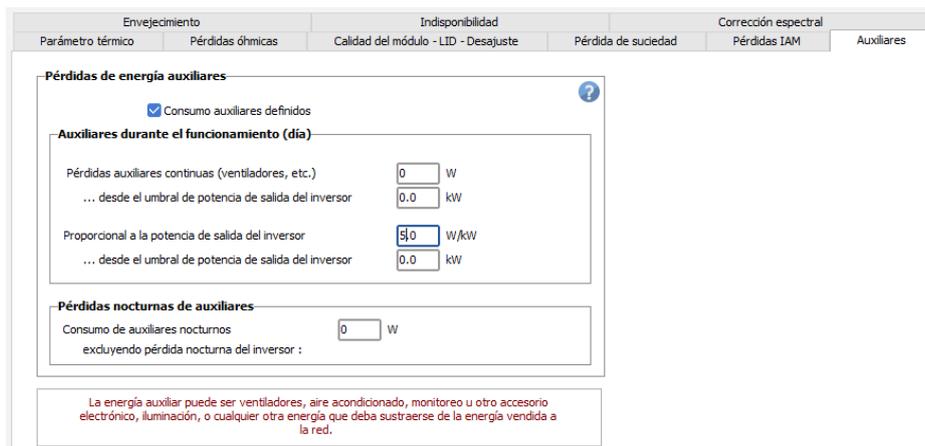
El programa permite seleccionar el modelo “Fresnel revestimiento AR”, que introduce los parámetros del índice de refracción del vidrio y del revestimiento antireflectante. Además, el programa dispone un modelo para determinar las pérdidas en función del ángulo de incidencia.



*Ilustración 46. Pantalla pérdidas IAM (Fuente: PVsyst)*

### 6.3.6 PÉRDIDAS AUXILIARES

Las pérdidas auxiliares se deben a equipos externos a la instalación. En este apartado se tendrán en cuenta únicamente las pérdidas proporcionales a la salida del inversor, que serán de 5 W/kW.



*Ilustración 47. Pantalla de pérdidas auxiliares (Fuente: PVsyst)*

### 6.3.7 PÉRDIDAS POR ENVEJECIMIENTO

Las pérdidas por envejecimiento son inevitables ya que la eficiencia de los paneles va disminuyendo con el transcurso del tiempo, degradando el funcionamiento.

Para calcular estas pérdidas con PVsyst, hay que introducir unos parámetros para el año 1 y el programa se encarga de simular la degradación a lo largo de la vida útil de la instalación. Para ello será necesario introducir un valor para el “Factor de degradación promedio”. Un valor coherente es de in 0.45%. Los otros parámetros “Dispersión Imps RMS” y “Dispersión Vmp RMS” serán despreciables.

El programa genera una gráfica que simula la caída de eficiencia de la instalación, como se puede observar en la Ilustración 48.

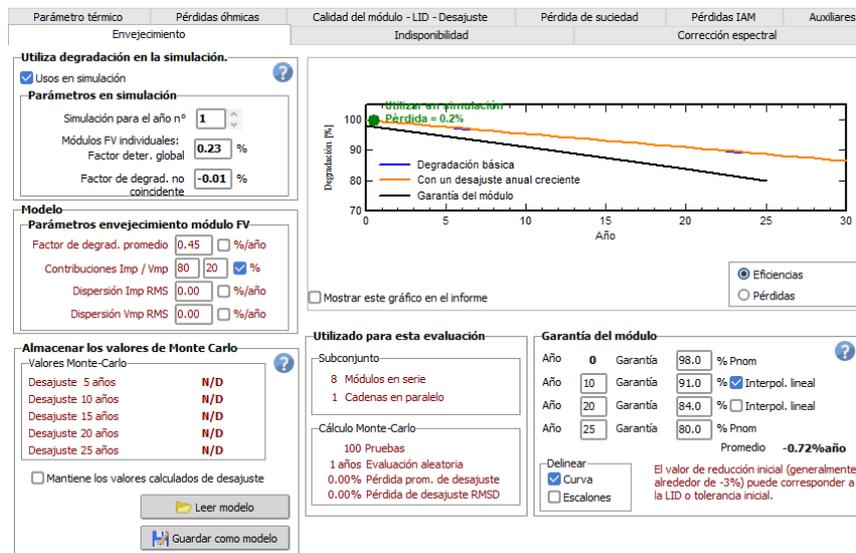


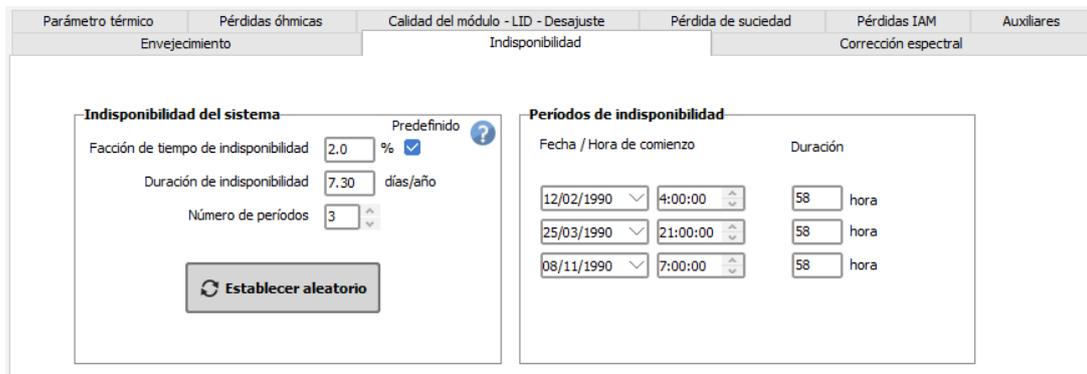
Ilustración 48. Pantalla de pérdidas por envejecimiento (Fuente: PVsyst)

### 6.3.8 PÉRDIDAS POR INDISPONIBILIDAD

Las pérdidas por indisponibilidad representan las pérdidas cuando el panel no se encuentra operativo por labores de mantenimiento y limpieza. Se estima que estas pérdidas representan

un 2% total del año. Este porcentaje representa un tiempo de inactividad de 7,3 días, distribuidos en 3 periodos de 58 horas cada uno.

El programa requiere que se introduzcan los días en los que realizará el mantenimiento, pero también permite que sean aleatorios. Estos periodos son el 12 de febrero, el 25 de marzo y el 8 de noviembre.



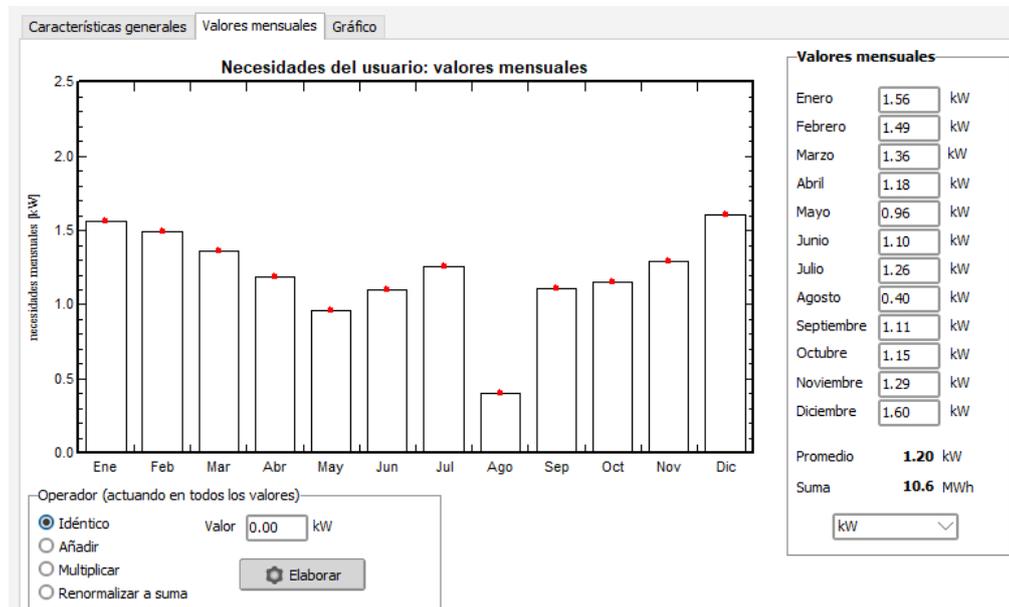
Indisponibilidad del sistema	Periodos de indisponibilidad								
Fracción de tiempo de indisponibilidad: 2.0 % Duración de indisponibilidad: 7.30 días/año Número de periodos: 3 <input type="button" value="Establecer aleatorio"/>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Fecha / Hora de comienzo</th> <th>Duración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12/02/1990 4:00:00</td> <td>58 hora</td> </tr> <tr> <td>25/03/1990 21:00:00</td> <td>58 hora</td> </tr> <tr> <td>08/11/1990 7:00:00</td> <td>58 hora</td> </tr> </tbody> </table>	Fecha / Hora de comienzo	Duración	12/02/1990 4:00:00	58 hora	25/03/1990 21:00:00	58 hora	08/11/1990 7:00:00	58 hora
Fecha / Hora de comienzo	Duración								
12/02/1990 4:00:00	58 hora								
25/03/1990 21:00:00	58 hora								
08/11/1990 7:00:00	58 hora								

*Ilustración 49. Pantalla de pérdidas por indisponibilidad (Fuente: PVSyst)*

## 6.4 AUTOCONSUMO

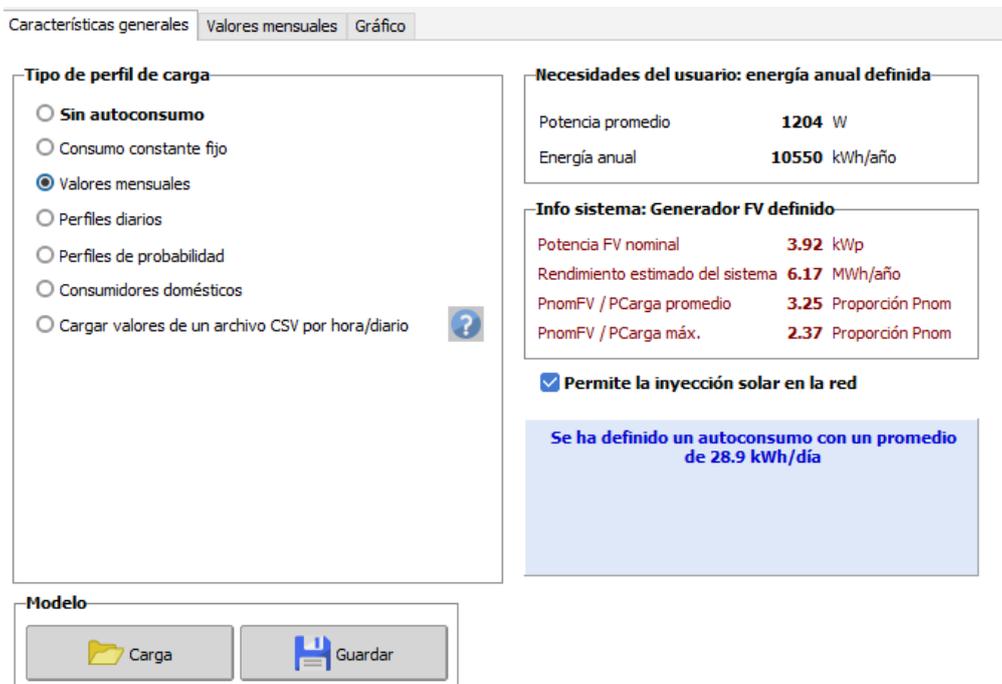
En este apartado se deberá introducir el consumo eléctrico de la vivienda para que el programa estime las necesidades del usuario y defina un autoconsumo promedio diario. El programa permite introducir los datos del consumo de la vivienda de varias maneras como valores mensuales, valores diarios, cargando un archivo CSV por hora/diario o un consumo constante fijo.

Como ya se ha hablado anteriormente, para modelar esta instalación se usará el promedio mensual de los últimos 4 años. Sería más conveniente cargar un archivo CSV con los valores horarios, sin embargo, como ya se vio, el consumo variaba de manera considerable dependiendo del año, por lo que escoger un único año no sería representativo.



*Ilustración 50. Pantalla valores mensuales (Fuente: PVsyst)*

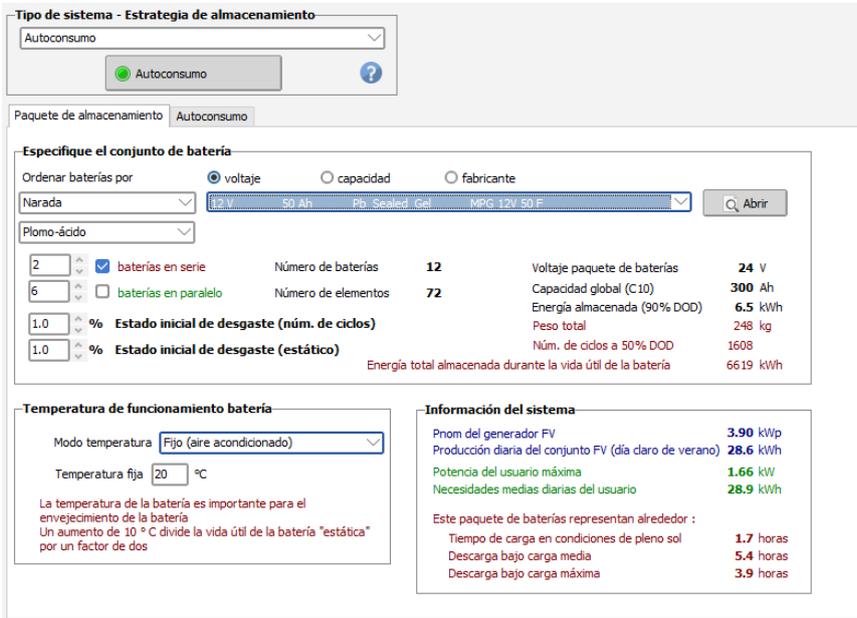
Una vez se han introducido los datos mensuales, el programa calcula un autoconsumo promedio diario. En este caso este valor es de 28,9 kWh/día.



*Ilustración 51. Pantalla autoconsumo (Fuente: PVsyst)*

## 6.5 ALMACENAMIENTO

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, algunas instalaciones irán dotadas de baterías para almacenar parte de la energía para un consumo posterior. En este proyecto una de las opciones que se analizará es precisamente la rentabilidad de instalar una batería. Se ha elegido una potencia total de 6,5 kWh de 24V que el programa nos indica que está formada por 12 baterías, 2 en paralelo y 6 en serie, pero adquiriendo una única batería de 6,5 kWh equivaldría ya que el mercado de las baterías funciona por capacidad de la batería.



**Tipo de sistema - Estrategia de almacenamiento**  
Autoconsumo

Paquete de almacenamiento: Autoconsumo

**Especifique el conjunto de batería**

Ordenar baterías por:  voltaje  capacidad  fabricante

Narada | 12 V | 50 Ah | Pb, Sealed, Gel | MPG 12V 50 F |

Plomo-ácido

2	<input checked="" type="checkbox"/> baterías en serie	Número de baterías	12	Voltaje paquete de baterías	24 V
6	<input type="checkbox"/> baterías en paralelo	Número de elementos	72	Capacidad global (C10)	300 Ah
1.0	% Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos)			Energía almacenada (90% DOD)	6.5 kWh
1.0	% Estado inicial de desgaste (estático)			Peso total	248 kg
				Núm. de ciclos a 50% DOD	1608
				Energía total almacenada durante la vida útil de la batería	6619 kWh

**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**

Prom del generador FV	3.90 kWp
Producción diaria del conjunto FV (día claro de verano)	28.6 kWh
Potencia del usuario máxima	1.66 kW
Necesidades medias diarias del usuario	28.9 kWh

Este paquete de baterías representan alrededor :

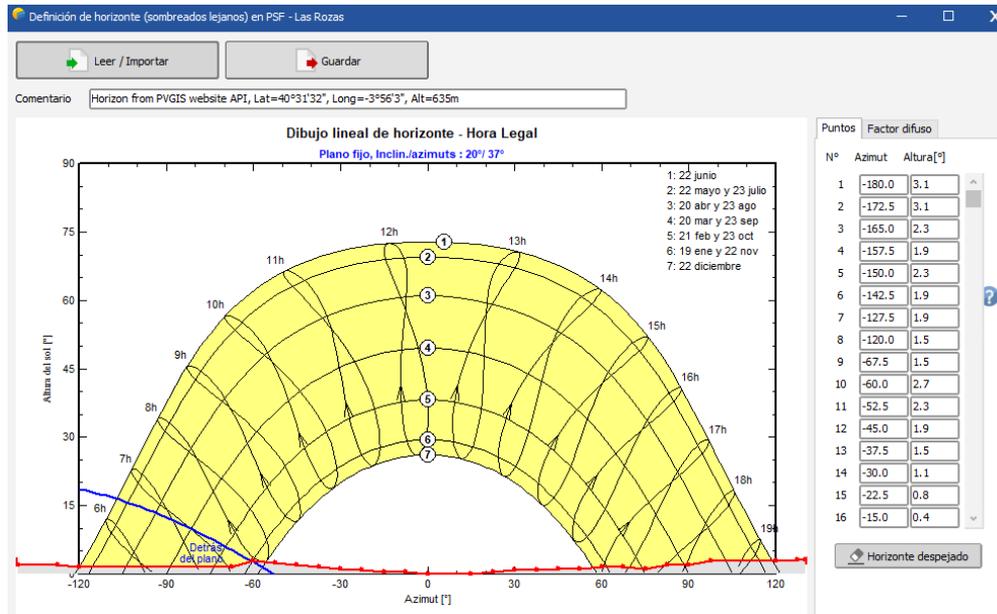
Tiempo de carga en condiciones de pleno sol	1.7 horas
Descarga bajo carga media	5.4 horas
Descarga bajo carga máxima	3.9 horas

Ilustración 52. Pantalla almacenamiento (Fuente: PVsyst)

## 6.6 HORIZONTE

En este apartado se calcularán las pérdidas debidas a sombreados lejanos que se proyectan sobre la instalación en algún momento del día según la posición del sol. Como se puede ver en la Ilustración 53, el programa genera una gráfica de la trayectoria solar sobre la instalación a lo largo del año. Esta gráfica muestra la altura solar horaria en función del ángulo de azimut. La gráfica se genera a partir de las coordenadas de localización de la instalación, el azimut, la inclinación de la instalación y las bases de datos meteorológicas.

Como se puede observar, prácticamente no hay sombras incidentes en la instalación, ya que el horizonte está despejado, por lo que las pérdidas serán casi nulas.



*Ilustración 53. Pantalla horizonte (Fuente: PVsyst)*

## 6.7 SOMBREADOS CERCANOS

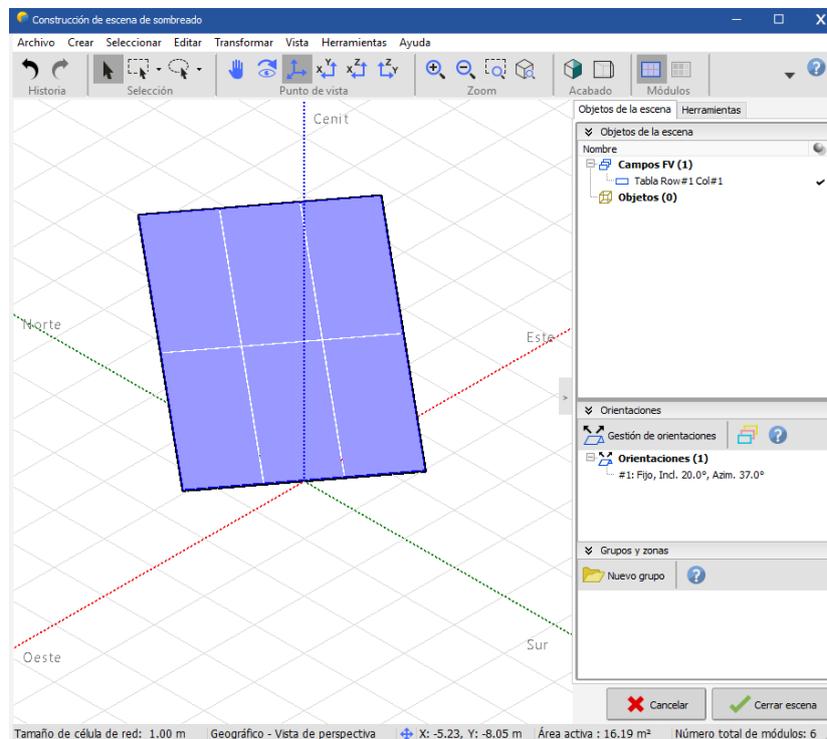
Este apartado es de gran utilidad cuando la instalación está ubicada en un lugar en el que puede recibir sombras proyectadas de elementos cercanos como árboles o edificios más altos. Es importante tener en cuenta los sombreados cercanos ya que disminuyen la energía generada por el panel y, por lo tanto, el rendimiento del panel disminuye a su vez. Para ello, PVsyst tiene esta herramienta en la que se realiza un modelo en 3D de la instalación, donde está ubicada y los alrededores del emplazamiento.

Sin embargo, esta instalación no va a recibir sombras ya que la fachada donde estarán situados los paneles solares no recibe sombra en ningún momento del día.



*Ilustración 54. Pantalla de sombreados cercanos (Fuente: PVsyst)*

En la siguiente ilustración, se puede observar el modelado en 3D de la instalación, con la orientación e inclinación definidas. Esta herramienta permite seleccionar la disposición de los paneles pudiendo ser todos en serie o combinar en serie y en paralelo.



*Ilustración 55. Modelado en 3D de la instalación (Fuente: Pvsyst)*

## **6.8 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN**

Una vez introducidos todos los datos e información necesaria Pvsyst puede simular la instalación de manera precisa y aportar datos como la generación de energía, las diferentes pérdidas, la energía que se consume y la energía que se vierte a la red, entre otra información.

Se harán varias simulaciones con distintas potencias pico y nominal para ver qué instalación es la mas conveniente en términos de generación de energía. Para modificar la potencia de pico hay dos maneras: para el mismo número de paneles solares bajar la potencia pico del panel o mantener la misma potencia pico y reducir el número de paneles. Se optará por la opción dos ya que actualmente el precio por kWp es bajo por lo que compensa mantener paneles con potencia pico elevada. La potencia nominal de la instalación se variará modificando la potencia nominal del inversor.

Se quiere siempre que la proporción  $P_{pico}/P_{nom}$  siempre sea menor de 2. Se recomienda no superar la ratio de 2 ya que no es conveniente sobrecargar el inversor porque eso conlleva mayores pérdidas en la instalación.

Por otro lado, también es conveniente que la proporción energía exportada/importada también sea menor de 2. Esto es porque las compañías eléctricas compran la energía que se vierte a la red a un precio que es aproximadamente la mitad de lo que se cobra el kW en las facturas eléctricas. A priori puede parecer que es conveniente verter toda la energía que se pueda para recibir mayores compensaciones en la factura. Sin embargo, esto no es correcto ya que las compañías compensan económicamente hasta que la factura se hace cero, por lo que seguir vertiendo energía significa que la compañía está adquiriendo esa energía de manera gratuita.

La instalación tiene el inconveniente de que está limitada por el área en la que irán instalados los paneles, que es de 16 m<sup>2</sup>. Las dimensiones de los paneles son de aproximadamente 2x1 m<sup>2</sup> por lo que caben 6 paneles máximo.

La primera instalación que se ha simulado es en la que se ha conseguido la máxima potencia pico posible, de 3,9 kWp y 3,6 kW nominales. La potencia pico se ha conseguido con 6 paneles de 650 Wp y se tiene una proporción  $P_{pico}/P_{nom}$  de 1,08.

La instalación es la de la Ilustración 55 mostrada en la página anterior.

Con este diseño se han conseguido los siguientes valores de energía mostrados en la Tabla 11.

<b>Flujos de Energía Anuales (kWh/año)</b>	
Consumo total	10.550
Autoconsumo instantáneo	3.526
Exportación de Energía (Excedentes)	2.534
Importación de Energía (Consumo de red)	7.025
Generación total	6.060

*Tabla 11. Datos energéticos de la instalación de 3,9 kWp y 3,6 kW nominales*

La instalación va a generar 6.060 kW/año, más de la mitad de la energía que se consume en la vivienda. De la energía generada, más de la mitad se va a autoconsumir de manera instantánea por lo que es una propuesta atractiva. Además, la ratio de exportación/importación es menor de 2, por lo que no hay indicios claros para descartar este diseño sin comparar con otros diseños.

Para este mismo caso se ha planteado la opción de instalar una batería de 6,5 kWh para almacenar parte de la energía generada. Esta opción se ha valorado para reducir la cantidad de energía vertida a la red, ya que, aunque fuese a ser compensada en la factura eléctrica, se quiere ver si es rentable económicamente almacenar energía y consumirla por la noche, por ejemplo.

Los datos de la simulación se recogen a continuación en la tabla que se muestra. Lo único que se ha modificado ha sido el añadir la batería, el resto de los parámetros como número y potencia pico de los paneles y potencia del inversor se ha mantenido igual.

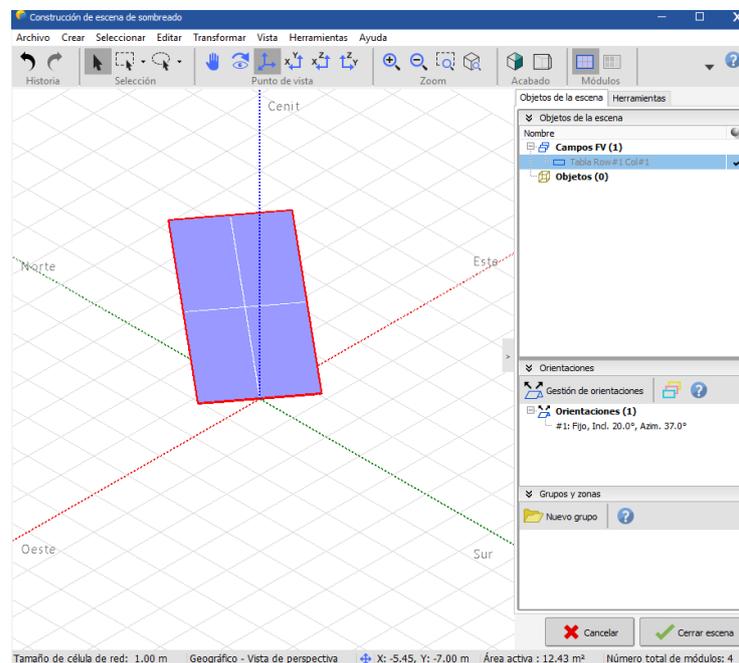
La energía almacenada representa un 24,7% de la energía total generada.

<b>Flujos de Energía Anuales (kWh/año)</b>	
Consumo total	10.550
Autoconsumo instantáneo	3.368,2
Energía almacenada	1.445,8
Exportación de Energía (Excedentes)	1.039,6
Importación de Energía (Consumo de red)	5.736,4
Generación total	5.853,6

*Tabla 12. Datos energéticos de la instalación de 3,9 kWp y 3,6 kW nominales con batería*

La situación energética difiere significativamente respecto al caso sin batería. Se generan 200 kWp menos, pero la energía autoconsumida se dispara, la energía que se vierte a la red baja hasta la mitad y la que se importa desde la red también disminuye. Esta opción a pesar de resultar muy atractiva debe valorarse económicamente y analizar si compensan los ahorros en la factura con el coste de la batería, que resulta bastante elevado.

Se ha simulado una instalación con menor potencia pico con el fin de analizar si es conveniente generar y verter menos energía. En este caso la instalación es de 2,6 kWp y 2,5 kW nominales. Para reducir la potencia pico del campo de paneles se ha optado por reducir de 6 a 4 el número de módulos, manteniendo la potencia pico de 650 Wp. La proporción Ppico/Pnom sigue siendo aceptable, con un valor de 1.04. El área que ocupa la instalación es ahora de 12 m<sup>2</sup>. La instalación se puede observar en la ilustración siguiente.



*Ilustración 56. Diseño 3D de la instalación de 2,6 kWp y 2,5 kW nominales*

Al realizar la simulación se han obtenido los siguientes datos energéticos mostrados en la Tabla 13.

<b>Flujos de Energía Anuales (kWh/año)</b>	
Consumo total	10.550
Autoconsumo instantáneo	3.066
Exportación de Energía (Excedentes)	972,8
Importación de Energía (Consumo de red)	7.484
Generación total	4.038,8

*Tabla 13. Datos energéticos de la instalación de 2,6 kWp y 2,5 kW nominales*

Dado el consumo total que tiene la vivienda, esta instalación no resulta atractiva ya que genera bastante menos y no se vierte demasiada energía por lo que la compensación no será muy significativa teniendo en cuenta los casos anteriores. Además, se debería seguir importando el 70% de la energía en comparación por lo que no es un caso que resulte interesante.

## **6.9 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DEL DISEÑO**

Por lo tanto, la opción elegida será la instalación de 3,9 kWp y 3,6 kW nominales. En el capítulo siguiente se cuantificará la inversión para con batería y sin batería y se decidirá en base al criterio económico que instalación es la más rentable. Dado que, salvo por la batería, el resto de la instalación es igual, se va a proceder a la elección de los componentes que constituirán la instalación.

### **6.9.1 PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS**

Se han realizado un par de simulaciones adicionales con distintos fabricantes para analizar si existen diferencias significativas en la generación de energía. Los fabricantes escogidos han sido Longi Solar, Trina Solar y JA Solar. Las unidades de la tabla son de kWh/año.

<i>Fabricante del panel</i>	<i>Longi Solar</i>	<i>Trina Solar</i>	<i>JA Solar</i>
Autoconsumo instantáneo	3526	3528	3525
Exportación de Energía (Excedentes)	2534	2534	2534
Importación de Energía (Consumo de red)	7025	7024,6	7024
Generación total	6060	6062	6059

*Tabla 14. Comparación fabricantes de paneles (Fuente: PVsyst)*

Los tres fabricantes generan la misma cantidad de energía prácticamente por lo que será indistinto seleccionar uno u otro en base a este criterio. En términos económicos y de disponibilidad Longi Solar es la más adecuada. Los tres fabricantes ofrecen garantía y

durabilidad, sin embargo, Trina Solar es más cara que las otras dos por lo que, para generar la misma cantidad de energía se escogerá una opción más económica. JA Solar pese a su gran auge en el mercado y buena posición, no está ampliamente disponible aun en el mercado español, por lo que sería difícil conseguir paneles de esta marca.

Se usarán 6 paneles solares de la marca Longi Solar y modelo 650 Wp de silicio monocristalino, LR8-66HYD-650M.

### 6.9.2 INVERSOR

Para escoger el inversor pasa lo mismo que con los fabricantes de los paneles solares, que la generación de energía es prácticamente la misma como se puede ver en la Tabla 15. Las unidades de los valores de la tabla son de kWh/año.

<i>Marca del inversor</i>	<i>Solis</i>	<i>Huawei Technologies</i>	<i>Solax Power</i>
Autoconsumo instantáneo	3526	3525	3526
Exportación de Energía (Excedentes)	2534	2534	2534
Importación de Energía (Consumo de red)	7025	7025	7025
Generación total	6060	6059	6060

*Tabla 15. Comparación marcas de inversores solares (Fuente: PVsyst)*

Las tres marcas ofrecen la misma generación de energía y eficiencia, por lo que se escogerá la más económica, siendo Solis esa marca. Se optará por un inversor de 3,6 kW nominales y modelo S6-GR1P3.6K-S.

### 6.9.3 BATERÍA

Para la batería se ha optado finalmente por un modelo de la marca Huawei, concretamente el modelo LUNA2000-7-S1 de potencia ente 6,5 kWh y 6,9 kWh. Huawei es una gran empresa comprometida con la tecnología por lo que sus productos garantizan calidad a un precio asequible dentro del marco de que los precios de las baterías y demás elementos son caros.

## **Capítulo 7. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y ESTUDIO**

### **ECONÓMICO**

En este capítulo se presentará el informe de la simulación realizada con PVsyst con los módulos fotovoltaicos, el inversor y la posible batería por los que se ha optado finalmente para la instalación. Este informe será crucial para analizar los resultados que se esperan durante el primer año de utilización de la instalación y durante la vida útil. Se realizará también un estudio económico para evaluar la viabilidad del proyecto y elegir qué diseño es el elegido para la instalación. Finalmente, se estudiará el proceso de legalización de la instalación

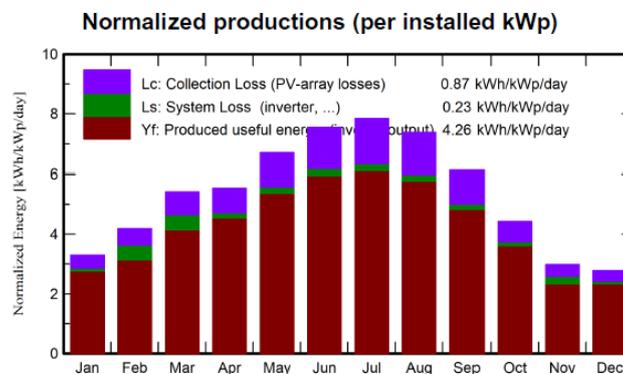
Dado que se tienen dos casos de estudio, se irán estudiando simultáneamente para ir teniendo una comparativa visual de las diferencias entre ambos diseños. A modo de aclaración, siguiendo con el orden que se ha establecido en el capítulo anterior, para evitar confusiones se tratará siempre en primer lugar el caso sin batería y la segunda opción será el caso con batería.

#### **7.1 RESULTADOS DURANTE EL PRIMER AÑO**

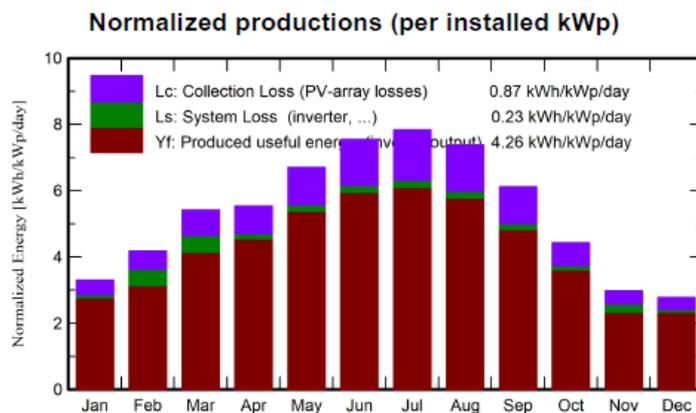
Una vez se han introducido todos los parámetros que el PVsyst requiere, se puede proceder a realizar la simulación de la instalación fotovoltaica. Los resultados de la simulación se presentan en un PDF a modo de informe en el que se detalla la información técnica como el área que se requiere, el número de paneles, la energía que se genera, etc... Los informes de PVsyst están altamente reconocidos en la industria fotovoltaica y se consideran bastante fiables, por lo que, por ejemplo, servirían para pedir un préstamo en un banco para instalar los paneles.

A continuación, se analizarán las partes que componen el informe. El informe contiene los datos para el año 1 de la instalación.

Lo primero que se analizarán son la Gráfica 15 y la Gráfica 16 en las que se muestra desglosada la producción diaria de energía para cada mes del año. En las gráficas se aprecian 3 colores distintos, siendo el granate la energía útil producida, el verde las pérdidas del sistema y el morado las pérdidas de captación de la energía.



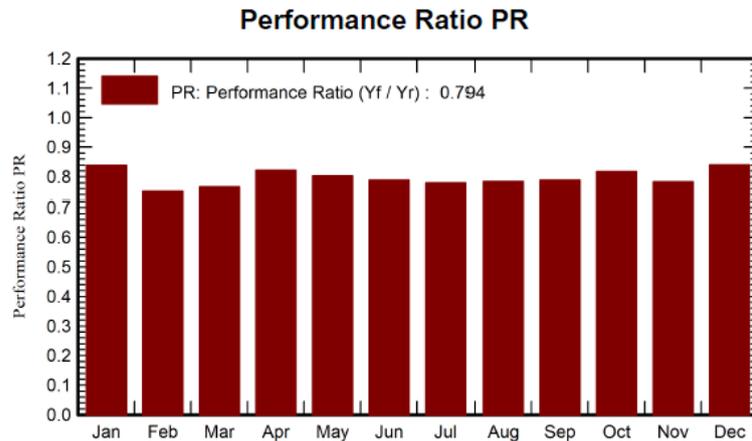
Gráfica 15. Desglose de la energía producida y las pérdidas para el caso sin batería (Fuente: PVsyst)



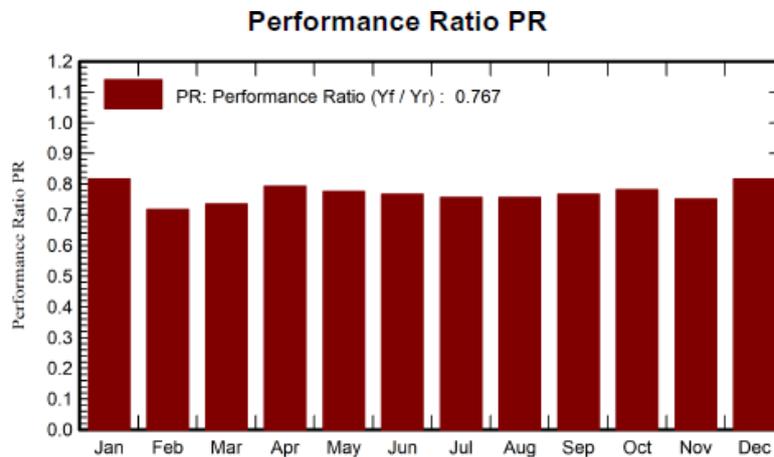
Gráfica 16. Desglose de la energía producida y las pérdidas para el caso con batería (Fuente: PVsyst)

A simple vista no se aprecian variaciones considerables entre uno y otro caso. Los meses de verano son los meses en los que más energía se produce y también son aquellos en los que se registran más pérdidas en el sistema. Por el contrario, durante los meses de invierno se genera la menor energía registrada y se tienen menores pérdidas.

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



Gráfica 17. Rendimiento mensual de la instalación sin batería (Fuente: PVsyst)



Gráfica 18. Rendimiento mensual de la instalación con batería (Fuente: PVsyst)

Una vez más, el comportamiento de ambos casos es prácticamente idéntico. El rendimiento mensual promedio ronda el 0,75 y se distribuye de manera similar durante todos los meses.

El programa genera una tabla como la siguiente que se trata de un balance energético mensual. Las primeras columnas son la GHI, DHI y la temperatura ambiente y dos parámetros de irradiancia: la radiación global incidente y la radiación global efectiva. Las columnas siguientes tratan sobre la energía de que se obtiene con los paneles y se divide en

aquella que será autoconsumida y aquella que será vertida a la red. También se muestra la energía que seguiría haciendo falta consumir de la red. Esta información es la que se ha recopilado en la Tabla 11 y la Tabla 12 del capítulo anterior para ver la información energética de ambos casos.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	72.7	24.05	4.95	102.2	95.2	347	1161	280	55	882
February	91.4	29.10	7.40	117.3	110.9	398	1004	265	79	739
March	143.6	48.55	10.20	168.1	159.5	564	1012	338	165	674
April	158.3	69.30	12.10	166.2	157.8	553	853	329	204	524
May	208.4	73.20	17.55	207.8	197.3	676	716	319	331	396
June	230.5	67.40	23.50	226.2	215.4	723	793	369	328	424
July	243.8	57.90	26.00	243.1	231.9	766	935	424	315	511
August	216.7	54.10	24.00	228.7	217.9	726	299	147	552	152
September	161.6	44.00	22.35	183.7	174.6	587	800	308	258	492
October	112.0	40.85	15.45	137.3	129.9	454	856	280	158	577
November	67.5	28.50	9.00	89.7	84.0	304	929	214	60	715
December	60.7	23.40	5.59	86.3	80.4	294	1192	253	30	939
Year	1767.1	560.35	14.88	1956.5	1854.8	6392	10550	3526	2534	7024

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

Tabla 16. Resultados mensuales para el caso sin batería (Fuente: PVsyst)

Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	72.7	24.05	4.95	102.2	95.2	347	1161	325	0.0	836
February	91.4	29.10	7.40	117.3	110.9	398	1004	328	0.4	676
March	143.6	48.55	10.20	168.1	159.5	564	1012	458	24.8	554
April	158.3	69.30	12.10	166.2	157.8	553	853	446	68.3	408
May	208.4	73.20	17.55	207.8	197.3	676	716	473	155.7	243
June	230.5	67.40	23.50	226.2	215.4	723	793	533	143.6	260
July	243.8	57.90	26.00	243.1	231.9	766	935	582	135.3	353
August	216.7	54.10	24.00	228.7	217.9	726	299	296	379.2	3
September	161.6	44.00	22.35	183.7	174.6	587	800	450	99.7	350
October	112.0	40.85	15.45	137.3	129.9	454	856	386	32.1	470
November	67.5	28.50	9.00	89.7	84.0	304	929	262	0.6	667
December	60.7	23.40	5.59	86.3	80.4	294	1192	275	0.0	917
Year	1767.1	560.35	14.88	1956.5	1854.8	6392	10550	4814	1039.6	5736

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

Tabla 17. Resultados mensuales para el caso con batería (Fuente: PVsyst)

A pesar de haber hablado sobre los valores acumulados para el año, es interesante ver el desglose mensual ya que se aprecia como en los meses más calurosos la energía autoconsumida y la energía vertida a la red aumenta dado que se genera más y la importada de la red disminuye mientras que en los meses de invierno pasa lo opuesto.

El informe incorpora un diagrama de Sankey, que ilustra las pérdidas que tiene la instalación, así como la distribución final de energía, como en los resultados desglosados presentados anteriormente.

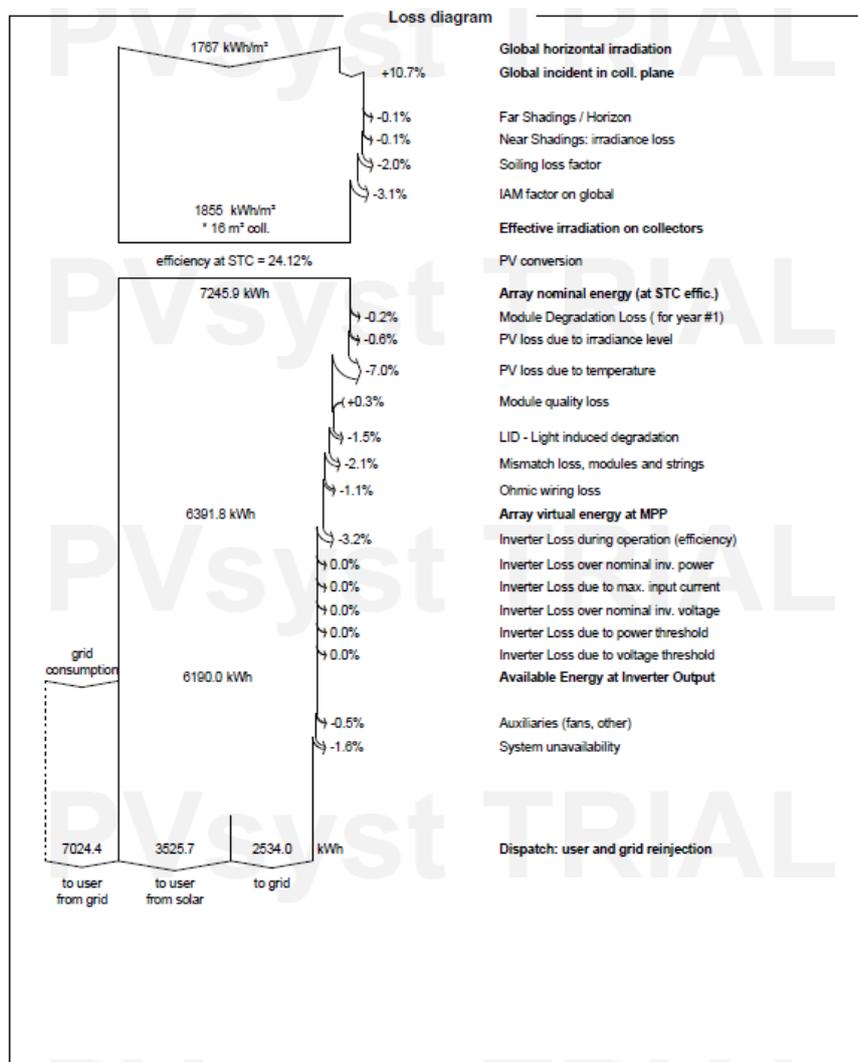


Ilustración 57. Diagrama de Sankey de la instalación sin batería (Fuente: PVsyst)

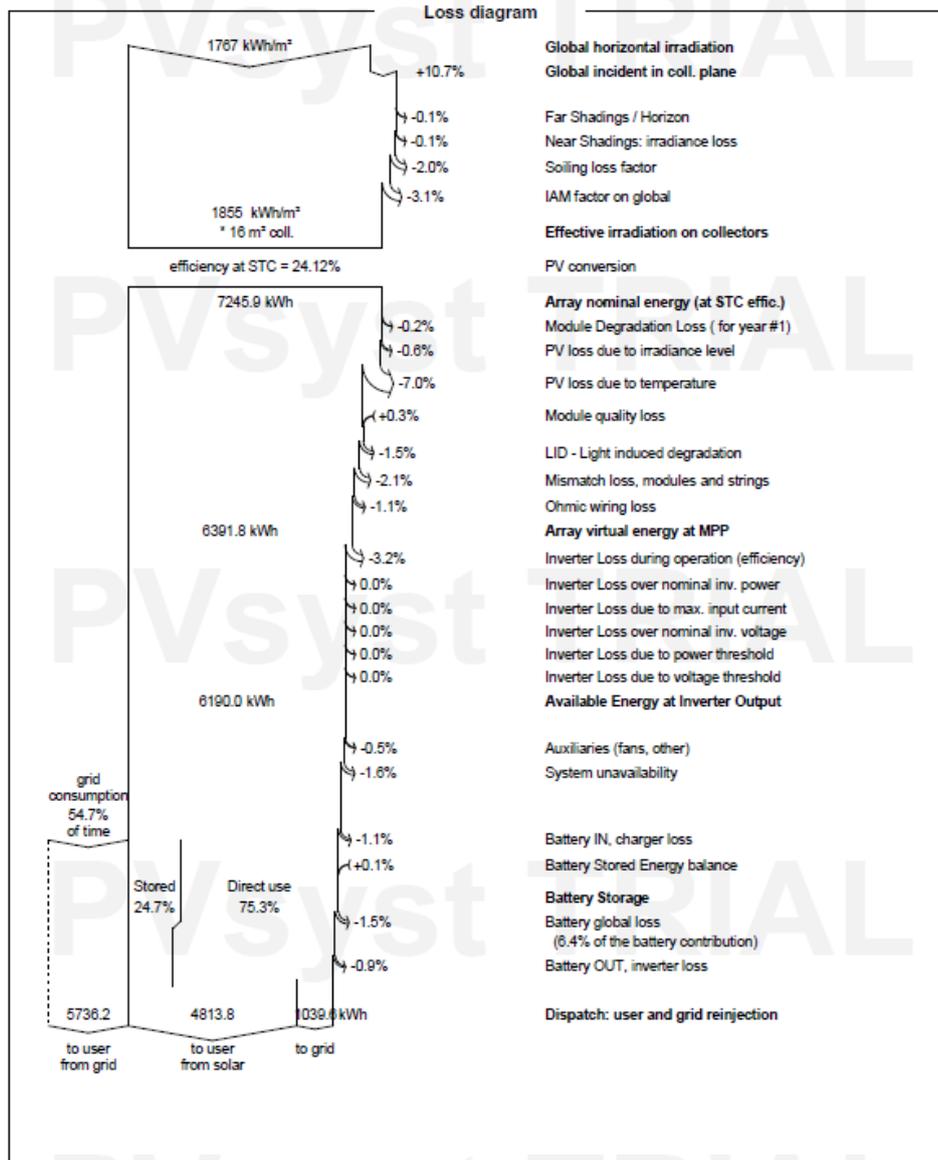
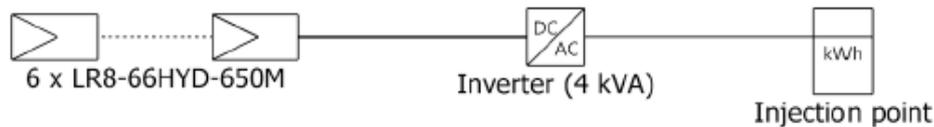


Ilustración 58. Diagrama de Sankey de la instalación con batería (Fuente: PVsyst)

En ambos diagramas se observa muy bien de manera visual la proporción de energía que se va perdiendo a lo largo del sistema y cómo se aprovecha finalmente la energía que se genera. En el caso de la instalación con la batería, se indica que la energía almacenada constituirá el 24,7% de la energía producida después de las pérdidas y se aprecia que la energía que se verterá a la red es una pequeña parte de la que se autoconsumirá.

El inversor tendrá unas pérdidas del 3,2%, por lo que es un valor aceptable.

Finalmente, PVsyst proporciona un diagrama unifilar de la instalación que es el mismo para ambos casos.



*Ilustración 59. Diagrama unifilar de la instalación (Fuente: PVsyst)*

## **7.2 RESULTADOS A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL DE LA INSTALACIÓN**

A pesar de haber analizado los datos que se obtienen para el año 1 de la instalación, es importante estudiar cómo va a evolucionar la potencia que se genera y las pérdidas a lo largo de toda la vida útil de la instalación. Cabe de esperar que la energía se produce vaya disminuyendo año tras año debido a la degradación de los equipos.

Para cuantificar la disminución anual de energía generada, se realizará una simulación para los años 1, 5, 10, 15, 20, 25 y 30 y se interpolarán los valores entre medias de acuerdo con la ecuación de la recta de regresión que se obtendrá de los valores simulados. Los resultados obtenidos se muestran en las tablas a continuación.

<i>Año</i>	<i>Energía generada (kWh/año)</i>	<i>Energía autoconsumida (kWh/año)</i>	<i>Energía exportada (kWh/año)</i>	<i>Energía importada (kWh/año)</i>
1	6.060	3.526	2.534	7.025
2	6.033	3.523	2.509	7.027
3	6.006	3.519	2.487	7.032
4	5.978	3.514	2.465	7.037
5	5.951	3.509	2.442	7.042
6	5.924	3.504	2.420	7.046
7	5.897	3.499	2.398	7.051
8	5.870	3.495	2.375	7.056
9	5.843	3.490	2.353	7.061
10	5.816	3.485	2.331	7.065

11	5.788	3.480	2.308	7.070
12	5.761	3.475	2.286	7.075
13	5.734	3.471	2.263	7.080
14	5.707	3.466	2.241	7.085
15	5.680	3.461	2.219	7.089
16	5.653	3.456	2.196	7.094
17	5.626	3.452	2.174	7.099
18	5.598	3.447	2.152	7.104
19	5.571	3.442	2.129	7.109
20	5.544	3.437	2.107	7.113
21	5.517	3.432	2.085	7.118
22	5.490	3.428	2.062	7.123
23	5.463	3.423	2.040	7.128
24	5.435	3.418	2.017	7.132
25	5.408	3.413	1.995	7.137
26	5.381	3.408	1.973	7.142
27	5.354	3.404	1.950	7.147
28	5.327	3.399	1.928	7.152
29	5.300	3.394	1.906	7.156
30	5.273	3.389	1.883	7.161
<b>Promedio</b>	<b>5.666</b>	<b>3.459</b>	<b>2.208</b>	<b>7.092</b>

Tabla 18. Evolución de la energía a lo largo de la vida útil de la instalación sin batería (Fuente: PVsyst)

<i>Año</i>	<i>Energía generada (kWh/año)</i>	<i>Energía consumida (kWh/año)</i>	<i>Energía almacenada (kWh/año)</i>	<i>Energía exportada (kWh/año)</i>	<i>Energía importada (kWh/año)</i>
1	5.853	3.368	1.445	1.040	5.736
2	5.827	3.367	1.442	1.018	5.742
3	5.801	3.362	1.437	1.003	5.753
4	5.774	3.356	1.431	987	5.764
5	5.747	3.350	1.426	971	5.775
6	5.720	3.344	1.420	955	5.786
7	5.694	3.339	1.415	940	5.797
8	5.667	3.333	1.410	924	5.808
9	5.640	3.327	1.404	908	5.819
10	5.613	3.322	1.399	893	5.830
11	5.586	3.316	1.394	877	5.841
12	5.560	3.310	1.388	861	5.852

13	5.533	3.305	1.383	846	5.863
14	5.506	3.299	1.378	830	5.874
15	5.479	3.293	1.372	814	5.885
16	5.453	3.287	1.367	798	5.896
17	5.426	3.282	1.362	783	5.907
18	5.399	3.276	1.356	767	5.918
19	5.372	3.270	1.351	751	5.929
20	5.346	3.265	1.345	736	5.941
21	5.319	3.259	1.340	720	5.952
22	5.292	3.253	1.335	704	5.963
23	5.265	3.248	1.329	689	5.974
24	5.239	3.242	1.324	673	5.985
25	5.212	3.236	1.319	657	5.996
26	5.185	3.230	1.313	641	6.007
27	5.158	3.225	1.308	626	6.018
28	5.132	3.219	1.303	610	6.029
29	5.105	3.213	1.297	594	6.040
30	5.078	3.208	1.292	579	6.051
<b>Promedio</b>	<b>5.466</b>	<b>3.290</b>	<b>1.370</b>	<b>806</b>	<b>5.891</b>

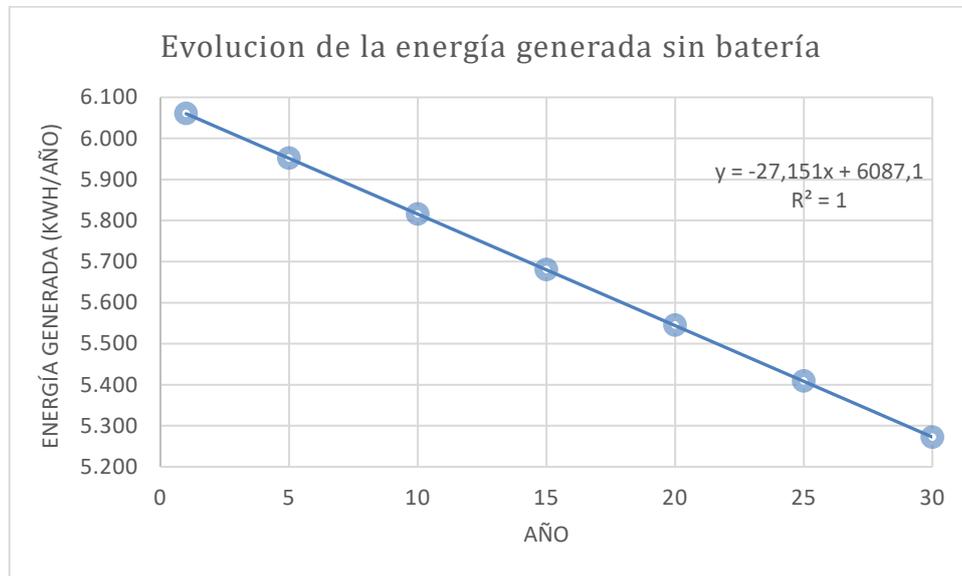
Tabla 19. Evolución de la energía a lo largo de la vida útil de la instalación con batería (Fuente: PVsyst)

Efectivamente como era de esperar, la energía generada ha ido disminuyendo año tras año y por lo tanto la energía importada de la red se ha ido incrementado para cumplir con el balance energético.

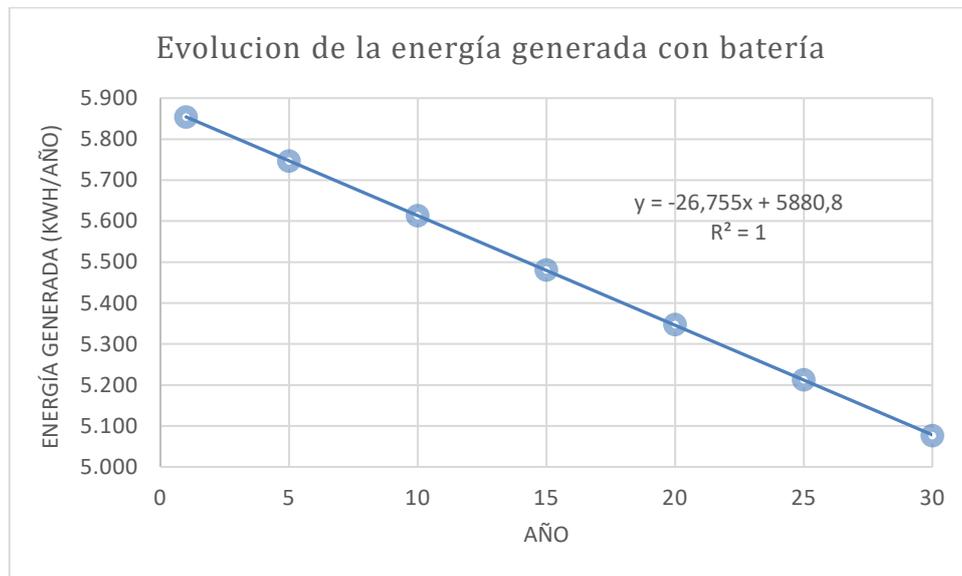
En las gráficas a continuación se han representado los resultados de la tabla anterior. Se puede observar que, en los datos representados, la generación de energía en función del año tiene una relación lineal decreciente. Al existir esta relación, se obtiene que el coeficiente de correlación de Pearson es de valor 1 y, por lo tanto, la línea de tendencia o recta de regresión se ajusta de manera exacta a los puntos graficados.

Se tiene la ecuación de la recta para la instalación sin batería es  $y = -27,151x + 6087,1$  que indica que en cada año se reduce el valor de la energía generada en 27,151 kWh.

Para la instalación con batería se tiene la ecuación de la recta es  $y = -26,755x + 5880,8$  que indica que en cada año se reduce el valor de la energía generada en 26,755 kWh.



Gráfica 19. Evolución de la energía a lo largo de la vida útil de la instalación sin batería



Gráfica 20. Evolución de la energía a lo largo de la vida útil de la instalación con batería

### 7.3 ESTUDIO ECONÓMICO

En este apartado se realizará el estudio económico de la instalación con el objetivo de calcular la rentabilidad del proyecto. Para ello se abordarán dos temas: un análisis

presupuestario en el que se cuantificará el coste inicial de inversión y el ahorro anual de la factura eléctrica que supone autoconsumir energía y exportar a la red parte de ella.

### 7.3.1 CUANTIFICACIÓN DE LA INVERSIÓN REALIZADA

Será necesario conocer los costes iniciales para calcular el desembolso inicial total que se va a requerir. Estos costes serán a consecuencia de la compra de equipos como los módulos fotovoltaicos, el inversor y el soporte coplanar, de la mano de obra del diseño e instalación y de la legalización.

El coste de los módulos, del inversor y del soporte son costes con un precio fijo, sin embargo, el coste de la mano de obra y de la legalización son costes variables, que dependen del municipio o comunidad autónoma y de la empresa instaladora. Los costes de legalización rondan los 450€.

A continuación, se muestran recogidos en las siguientes tablas los costes de inversión. El elemento montaje y accesorios engloba la mano de obra y el coste del soporte, que será de tipo coplanar al tejado.

<i>Elemento</i>	<i>Coste por unidad (€/unidad)</i>	<i>Unidades</i>	<i>Coste total (€)</i>
Paneles	158	6	948
Inversor			1.150
Contador bidireccional			300
Montaje y accesorios			2.150
Legalización y otros			450
<b>Total</b>			<b>4.998</b>

*Tabla 20. Desglose inversión inicial instalación sin batería*

Como se puede observar, el coste inicial total para la instalación sin batería asciende hasta los 4.998€.

<i>Elemento</i>	<i>Coste por unidad (€/unidad)</i>	<i>Unidades</i>	<i>Coste total (€)</i>
Paneles	158	6	948
Inversor			1.150
Contador bidireccional			300
Batería			4.050
Montaje y accesorios*			2.430
Legalización y otros			450
<b>Total</b>			<b>9.328</b>

Tabla 21. Desglose inversión inicial instalación con batería

El coste inicial total para la instalación con batería asciende hasta los 9.328€.

La inversión inicial para la instalación con batería es casi el doble que para la instalación sin batería ya que el precio de la batería es bastante elevado. Sin embargo, habrá que calcular los ahorros a largo plazo para determinar si a pesar del gran desembolso inicial merece o no la pena instalar la batería.

### 7.3.2 INGRESOS OBTENIDOS CON EL PROYECTO Y AHORRO ANUAL

De cara a analizar la rentabilidad del proyecto será necesario calcular el ahorro anual que se tendrá en la factura eléctrica por el balance entre la energía consumida de la red y la energía que se genera y consume de la instalación y la energía que se vierte a la red que conlleva la compensación en la factura eléctrica. La compañía eléctrica cobra 0,15€ por cada kWh que se consume de la red y compra la energía vertida a la red por 0,08€/kWh. Sabiendo esto y conociendo que se consumen 10550 kWh al año el total de la factura eléctrica asciende hasta 1582,50€.

En las siguientes tablas se muestra el balance que se obtiene entre lo que se paga a la compañía eléctrica y lo que la compañía eléctrica descuenta de la factura por los vertidos de energía a la red.

Esta primera tabla corresponde a la instalación sin batería. Los ingresos y los costes se calculan como se ha mencionado previamente, con 0,15 €/kWh para la energía que se consume de la red y 0,08 €/kWh para la energía que se exporta.

<i>Año</i>	<i>Energía importada (kWh/año)</i>	<i>Coste de la importación (€)</i>	<i>Energía exportada (kWh/año)</i>	<i>Ingreso por la exportación (€)</i>	<i>Balance (€)</i>
1	7025	1053,8	2534	202,7	851,0
2	7027	1054,1	2509	200,8	853,3
3	7032	1054,8	2487	199,0	855,8
4	7037	1055,5	2465	197,2	858,3
5	7042	1056,2	2442	195,4	860,9
6	7046	1057,0	2420	193,6	863,4
7	7051	1057,7	2398	191,8	865,9
8	7056	1058,4	2375	190,0	868,4
9	7061	1059,1	2353	188,2	870,9
10	7065	1059,8	2331	186,4	873,4
11	7070	1060,5	2308	184,7	875,9
12	7075	1061,3	2286	182,9	878,4
13	7080	1062,0	2263	181,1	880,9
14	7085	1062,7	2241	179,3	883,4
15	7089	1063,4	2219	177,5	885,9
16	7094	1064,1	2196	175,7	888,4
17	7099	1064,8	2174	173,9	890,9
18	7104	1065,6	2152	172,1	893,4
19	7109	1066,3	2129	170,3	895,9
20	7113	1067,0	2107	168,6	898,4
21	7118	1067,7	2085	166,8	900,9
22	7123	1068,4	2062	165,0	903,5
23	7128	1069,1	2040	163,2	906,0
24	7132	1069,9	2017	161,4	908,5
25	7137	1070,6	1995	159,6	911,0
26	7142	1071,3	1973	157,8	913,5
27	7147	1072,0	1950	156,0	916,0
28	7152	1072,7	1928	154,2	918,5
29	7156	1073,4	1906	152,5	921,0

30	7161	1074,2	1883	150,7	923,5
----	------	--------	------	-------	-------

Tabla 22. Balance de costes e ingresos a lo largo de la vida útil de la instalación sin batería

El balance es positivo porque los costes son mayores que los ingresos que se tienen por los excedentes de energía.

De acuerdo con el Real Decreto 244/2019, los ingresos procedentes de verter los excedentes de energía a la red no pueden ser superiores al coste de la energía consumida de la red, es decir, la factura como mucho se puede quedar a 0€ ya que no está permitido que la comercializadora pague al cliente por el vertido de excedentes. Esto implica que, si se genera energía más allá de la que se puede verter a la red, la compañía no podría compensar económicamente y el coste recibido de ese vertido de energía sería nulo para el cliente y gratuito para la distribuidora.

El caso en el que se tiene la batería es un poco más complejo de calcular ya que se debe tener en cuenta el ahorro por kWh que supone almacenar la energía.

Año	Energía importada (kWh/año)	Coste de la importación (€)	Energía exportada (kWh/año)	Ingreso por la exportación (€)	Balance (€)
1	5736	860,5	1040	83,2	777,3
2	5742	861,2	1018	81,5	779,8
3	5753	862,9	1003	80,2	782,7
4	5764	864,5	987	78,9	785,6
5	5775	866,2	971	77,7	788,5
6	5786	867,9	955	76,4	791,4
7	5797	869,5	940	75,2	794,3
8	5808	871,2	924	73,9	797,3
9	5819	872,8	908	72,7	800,2
10	5830	874,5	893	71,4	803,1
11	5841	876,2	877	70,2	806,0
12	5852	877,8	861	68,9	808,9
13	5863	879,5	846	67,6	811,8
14	5874	881,1	830	66,4	814,7

15	5885	882,8	814	65,1	817,7
16	5896	884,4	798	63,9	820,6
17	5907	886,1	783	62,6	823,5
18	5918	887,8	767	61,4	826,4
19	5929	889,4	751	60,1	829,3
20	5941	891,1	736	58,9	832,2
21	5952	892,7	720	57,6	835,1
22	5963	894,4	704	56,3	838,1
23	5974	896,0	689	55,1	841,0
24	5985	897,7	673	53,8	843,9
25	5996	899,4	657	52,6	846,8
26	6007	901,0	641	51,3	849,7
27	6018	902,7	626	50,1	852,6
28	6029	904,3	610	48,8	855,5
29	6040	906,0	594	47,5	858,5
30	6051	907,7	579	46,3	861,4

Tabla 23. Balance de costes e ingresos a lo largo de la vida útil de la instalación con batería

Al igual que en el caso de sin batería, el balance es positivo porque los costes son mayores que los ingresos que se tienen por los excedentes de energía.

El ahorro total que se tiene cada año se puede calcular si al ingreso que se tiene por la venta de excedentes a la red se le suma el ahorro que supone autoconsumir energía y no tener que importarla desde la red. Se considera que el precio del kWh es también 0,15€ ya que en vez de consumir de la red se consume de la propia instalación y es energía que no se está pagando a la compañía eléctrica. El ahorro total anual a lo largo de la vida útil se muestra en las siguientes tablas.

Año	Energía autoconsumida (kWh/año)	Ahorro anual sin excedentes (€)	Ahorro anual con excedentes (€)
1	3526	529	732
2	3523	529	729
3	3519	528	727
4	3514	527	724
5	3509	526	722

6	3504	526	719
7	3499	525	717
8	3495	524	714
9	3490	523	712
10	3485	523	709
11	3480	522	707
12	3475	521	704
13	3471	521	702
14	3466	520	699
15	3461	519	697
16	3456	518	694
17	3452	518	692
18	3447	517	689
19	3442	516	687
20	3437	516	684
21	3432	515	682
22	3428	514	679
23	3423	513	677
24	3418	513	674
25	3413	512	672
26	3408	511	669
27	3404	511	667
28	3399	510	664
29	3394	509	662
30	3389	508	659
<b>Promedio</b>	<b>3459</b>	<b>519</b>	<b>695</b>

*Tabla 24. Ahorros anuales de la instalación sin batería*

Para el caso de la instalación con batería, el cálculo de los ahorros es análogo al caso sin batería con la modificación del ahorro que supone almacenar parte de la energía para posteriormente consumirla en otro momento. Dado que la energía almacenada no se vierte a la red, se asumirá que tiene el mismo coste que la energía autoconsumida de 0,15€ por lo que será suficiente calcular la energía que se almacena y multiplicarla por el precio. Como se ha visto en el diagrama de Sankey de la Ilustración 58, se almacena un 24,7% de la energía total generada. En la siguiente tabla se muestran todos los datos relevantes como la energía

autoconsumida, el ahorro que supone esa energía, la cantidad de energía total que se almacena y el ahorro que ello conlleva. Ambos ahorros se sumarán al ahorro por excedentes de la Tabla 23 para conocer cuál es el ahorro total anual teniendo en cuenta el almacenamiento.

<i>Año</i>	<i>Energía autoconsumida (kWh/año)</i>	<i>Ahorro anual sin excedentes (€)</i>	<i>Energía almacenada (kWh/año)</i>	<i>Ahorro por energía almacenada (€)</i>	<i>Ahorro anual con excedentes y energía almacenada (€)</i>
1	3368	505	1446	216,9	805
2	3367	505	1442	216,3	803
3	3362	504	1437	215,5	800
4	3356	503	1431	214,7	797
5	3350	503	1426	213,9	794
6	3344	502	1420	213,1	791
7	3339	501	1415	212,3	788
8	3333	500	1410	211,5	785
9	3327	499	1404	210,7	782
10	3322	498	1399	209,9	780
11	3316	497	1394	209,1	777
12	3310	497	1388	208,2	774
13	3305	496	1383	207,4	771
14	3299	495	1378	206,6	768
15	3293	494	1372	205,8	765
16	3287	493	1367	205,0	762
17	3282	492	1362	204,2	759
18	3276	491	1356	203,4	756
19	3270	491	1351	202,6	753
20	3265	490	1345	201,8	750
21	3259	489	1340	201,0	747
22	3253	488	1335	200,2	745
23	3248	487	1329	199,4	742
24	3242	486	1324	198,6	739
25	3236	485	1319	197,8	736
26	3230	485	1313	197,0	733

27	3225	484	1308	196,2	730
28	3219	483	1303	195,4	727
29	3213	482	1297	194,6	724
30	3208	481	1292	193,8	721
<b>Promedio</b>	<b>3290</b>	<b>494</b>	<b>1370</b>	<b>205</b>	<b>763</b>

Tabla 25. Ahorros anuales de la instalación con batería

Los ahorros para una instalación con batería son más elevados ya que se consume menos energía de la red y se exportan menos excedentes.

Sin embargo, a pesar de que los ahorros sean mayores, habrá que analizar con la rentabilidad si ese ahorro anual acumulado compensa el gran desembolso inicial.

## 7.4 RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Para analizar la rentabilidad económica del proyecto y decidir la viabilidad de la inversión se estudiarán los siguientes indicadores económicos: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Pay-Back.

En primer lugar, el VAN es un indicador para saber si un proyecto o una inversión son rentables, ya que si el VAN es positivo indica que sí es rentable ya que indica ganancias y si es negativo significa que habría pérdidas y por lo tanto no es rentable [17]. Está relacionado con los flujos de caja que se esperan recibir a lo largo de un tiempo determinado. El VAN se calcula de tal manera que se resta la inversión inicial a los flujos de caja descontándolos una tasa de descuento.

$$VAN = -I_o + \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+k)^i}$$

$I_o$  es la inversión inicial,  $FC_i$  es el flujo de caja para el año  $i$  y  $k$  es la tasa de descuento.

Por otro lado, la TIR es también otro indicador financiero para evaluar la rentabilidad de una inversión. Es la tasa de descuento con la que el VAN se iguala a cero [18]. Es decir, el tipo

de interés con el que se iguala el valor actual de lo invertido con el valor actual de lo que se recibe. La rentabilidad a través de la TIR se mide de tal manera que si la TIR es mayor que la tasa de descuento mínima esperada entonces el proyecto se considera viable y rentable. En otras palabras, si la  $TIR > k$ , el proyecto es rentable. La TIR se calcula a través de la siguiente expresión.

$$0 = -I_o + \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i}$$

Finalmente, el último indicador económico es el *Pay-Back*. El *Pay-Back* se utiliza para calcular el plazo de recuperación de una inversión. Se suele medir en años por lo que nos indicaría el número de años que se tarda en recuperar a través de ingresos el desembolso inicial de una inversión [19].

$$PayBack = \frac{I_o}{\sum_{i=1}^n FC_i}$$

En las tablas que se encuentran a continuación se muestra el análisis de la inversión del proyecto mediante los indicadores que se acaban de explicar. Las tablas muestran toda la información a lo largo de la vida útil de la planta, que es de treinta años. Todos los años habrá un coste de 200€ destinados a la limpieza y mantenimiento de la instalación. En el décimo y vigésimo año habrá que sustituir el inversor, por lo que habrá un coste adicional de 1150€.

Además, el ayuntamiento de Las Rozas, el municipio en el que está ubicada la vivienda y la instalación, tiene una bonificación sobre el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI) del 50% en el caso en el que la instalación cubra más del 50% del consumo eléctrico o del 40% si la instalación cubre más del 30% [20]. En ambos casos de estudio se cumple el primer criterio, por lo que se descontaría el 50% del IBI. El IBI que se paga es de 1000€, sin embargo, al tratarse de una familia numerosa, el ayuntamiento de Las Rozas bonifica con un 70% del IBI para las familias que posean el título de Familia Numerosa de Categoría General [21]. Ambas bonificaciones no son excluyentes entre sí, por lo que el IBI por ser familia numerosa sería

de 300€, y al aplicar la bonificación por cubrir el 50% del consumo eléctrico con la instalación fotovoltaica la bonificación en el IBI gracias a la instalación es de 150€. Esta bonificación es positiva en la columna inversión ya que se trata de un ahorro que supone tener la instalación. Esta bonificación se dará únicamente los primeros cinco años desde que se instaló la instalación fotovoltaica de autoconsumo.

<i>Año</i>	<i>Inversión (€)</i>	<i>Ahorro (€)</i>	<i>Flujo de caja (€)</i>	<i>Pay-Back</i>
0	-4.998		-4.998	-4.998
1	-50	732	682	-4.316
2	-50	729	679	-3.637
3	-50	727	677	-2.960
4	-50	724	674	-2.286
5	-50	722	672	-1.614
6	-200	719	519	-1.095
7	-200	717	517	-578
8	-200	714	514	-64
9	-200	712	512	448
10	-1.350	709	-641	-193
11	-200	707	507	313
12	-200	704	504	818
13	-200	702	502	1.319
14	-200	699	499	1.818
15	-200	697	497	2.315
16	-200	694	494	2.809
17	-200	692	492	3.301
18	-200	689	489	3.790
19	-200	687	487	4.277
20	-1.350	684	-666	3.611
21	-200	682	482	4.092
22	-200	679	479	4.572
23	-200	677	477	5.048
24	-200	674	474	5.522
25	-200	672	472	5.994
26	-200	669	469	6.463
27	-200	667	467	6.929

28	-200	664	464	7.394
29	-200	662	462	7.855
30	-200	659	459	8.314

Tabla 26. Cálculo de flujos para VAN, TIR y Pay-Back para instalación sin batería

Con los flujos de carga y la tasa de descuento del 4% se obtiene un VAN de 3.059€ y una TIR del 9,4%. Ambos indicadores muestran que el proyecto es rentable ya que la instalación habrá producido una ganancia de 3.059€ al final de su vida útil. La TIR por su parte es mayor que la tasa de descuento del 4% por lo que también indica rentabilidad. El *Pay-Back* empieza a tener valores positivos a partir del noveno año lo que indica que a partir del año nueve se habrá recuperado la inversión inicial y se empezarán a obtener beneficios, alcanzando los 8.314€ al final de la vida útil de la instalación. Cabe destacar que el año inmediato al que empieza a ser positivo el *Pay-Back*, se tiene una nueva inversión por la compra del inversor lo que hace que ese año sea negativo otra vez. Sin embargo, vuelve a ser positivo al año siguiente.

A continuación, se muestra el estudio de rentabilidad para la instalación con batería. La vida útil de la batería es de 15 años aproximadamente, por lo que habría que sustituirla en el año 15, añadiendo el gasto adicional que supone la compra de una batería nueva.

Año	Inversión (€)	Ahorro (€)	Flujo de caja (€)	Pay-Back
0	-9.328		-9.328	-9.328
1	-50	805	755	-8.573
2	-50	803	753	-7.820
3	-50	800	750	-7.070
4	-50	797	747	-6.323
5	-50	794	744	-5.579
6	-200	791	591	-4.988
7	-200	788	588	-4.400
8	-200	785	585	-3.814
9	-200	782	582	-3.232
10	-1.350	780	-570	-3.802
11	-200	777	577	-3.226

12	-200	774	574	-2.652
13	-200	771	571	-2.081
14	-200	768	568	-1.513
15	-4.250	765	-3.485	-4.998
16	-200	762	562	-4.436
17	-200	759	559	-3.877
18	-200	756	556	-3.321
19	-200	753	553	-2.768
20	-1.350	750	-600	-3.368
21	-200	747	547	-2.820
22	-200	745	545	-2.276
23	-200	742	542	-1.734
24	-200	739	539	-1.195
25	-200	736	536	-659
26	-200	733	533	-127
27	-200	730	530	403
28	-200	727	527	930
29	-200	724	524	1.455
30	-200	721	521	1.976

Tabla 27. Cálculo de flujos para VAN, TIR y Pay-Back para instalación con batería

Para este caso, se obtiene un VAN de -2.323€ para una misma tasa de descuento del 4%. El VAN nos está indicando que la instalación no es rentable, ya que su valor es menor que cero y no se recuperaría la inversión. La TIR es de un 1,4% por lo que es menor que la tasa de descuento del 4% y por lo tanto tampoco indica rentabilidad. El *Pay-Back* empieza a tener valores positivos a partir del vigésimo séptimo año lo que indica que a partir del año 27 se habrá recuperado la inversión inicial y se empezarán a obtener beneficios. Los beneficios al final de la vida útil serán de 1.976€.

## 7.5 DECISIÓN FINAL DEL DISEÑO ELEGIDO

Una vez hechos ambos estudios económicos de rentabilidad, se han recogido a modo resumen en la siguiente tabla para discutir qué diseño es finalmente el elegido.

<i>Instalación</i>	<i>Inversión inicial (€)</i>	<i>VAN (€)</i>	<i>TIR (%)</i>	<i>Pay-Back (años)</i>	<i>Ingresos al final de la vida útil (€)</i>
Sin batería	4.998	3.059	9,4%	9	8.314
Con batería	9.328	-2.323	1,4	27	1.976

Tabla 28. Resumen indicadores económicos

Como se puede observar en la tabla comparativa, el estudio económico revela diferencias significativas en la rentabilidad de la instalación según el diseño. Se tiene un caso en el que el VAN es positivo y otro en el que el VAN es negativo, por lo que la elección está clara. A pesar de que las baterías presentan una gran ventaja técnica en términos de autosuficiencia energética, ya que permite al usuario ser más independiente de la red, estos argumentos no justifican la inversión adicional que supone instalar una batería.

La instalación sin batería tiene un VAN positivo de 3.059€, una TIR de 9,4% superior al 4% de la tasa de descuento y un periodo de recuperación de 9 años frente al VAN negativo, la TIR inferior al 4% y un periodo de recuperación muy próximo al final de la vida útil de la instalación con batería, por lo que no es una opción rentable económicamente ya que no se recuperaría la inversión y generaría pérdidas.

Por todo ello se concluye que la instalación más adecuada va a ser la instalación de potencia de 3,9 kWp y 3,6 kW nominales sin batería.

## 7.6 LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Para poder legalizar una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo con compensación por excedentes y con una potencia inferior a 100 kW, dicha instalación deberá cumplir los siguientes requisitos:

- Presentar una memoria técnica del diseño de la instalación cuando la potencia de la instalación sea inferior a 10kW.

- Obtener los permisos de acceso y conexión a la red eléctrica. Sin embargo, al tratarse de una instalación con potencia inferior a 15 kW, conectada a la red de baja tensión y ubicada en suelo urbano, la instalación se encuentra exenta de obtener el permiso.
- Dependiendo de la administración local puede ser necesario obtener una licencia de obras.
- Obtener el Certificado de Instalación.
- Obtener un contrato de compensación de excedentes.
- Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica.

Por otro lado, para que la instalación se acoja al mecanismo de compensación de excedentes deben cumplirse las siguientes condiciones:

- La instalación generadora es de fuente renovable.
- La potencia de la instalación es igual o inferior a 100 kW.
- Se ha suscrito un contrato único para consumo y servicios auxiliares, si procede.
- Se suscribe un constato de compensación de excedentes entre productor y consumidor.
- La instalación no tiene otorgado un régimen retributivo adicional específico.

## **7.7 CONTAMINACIÓN EVITADA**

Uno de los objetivos e implicaciones de instalar placas solares, aparte de los beneficios económicos, es la reducción de la contaminación que se produce al usar otros métodos de obtención de energía, como puede ser la solar o la eólica. Como ya se habló en el capítulo inicial de introducción, España está volcada en objetivos de reducción de emisión de gases de efecto invernadero y en conseguir la neutralidad climática por lo que reducir emisiones de CO<sub>2</sub> es de vital importancia para alcanzar esos objetivos.

Esta instalación genera 6.060 kW/año de energía proveniente una fuente limpia, lo que implica que se ha evitado emitir al medioambiente cierta cantidad de CO<sub>2</sub>. En el año 2023

las emisiones de CO<sub>2</sub> fueron de 260 gCO<sub>2</sub>/kWh por lo que se puede calcular las emisiones que se evitan el primer año de la instalación [22].

Por lo tanto, conociendo el factor de kgCO<sub>2</sub>/kWh y la cantidad de energía generada por la instalación, podemos conocer la cantidad de CO<sub>2</sub> que se ha evitado emitir.

$$Emisiones\ evitadas = 6060 \frac{kWh}{año} * 260 \frac{gCO2eq}{kWh} = 1575,6 \frac{KgCO2eq}{año}$$

Se ha evitado emitir 1575 kg de CO<sub>2</sub> al año. Al final de los 30 años de vida útil de la instalación se habrán evitado 47 toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas al medioambiente.

## Capítulo 8. CONCLUSIONES

Tras haber realizado varias simulaciones y un estudio económico para comparar y elegir entre dos opciones, se ha determinado que la instalación fotovoltaica por la que se debería optar es la de 3,9 kWp y 3,6 kWh sin batería para almacenar energía. Esta instalación está compuesta por 6 paneles solares de 650 Wp cada uno y un inversor de 3,6 kW.

Del estudio de rentabilidad económica se obtiene que la instalación es rentable para el usuario, ya que se tiene un VAN positivo de 3.059€ para una inversión inicial de 4.998€ y una TIR de 9,4%, siendo superior al 4% de la tasa de descuento para calcular el VAN. La inversión inicial se recuperará en el noveno año de los treinta años que tiene de vida útil la instalación, a la cual se obtendrán unos beneficios de 8.314€. Por lo que se puede concluir que, a pesar del gran desembolso inicial, resulta un proyecto con rentabilidad económica para el usuario.

Aunque el factor determinante sea la rentabilidad a largo plazo, autoconsumir energía y verter a la red los excedentes también supone un ahorro anual considerable en la factura eléctrica. El ahorro anual promedio para la duración de la vida útil de la instalación es de 695€ en la factura.

Hay que destacar que, a pesar de que el ahorro anual es mayor para el caso en el que hay una batería, el ahorro acumulado no es suficiente para compensar las elevadas inversiones que requiere la compra de las baterías para almacenar y por lo tanto no es una opción que vaya a ser viable para el usuario.

Uno de los objetivos de este proyecto es contribuir a la descarbonización y a disminuir las emisiones de gases nocivos al medioambiente, ya que al generar energía a través de una energía limpia como es la solar, no se generan ni emiten gases dañinos para la atmósfera. Concretamente, se evitará la emisión de 1575 kgCO<sub>2</sub>/año y al final de los treinta años de la vida útil se habrá evitado la emisión 47 toneladas de CO<sub>2</sub>.

Los paneles solares han llegado a nuestros tejados para quedarse. Instalar paneles solares en una vivienda tiene grandes ventajas no solo para el usuario, sino para el medioambiente. España es un país con una gran presencia del recurso solar, lo que le hace idónea para hacer uso de esta energía verde y limpia para contribuir a un futuro en el que las energías renovables sigan siendo el motor que impulsa la generación de energía en el sector eléctrico español.

## Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] *El Pacto Verde Europeo: Iniciativas para alcanzar la neutralidad climática en la UE.* (s. f.). Recuperado 12 de junio de 2025, de <https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/transicion-ecologica/paginas/2024/que-es-el-pacto-verde-europeo.aspx>
- [2] Marco regulatorio. (s. f.). *APPA Renovables*. Recuperado 4 de julio de 2025, de <https://www.appa.es/appa-autoconsumo/marco-regulatorio-autoconsumo/>
- [3] *Autoconsumo de energía eléctrica.* (s. f.). Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Recuperado 14 de junio de 2025, de <https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/autoconsumo-electrico.html>
- [4] *Guía sobre Inclinación y Orientación de placas solares | Repsol.* (s. f.). Recuperado 24 de febrero de 2025, de <https://www.repsol.es/particulares/asesoramiento-consumo/orientacion-inclinacion-placas-solares/>
- [5] *¿Qué es la Potencia Eléctrica y Cómo Gestionarla Eficientemente?* (s. f.). REPSOL. Recuperado 9 de mayo de 2025, de <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/que-es-la-potencia-electrica/index.cshtml>
- [6] *¿Qué es el consumo energético y por qué es importante?* (s. f.). REPSOL. Recuperado 9 de mayo de 2025, de <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/consumo-energetico/index.cshtml>
- [7] *¿Cuáles son los horarios de la luz?* (2022, marzo 10). Endesa. <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/horarios-luz-valle-punta-llano>

- [8] *Recurso Solar* (s. f.-b). Iberdrola. Recuperado 10 de mayo de 2025, de <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica/recurso-solar>
- [9] CORPORATIVA, I. (s. f.-a). *Radiación solar: ¿cuál es su impacto sobre el planeta y el ser humano?* Iberdrola. Recuperado 11 de mayo de 2025, de <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>
- [10] *National Renewable Energy Laboratory Documents | Department of Energy*. (s. f.-a). Recuperado 13 de mayo de 2025, de <https://www.energy.gov/eere/national-renewable-energy-laboratory-documents>
- [11] SotySolar. (2023, enero 16). *Monocristalinos vs policristalinos ¿Cuál escoger?* SotySolar. <https://sotysolar.es/placas-solares/monocristalinas-policristalinas>.
- [12] Alonso, J. A. (2024, mayo 9). *Inversor Fotovoltaico—Conceptos Básicos*. SunFields / *Expertos en Energía Fotovoltaica para Ahorro Energético en España*. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/tipos-inversores-fotovoltaicos/>
- [13] *Cómo funcionan las baterías para placas solares*. (s. f.). REPSOL. Recuperado 30 de junio de 2025, de <https://www.repsol.es/particulares/asesoramiento-consumo/baterias-para-placas-solares/>
- [14] Alonso, J. A. (2018b, junio 5). *Radiación, Irradiancia y Azimut en Fotovoltaica* SunFields. *SunFields | Expertos en Energía Fotovoltaica para Ahorro Energético en España*. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>
- [15] *Energía solar en superficies fotovoltaicas inclinadas*. (s. f.). SunFields / *Expertos en Energía Fotovoltaica para Ahorro Energético en España*. Recuperado 8 de junio de 2025, de <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/inclinacion-orientacion/>

- [16] Vida útil y degradación de las placas solares | Sunfields. (s. f.). *SunFields / Expertos en Energía Fotovoltaica para Ahorro Energético en España*. Recuperado 9 de junio de 2025, de <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/vida-util/>
- [17] Morales, V. V. (2014, junio 15). Valor actual neto (VAN)—Qué es y cómo utilizarlo. *Economipedia*. <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>
- [18] Arias, A. S. (2014, julio 15). ¿Qué es la TIR y para qué sirve? Fórmula y ejemplos. *Economipedia*. <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>
- [19] *Payback – Plazo de Recuperación—Definición, qué es y concepto / Economipedia*. (s. f.). Recuperado 30 de junio de 2025, de <https://economipedia.com/definiciones/payback.html>
- [20] Ayuntamiento de Las Rozas. (2021). \*Información sobre bonificación en el IBI por la instalación de sistemas de aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía solar\*. [https://www.lasrozas.es/sites/default/files/inline-files/Información%20sobre%20bonificación%20en%20el%20IBI%20por%20la%20instalación%20de%20sistemas%20de%20aprovechamiento%20térmico%20o%20eléctrico%20de%20la%20energía%20solar\\_Abril\\_2021.pdf](https://www.lasrozas.es/sites/default/files/inline-files/Información%20sobre%20bonificación%20en%20el%20IBI%20por%20la%20instalación%20de%20sistemas%20de%20aprovechamiento%20térmico%20o%20eléctrico%20de%20la%20energía%20solar_Abril_2021.pdf)
- [21] *Ampliado el plazo para solicitar la bonificación de familias numerosas / Ayuntamiento de Las Rozas de Madrid*. (s. f.). Recuperado 5 de julio de 2025, de <https://www.lasrozas.es/node/11190>
- [22] *Factor de emisión de la energía eléctrica: El mix eléctrico*. (s. f.). Cambio climático. Recuperado 5 de julio de 2025, de [http://canviclimatic.gencat.cat/es/actua/factors\\_demissio\\_associats\\_a\\_lenergia/](http://canviclimatic.gencat.cat/es/actua/factors_demissio_associats_a_lenergia/)

## **ÍNDICE DE ANEXOS**

<i>ANEXO I. Informe de la simulación de PVsyst para el año 1 de la instalación solar fotovoltaica</i>	<i>127</i>
<i>ANEXO II. Ficha técnica de los paneles solares .....</i>	<i>138</i>
<i>ANEXO III. Ficha técnica del inversor.....</i>	<i>141</i>
<i>ANEXO IV. Ficha técnica del soporte.....</i>	<i>144</i>

# **ANEXO I. INFORME DE LA SIMULACIÓN DE PVSYST**

## **PARA EL AÑO 1 DE LA INSTALACIÓN SOLAR**

### **FOTOVOLTAICA**



PVsyst V8.0.12

## PVsyst - Simulation report

### Grid-Connected System

Project: PSF - Las Rozas

Variant: Caso 1 sin batería

Sheds on ground

System power: 3900 Wp

PSF - Las Rozas - Spain

| Author



Project: PSF - Las Rozas

Variant: Caso 1 sin batería

PVsyst V8.0.12

VCB, Simulation date:  
29/06/25 10:37  
with V8.0.12

#### Project summary

<b>Geographical Site</b> PSF - Las Rozas España	<b>Situation</b> Latitude 40.53 °(N) Longitude -3.93 °(W) Altitude 635 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Weather data</b> PSF - Las Rozas Promedio entre Meteonom y PVGIS - Sintético		

#### System summary

<b>Grid-Connected System</b> Simulation for year no 1	<b>Sheds on ground</b>	
<b>Orientation #1</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 20 / 37 °	<b>Near Shadings</b> Linear shadings : Fast (table)	<b>User's needs</b> Monthly values
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 6 units	Nb. of units 1 unit	
Pnom total 3900 Wp	Total power 3.6 kWac	
	Pnom ratio 1.08	

#### Results summary

Produced Energy 6059.7 kWh/year	Specific production 1554 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 79.41 %
Used Energy 10550.1 kWh/year		Solar Fraction SF 33.42 %

#### 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: PSF - Las Rozas

Variant: Caso 1 sin batería

**PVsyst V8.0.12**  
VCB, Simulation date:  
29/06/25 10:37  
with V8.0.12

General parameters															
<b>Grid-Connected System</b>							<b>Sheds on ground</b>								
<b>Orientation #1</b>							<b>Models used</b>							<b>Horizon</b>	
<b>Fixed plane</b>							Transposition Perez							Average Height	
Tilt/Azimuth 20 / 37 °							Diffuse Perez, Meteonorm							1.8 °	
							Circumsolar separate								
<b>Near Shadings</b>							<b>User's needs</b>								
Linear shadings : Fast (table)							Monthly values								
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year			
1.16	1.00	1.01	0.85	0.72	0.79	0.94	0.30	0.80	0.86	0.93	1.19	10.6	MWh/mth		

PV Array Characteristics			
<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	LR8-66HYD-650M	Model	S6-GR1P3.6K-S
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	650 Wp	Unit Nom. Power	3.60 kWac
Number of PV modules	6 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	3900 Wp	Total power	3.6 kWac
Modules	1 strings x 6 In series	Operating voltage	90-550 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Phom ratio (DC:AC)	1.08
Pmpp	3652 Wp	Power sharing within this inverter	
U mpp	230 V		
I mpp	16 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	3.90 kWp	Total power	3.6 kWac
Total	6 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	16.2 m²	Phom ratio	1.08

Array losses								
<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res. 234 mΩ				
		Uc (const)	15.0 W/m²K	Loss Fraction 1.50 % at STC				
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>				
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction -0.30 %		Loss Fraction 2.00 % at MPP				
<b>Strings Mismatch loss</b>		<b>Module average degradation</b>						
Loss Fraction	0.15 %	Year no 1						
		Loss factor 0.46 %/year						
		Imp / Vmp contributions 80% / 20%						
		<b>Mismatch due to degradation</b>						
		Imp RMS dispersion 0 %/year						
		Vmp RMS dispersion 0 %/year						
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000



Project: PSF - Las Rozas

Variant: Caso 1 sin batería

**PVsyst V8.0.12**  
VCB, Simulation date:  
29/06/25 10:37  
with V8.0.12

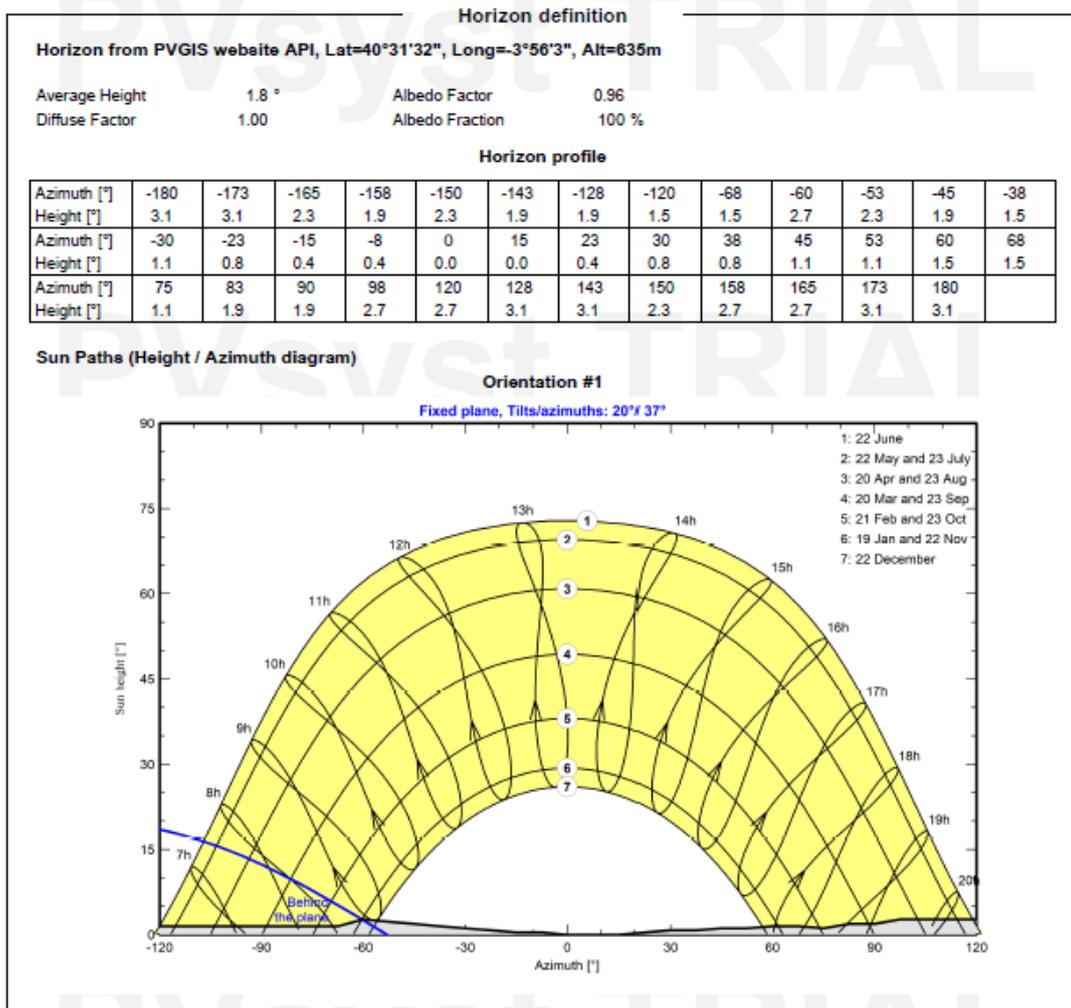
System losses	
<b>Unavailability of the system</b>	<b>Auxiliaries loss</b>
Time fraction	Proportional to Power
2.0 %	5.0 W/kW
7.3 days,	0.0 kW from Power thresh.
3 periods	



Project: PSF - Las Rozas

Variant: Caso 1 sin batería

PVsyst V8.0.12  
VCB, Simulation date:  
29/06/25 10:37  
with V8.0.12

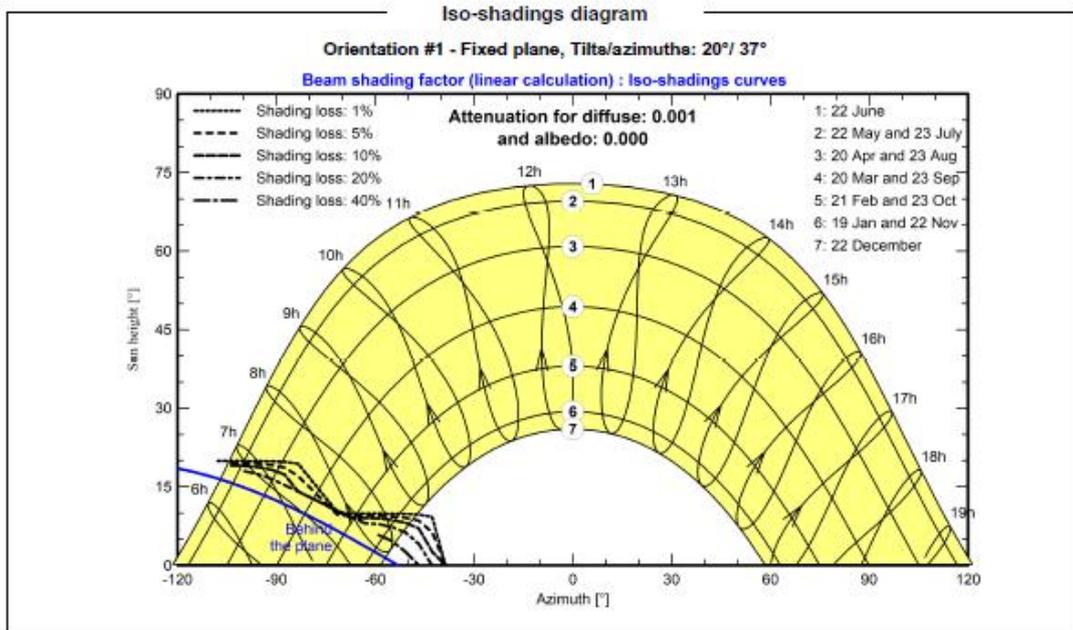
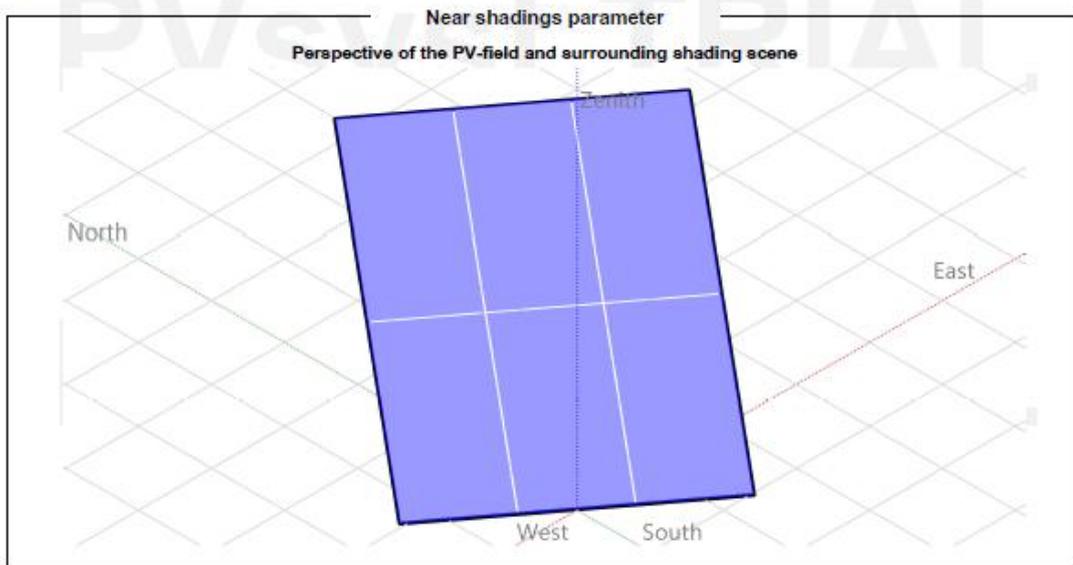




Project: PSF - Las Rozas

Variant: Caso 1 con batería

PVsyst V8.0.12  
VCC, Simulation date:  
05/07/25 18:31  
with V8.0.12





Project: PSF - Las Rozas

Variant: Caso 1 sin batería

PVsyst V8.0.12  
VCB, Simulation date:  
29/06/25 10:37  
with V8.0.12

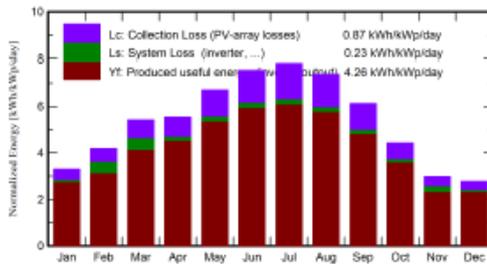
**Main results**

**System Production**

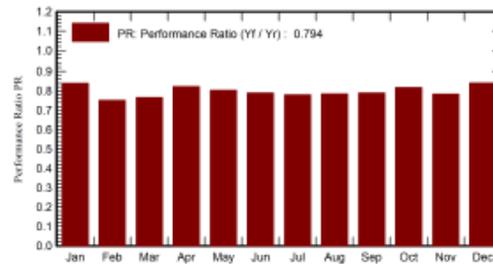
Produced Energy 6059.7 kWh/year  
Used Energy 10550.1 kWh/year

Specific production 1554 kWh/kWp/year  
Perf. Ratio PR 79.41 %  
Solar Fraction SF 33.42 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	72.7	24.05	4.95	102.2	95.2	347	1161	280	55	882
February	91.4	29.10	7.40	117.3	110.9	398	1004	265	79	739
March	143.6	48.55	10.20	168.1	159.5	564	1012	338	165	674
April	158.3	69.30	12.10	166.2	157.8	553	853	329	204	524
May	208.4	73.20	17.55	207.8	197.3	676	716	319	331	396
June	230.5	67.40	23.50	226.2	215.4	723	793	369	328	424
July	243.8	57.90	26.00	243.1	231.9	766	935	424	315	511
August	216.7	54.10	24.00	228.7	217.9	726	299	147	552	152
September	161.6	44.00	22.35	183.7	174.6	587	800	308	258	492
October	112.0	40.85	15.45	137.3	129.9	454	856	280	158	577
November	67.5	28.50	9.00	89.7	84.0	304	929	214	60	715
December	60.7	23.40	5.59	86.3	80.4	294	1192	253	30	939
Year	1767.1	560.35	14.88	1956.5	1854.8	6392	10550	3526	2534	7024

**Legends**

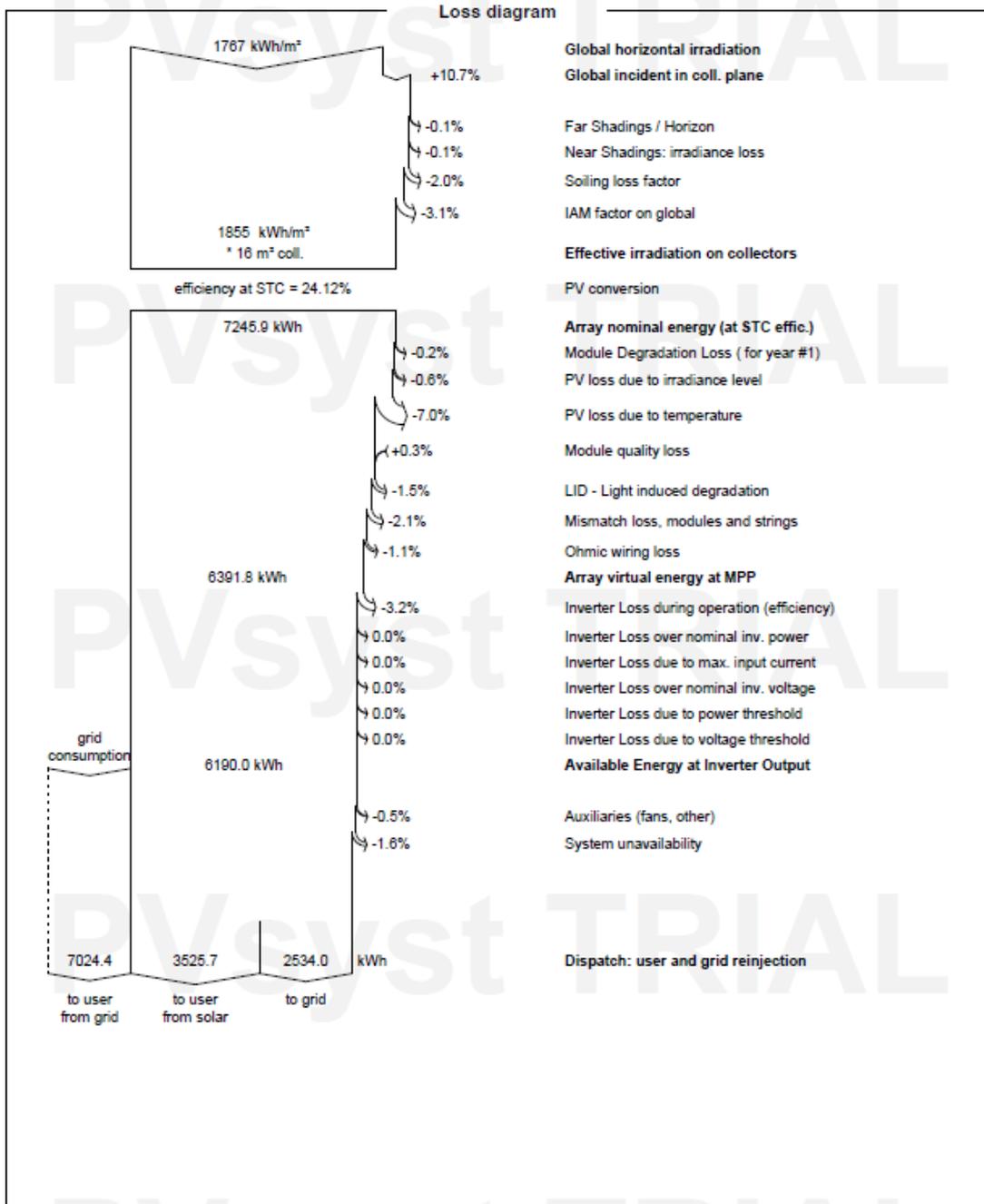
GlobHor Global horizontal irradiation  
DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
T\_Amb Ambient Temperature  
GlobInc Global incident in coll. plane  
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
EArray Effective energy at the output of the array  
E\_User Energy supplied to the user  
E\_Solar Energy from the sun  
E\_Grid Energy injected into grid  
EFrGrid Energy from the grid



Project: PSF - Las Rozas

Variant: Caso 1 sin batería

PVsyst V8.0.12  
VCB, Simulation date:  
29/06/25 10:37  
with V8.0.12

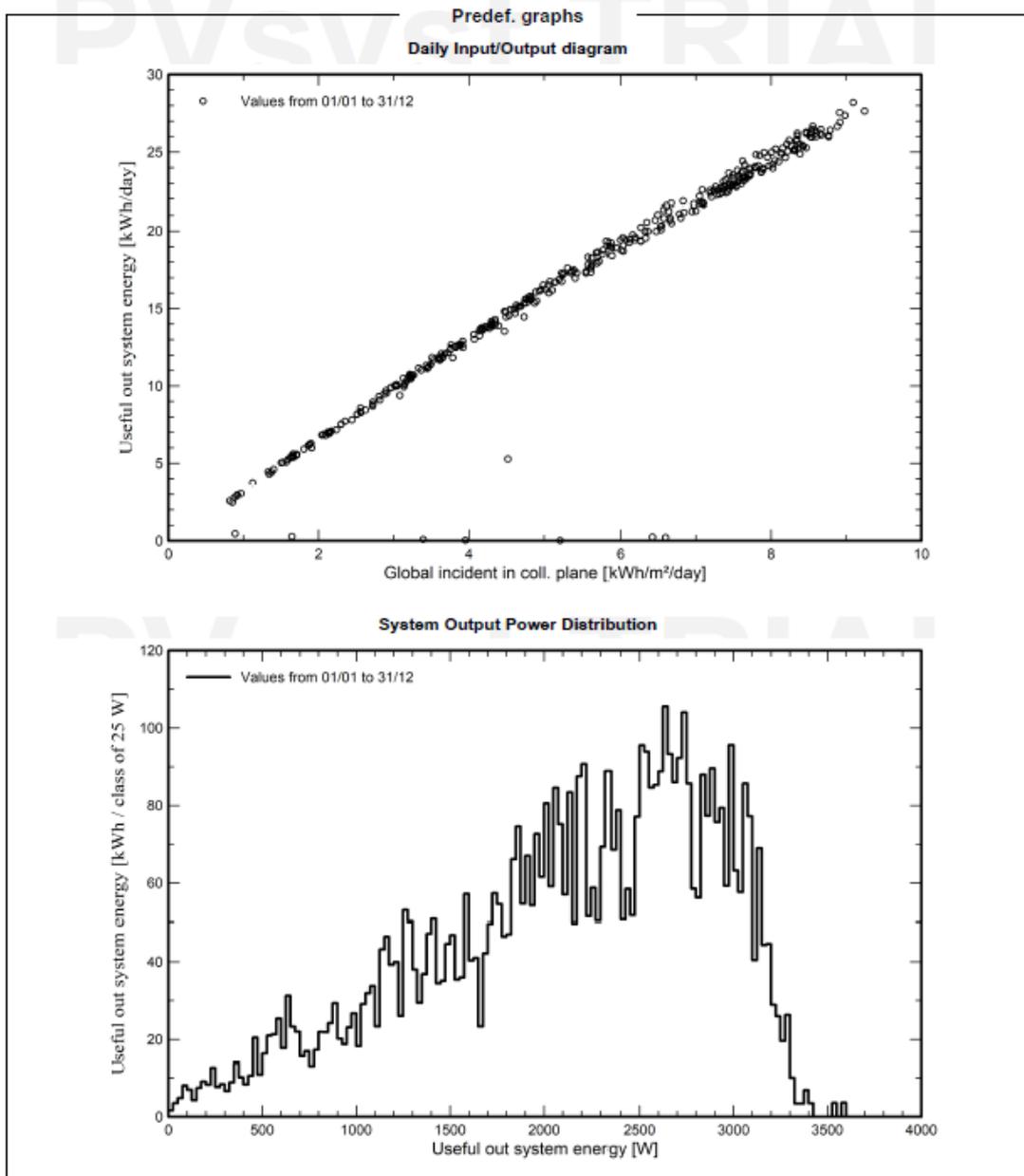


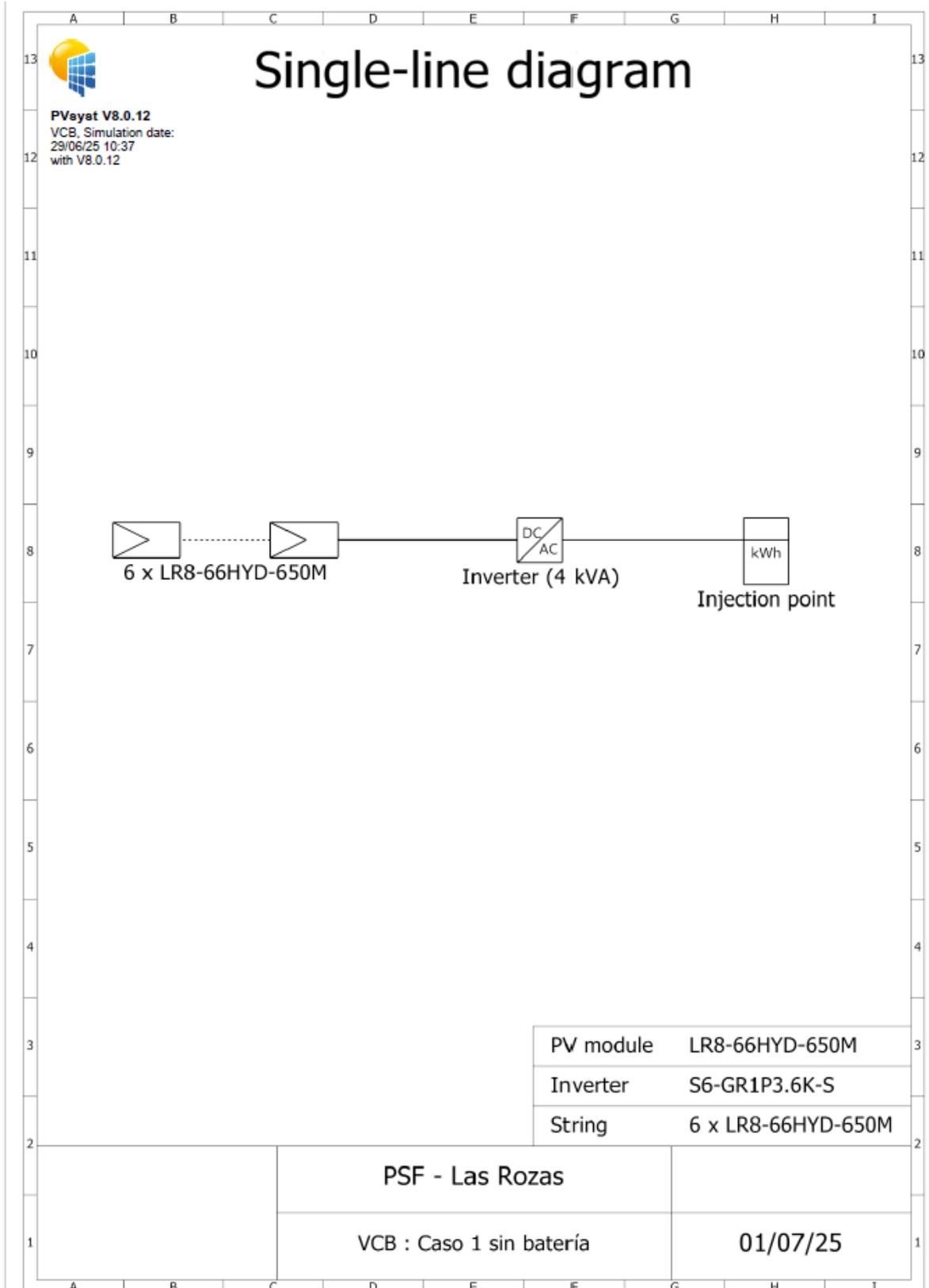


Project: PSF - Las Rozas

Variant: Caso 1 sin batería

**PVsyst V8.0.12**  
VCB, Simulation date:  
29/06/25 10:37  
with V8.0.12





## **ANEXO II. FICHA TÉCNICA DE LOS PANELES**

### **SOLARES**

# Hi-MO 9

## LR8-66HYD 635~670M

- Products for utility with optimal power generation through the entire lifecycle
- Performance improvement leads to a more than 6.5% power generation gain
- TaiRay wafer & BC technology enhances high product reliability
- Smart manufacturing & LONGi product lifecycle standards deliver exceptional product quality

**12** 12-year Warranty for Materials and Processing

**30** 30-year Warranty for Extra Linear Power Output

### Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730  
ISO9001:2015- ISO Quality Management System  
ISO14001:2015- ISO Environment Management System  
ISO45001:2018- Occupational Health and Safety  
IEC62541- Guideline for module design qualification and type approval

**LONGi**

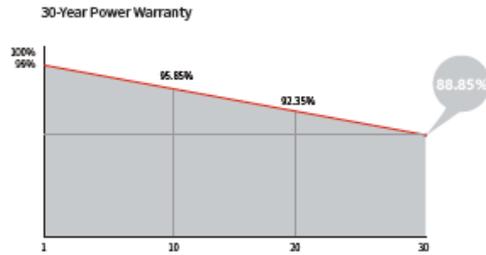


# Hi-MO 9

## LR8-66HYD 635~670M

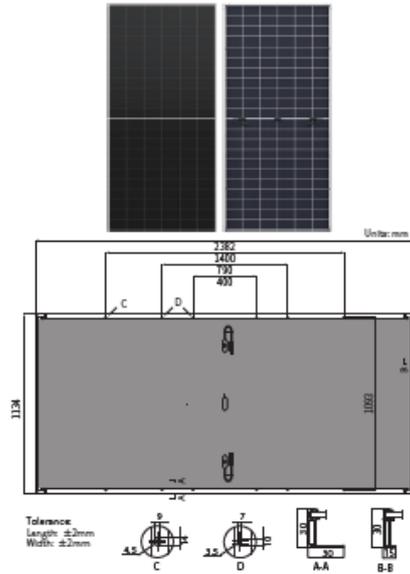
<b>24.8%</b> MAX MODULE EFFICIENCY	<b>0~3%</b> POWER TOLERANCE	<b>&lt;1%</b> FIRST YEAR POWER DEGRADATION	<b>0.35%</b> YEAR 2-30 POWER DEGRADATION	<b>BC-CELL</b> LOWER OPERATING TEMPERATURE
--	-----------------------------------	--	--	--

### Additional Value



### Mechanical Parameters

Cell Orientation	132 (6x22)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , +400, -200mm $\pm$ 1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	33.5kg
Dimension	2382 x 1134 x 30mm
Packaging	36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC



Module Type	LR8-66HYD-635M		LR8-66HYD-640M		LR8-66HYD-645M		LR8-66HYD-650M		LR8-66HYD-655M		LR8-66HYD-660M		LR8-66HYD-665M		LR8-66HYD-670M	
	STC	NOCT														
Maximum Power (P <sub>max</sub> /W)	635	483.4	640	487.2	645	491.0	650	494.8	655	498.6	660	502.4	665	506.2	670	510.0
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> /V)	49.42	46.97	49.52	47.06	49.62	47.16	49.72	47.25	49.82	47.35	49.92	47.44	50.02	47.54	50.12	47.63
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> /A)	16.30	13.09	16.38	13.16	16.46	13.22	16.54	13.28	16.62	13.35	16.70	13.41	16.78	13.48	16.86	13.54
Voltage at Maximum Power (V <sub>mp</sub> /V)	40.68	38.66	40.78	38.76	40.88	38.85	40.98	38.95	41.08	39.04	41.18	39.14	41.28	39.23	41.38	39.33
Current at Maximum Power (I <sub>mp</sub> /A)	15.61	12.51	15.69	12.58	15.78	12.65	15.86	12.72	15.94	12.78	16.03	12.85	16.11	12.92	16.19	12.98
Module Efficiency(%)	23.5		23.7		23.9		24.1		24.2		24.4		24.6		24.8	

### Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 645W front)

P <sub>max</sub> /W	V <sub>oc</sub> /V	I <sub>sc</sub> /A	V <sub>mp</sub> /V	I <sub>mp</sub> /A	P <sub>max</sub> gain
677	49.62	17.28	40.88	16.57	5%
710	49.62	18.11	40.88	17.36	10%
744	49.62	18.93	40.98	18.15	15%
776	49.72	19.75	40.98	18.94	20%
808	49.72	20.58	40.98	19.73	25%

### Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0~3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	35A
Nominal Operating Cell Temperature	45 $\pm$ 2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	75 $\pm$ 5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

### Mechanical Loading

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

### Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.200%/°C
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	-0.260%/°C

## **ANEXO III. FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR**



### S6-GR1P(2.5-6)K-S

## Inversores monofásicos Solis conectados a red

#### Características:

- Corriente por string de hasta 16A
- Admite control de exportación de potencia
- Protección AFCI, reduce activamente el riesgo de incendio
- Diseño compacto para una instalación fácil
- Integración de interfaz CT y medidor
- Monitoreo del consumo de carga las 24 horas
- Adaptación a redes débiles

#### Modelos:

S6-GR1P2.5K-S / S6-GR1P3K-S

S6-GR1P3.6K-S / S6-GR1P4K-S

S6-GR1P4.6K-S / S6-GR1P5K-S

S6-GR1P6K-S





www.solisinverters.com

**Tabla de datos**

**S6-GR1P(2.5-6)K-S**

Modelos	2.5K	3K	3.6K	4K	4.6K	5K	6K
<b>Entrada CC (PV)</b>							
Potencia de entrada máxima recomendada	3 kW	3.5 kW	4.2 kW	4.6 kW	5.3 kW	5.8 kW	6.6 kW
Voltaje máximo de entrada	550 V						
Voltaje nominal	250 V	330 V					
Voltaje de arranque	60 V	100 V					
Rango de voltaje MPPT	50 - 550 V	90 - 550 V					
Corriente máxima de entrada	16 A / 16 A						
Corriente máxima de cortocircuito	22 A / 22 A						
Número de MPPT / Número máximo de cadenas de entrada	2 / 2						
<b>Salida CA (red)</b>							
Potencia nominal de salida	2.5 kW	3 kW	3.6 kW	4 kW	4.6 kW	5 kW	6 kW
Potencia máxima de salida aparente	2.5 kVA	3 kVA	3.6 kVA	4 kVA	4.6 kVA	5 kVA	6 kVA
Potencia máxima de salida	2.5 kW	3 kW	3.6 kW	4 kW	4.6 kW	5 kW	6 kW
Voltaje nominal de la red	1/N/PE, 220 V						
Frecuencia nominal de la red	60 Hz						
Corriente nominal de salida de red	11.4 A	13.6 A	16.0 A	18.2 A	20.9 A	22.7 A	27.3 A
Corriente máxima de salida	11.4 A	13.6 A	16.0 A	18.2 A	20.9 A	22.7 A	27.3 A
Factor de potencia	> 0.99 (0.8 en adelante a 0.8 en atraso)						
THDi	< 3%						
<b>Eficiencia</b>							
Eficiencia máxima	97.3%	97.3%		97.6%		97.7%	
Eficiencia EU	96.5%	96.6%		97.1%		97.1%	
<b>Protección</b>							
Protección contra polaridad inversa DC	Sí						
Protección contra cortocircuito	Sí						
Protección de sobrecorriente de salida	Sí						
Protección contra sobretensiones	Sí						
Monitoreo de red	Sí						
Detección Anti-isla	Sí						
Protección de temperatura	Sí						
Escaneo de múltiples picos	Sí						
AFCI integrado	Sí <sup>(1)</sup>						
Interruptor de CC integrado	Sí						
<b>Datos generales</b>							
Dimensiones (longitud x altura x ancho)	330 x 371 x 161 mm						
Peso	8.2 kg	8.3 kg		8.9 kg		9 kg	
Topología	Sin Transformador						
Consumo propio (noche)	< 1 W						
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 ~ +60°C						
Humedad relativa	0 - 100%						
Nivel de protección	TYPE 4X						
Emisión de ruido (típica)	< 20 dB(A)						
Enfriamiento	Enfriamiento natural				Enfriamiento natural con ventilador interno		
Altitud máxima de funcionamiento	4000 m						
Conformidad	UL 1741, IEEE 1547, UL 1699B, UL 1998, FCC, UL 1741SA						
<b>Características</b>							
Conexión de CC	Conector MC4						
Conexión de CA	Enchufe de conexión rápida						
Pantalla	Pantalla digital LED y Bluetooth + APP						
Interfaz de control de exportación	Opcional:CT, Meter, CT/Meter (2-in-1)						
Comunicación	RS485, USB, Opcional: Wi-Fi, GPRS						

(1) Activación necesaria.

## **ANEXO IV. FICHA TÉCNICA DEL SOPORTE**



- Soporte coplanar para anclaje a losa de hormigón y/o madera.
- Válido para teja mixta
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm
- No recomendado para viguetas de hormigón pretensado.
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)  
Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6  
Tornillería de acero inoxidable A2-70  
Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.  
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

**Dos opciones:**

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

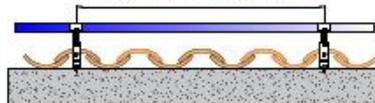
2279x1150  (Ver página 2)

Para módulos de hasta 2400x1350 - Sistema PS

2400x1350  (Ver página 3)

Carga de nieve: 40 kg/m<sup>2</sup>

Para la distancia de anclajes de los módulos consultar ficha técnica del módulo



Perfil compatible G1



Perfiles paralelos a la cumbre



Perfiles perpendiculares a la cumbre

**Par de apriete:**  
Tornillo Presor 7 Nm  
Tornillo M8 Hexagonal 20 Nm  
Tornillo M10 Hexagonal 40 Nm  
Tornillo M4,2/4,8 Hexagonal 5 Nm

**Nota:** Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos. Los presores no se deben apretar con máquinas de impacto.

Heramientas necesarias:



Seguridad:



Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.



teja



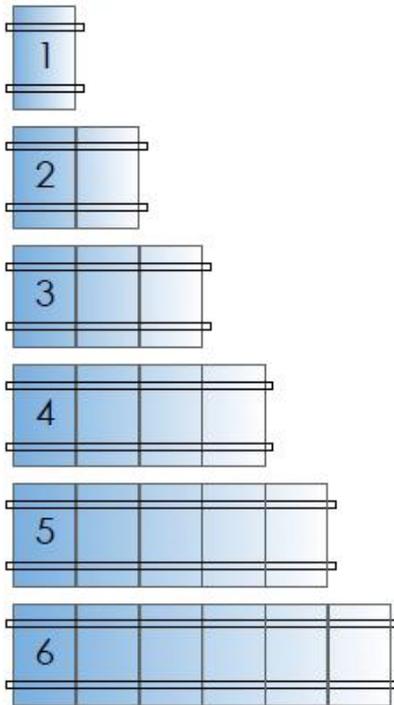
Marcado ES19/86524 CE



Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema KIT

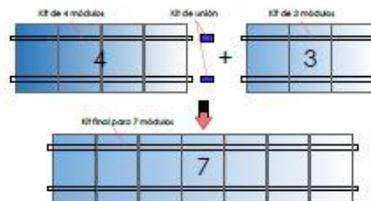
2279x1150 

Kits disponibles:

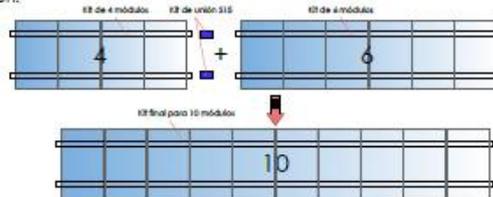


**EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN**

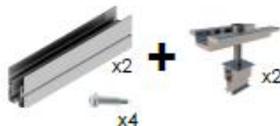
Para realizar una fila de 7 módulos se realizaría con 1 Kit de 4 + 1 Kit de 3 + 1 Kit de unión



Para realizar una fila de 10 módulos se realizaría con 1 kit de 4 + 1 Kit de 6 + 1 Kit de unión.



S15 Kit de unión



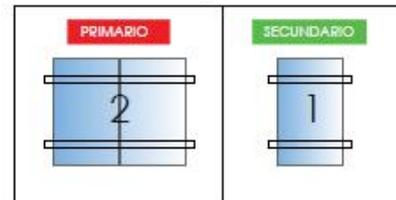
\* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

Marcado ES19/84524 CE

Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.



Kits disponibles:



Sistema modular para instalaciones con módulos de gran formato de hasta 2400x1350.

El sistema consta de **1 kit primario** y X número de **kit secundario**

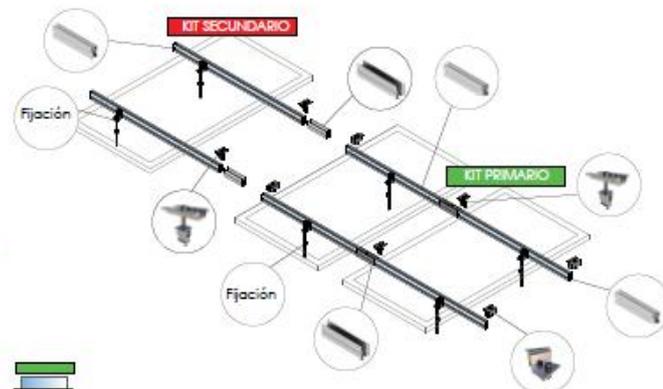
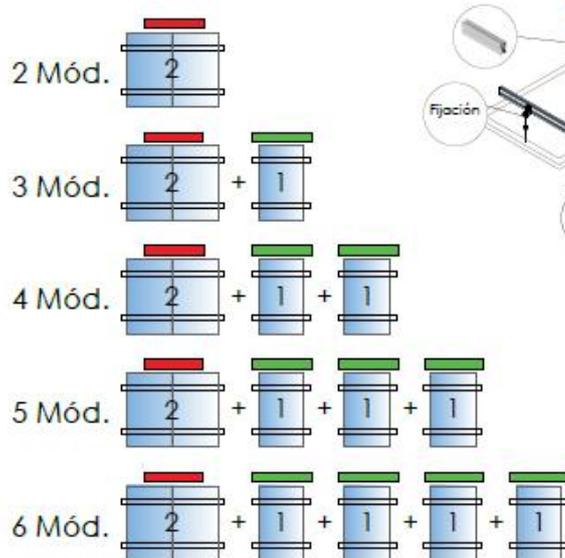
El Kit primario es un Kit para 2 módulos.

El Kit secundario es un producto complementario de 1 módulo para unirse al Kit primario al incorporar el Kit de unión.

Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.



**EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN**



\* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

Marcado **ES17/84524** **CE**

R1-04/21

# Velocidades de viento

Soporte coplanar continuo con salvatejas para cubierta de teja mixta

**02V**  
Sistema kit



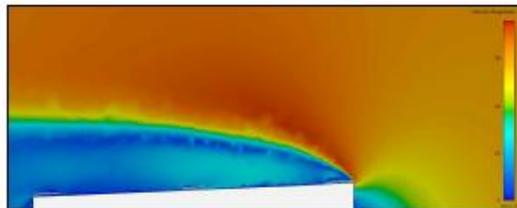
Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

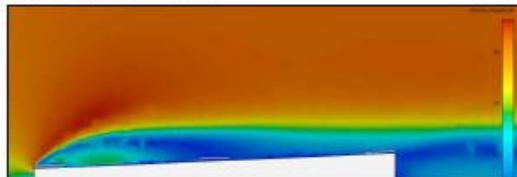
Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento							
Tamaño del módulo 	1	2	3	4	5	6	nº de módulos
2000x1000	150	150	150	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150	150	150	150	150	150	150	

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados.



Rujo viento norte - En estructura coplanar.



Rujo viento sur - En estructura coplanar.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.  
 Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

Marcado CE  
 ES19/86524