



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO DOMÉSTICO

Autor: Alejandra Hermida López-Giraldo

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título "ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO DOMÉSTICO" e la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025-2026 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

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

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

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

Investigación

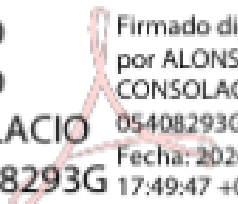


Firmado (alumno): Alejandra Hermida López-Giraldo

Fecha: 25/06/2026

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

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
<p>ALONSO ALONSO CONSOLACIO N - 05408293G</p>  <p>Firmado digitalmente por ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G Fecha: 2026.06.26 17:49:47 +02'00'</p>	
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha:



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO DOMÉSTICO

Autor: Alejandra Hermida López-Giraldo

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio de 2026

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mi tutora, Consolación Alonso, por su disponibilidad, su guía técnica y la dedicación mostrada a lo largo de todo el desarrollo de este Trabajo Fin de Grado.

Agradezco también a la familia propietaria de la vivienda objeto de estudio, por permitirme utilizar sus datos reales de consumo y facturación, sin los cuales este análisis no habría sido posible.

Por último, gracias a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) y a la Universidad Pontificia Comillas por la formación recibida a lo largo de estos años, que me ha proporcionado las herramientas necesarias para afrontar este trabajo.

ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO DOMÉSTICO

Autor: Hermida López-Giraldo, Alejandra.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El encarecimiento estructural de la electricidad y el impulso regulatorio del PNIEC 2023-2030 (19 GW de autoconsumo para 2030) sitúan al autoconsumo residencial en el centro de la transición energética española, que ya acumula 9,3 GW instalados a cierre de 2025 pese a la desaceleración reciente del segmento residencial. Sin embargo, los presupuestos comerciales habituales se basan en dimensionamientos estandarizados que no explotan el potencial específico de cada vivienda. Este proyecto responde a esa brecha, ofreciendo un análisis técnico-económico particularizado con datos reales y herramientas de simulación profesionales.

El caso de estudio es una vivienda unifamiliar de nueva construcción (2023, 673 m² construidos, 5 ocupantes) en El Cantizal, Las Rozas de Madrid, con cubierta plana que permite libertad total de orientación e inclinación. Se adopta la modalidad de autoconsumo con excedentes acogido a compensación simplificada (RD 244/2019). El objeto del proyecto es triple:

- Caracterizar el recurso solar y el consumo de la vivienda.
- Diseñar y optimizar la instalación mediante simulación sistemática en PVsyst.
- Evaluar su viabilidad técnica, económica y ambiental.

El recurso solar se caracterizó cruzando las bases de datos independientes PVGIS, Meteororm y NASA SSE (2005-2025) obteniéndose valores de GHI anual consistentes entre sí (1719,6-1776,9 kWh/m²), con el máximo concentrado entre mayo y agosto; se adoptó la media de las tres fuentes como entrada para PVsyst. El consumo se determinó a partir de las facturas mensuales de IBERDROLA del año 2025 (tarifa PVPC 2.0TD, 9,2 kW contratados), descartando 2023-2024 por no ser representativos. El consumo anual asciende a 15625,93 kWh, validado frente a una estimación teórica del inventario de electrodomésticos con una desviación del 8,3%.

	<i>Meteonorm + NASA + PVGIS</i>	<i>Meteonorm + PVGIS</i>	<i>NASA + Meteonorm</i>
	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Wind speed (m/s)
Enero	66,478	25,03	2,48
Febrero	89,68	33,29	2,79
Marzo	132,72	53,05	3,02
Abril	166,82	58,64	2,89
Mayo	205,02	69,94	2,61
Junio	226,97	64,20	2,66
Julio	242,43	56,96	2,73
Agosto	212,20	52,38	2,65
Septiembre	157,97	49,27	2,37
Octubre	111,69	41,22	2,36
Noviembre	70,59	27,82	2,59
Diciembre	58,92	22,10	2,24

Datos de radiación promediados (Fuente: PVGIS, NASA SSE, Meteonorm)

El diseño se realizó en PVsyst, fijando orientación sur e inclinación de 35°. Se compararon 23 simulaciones combinando tres modelos de módulo monocristalino (Jinkosolar, Longi, Risen) con tres marcas de inversor string (Huawei, Growatt, SMA) en configuraciones de 6 a 12 módulos, usando el periodo de retorno como criterio principal de selección. Para la configuración óptima resultante se simularon los 25 años de vida útil considerando la degradación anual de los módulos (0,4%/año), un crecimiento del precio de la energía del 2% anual (objetivo de inflación del BCE), una tasa de descuento del 4% para el cálculo del VAN/TIR, mantenimiento anual del 4% de la inversión y reposición del inversor en los años 10 y 20. El impacto ambiental se calculó con el factor de emisión de la red española de MITECO (0,181 kg CO₂/kWh).

La configuración óptima obtenida de 5,5 kWp se basa en 10 módulos Jinkosolar JKM-72HC-BDVP-550M bifaciales con inversor Huawei SUN2000-5KTL-L1 (5 kW), ambos

fabricantes Tier 1 de BloombergNEF, sobre dos estructuras Sunfer 12V orientadas a 35° sur. El ratio DC/AC de 1,10 evita pérdidas por saturación del inversor.

<i>Año</i>	<i>Consumo Total (kWh/año)</i>	<i>Generación Fotovoltaica Total (kWh/año)</i>	<i>Autoconsumo Instantáneo (kWh/año)</i>	<i>Exportación de Energía (kWh/año)</i>	<i>Importación de Energía (kWh/año)</i>
1	15627	9884	5098	4334	10529
2	15627	9857	5101	4305	10525
3	15627	9808	5095	4265	10532
4	15627	9759	5088	4225	10539
5	15627	9707	5081	4183	10546
6	15627	9651	5073	4138	10554
7	15627	9590	5064	4089	10562
8	15627	9529	5056	4039	10571
9	15627	9467	5047	3989	10580
10	15627	9407	5038	3940	10589
11	15627	9352	5030	3896	10597
12	15627	9303	5023	3857	10604
13	15627	9256	5015	3819	10611
14	15627	9209	5008	3782	10618
15	15627	9163	5001	3745	10626
16	15627	9115	4993	3707	10633
17	15627	9066	4986	3668	10641
18	15627	9015	4978	3627	10649
19	15627	8962	4969	3585	10658
20	15627	8906	4960	3540	10667
21	15627	8843	4949	3491	10667
22	15627	8774	4938	3437	10689
23	15627	8703	4926	3381	10701
24	15627	8631	4914	3324	10713
25	15627	8558	4901	3268	10726
Promedio	15627	9260,6	5013,28	3825,36	10613,08

Datos de consumo, generación, importación y exportación a 25 años (Fuente: PVsyst)

La producción anual media a lo largo de la vida útil de la instalación es de 9260,6 kWh, con un Performance Ratio del 84,24%, por encima del umbral del 80% exigido en el sector. Las pérdidas dominantes son las térmicas (3,73%, por el calentamiento estival de los módulos

en Madrid) y las óhmicas/mismatch (3,20%). La fracción solar es del 32,62% y el ratio de autoconsumo instantáneo del 54,1%; el comportamiento es estacionalmente complementario al consumo, con excedentes elevados en verano (mayo es el único mes en que la producción supera la demanda) y excedentes casi nulos en invierno, cuando casi toda la generación se autoconsume.

La inversión inicial es de 6437,70 € (módulos, inversor, estructura, legalización y mano de obra). El proyecto alcanza el equilibrio económico en el año 6 y, con un horizonte de 25 años, genera un VAN de 16730,17 € y una TIR del 15,11%, casi cuatro veces superior a la tasa de descuento empleada. La reposición del inversor cada 10 años es el único desembolso extraordinario relevante y no compromete la rentabilidad.

En el plano ambiental, la instalación evita 1789 kg de CO₂ en el primer año y 41,9 toneladas a lo largo de su vida útil, en línea con los ODS 7 y 13 de la Agenda 2030.

En conclusión, el proyecto confirma que una instalación fotovoltaica de autoconsumo residencial en una vivienda unifamiliar en Madrid es técnicamente sólida (PR 84,24%), económicamente rentable (VAN 16730,17 €, TIR 15,11%, payback de 6 años sobre una vida útil de 25) y ambientalmente positiva (41,9 t de CO₂ evitadas). La comparación sistemática de 23 configuraciones demuestra que el dimensionamiento óptimo no siempre coincide con la mayor potencia instalada; ampliar a 12 módulos no mejora la rentabilidad frente a la configuración de 10 seleccionada.

Como líneas de trabajo futuro se identifican la incorporación de almacenamiento en batería para superar el 54,1% de autoconsumo actual, el análisis de sensibilidad ante variaciones del precio eléctrico, la extensión a perfiles de consumo con vehículo eléctrico, y el estudio de autoconsumo colectivo con viviendas próximas (RD 244/2019). En conjunto, el contexto español de alta irradiación, marco regulatorio favorable y objetivos ambiciosos del PNIEC hace de este tipo de instalaciones una opción replicable con un impacto significativo en la transición energética residencial

FEASIBILITY ANALYSIS OF A PHOTOVOLTAIC INSTALLATION FOR DOMESTIC ELECTRICITY SELF-CONSUMPTION

Author: Hermida López-Giraldo, Alejandra.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The structural rise in electricity prices and the regulatory push from the PNIEC 2023-2030 (19 GW of self-consumption targeted by 2030) place residential self-consumption at the center of Spain's energy transition, which already totals 9.3 GW installed by the end of 2025 despite the recent slowdown in the residential segment. However, typical commercial quotes are based on standardized sizing that fails to exploit each home's specific potential. This project responds to that gap, offering a site-specific technical-economic analysis using real data and professional simulation tools.

The case study is a newly built single-family home (2023, 673 m² of constructed area, 5 occupants) in El Cantizal, Las Rozas de Madrid, with a flat roof that allows complete freedom of orientation and tilt. The self-consumption modality adopted is surplus energy under the simplified compensation scheme (RD 244/2019). The project's objective is threefold:

- To characterize the home's solar resource and energy consumption.
- To design and optimize the installation through systematic simulation in PVsyst.
- To assess its technical, economic and environmental viability.

The solar resource was characterized by cross-checking the three independent databases PVGIS, Meteonorm, and NASA SSE (2005-2025), yielding consistent annual GHI values (1719,6-1776,9 kWh/m²) with the resource concentrated between May and August; the average of the three sources was adopted as the input for PVSyst. Consumption was determined from IBERDROLA's monthly bills for 2025 (PVPC 2.0TD tariff, 9,2 kW contracted), discarding 2023-2024 as unrepresentative following the commissioning of the aerothermal system. Annual consumption amounts to 15625,93 kWh, validated against a theoretical estimate based on the appliance inventory with an 8,3% deviation.

	<i>Meteonorm + NASA + PVGIS</i>	<i>Meteonorm + PVGIS</i>	<i>NASA + Meteonorm</i>
	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Wind speed (m/s)
January	66,478	25,03	2,48
February	89,68	33,29	2,79
March	132,72	53,05	3,02
April	166,82	58,64	2,89
May	205,02	69,94	2,61
June	226,97	64,20	2,66
July	242,43	56,96	2,73
August	212,20	52,38	2,65
September	157,97	49,27	2,37
October	111,69	41,22	2,36
November	70,59	27,82	2,59
Dicember	58,92	22,10	2,24

Averaged radiation data (Source: PVGIS, NASA SSE, Meteonorm)

The design was carried out in PVSyst, with a fixed south orientation and a 35° tilt. A total of 23 simulations were compared, combining three monocrystalline module models (Jinkosolar, Longi, Risen) with three string inverter brands (Huawei, Growatt, SMA) in configurations of 6 to 12 modules, using the payback period as the main selection criterion. For the resulting optimal configuration, the 25-year service life was simulated accounting for the modules' annual degradation (0,4%/year), a 2% annual energy price growth rate (the ECB's inflation target), a 4% discount rate for the NPV/IRR calculation, annual maintenance equal to 4% of the investment, and inverter replacement in years 10 and 20. Environmental impact was calculated using MITECO's emission factor for the Spanish grid (0,181 kg CO₂/kWh).

The optimal configuration of 5 kWp consists of 10 Jinkosolar JKM-72HC-BDVP-550M bifacial modules with a Huawei SUN2000-5KTL-L1 inverter (5 kW), both Tier 1

manufacturers per BloombergNEF, mounted on two Sunfer 12V structures oriented south at 35°. The DC/AC ratio of 1,10 avoids inverter clipping losses.

<i>Year</i>	<i>Total Consumption (kWh/year)</i>	<i>Total Photovoltaic Generation (kWh/year)</i>	<i>Self-Consumption (kWh/year)</i>	<i>Energy Export (kWh/year)</i>	<i>Energy Import (kWh/year)</i>
1	15627	9884	5098	4334	10529
2	15627	9857	5101	4305	10525
3	15627	9808	5095	4265	10532
4	15627	9759	5088	4225	10539
5	15627	9707	5081	4183	10546
6	15627	9651	5073	4138	10554
7	15627	9590	5064	4089	10562
8	15627	9529	5056	4039	10571
9	15627	9467	5047	3989	10580
10	15627	9407	5038	3940	10589
11	15627	9352	5030	3896	10597
12	15627	9303	5023	3857	10604
13	15627	9256	5015	3819	10611
14	15627	9209	5008	3782	10618
15	15627	9163	5001	3745	10626
16	15627	9115	4993	3707	10633
17	15627	9066	4986	3668	10641
18	15627	9015	4978	3627	10649
19	15627	8962	4969	3585	10658
20	15627	8906	4960	3540	10667
21	15627	8843	4949	3491	10667
22	15627	8774	4938	3437	10689
23	15627	8703	4926	3381	10701
24	15627	8631	4914	3324	10713
25	15627	8558	4901	3268	10726
Average	15627	9260,6	5013,28	3825,36	10613,08

Consumption, generation, import and export data over 25 years (Source: PVsyst)

Over the 25-year horizon de average annual production is 9260,6 kWh, with a Performance Ratio of 84,24%, above the 80% threshold typically required in the sector. The dominant

losses are thermal (3,73%, due to module heating during Madrid's summer months) and ohmic/mismatch losses (3,20%). The solar fraction is 32,62% and the instantaneous self-consumption ratio is 54,1%; the seasonal pattern is complementary to consumption, with high surplus in summer (May is the only month in which production exceeds demand) and almost no surplus in winter, when nearly all generation is self-consumed.

The initial investment is 6437,70 € (modules, inverter, mounting structure, legalization, and labor). The project reaches break-even in year 6 and, over a 25-year horizon, generates an NPV of 16730,17 € and an IRR of 15,11%, nearly four times the discount rate used. Inverter replacement in year 10 is the only significant extraordinary expense and does not compromise profitability.

Environmentally, the installation avoids 1789 kg of CO₂ in the first year and 41,9 tonnes over its service life, in line with SDGs 7 and 13 of the 2030 Agenda.

The project confirms that a residential self-consumption photovoltaic installation in a single-family home in Madrid is technically sound (PR 84,24%), profitable economically (NPV 16730,17 €, IRR 15,11%, 6-year payback over a 25-year service life) and environmentally positive (41,9 t of CO₂ avoided). The systematic comparison of 23 configurations shows that the optimal sizing does not always coincide with the highest installed power; scaling up to 12 modules does not improve profitability compared with the selected 10 module configuration.

Future lines of work include incorporating battery storage to exceed the current 54,1% self-consumption rate, a sensitivity analysis with respect to electricity price variations, extending the methodology to consumption profiles with electric vehicles, and studying collective self-consumption with nearby homes (RD 244/2019). Taken together, the Spanish context of high solar irradiation, a favorable regulatory framework and the ambitious targets of the PNIEC makes this type of installation a replicable option with a significant impact on the residential energy transition.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	11
1.1 Motivación del Proyecto	11
1.2 Objetivos del Proyecto	12
1.3 Alineación con Objetivos de Desarrollo Sostenible	13
1.4 Modalidades de Autoconsumo y Marco Regulatorio	15
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	17
Capítulo 3. Estado de la Cuestión.....	21
Capítulo 4. Definición del Trabajo	25
4.1 Justificación.....	25
4.2 Metodología.....	26
Capítulo 5. Análisis técnico de la vivienda.....	28
5.1 Estudio de la ubicación.....	28
5.2 Descripción de la vivienda	30
5.3 Condiciones meteorológicas.....	32
5.4 Estructura, fachada y cimentación.....	38
5.5 Cubierta	38
Capítulo 6. Recurso solar.....	41
6.1 Definición.....	41
6.2 Bases de datos de radiación.....	45
6.3 Recurso solar en el emplazamiento	48
Capítulo 7. Consumo energético de la vivienda	53
7.1 Análisis de la factura energética.....	53
7.2 Consumo mensual	56
7.3 Consumo diario promedio	58
7.4 Estimación del consumo.....	59
Capítulo 8. Diseño de la Instalación.....	61
8.1 Orientación	63

8.2 Sistema	65
8.2.1 Módulos fotovoltaicos	66
8.2.2 Inversor	69
8.2.3 Estructura de soporte	71
8.3 Pérdidas del Sistema.....	72
8.3.1 Parámetro térmico.....	72
8.3.2 Pérdidas óhmicas	73
8.3.3 Pérdidas por calidad del módulo	74
8.3.4 Pérdidas por suciedad.....	75
8.3.5 Pérdidas IAM.....	76
8.3.6 Pérdidas auxiliares.....	76
8.3.7 Pérdidas por degradación con el tiempo	77
8.3.8 Pérdidas por indisponibilidad de operación y mantenimiento.....	78
8.4 Consumo.....	78
8.5 Horizonte	79
8.6 Sombreados cercanos	80
8.7 Análisis y Optimización de la Instalación	80
Capítulo 9. Análisis de Resultados.....	88
9.1 Análisis Técnico	88
9.2 Análisis económico	96
9.2.1 Legalización de la instalación.....	96
9.2.2 Valoración de la inversión	97
9.2.3 Término de energía.....	98
9.2.4 Rentabilidad del proyecto.....	100
9.3 Análisis Ambiental	103
Capítulo 10. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	105
Capítulo 11. Bibliografía.....	109
ANEXO I. Informe PVsyst.....	111
ANEXO II. Simulaciones de PVsyst.....	121

<i>ANEXO III. Ficha técnica del módulo.....</i>	<i>125</i>
<i>ANEXO IV. Ficha técnica del inversor</i>	<i>127</i>
<i>ANEXO V. Ficha técnica de la estructura de soporte.....</i>	<i>129</i>
<i>ANEXO VI. Objetivos de Desarrollo Sostenible.....</i>	<i>131</i>

Índice de figuras

Figura 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible (Fuente: Organización de las Naciones Unidas)	14
Figura 2. Vista aérea de la vivienda en la Comunidad de Madrid (Fuente: Google Earth)	28
Figura 3. Vista aérea de la vivienda en El Cantizal (Fuente: Google Earth)	29
Figura 4. Vista aérea de la parcela (Fuente: Google Earth)	29
Figura 5. Consulta descriptiva y gráfica catastral del inmueble (Fuente: Sede Electrónica del Catastro)	30
Figura 6. Fotografía de la fachada delantera de la vivienda (Fuente: Propietario)	31
Figura 7. Fotografía de la fachada trasera de la vivienda (Fuente: Propietario)	31
Figura 8. Temperatura promedio por hora en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)	33
Figura 9. Temperaturas máxima, mínima y media promedio en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)	33
Figura 10. Porcentaje de nubosidad promedio por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)	34
Figura 11. Horas de luz promedio por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)	35
Figura 12. Elevación solar y Azimut por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)	36
Figura 13. Energía solar de onda corta promedio por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)	37
Figura 14. Plano de la planta superior de la vivienda (Fuente: Levitt - Constructora)	39
Figura 15. Plano de la planta baja de la vivienda (Fuente: Levitt - Constructora)	39
Figura 16. Diferencia entre el espectro solar terrestre y extraterrestre (Fuente: Consolación Alonso)	42
Figura 17. Relación entre irradiancia e irradiación (Fuente: Consolación Alonso)	42
Figura 18. Representación gráfica de las HSP (Fuente: Consolación Alonso)	43
Figura 19. Tipos de radiación y su incidencia en un receptor solar (Fuente: Consolación Alonso)	44
Figura 20. Interfaz de la plataforma PVGIS (Fuente: PVGIS)	46
Figura 21. Interfaz del software Meteonorm (Fuente: Meteonorm)	47

Figura 22. Interfaz de la base de datos NASA SSE (Fuente: NASA SSE).....	48
Figura 23. Comparativa de datos GHI (Fuente: NASA SSE, Meteonorm, PVGIS).....	50
Figura 24. Comparativa de datos DHI (Fuente: Meteonorm, PVGIS).....	50
Figura 25. Comparativa de datos velocidad del viento (Fuente: NASA SSE, Meteonorm).....	50
Figura 26. Factura eléctrica del hogar del mes de Marzo de 2025 (Fuente: IBERDROLA)	54
Figura 27. Página principal del software PVsyst (Fuente: PVsyst).....	61
Figura 28. Datos de localización para la generación del fichero “.sit” (Fuente: PVsyst) ...	62
Figura 29. Datos meteorológicos y de irradiación para el fichero “.met” (Fuente: PVsyst).....	62
Figura 30. Parámetros de inclinación y orientación (Fuente: PVsyst)	64
Figura 31. Interfaz de parámetros del sistema (Fuente: PVsyst).....	66
Figura 32. La célula solar fotovoltaica (Fuente: Consolación Alonso).....	67
Figura 33. El módulo fotovoltaico (Fuente: Consolación Alonso)	68
Figura 34. Inversor residencial (Fuente: Huawei Technologies)	70
Figura 35. Estructura de soporte fija (Fuente: Consolación Alonso)	71
Figura 36. Parámetro térmico (Fuente: PVsyst)	73
Figura 37. Pérdidas óhmicas (Fuente: PVsyst).....	74
Figura 38. Pérdidas por calidad del módulo y pérdidas LID (Fuente: PVsyst).....	75
Figura 39. Pérdidas por suciedad (Fuente: PVsyst).....	75
Figura 40. Pérdidas IAM (Fuente: PVsyst)	76
Figura 41. Pérdidas auxiliares (Fuente: PVsyst)	77
Figura 42. Pérdidas por envejecimiento (Fuente: PVsyst)	77
Figura 43. Pérdidas por indisponibilidad (Fuente: PVsyst).....	78
Figura 44. Datos de consumo mensual (Fuente: PVsyst, IBERDROLA).....	79
Figura 45. Pérdidas por sombreado lejano (Fuente: PVsyst)	79
Figura 46. Sombreados cercanos (Fuente: PVsyst).....	80
Figura 47. Balance de energía de la simulación 1 (Fuente: PVsyst).....	82
Figura 48. Balance de energía de la simulación 6 (Fuente: PVsyst).....	83
Figura 49. Balance de energía de la simulación 7 (Fuente: PVsyst).....	84
Figura 50. Balance de energía de la simulación 10 (Fuente: PVsyst).....	85

Figura 51. Balance de energía de la simulación 13 (Fuente: PVsyst)	85
Figura 52. Balance de energía de la simulación 18 (Fuente: PVsyst)	86
Figura 53. Resumen de resultados (Fuente: PVsyst).....	89
Figura 54. Performance Ratio mensual (Fuente PVsyst)	89
Figura 55. Producción normalizada (Fuente: PVsyst).....	90
Figura 56. Balance mensual (Fuente: PVsyst).....	91
Figura 57. Diagrama de pérdidas (Fuente: PVsyst).....	92
Figura 58. Diagrama unifilar de la instalación (Fuente: PVsyst)	94

Índice de tablas

Tabla 1. Temperaturas promedio por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark).....	34
Tabla 2. Porcentaje de nubosidad por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark).....	35
Tabla 3. Horas de luz promedio por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark).....	36
Tabla 4. Velocidad del viento promedio por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark) ..	37
Tabla 5. Energía solar de onda corta promedio por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)	38
Tabla 6. Datos de radiación de la vivienda (Fuente: PVGIS)	48
Tabla 7. Datos de radiación de la vivienda (Fuente: Meteonorm)	49
Tabla 8. Datos de radiación de la vivienda (Fuente: NASA SSE)	49
Tabla 9. Datos de radiación promediados (Fuente: PVGIS, NASA SSE, Meteonorm).....	52
Tabla 10. Datos mensuales de la factura de electricidad de 2025 (Fuente: IBERDROLA)	57
Tabla 11. Datos Consumo Promedio Diario de la factura de electricidad de 2025 (Fuente: IBERDROLA).....	58
Tabla 12. Estimación del consumo de la vivienda	59
Tabla 13. Datos de consumo, generación, importación y exportación a 25 años (Fuente: PVsyst)	95
Tabla 14. Valoración del coste de la instalación (Fuente: PVsyst)	98
Tabla 15. Proyección de los precios de importación y exportación de energía.....	99
Tabla 16. Rentabilidad del proyecto.....	101
Tabla 17. Simulaciones PVsyst (Fuente: PVsyst)	124

Listado de acrónimos

AIE: Agencia Internacional de la Energía

APPA: Asociación de Empresas de Energías Renovables

BCE: Banco Central Europeo

BNI/DNI: Beam Normal Irradiance

CA: corriente alterna

CC: Corriente Continua

CIE: Certificado de Instalación Eléctrica

CTE: Código Técnico de la Edificación

DHI: Diffuse Horizontal Irradiance

FV: Fotovoltaico

GHI: Global Horizontal Irradiance

GTI: Global Tilt Irradiance

HSP: Hora Solar Pico

IBI: Impuesto sobre los Bienes Inmuebles

IRENA: Agencia Internacional de Energías Renovables

LID: Light Induced Degradation

MITECO: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

MPPT: Seguidor del Punto de Máxima Potencia

MTD: Memoria Técnica de Diseño

NASA SSE: National Aeronautics and Space Administration Surface meteorology and Solar Energy

NZE: Cero Emisiones Neta

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

OMIE: Retribución al Operador de Mercado

ONU: Organización de las Naciones Unidas

PIB: Producto Interior Bruto

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

PR: Performance Ratio

PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System

PVPC: Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor

REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

RECORE: Renovables, Cogeneración y Residuos

REE: Retribución al Operador del Sistema

SF: Fracción Solar

STC: Condiciones estándar de medida

TIR: Tasa Interna de Retorno

TONC: Condiciones normales de operación

V: Voltio

VAN: Valor Actual Neto

W: Vatio

WMO: World Meteorological Organization

WRDC: World Radiation Data Center

WRR: World Radiometric Reference

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El desarrollo de las ciudades, los grandes cambios en las tendencias de consumo y la creciente población se han traducido en un aumento sostenido de la demanda energética a nivel global. Las alarmas por las consecuencias a nivel climático y el impacto del modelo de consumo en el planeta se han convertido en foco para gobiernos, sociedades e instituciones que han reconocido como urgente la necesidad de buscar soluciones que se solidaricen con un futuro más sostenible y comprometido con el medio ambiente. En este contexto de descarbonización del sector energético y transición a modelos más sostenibles, la energía solar fotovoltaica se ha posicionado como una de las respuestas con mayor crecimiento en los últimos años. España no ha sido ajena a estos avances, siguiendo la tendencia exponencial, en 2022 el 10,1% de la energía generada fue fotovoltaica. A la par, el autoconsumo se ha convertido en una de las fuentes de generación eléctrica renovable más populares en el país, por delante de la nuclear o la cogeneración.

El presente Trabajo Fin de Grado cubre el diseño y análisis de viabilidad de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en una vivienda unifamiliar ubicada en Madrid. La motivación principal de este proyecto nace de una realidad económica concreta, la factura eléctrica se ha convertido en uno de los gastos domésticos más volátiles e impredecibles para los hogares españoles. Tras alcanzar máximos históricos en 2022 con precios de 200 €/MWh, el coste de la luz ha seguido siendo elevado y dinámico; en parte por una gran dependencia en los mercados de combustibles fósiles. España, y Madrid en particular, cuenta con uno de los índices de irradiación solar más elevados de Europa, lo que convierte a la vivienda unifamiliar en el contexto ideal para demostrar la viabilidad real del autoconsumo fotovoltaico como alternativa concreta, dimensionable y económicamente justificable para un hogar real con datos reales.

A nivel académico, este proyecto permite integrar conocimientos en instalaciones eléctricas, energías renovables, termodinámica y evaluación económica de proyectos adquiridos a lo largo del Grado en Tecnologías Industriales. La posibilidad de poder aplicar dichos conceptos y materiales de manera práctica en un caso propio en el que se podrán ver resultados reales dotan a este trabajo de un valor mayor que la pura aplicación de lo aprendido. En la temática de fin de grado que lleva a comienzos en el mundo laboral, la elaboración de un proyecto desde cero, la organización del desarrollo de este, la recopilación de información y el aprendizaje de uso de nuevas herramientas resultarán beneficiosos en el futuro donde seguramente se deba hacer frente a diversos proyectos partiendo de conocimientos escasos.

Por último, más allá del impacto económico individual, el proyecto responde también a una motivación social y ambiental. El sector residencial representa aproximadamente el 25% del consumo energético final en España, y la descarbonización de ese consumo es uno de los retos más tangibles de la transición energética. Dicho contexto de preocupación global por el medio ambiente y sostenibilidad convierten este análisis en uno de actualidad con relevancia de cara al futuro del aprovisionamiento energético del hogar.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Este proyecto persigue cumplir como objetivo principal el análisis del consumo eléctrico de una vivienda situada en la Comunidad de Madrid, identificando los patrones de demanda y los principales equipos consumidores para estudiar la viabilidad de una instalación de autoconsumo eléctrico fotovoltaico. Dicha instalación fotovoltaica será diseñada on-grid y adaptada a las características físicas de la vivienda (orientación, inclinación, superficie disponible) y a las condiciones de irradiación solar de la localización teniendo en cuenta también aspectos económicos y ambientales.

Una vez estudiadas las condiciones de la vivienda y del recurso solar, se seleccionarán y justificarán los componentes tecnológicos de la instalación: módulos fotovoltaicos, inversor, sistema de monitorización y sistema de almacenamiento si se desease. Posterior al diseño de

la instalación, la rentabilidad técnica podrá ser medida realizando simulaciones con el programa PVsyst. Se tendrá en cuenta también el factor ambiental, buscando reducir la producción de carbono lo máximo posible y alinearse con los objetivos de desarrollo sostenible.

Como último paso, se evaluará la viabilidad económica mediante indicadores financieros y se extraerán conclusiones sobre la rentabilidad técnica y económica del autoconsumo fotovoltaico en el contexto regulatorio y energético actual en España.

1.3 ALINEACIÓN CON OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Al implementar un sistema de autoconsumo en una vivienda se avanza en el cambio de fuentes de energía hacia renovables; luchando así contra la degradación ambiental y el cambio climático, y fortaleciendo el compromiso por un futuro más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

Con el fin de cumplir estos objetivos, este proyecto se encuentra alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030. Los 17 objetivos establecidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) abordan las diferentes temáticas que suponen un desafío para nuestra sociedad y combinándolos entre ellos definen los próximos pasos a tomar para luchar por la paz, igualdad y justicia, contra la pobreza, el cambio climático y la violencia, y para construir un mundo más próspero.



Figura 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible (Fuente: Organización de las Naciones Unidas)

Los principales ODS con los que contribuye este proyecto son:

- Objetivo 7 - Energía asequible y no contaminante: busca garantizar el acceso a energía limpia y accesible. Reducir la dependencia de fuentes energéticas fósiles e invertir en energías limpias como la solar suponen un factor clave para mitigar el cambio climático.
- Objetivo 11 - Ciudades y comunidades sostenibles: la instalación permitirá que la vivienda reduzca su huella de carbono y empiece a autoabastecer una parte de su consumo energético.
- Objetivo 12 - Producción y consumo responsables: incita al uso de modelos de consumo más autosuficientes y eficientes.
- Objetivo 13 - Acción por el clima: pone foco en la urgencia de reacción frente al daño ya causado al planeta, la instalación sustituye parte del consumo fósil de la vivienda por energía solar y reduce sus emisiones en comparación a años anteriores.

En el Anexo VI, ubicado en la parte final de la memoria, se repasará la implementación de estos cuatro objetivos en el proyecto con el fin de que el módulo fotovoltaico sea diseñado de la forma más responsable con el cumplimiento de la Agenda 2030 posible.

1.4 MODALIDADES DE AUTOCONSUMO Y MARCO REGULATORIO

El autoconsumo eléctrico en España se encuentra regulado principalmente por el Real Decreto 244/2019, este define las distintas modalidades existentes además de dictar las condiciones administrativas, técnicas y económicas aplicables a estas instalaciones. El decreto fomenta la implantación del autoconsumo tras haber sido este definido previamente en el artículo 9 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico; en esta ley se describe el autoconsumo como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de la red de un consumidor o mediante una línea directa asociada al mismo.

Destacan entre los aspectos introducidos por el Real Decreto 244/2019:

- Distinción de las tipologías de autoconsumo.
- Reglas sobre el autoconsumo colectivo.
- Obliga a que la potencia instalada sea la máxima del inversor.
- Permite que sujetos distintos sean propietario y consumidor de la instalación fotovoltaica.
- Regulación de la compensación de excedentes.
- Simplificación administrativa para la inscripción, conexión y tramitación.

Las modalidades de autoconsumo definidas por el Real Decreto 244/2019 se distinguen principalmente en función de los excedentes de energía:

- a) Autoconsumo con excedentes acogidos a compensación: pueden vender la energía en el pool o compensar mensualmente excedentes mediante la valoración de la energía horaria excedentaria.
 - i) El importe a compensar nunca podrá exceder de la valoración mensual de la energía horaria consumida.
 - ii) Instalaciones de potencia inferior o igual a 100 kW.
 - iii) Debe existir un contrato de compensación con la comercializadora eléctrica.
 - iv) La instalación no puede estar sujeta a otro régimen retributivo adicional.
 - v) La fuente de energía primaria debe ser renovable.

- b) Autoconsumo con excedentes no acogido a compensación: deben vender los excedentes en el mercado. No cumplen con los requisitos mencionados para autoconsumo con excedentes acogidos a compensación o directamente optan por no acogerse a la modalidad.
- c) Autoconsumo sin excedentes: instalaciones fotovoltaicas con mecanismos anti vertido que impiden inyectar su energía excedentaria a la red de transporte, dicha energía debe ser inmediatamente consumida o disponer de elementos de almacenamiento de energía como las baterías.

El presente proyecto opta por una instalación con autoconsumo con excedentes acogido a compensación. Para el correcto diseño del módulo se cumplirán los requisitos propios a dicha modalidad previamente explicados.

Otras regulaciones que enmarcan la normativa española respecto al autoconsumo son:

- Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética: fija los objetivos de neutralidad climática y descarbonización en 2050, estos implican la necesidad de depender un 74% de las renovables en 2030 e impulsa así el autoconsumo para lograrlo.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT): fija las condiciones de seguridad, diseño y ejecución de las instalaciones eléctricas de baja tensión, entre las cuales se encuentra el autoconsumo.
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC): fija como objetivo 19 GW de autoconsumo en 2030.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

De cara a la realización del proyecto, se hará uso de varios tipos de recursos que permitan analizar y tratar datos, simular diseños, verificar normativas, estudiar alternativas y la viabilidad final de la instalación. A lo largo de la memoria se hará referencia a ellos en este capítulo se introducirán para una mejor comprensión durante la lectura, aunque se detallarán en futuros capítulos. También se definirán términos y parámetros de medida del recurso solar a los cuales se hace mención en el proyecto.

Bases de datos de irradiación solar y programas de simulación:

- PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System): proporciona series históricas de irradiación solar para cualquier localización en Europa, África y el Sudoeste asiático a partir de datos satelitales.
- Meteonorm: base de datos comercial que proporciona datos de irradiación y temperatura interpolando datos satelitales y de estaciones meteorológicas.
- WRDC (World Radiation Data Center): centro de datos mundial esponsorizado por el World Meteorological Organization (WMO). Contribuye a la validación de otras bases de datos.
- NASA SSE (Surface meteorology and Solar Energy): plataforma de libre acceso de la NASA que dispone de series históricas de 22 años para la proporción de datos meteorológicos y de irradiación solar.
- PVSyst: software de simulación de instalaciones fotovoltaicas, permite estimar la producción anual, calcular el Performance Ratio y el diagrama de pérdidas de la instalación.

Componentes de una instalación fotovoltaica:

- Módulo fotovoltaico o placa solar: formado por células fotovoltaicas compuestas de materiales semiconductores que permiten transformar la radiación solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico.
- Inversor: funciona como interfase entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica, transformando la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA). Debe seguir la frecuencia y la tensión de la red a la que se encuentra. Su componente más importante es el Seguidor del Punto de Máxima Potencia (MPPT), este se encarga de variar la tensión de entrada al inversor de forma que la potencia de salida del generador se maximice.
- Estructura de soporte: los módulos FV se instalan sobre estructuras estables, rígidas y durables que soporten fuerzas del viento (mínimo de 150 km/h), lluvia, etc. Pueden ser fijas con módulos planos a ángulos fijos, o móviles con seguimiento solar de uno o dos ejes. Estas últimas incrementan la captación solar y generan más energía pero requieren mayor mantenimiento, necesitan más superficie y suponen mayor consumo, por lo que se emplean en proyectos de más escala.

Indicadores y parámetros técnicos:

- HSP (Hora Solar Pico): Número de horas durante las cuales debería incidir una irradiación 1000 W/m². Establecer las HSP es una manera de definir la energía total incidente a lo largo del día en una ubicación.
- PR (Performance Ratio): cociente entre la energía realmente producida por el sistema y la que produciría si operase siempre en condiciones ideales de referencia (STC). Incorpora el efecto acumulado de todas las pérdidas del sistema (temperatura, cableado, inversor, suciedad, etc.). Valores superiores al 80% se consideran indicativos de un diseño técnicamente sólido para instalaciones residenciales.

- Fracción solar (SF): proporción del consumo total de la vivienda cubierta por la generación fotovoltaica. Es el principal indicador del grado de autonomía energética alcanzado.
- Ratio de autoconsumo: proporción de la energía generada que es consumida directamente en la vivienda, sin ser exportada a la red. Un ratio elevado indica que la instalación está bien dimensionada para el perfil de consumo de la vivienda.

Radiación: Se define la Radiación Solar Global (G) a la suma de todas las radiaciones, directa (B), Difusa (D) y reflejada o albedo (R). El tipo de radiación más importante para la energía solar fotovoltaica es la Directa, aunque también se puede utilizar la radiación difusa. La cantidad de radiación que alcanza una superficie expuesta a los rayos solares puede interceptar, dependerá del ángulo formado por los rayos y la superficie considerada, de forma que si ésta es perpendicular a los rayos, este valor es máximo. Sin embargo este valor disminuirá a medida que lo haga el ángulo.

- DHI (Diffuse Horizontal Irradiance): Radiación difusa recibida por una superficie situada en el plano horizontal.
- GHI (Global Horizontal Irradiance): Radiación global recibida por una superficie situada en el plano horizontal.
- GTI (Global Tilt Irradiance): Radiación global recibida por una superficie situada en un plano inclinado.
- Orientación α : Ángulo entre la normal a la superficie y la línea que marca el sur geográfico (azimutal).
- Ángulo β : Ángulo de la superficie con respecto a la horizontal.

Indicadores económicos:

- VAN (Valor Actual Neto): suma de todos los flujos de caja futuros del proyecto actualizados al momento inicial mediante una tasa de descuento, menos la inversión inicial. Un VAN positivo indica que el proyecto genera valor económico neto y resulta rentable a la tasa de descuento considerada.

- TIR (Tasa Interna de Retorno): tasa de descuento para la cual el VAN del proyecto es igual a cero. Representa la rentabilidad efectiva de la inversión. Cuanto mayor sea la TIR respecto a la tasa de descuento empleada en el análisis, mayor es la rentabilidad del proyecto en términos relativos.
- Período de retorno (payback): número de años necesarios para recuperar la inversión inicial a partir de los ahorros y compensaciones generadas por la instalación. Su interpretación debe realizarse siempre en relación con la vida útil del sistema, que en instalaciones fotovoltaicas residenciales se estima en 25 años.

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

El fuerte desarrollo de la energía solar fotovoltaica y del autoconsumo en España, además de los objetivos de descarbonización de cara a 2050, hacen de este tipo de aprovisionamiento energético un foco de estudio cada vez más explotado.

A nivel global, la fotovoltaica continúa siendo la tecnología renovable de mayor crecimiento. Según IRENA, la capacidad mundial instalada alcanzó los 1865 GW a cierre de 2024, tras incorporar 451,9 GW en un solo año (sumando un 32,2% respecto a 2023), y las cifras provisionales de 2025 elevan ya el acumulado a 2392 GW, con 511 GW añadidos en el ejercicio. China concentra algo más de la mitad de la capacidad mundial, seguida de Estados Unidos e India; España se mantiene entre los diez principales mercados y como segunda potencia europea por detrás de Alemania. Pese a este ritmo sin precedentes, la AIE señala en su escenario de Cero Emisiones Netas (NZE 2050) que sería necesario instalar una media de 303 GW anuales durante la década 2020-2030 (entre el doble y el triple del ritmo actual) para rozar los 4000 GW acumulados en 2030 y cumplir los objetivos de descarbonización.

En España, el desarrollo del autoconsumo ha estado marcado por una fase de crecimiento muy acelerado entre 2019 y 2022, seguida de una desaceleración sostenida en los tres últimos ejercicios. Según el Informe Anual de Autoconsumo Fotovoltaico y Almacenamiento 2025 de APPA Renovables, la potencia acumulada ha evolucionado de 302 MW hasta 2018 a 9590 MW a cierre de 2025. El año 2022 constituye el punto de inflexión de la serie, con 2649 MW de nueva potencia instalada en un único ejercicio (impulsados por los precios eléctricos excepcionalmente altos y los fondos Next Generation EU), frente a los 1431 MW de 2024 y los 1214 MW de 2025, que suponen una caída del 15% respecto al año anterior y encadenan ya tres ejercicios consecutivos de contracción.

El segmento residencial, pese a representar la mayor parte de las instalaciones en número, concentra una proporción menor de la potencia; de los 9590 MW acumulados a cierre de 2025, 2649 MW (28%) corresponden a instalaciones domésticas y 6941 MW (72%) a

instalaciones comerciales e industriales. En cuanto al número de instalaciones, 2022 fue también el año récord con 240344 altas registradas, cifra que se ha reducido progresivamente hasta las 71609 de 2025 (66909 residenciales y 4700 industriales). No obstante, el tamaño medio de la instalación residencial ha aumentado hasta los 5,5 kW en 2025, frente a valores más reducidos en años anteriores, reflejo de un consumidor que dimensiona pensando en mayores necesidades eléctricas (aeroterminia, vehículo eléctrico, baterías) y no solo en cubrir el consumo diurno básico.

En términos de generación, el autoconsumo produjo 10550 GWh aprovechados en 2025, equivalentes al 4,1 % de la demanda eléctrica nacional, frente al 1,8 % que suponía en 2022 y prácticamente cero en 2018. Esta generación evitó aproximadamente 2,15 millones de toneladas de CO₂ en 2025 (más de 7,7 millones de toneladas acumuladas desde 2015) y el sector dio empleo a 7861 profesionales, aportando 1784 millones de euros al PIB nacional en 2024. Sin embargo, manteniéndose el ritmo actual de instalación (en torno a 1500 MW/año en el último trienio, frente a los 1900 MW/año necesarios), España alcanzaría únicamente unos 16000 MW en 2030, quedando un 18% por debajo del objetivo de 19 GW fijado por el PNIEC. A ello se suma un problema estructural creciente, en 2025 se desaprovecharon 2183 GWh de electricidad generada (un 21% del potencial anual) por limitaciones de capacidad en las redes de distribución.

Este contexto de desaceleración en la instalación pese a la madurez tecnológica y el atractivo económico demostrado del autoconsumo residencial refuerza la pertinencia de proyectos como el presente, que buscan maximizar el rendimiento de cada instalación individual ante un escenario donde el crecimiento agregado del sector ya no puede darse por garantizado.

De cara a garantizar la transición a la autogeneración de energías limpias, cualquier módulo instalado en una vivienda debe ofrecer mejores condiciones que las actuales. El diseño eficiente de un módulo depende de numerosos factores que se ven afectados también por la localización de la vivienda. Por lo tanto, este proyecto busca encontrar la mejor solución para la vivienda concreta seleccionada explotando los estudios realizados previamente en

cuanto a componentes, factores influyentes y diseño de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

La energía solar obtenida en una célula solar depende principalmente de la radiación solar incidente en los módulos. Los fotones incidentes deben poseer energía superior a la de gap del material semiconductor de las células fotovoltaicas, por lo tanto dicho material juega un papel protagonista para la obtención de energía. Actualmente, el material más empleado en el mercado es el Silicio cristalino, el cual representa un 95% de la producción. Dentro del Silicio se distinguen distintos tipos que varían en eficiencia principalmente; el Silicio monocristalino, con eficiencias en torno al 20%, y el policristalino, con eficiencias del 14–16% y menor coste de fabricación. Actualmente la eficiencia teórica máxima del silicio es del 29%. Menos utilizada, la lámina delgada de materiales como Silicio amorfo, CIS o Teleruro de Cadmio presenta rendimientos de en torno al 12%. Se encuentran en fase de demostración y desarrollo los sistemas de concentración, este elemento óptico concentra la radiación y multiplicándola podría llevar a rendimientos de entre 40 y 50%.

Otros factores determinantes del rendimiento y producción de un módulo fotovoltaico son el emplazamiento, la radiación que recibe, y la inclinación y orientación de los módulos. Hoy en día existen numerosas plataformas y softwares de los que obtener datos y referencias de irradiación; entre estos destaca PVGIS que permite conocer series históricas de GHI, GTI Y DHI. Complementario a esta base de datos, el software PVSyst permite realizar simulaciones detalladas de la producción de una instalación.

Los principales fabricantes de módulos solares se encuentran indexados en el Tier 1 de Bloomberg NEF, esta clasificación permite situar la solidez financiera y fiabilidad de los fabricantes de cara a proyectos. La comparativa se realiza en condiciones estándar de medida (STC) con temperatura de célula de 25 °C, AM1,5 y 1000 W/m², y condiciones normales de operación (TONC) de 800 W/m², temperatura ambiente de 20 °C y viento 1 m/s. Para pertenecer a esta categoría, el fabricante debe haber suministrado paneles a al menos seis proyectos de más de 1,5 MW respaldados por seis bancos diferentes en dos años.

En la última década se han producido grandes avances en la tecnología fotovoltaica para autoconsumo residencial, actualmente las instalaciones se dividen principalmente en dos tipologías; sistemas conectados a la red (on-grid) y sistemas aislados (off-grid). La modalidad más popular para viviendas urbanas es la conexión a red, permitiendo verter los excedentes al sistema eléctrico y obtener compensaciones económicas por estos. Los componentes esenciales de una instalación fotovoltaica residencial son los módulos solares, el sistema de monitorización (el cual en el caso de autoconsumo residencial en tejados es fijo) y el inversor; en instalaciones residenciales los inversores empleados son de tipo string y su potencia nominal se sitúa entre un 5 y un 20% por debajo de la potencia pico instalada. Opcionalmente se pueden sumar a la instalación baterías de almacenamiento. La elección de cada componente es determinante para el rendimiento de la instalación y su coste.

Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

4.1 JUSTIFICACIÓN

A la vista del crecimiento descrito en el capítulo anterior, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como la tecnología renovable de referencia tanto a escala global como en España, impulsada por la caída sostenida de sus costes (se estima que cada duplicación de la capacidad instalada mundial conlleva una reducción del 20 % en el precio de los módulos) y por un marco regulatorio que desde 2019 ha eliminado las principales barreras administrativas al autoconsumo. Sin embargo, los datos más recientes muestran que el ritmo de instalación residencial se ha desacelerado de forma notable, alejándose de los 19 GW de autoconsumo que fija el PNIEC para el final de la década. Esta ralentización traslada el reto a un terreno distinto, ya no basta con que el autoconsumo sea técnicamente viable o esté bien regulado sino que cada instalación debe maximizar su rentabilidad y su grado de autosuficiencia para resultar atractiva frente a otras alternativas de inversión doméstica.

Es precisamente en este punto donde se sitúa la aportación de este proyecto. El rendimiento de una instalación fotovoltaica de autoconsumo depende de un conjunto de variables como orientación, inclinación, sombras, perfil de consumo horario, tipología de módulo e inversor, altamente específicas de cada vivienda, que rara vez se analizan de forma conjunta y rigurosa antes de la inversión. Buena parte de los presupuestos comerciales disponibles para particulares se basan en dimensionamientos estandarizados que no explotan plenamente el potencial de generación de la vivienda ni comparan con precisión configuraciones alternativas. Frente a esta práctica habitual, este trabajo plantea un análisis técnico-económico completo y particularizado para una vivienda unifamiliar real, combinando datos reales de consumo y de recurso solar con herramientas de simulación profesionales (PVsyst) para comparar de forma sistemática distintas configuraciones de módulos, inversores y orientaciones; pudiendo así seleccionar aquella que maximiza el ahorro y la rentabilidad del propietario.

De este modo, el proyecto no solo responde a la necesidad concreta de optimizar la instalación de la vivienda seleccionada, sino que propone una metodología replicable y trasladable a otros casos residenciales similares, contribuyendo a cerrar la brecha entre el potencial técnico de la fotovoltaica residencial y su aprovechamiento efectivo.

4.2 METODOLOGÍA

El presente proyecto consta de cuatro fases para su compleción:

Previo al propio comienzo del desarrollo del proyecto, existe una etapa de recopilación de teoría e introducción al marco conceptual. Es a lo largo del primer cuatrimestre cuando tiene lugar dicha revisión de bibliografía sobre la situación actual de la tecnología fotovoltaica, la evolución del sector y previsiones tanto globales como específicas en España. Durante este tiempo también se aprenden los fundamentos técnicos necesarios para la comprensión y desarrollo del proyecto como los principios del efecto fotovoltaico, los componentes esenciales de una instalación o los tipos de paneles. Sirve además como periodo introductorio y de familiarización con las distintas herramientas de simulación y recopilación de datos solares.

La primera etapa, con duración aproximada de entre una y tres semanas, comprende la colección de datos y estudio de las condiciones de partida. Se analizarán las facturas del consumo del hogar y se recopilará el inventario de electrodomésticos con el fin de realizar una comparación entre el consumo real y el estimado. Se estudiarán también las condiciones ambientales, el entorno de la instalación y los datos de irradiación solar en la vivienda con herramientas como PVGIS. Se procederá también al estudio de los planos de la vivienda con el fin de evaluar posibles lugares para el emplazamiento de la instalación y su respectiva inclinación, orientación, sombras y superficie disponible; selección finalmente uno de ellos.

La segunda etapa, entre las semanas tres y ocho, está dedicada al diseño de la instalación. A partir de los datos obtenidos en la fase anterior, se seleccionan las tecnologías, tipo de módulo y demás componentes (inversor y estructura) más adecuados. Se realizará también

un análisis de la irradiación en plano inclinado con PVGIS para determinar los ángulos de inclinación y orientación óptimos. Con esa base se procederá al dimensionamiento, determinando el número de paneles, la configuración eléctrica, la potencia pico instalada y la compatibilidad entre componentes de la instalación. Una vez garantizada la viabilidad técnica, se elaborarán los planos de la instalación y se simulará su producción anual estimada, su PR y se obtendrá el diagrama de pérdidas con PVSyst,

Entre las semanas ocho y diez, tendrá lugar el estudio económico; presupuestación del proyecto incluyendo costes de los materiales, legalización del proyecto y mano de obra entre otros. Se calculará el ahorro estimado en la factura eléctrica con los datos de producción energética anual proyectados y se realizará el análisis de viabilidad económica; retorno, TIR y VAN.

Como última etapa, las semanas 10 a 14 se dedicarán a la deducción de conclusiones sobre rentabilidad y viabilidad, redacción de la memoria y entrega del proyecto. Se asegurará la finalización de planos y anexos de cálculos y tendrá lugar una revisión con el director de proyecto previa a la entrega.

Capítulo 5. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA VIVIENDA

5.1 ESTUDIO DE LA UBICACIÓN

La vivienda se encuentra ubicada en el noroeste de la Comunidad de Madrid, dentro del ámbito residencial de El Cantizal, perteneciente al municipio de Las Rozas. La vivienda se encuentra edificada a aproximadamente 643 m sobre el nivel del mar y su referencia catastral es 1668915VK2816N0014WS. Las coordenadas exactas de la vivienda son 40,5277 Norte y 3,9280 Oeste. Las siguientes imágenes muestran el emplazamiento exacto de la vivienda en la comunidad de Madrid y en su municipio.



Figura 2. Vista aérea de la vivienda en la Comunidad de Madrid (Fuente: Google Earth)



Figura 3. Vista aérea de la vivienda en El Cantizal (Fuente: Google Earth)



Figura 4. Vista aérea de la parcela (Fuente: Google Earth)



Figura 5. Consulta descriptiva y gráfica catastral del inmueble (Fuente: Sede Electrónica del Catastro)

5.2 DESCRIPCIÓN DE LA VIVIENDA

El inmueble edificado en 2023 consta de 821,03 m², de entre los cuales 673 m² son superficie construida. Debido a la tipología de construcción en la zona de El Cantizal, el inmueble se encuentra en un entorno despejado con la suficiente separación respecto a las viviendas colindantes para que las cubiertas reciban radiación solar sin sombras significativas durante la mayor parte del día. Se trata de una vivienda unifamiliar de tipo independiente habitada por cinco personas a lo largo de todo el año, dato fundamental para el perfil de demanda energético.



Figura 6. Fotografía de la fachada delantera de la vivienda (Fuente: Propietario)



Figura 7. Fotografía de la fachada trasera de la vivienda (Fuente: Propietario)

La vivienda consta de dos plantas sobre rasante como puede verse en la imagen, además de una subterránea. Cuenta también con un espacio en el jardín recientemente cubierto que aporta cubierta disponible adicional.

5.3 CONDICIONES METEOROLÓGICAS

Factores como la temperatura, las precipitaciones, la nubosidad, la humedad y, en especial, la radiación solar, suponen una gran influencia sobre la eficiencia de una instalación de autoconsumo fotovoltaica; determinando directamente la producción energética de los módulos. De cara a optimizar el diseño de la instalación y estimar de la forma más exacta posible la producción de energía, es mejor tener un conocimiento lo más detallado posible de las condiciones climáticas en el entorno de la vivienda. A mayor precisión alcanzada en el estudio de la caracterización meteorológica, más aumentará la posibilidad de viabilidad económica del proyecto.

La vivienda se encuentra en Las Rozas de Madrid, dicha localidad posee calificación climática D3 según el Código Técnico de la Edificación (CTE); la D respectiva a severidad climática en invierno y el 3 a la severidad de verano dentro de la escala de 1 a 4. La calificación D3 garantiza además una elevada irradiación global horizontal (GHI), determinante para el rendimiento de la instalación. El clima propio de la zona es mediterráneo continental según la clasificación Köppen Csa, este se caracteriza por veranos cortos, cálidos y secos, e inviernos fríos y parcialmente nublados. La temperatura media anual es de 13,8 °C y la precipitación anual se sitúa en torno a los 520 mm. Los datos y figuras presentados a lo largo de este apartado servirán como fundamento para la caracterización del perfil climatológico en el emplazamiento de la vivienda, toda la información ha sido extraída de la base Weatherspark con datos históricos de 2018 a 2026. En un futuro se contrastarán estos datos con los obtenidos en PVGIS, Meteonorm y NASA.

En cuanto a la temperatura, generalmente varía entre 0 °C y 33 °C, rara vez saliéndose del rango de entre -5 °C y 37 °C. Los meses de verano presentan máximas que rondan los 33 °C en julio y agosto, mientras que los meses de invierno registran mínimas entre 0 °C y 5 °C en enero y febrero.

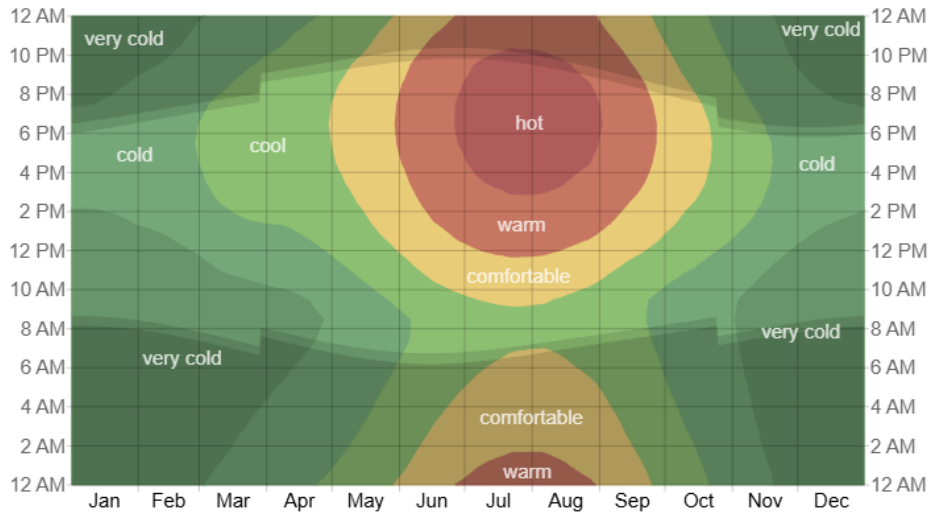


Figura 8. Temperatura promedio por hora en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)

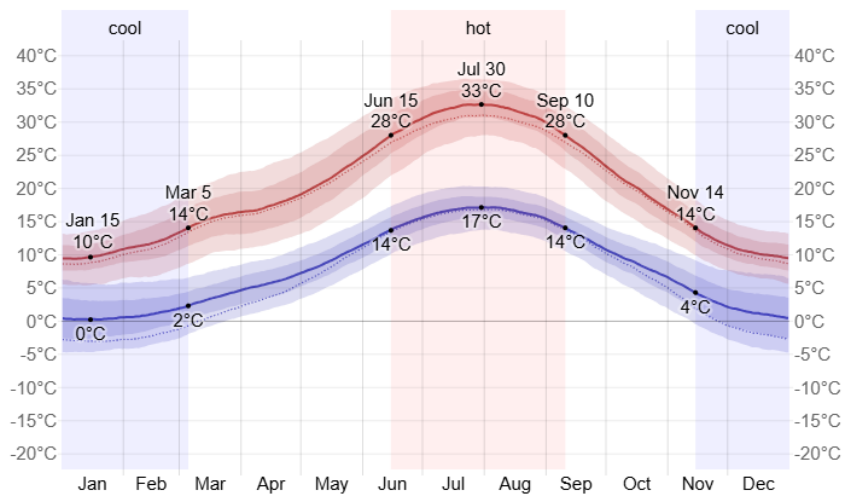


Figura 9. Temperaturas máxima, mínima y media promedio en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)

	<i>Ene.</i>	<i>Feb.</i>	<i>Mar.</i>	<i>Abr.</i>	<i>May.</i>	<i>Jun.</i>	<i>Jul.</i>	<i>Ago.</i>	<i>Sept.</i>	<i>Oct.</i>	<i>Nov.</i>	<i>Dic.</i>
Max.	10 °C	12 °C	15 °C	18 °C	22 °C	28 °C	32 °C	32 °C	27 °C	20 °C	14 °C	10 °C
Media	5 °C	6 °C	9 °C	12 °C	16 °C	22 °C	25 °C	25 °C	20 °C	14 °C	9 °C	5 °C
Min.	0 °C	1 °C	3 °C	6 °C	9 °C	14 °C	17 °C	16 °C	13 °C	9 °C	4 °C	1 °C

Tabla 1. Temperaturas promedio por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)

Respecto a la nubosidad, Las Rozas presenta un comportamiento claramente estacional, durante el verano los días son más despejados; con el máximo en julio. A partir del mes de octubre y hasta mayo, se mantienen ratios constantes de mayor cobertura.

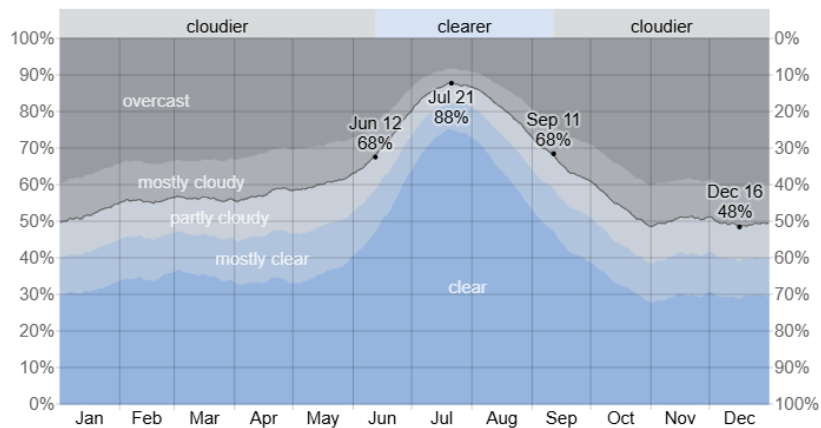


Figura 10. Porcentaje de nubosidad promedio por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)

	<i>Ene.</i>	<i>Feb.</i>	<i>Mar.</i>	<i>Abr.</i>	<i>May.</i>	<i>Jun.</i>	<i>Jul.</i>	<i>Ago.</i>	<i>Sept.</i>	<i>Oct.</i>	<i>Nov.</i>	<i>Dic.</i>
Nublado	48%	44%	44%	43%	40%	29%	14%	20%	34%	46%	50%	51%
Despejado	52%	56%	56%	57%	60%	71%	86%	80%	66%	54%	50%	49%

Tabla 2. Porcentaje de nubosidad por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)

A lo largo del año, se acumulan un total de 3245 horas incidencia solar y los rangos se extienden de 10 horas a 15 horas diarias. En el mes de julio se registra el mayor número de horas diarias de sol, con una media de aproximadamente 13 horas, mientras que enero es el mes con menor insolación, con unas 5,5 horas diarias de media.

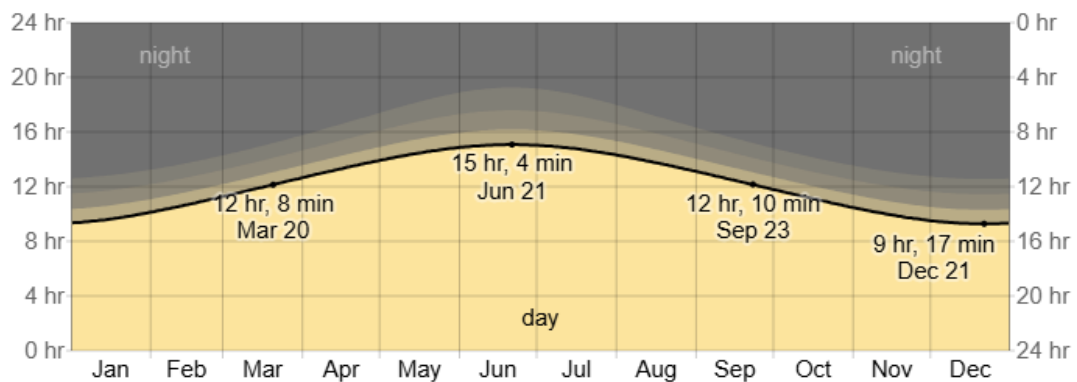


Figura 11. Horas de luz promedio por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)

	<i>Ene.</i>	<i>Feb.</i>	<i>Mar.</i>	<i>Abr.</i>	<i>May.</i>	<i>Jun.</i>	<i>Jul.</i>	<i>Ago.</i>	<i>Sept.</i>	<i>Oct.</i>	<i>Nov.</i>	<i>Dic.</i>
<i>Horas de luz</i>	9,7	10,7	12,0	13,3	14,5	15,0	14,7	13,7	12,4	11,1	9,9	9,3

Tabla 3. Horas de luz promedio por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)

La elevación solar (ángulo del sol sobre el horizonte) y el azimut (orientación del sol respecto a los puntos cardinales) son los dos parámetros que determinan la trayectoria solar a lo largo del día, y por lo tanto, la cantidad de radiación que incide sobre los módulos en función de su orientación e inclinación. En el municipio la máxima elevación se alcanza en torno al mediodía en los meses de junio y julio, superando los 70° sobre el horizonte, mientras que en diciembre y enero la elevación máxima no llega a los 30°. En cuanto al azimut, el sol se mantiene con orientación sur durante las horas centrales del día a lo largo de todo el año, con desplazamiento hacia el este por las mañanas y hacia el oeste por las tardes.

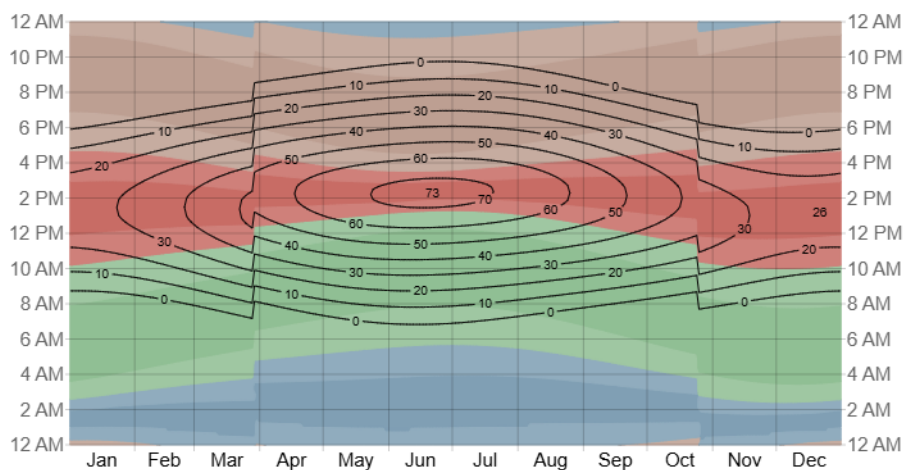


Figura 12. Elevación solar y Azimut por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)

En Las Rozas de Madrid, la velocidad media del viento se mantiene constante a lo largo del año, con valores en torno a los 3,2 m/s en los meses de agosto y septiembre y los 3,8 m/s en abril. Esta velocidad moderada y estable contribuye positivamente al rendimiento de la instalación y no supone un riesgo para la estabilidad de esta.

	<i>Ene.</i>	<i>Feb.</i>	<i>Mar.</i>	<i>Abr.</i>	<i>May.</i>	<i>Jun.</i>	<i>Jul.</i>	<i>Ago.</i>	<i>Sept.</i>	<i>Oct.</i>	<i>Nov.</i>	<i>Dic.</i>
Vel. m/s	3,5	3,7	3,7	3,8	3,4	3,3	3,3	3,2	3,2	3,4	3,5	3,5

Tabla 4. Velocidad del viento promedio por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)

En cuanto a la energía solar de onda corta incidente, incluyendo luz visible y ultravioleta, existe una variación notable a lo largo del año; los valores máximos se alcanzan en los meses de verano (junio y julio) y los mínimos en diciembre y enero. El máximo tiene lugar el 6 de julio con 8,3 kWh.

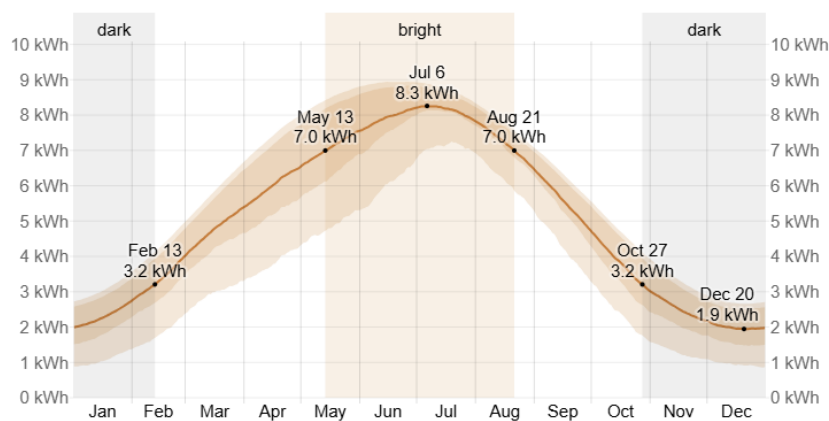


Figura 13. Energía solar de onda corta promedio por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)

	<i>Ene.</i>	<i>Feb.</i>	<i>Mar.</i>	<i>Abr.</i>	<i>May.</i>	<i>Jun.</i>	<i>Jul.</i>	<i>Ago.</i>	<i>Sept.</i>	<i>Oct.</i>	<i>Nov.</i>	<i>Dic.</i>
<i>Energía solar (kWh)</i>	2,3	3,4	4,8	6,0	7,1	7,9	8,1	7,2	5,5	3,8	2,5	2,0

Tabla 5. Energía solar de onda corta promedio por mes en Las Rozas (Fuente: Weatherspark)

5.4 ESTRUCTURA, FACHADA Y CIMENTACIÓN

La cimentación se ha resuelto mediante zapatas corridas de hormigón armado, se extienden a lo largo de la longitud de cada muro y están unidas por vigas de centrado y atado para garantizar un comportamiento solidario frente a posibles asientos diferenciales.

La estructura portante está constituida por pilares de hormigón armado aislados distribuidos estratégicamente para el emplazamiento de los grandes ventanales y la distribución diáfana de los espacios interiores característicos de la vivienda. Cuenta también con forjados de hormigón armado como elementos horizontales para proporcionar rigidez y estabilidad a la edificación.

La fachada de la vivienda está ejecutada con ladrillo cerámico cara vista con solución constructiva que garantiza el aislamiento térmico.

5.5 CUBIERTA

La construcción presenta una cubierta plana no transitable que se extiende sobre la totalidad de la superficie construida de la planta superior, además de salientes añadidos de aproximadamente un metro no aprovechables para la instalación. El total de superficie útil de dicha cubierta sería por lo tanto de aproximadamente 100 m² tal y como puede observarse

en los planos de la vivienda incluidos a continuación. La cubierta se compone de cinco capas: forjado horizontal de hormigón armado, capa de formación de pendientes, membrana impermeabilizante, paneles de poliestireno extruido y capa de protección de grava.

Adicional a la cubierta original de la constructora, los propietarios añadieron recientemente un tejado de madera en la zona denominada “Porche 2” en los planos; esta modificación aporta 34,68 m² de cubierta.

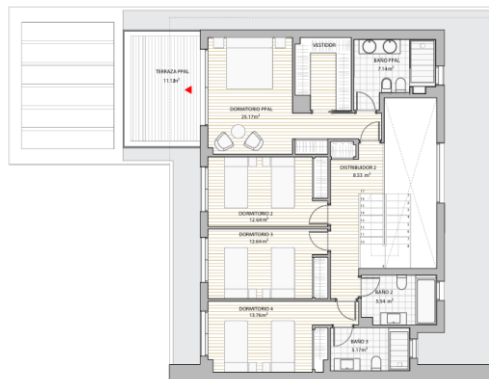


Figura 14. Plano de la planta superior de la vivienda (Fuente: Levitt - Constructora)

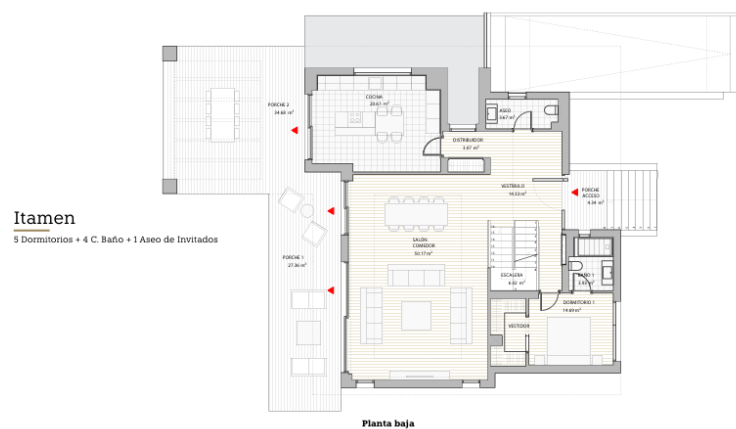


Figura 15. Plano de la planta baja de la vivienda (Fuente: Levitt - Constructora)

Debido a su mayor solidez, más alto y despejado emplazamiento y con carácter previsor a un futuro deseo de retirar la cubierta adicional, se tomó la decisión de ubicar la instalación fotovoltaica de autoconsumo en la cubierta principal de la vivienda. Dicha cubierta ofrece como ventaja la libertad de orientación y pendiente de la instalación al no tener inclinación propia, permitiendo así instalar los módulos de forma que se maximice la captación de energía anual. Pese a no ser accesible en el día a día, la cubierta presenta gran facilidad de acceso para el mantenimiento de los paneles e inspecciones técnicas respectivas.

Capítulo 6. RECURSO SOLAR

6.1 DEFINICIÓN

El recurso solar puede definirse como la energía proveniente del sol que llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética, abarcando desde la radiación ultravioleta hasta el infrarrojo, aunque principalmente en forma de luz visible y calor. El Sol es la estrella más cercana a la Tierra, en su interior se producen reacciones de fusión nuclear que implican una pérdida de masa que se transforma en energía según la relación $E = mc^2$. Dicha energía se irradia en el espacio en todas las direcciones y tarda aproximadamente ocho minutos en recorrer la distancia que separa el Sol de la Tierra en forma de ondas electromagnéticas.

La radiación solar se ve notablemente afectada por su paso por la atmósfera, donde sufre procesos de reflexión, atenuación y difusión como consecuencia de su interacción con los distintos componentes atmosféricos; como gases, vapor de agua, aerosoles y partículas en suspensión. Estos fenómenos hacen que la intensidad que llega a la superficie terrestre se vea reducida respecto a la radiación extraterrestre y que, incluso en días completamente despejados, la irradiancia máxima que puede alcanzar una superficie horizontal rara vez supera los 1100 W/m^2 . Esta desviación respecto a la constante solar, cuyo valor de referencia es 1367 W/m^2 según la escala WRR (World Radiometric Reference) y 1373 W/m^2 según la escala WMO (World Meteorological Organization), pone de manifiesto la importancia de utilizar datos de irradiación medidos o simulados para el emplazamiento concreto, en lugar de estimaciones teóricas basadas en la radiación extraterrestre.

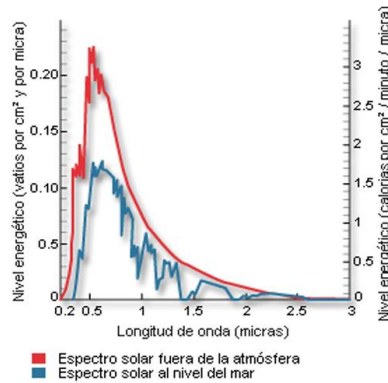


Figura 16. Diferencia entre el espectro solar terrestre y extraterrestre (Fuente: Consolación Alonso)

Para cuantificar el recurso solar disponible en un emplazamiento se emplean dos magnitudes fundamentales, la irradiancia y la irradiación. La irradiancia o intensidad radiante (k), es la energía incidente por unidad de superficie y de tiempo; es decir, la potencia recibida por unidad de área. Se mide en W/m^2 y representa el valor instantáneo de la radiación en un momento dado. La irradiación, por su parte, es el valor acumulado de irradiancia a lo largo de un periodo de tiempo determinado y representa la energía total recibida por unidad de superficie. Se expresa en Wh/m^2 , kWh/m^2 o J/m^2 .

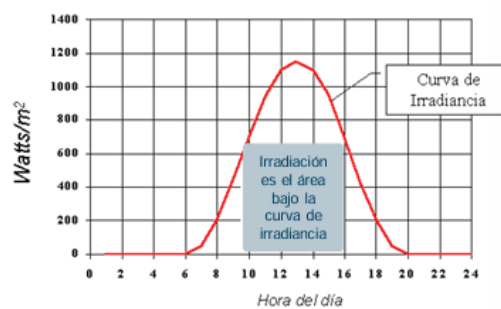


Figura 17. Relación entre irradiancia e irradiación (Fuente: Consolación Alonso)

Para definir de forma más estandarizada la energía total incidente a lo largo del día en una ubicación, se establecen las Horas Solar Pico (HSP) como el número de horas durante las cuales debería incidir una irradiancia constante de 1.000 W/m^2 para acumular la misma irradiación total que la registrada en un día real.

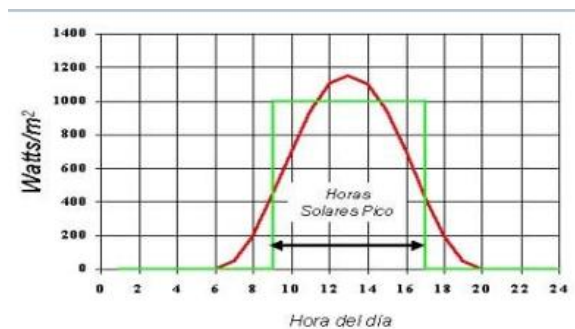


Figura 18. Representación gráfica de las HSP (Fuente: Consolación Alonso)

La radiación solar que incide sobre una superficie puede descomponerse en tres componentes; directa, difusa y reflejada (o albedo). La radiación directa (B) es la que llega al receptor procedente directamente del disco solar, sin haber sufrido dispersión en la atmósfera. La radiación difusa (D) es la que llega tras haber sido dispersada por los componentes atmosféricos y procede de todas las direcciones del cielo. La radiación reflejada o albedo (R) es la que llega al receptor tras haber sido reflejada por el suelo u otras superficies del entorno. La suma de estas tres componentes constituye la radiación global (G), que es el parámetro de referencia para el diseño de instalaciones fotovoltaicas. De las tres, la componente directa es la más importante para la generación fotovoltaica, aunque la difusa también contribuye a la producción y no debe despreciarse, especialmente en climas con elevada nubosidad.

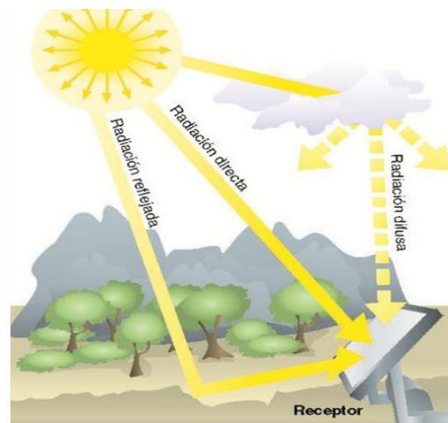


Figura 19. Tipos de radiación y su incidencia en un receptor solar (Fuente: Consolación Alonso)

En función del plano de referencia sobre el que se mide la radiación, se emplean las siguientes nomenclaturas que aparecerán de forma recurrente a lo largo de la memoria:

- GHI (Global Horizontal Irradiance) para la irradiación global recibida sobre una superficie horizontal.
- DHI (Diffuse Horizontal Irradiance) para la componente difusa sobre el plano horizontal.
- BNI/DNI (Beam Normal Irradiance) para la radiación directa sobre una superficie perpendicular al sol.
- GTI (Global Tilt Irradiance) para la irradiación global recibida sobre una superficie inclinada. Este es el parámetro más relevante para el diseño de la instalación, ya que refleja la radiación real que incidirá sobre los módulos en su orientación e inclinación definitivas.

6.2 BASES DE DATOS DE RADIACIÓN

Con la finalidad de realizar el estudio del recurso solar disponible en el emplazamiento de la vivienda, se han empleado tres bases de datos de radiación distintas. El objetivo de utilizar varias fuentes en lugar de una única es establecer una comparativa entre los resultados obtenidos para aumentar la fiabilidad de los datos. Dichos datos se introducirán posteriormente como inputs en el programa PVSyst para poder realizar la simulación de la instalación de autoconsumo. En las tres bases se ha establecido como rango de datos de 2005 a 2025.

Las bases de datos empleadas para la recolección y contraste de los datos de irradiación solar son:

a) PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System):

PVGIS es una plataforma de libre acceso desarrollada por el Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea, específicamente orientada al análisis del rendimiento de sistemas fotovoltaicos. Proporciona datos históricos de irradiación solar desde 1988 para cualquier localización de Europa, África y el Sudoeste asiático. Su interfaz web es fácil de utilizar, pudiendo seleccionar el emplazamiento directamente sobre un mapa. El usuario puede después seleccionar si prefiere datos horarios, mensuales o anuales, además de definir una horquilla de años para extraer los parámetros deseados. Al estar específicamente diseñada para instalaciones fotovoltaicas, todos sus parámetros de salida resultan relevantes para el dimensionamiento y la simulación del proyecto.

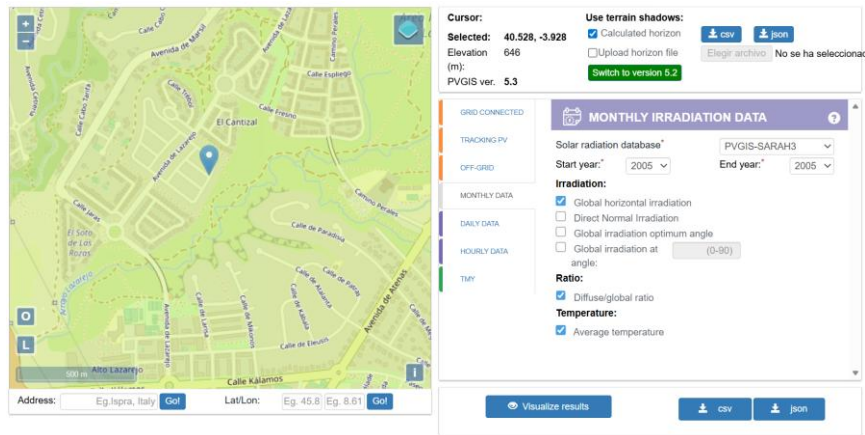


Figura 20. Interfaz de la plataforma PVGIS (Fuente: PVGIS)

b) **Meteonorm:**

Meteonorm es un software de escritorio que ofrece parámetros de radiación solar y datos meteorológicos desde 1996 hasta 2025. Proporciona los datos para las ubicaciones en cualquier punto del planeta mediante interpolación espacial gracias a sus más de 8000 estaciones meteorológicas terrestres, cinco satélites geostacionarios y climatología de aerosoles calibrada a nivel mundial. Es una herramienta muy completa y flexible, capaz de generar resultados en más de 36 formatos distintos y de proporcionar más de treinta parámetros meteorológicos para cada ubicación, entre ellos la irradiación global horizontal (GHI), la irradiación difusa (DHI) y la temperatura. Su uso está ampliamente extendido en el sector fotovoltaico como fuente de referencia para la generación de años meteorológicos típicos.

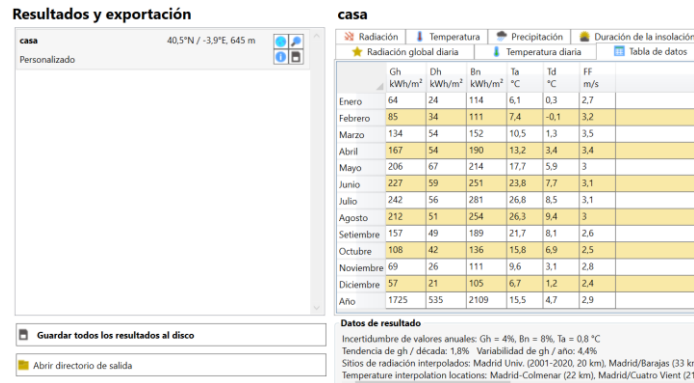


Figura 21. Interfaz del software Meteonorm (Fuente: Meteonorm)

c) NASA SSE (Surface meteorology and Solar Energy):

NASA SSE es una herramienta online de libre acceso a través de la plataforma NASA POWER que proporciona datos meteorológicos y de radiación solar derivados de mediciones satelitales. Los datos de los que dispone provienen de los proyectos e investigaciones que ha realizado la NASA en relación con las energías renovables y la eficiencia energética. Cuenta con un registro histórico de más de 22 años de datos y cobertura global, permitiendo obtener datos de ubicaciones con escasa disponibilidad mediante vía terrestres. La plataforma dispone de una interfaz visual e intuitiva que permite seleccionar la ubicación introduciendo la dirección exacta o las coordenadas, o incluso seleccionando directamente en un mapa. Ofrece una gran variedad de parámetros entre los cuales escoger, como la irradiación global horizontal, la temperatura y la velocidad del viento.

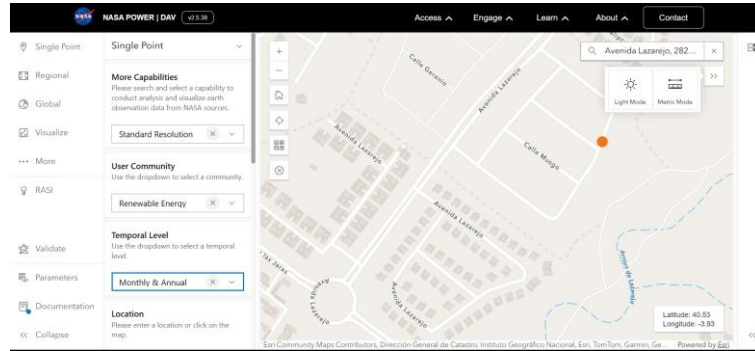


Figura 22. Interfaz de la base de datos NASA SSE (Fuente: NASA SSE)

6.3 RECURSO SOLAR EN EL EMPLAZAMIENTO

Para la caracterización del recurso solar disponible en el emplazamiento de la vivienda se han consultado las tres bases de datos descritas en el apartado anterior. A continuación se recogen los datos obtenidos con cada una de ellas.

<i>PVGIS</i>	<i>Ene.</i>	<i>Feb.</i>	<i>Mar.</i>	<i>Abr.</i>	<i>May.</i>	<i>Jun.</i>	<i>Jul.</i>	<i>Ago.</i>	<i>Sept.</i>	<i>Oct.</i>	<i>Nov.</i>	<i>Dic.</i>	<i>Anual</i>
GHI (kWh /m ²)	69,5	90,3	135,8	167,9	209,5	228,2	247,9	218,3	160,9	114	72,5	62,1	1776,9
DHI (kWh /m ²)	26,1	32,6	52,1	63,3	72,9	69,4	57,9	53,8	49,6	40,5	29,7	23,2	603,3

Tabla 6. Datos de radiación de la vivienda (Fuente: PVGIS)

Meteo- norm	<i>Ene.</i>	<i>Feb.</i>	<i>Mar.</i>	<i>Abr.</i>	<i>May.</i>	<i>Jun.</i>	<i>Jul.</i>	<i>Ago.</i>	<i>Sept.</i>	<i>Oct.</i>	<i>Nov.</i>	<i>Dic.</i>	<i>Anual</i>
GHI (kWh/m ²)	64	85	134	167	206	227	242	212	157	108	69	57	1725
DHI (kWh/m ²)	24	34	54	54	67	59	56	51	49	42	26	21	535

Tabla 7. Datos de radiación de la vivienda (Fuente: Meteonorm)

NASA	<i>Ene.</i>	<i>Feb.</i>	<i>Mar.</i>	<i>Abr.</i>	<i>May.</i>	<i>Jun.</i>	<i>Jul.</i>	<i>Ago.</i>	<i>Sept.</i>	<i>Oct.</i>	<i>Nov.</i>	<i>Dic.</i>	<i>Anual</i>
GHI (kWh /m ²)	65,9	93,8	128,4	165,5	199,6	225,7	237,4	206,3	156	113,1	70,3	57,7	1719,6
Wind speed (m/s)	2,3	2,4	2,6	2,4	2,2	2,2	2,4	2,3	2,2	2,2	2,4	2,1	2,3

Tabla 8. Datos de radiación de la vivienda (Fuente: NASA SSE)

Una vez obtenidos los datos de las tres fuentes, se han elaborado comparativas entre ellos para estudiar las diferencias existentes y calcular la media entre ellas, obteniendo así un valor de referencia más robusto para cada parámetro.

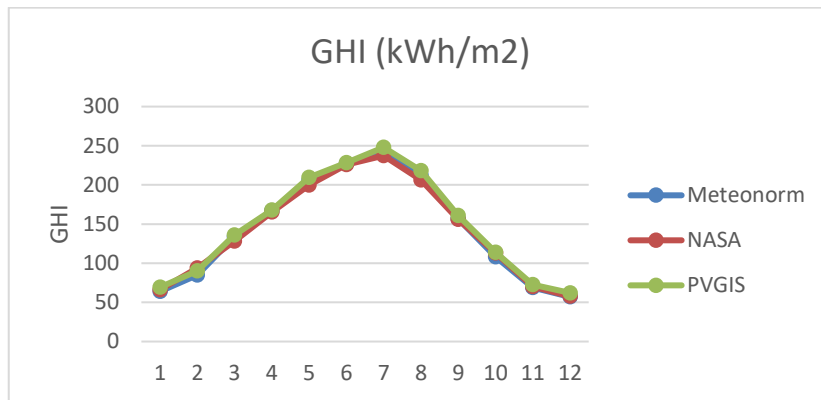


Figura 23. Comparativa de datos GHI (Fuente: NASA SSE, Meteonorm, PVGIS)

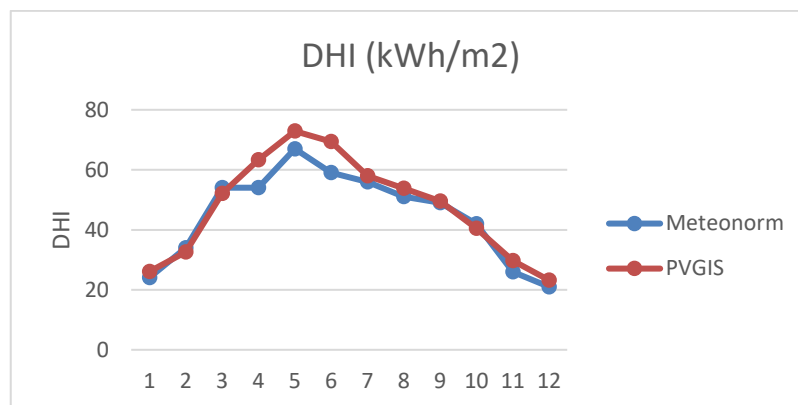


Figura 24. Comparativa de datos DHI (Fuente: Meteonorm, PVGIS)

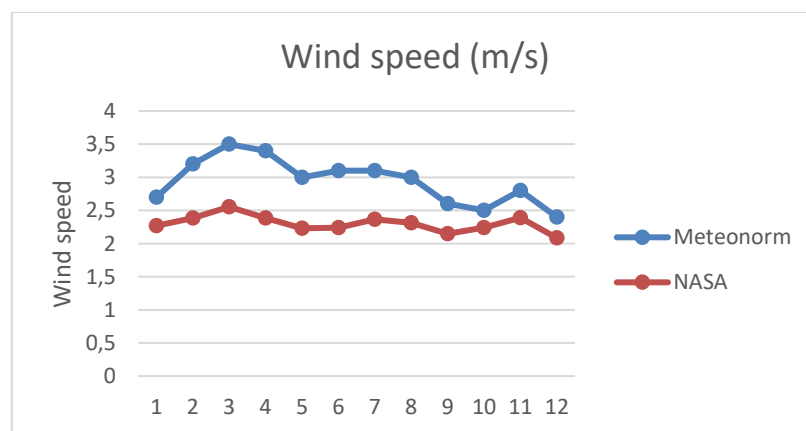


Figura 25. Comparativa de datos velocidad del viento (Fuente: NASA SSE, Meteonorm)

En términos generales, los datos obtenidos mediante las tres bases de datos son bastante similares entre sí, lo que otorga fiabilidad a los resultados. En cuanto a la GHI, los valores de las tres fuentes presentan una desviación reducida, siendo PVGIS y NASA SSE los que resultan más parecidos. Meteonorm presenta valores ligeramente superiores en los meses de verano y un total anual de 1725 kWh/m² frente a los 1719,6 kWh/m² de NASA SSE y los 1776,9 kWh/m² de PVGIS. En todos los casos, el período de mayor irradiación global se concentra entre los meses de mayo y agosto, con el máximo en julio, lo que es coherente con la posición geográfica de Las Rozas y su clima mediterráneo continental.

Respecto a la DHI, únicamente Meteonorm y PVGIS proporcionan este dato; los resultados son prácticamente idénticos entre ambas fuentes a lo largo de todo el año, lo que refuerza la fiabilidad de los valores obtenidos.

En cuanto a la velocidad del viento, Meteonorm arroja valores ligeramente superiores a los de NASA SSE a lo largo de todo el año, aunque la forma de ambas curvas es muy similar. La velocidad media anual se sitúa en torno a 2,6–2,9 m/s, con un ligero repunte en los meses de invierno y primavera respecto al verano. Este valor moderado y estable es coherente con los datos de WeatherSpark analizados en el apartado de meteorología en el Capítulo 5.

Dado que NASA SSE y PVGIS presentan los resultados más similares entre sí para la GHI y PVGIS es la herramienta de referencia para instalaciones fotovoltaicas en Europa, se utilizará la media de las tres fuentes como valor de referencia para los cálculos posteriores.

	<i>Meteonorm + NASA + PVGIS</i>	<i>Meteonorm + PVGIS</i>	<i>NASA + Meteonorm</i>
	GHI (kWh/m ²)	DHI (kWh/m ²)	Wind speed (m/s)
Enero	66,48	25,03	2,48
Febrero	89,68	33,29	2,79
Marzo	132,72	53,05	3,02
Abril	166,82	58,64	2,89
Mayo	205,02	69,94	2,61
Junio	226,97	64,20	2,66
Julio	242,43	56,96	2,73
Agosto	212,20	52,38	2,65
Septiembre	157,97	49,27	2,37
Octubre	111,69	41,22	2,36
Noviembre	70,59	27,82	2,59
Diciembre	58,92	22,10	2,24
Total	1741,49	553,9	2,62

Tabla 9. Datos de radiación promediados (Fuente: PVGIS, NASA SSE, Meteonorm)

Capítulo 7. CONSUMO ENERGÉTICO DE LA VIVIENDA

7.1 ANÁLISIS DE LA FACTURA ENERGÉTICA

A lo largo de este capítulo se realizará un análisis del consumo energético de la vivienda a través de las facturas eléctricas emitidas mensualmente por la comercializadora. Las facturas especificadas corresponden únicamente a consumo de energía eléctrica, ya que no existe ningún consumo de gas en la vivienda. A partir de estas facturas se podrá obtener información detallada sobre cuánta energía se consume, cuándo se consume y cuánto cuesta a lo largo de los distintos meses del año.

La vivienda, que comenzó a habitarse en octubre de 2023, cuenta con un sistema de regulación de la temperatura del hogar por aerotermia que no terminó de regularse hasta mediados de 2024. Además, en los meses posteriores a la mudanza, se añadió a la casa un puerto de carga para vehículo híbrido enchufable y se extendió la planta subterránea creando más zona habitable. Dichos factores derivaron en fluctuaciones en el consumo energético de la vivienda que hacen que 2023 y 2024 no puedan considerarse como un modelo de consumo fiable del hogar. Por lo tanto para el análisis del consumo se han recopilado las facturas eléctricas mensuales del año 2025, este se tomará como referencia para el estudio y la posterior simulación en PVSyst. La elección de este año se justifica en que refleja fielmente el patrón de consumo actual y futuro de la vivienda, ya que no se prevé la instalación o modificación de ningún elemento en la vivienda que pueda producir variaciones en el consumo eléctrico. En el análisis económico posterior se ajustará el valor del precio de la electricidad aplicando una tasa de crecimiento anual estimada, dado que este parámetro está sujeto a variaciones a lo largo de la vida útil de la instalación.

Las facturas eléctricas de la vivienda son emitidas mensualmente por la comercializadora IBERDROLA y constituyen la fuente de datos principal para el análisis del consumo energético. A modo de referencia, se incluye a continuación un análisis de los conceptos que aparecen desglosados en la factura, cuya estructura es común a todos los meses del año.

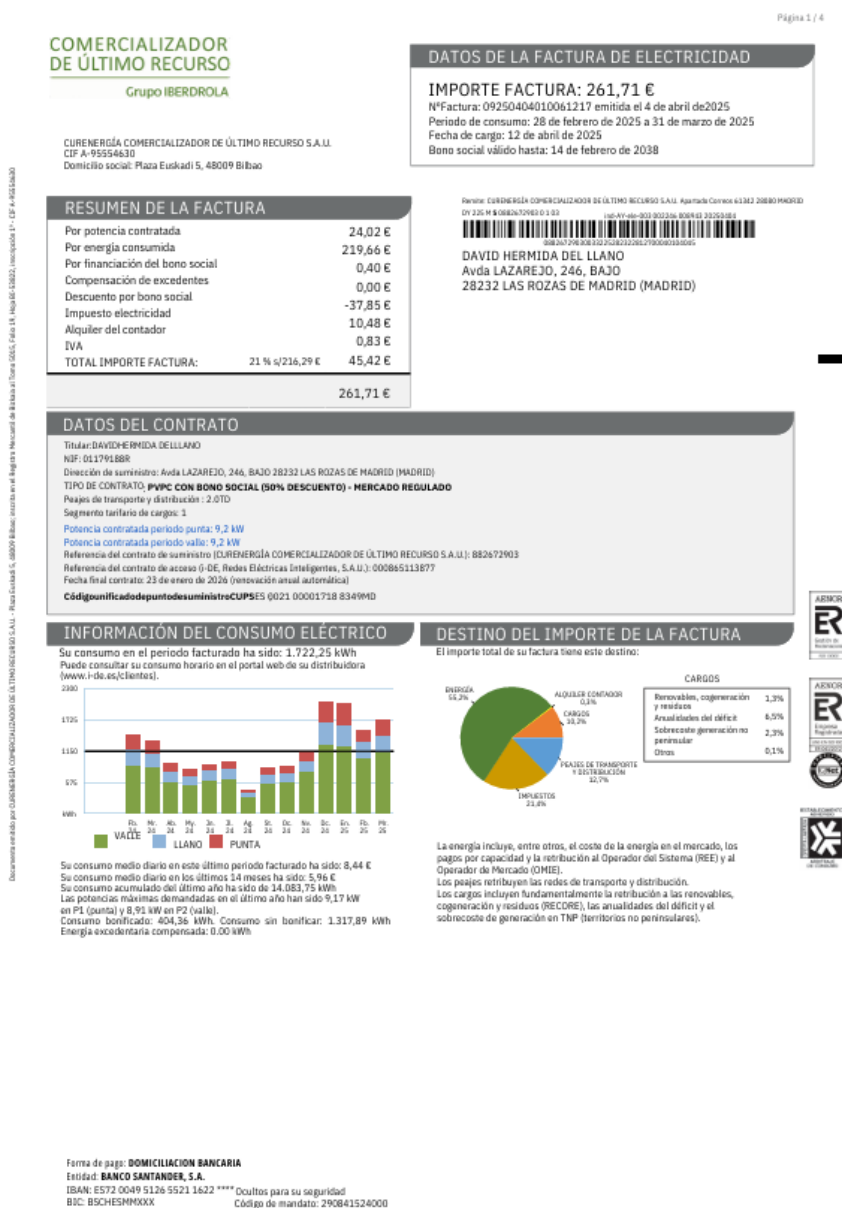


Figura 26. Factura eléctrica del hogar del mes de Marzo de 2025 (Fuente: IBERDROLA)

Como puede observarse en la imagen, la factura se divide en las siguientes secciones principales:

- **Resumen de la factura:** recoge el desglose económico del importe total, que incluye los siguientes conceptos: el término de potencia; que corresponde al coste fijo asociado a la potencia contratada independientemente del consumo real, el término de energía; que refleja el coste variable proporcional a los kWh consumidos durante el período facturado, los impuestos sobre la electricidad, el alquiler del contador y el IVA aplicado sobre la base imponible. Como muestra la imagen y más adelante reflejarán los datos de 2025, la energía consumida representa el componente de mayor peso en la factura; en este caso de 219,66 €, seguido del IVA que supone 45,42 € en la factura mostrada. El impuesto aplicado sobre la vivienda es del 21%.
- **Datos del contrato:** recoge la información relativa al tipo de tarifa contratada, la potencia contratada y el peaje de transporte y distribución aplicable. La potencia contratada de la vivienda es relevante de cara al diseño de la instalación fotovoltaica, ya que determina el límite de inyección a red en la modalidad de autoconsumo con excedentes. La tipología de contrato es PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor), esto significa que los precios están supervisados y regulador por el gobierno de España; el modelo consiste en tarifas variantes por hora del día según los precios mayoristas del mercado. Tanto la potencia contratada para periodo punta como para periodo valle es de 9,2 kW. El tipo de peaje de la vivienda es 2.0TD, este corresponde a los consumidores domésticos con potencia contratada inferior a 15 kW y es la tarifa establecida por el uso de las infraestructuras de transporte y distribución de la energía desde las centrales hasta el hogar. El segmento de cargos de la vivienda es el 1 y corresponde al asignado a los consumidores domésticos dentro de la tarifa de peajes de acceso.
- **Información de consumo eléctrico:** indica el consumo en kWh durante el período facturado, así como el consumo medio diario, que permite comparar entre meses de

distinta duración y evaluar si el mes analizado es representativo del comportamiento habitual de la vivienda.

- Destino del importe de la factura: la información se proporciona a modo de gráfico circular y se incluye el porcentaje de la cantidad abonada en la factura mensual que irá destinado a cada área. Las distintas áreas son energía, peajes de transporte y distribución, alquiler de contador, impuestos y cargos; estos últimos se dividen en renovables, cogeneración y residuos (RECORE), anualidades del déficit, sobrecoste de generación no peninsular y otros. Dentro del área de energía se incluyen 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).

Una nota importante en cuanto a los precios de la factura es el descuento por bono social del 50% aplicado debido a que se trata de una familia numerosa. Para facilitar los cálculos y predicciones se ignorará este descuento puesto que tiene fecha de fin, por lo tanto los precios totales de consumo mensual no corresponderán con los pagados por el titular de la factura.

7.2 CONSUMO MENSUAL

El consumo total anual de la vivienda en 2025 asciende a 15625,93 kWh, con un consumo medio mensual de 1302,16 kWh y un importe total anual de 3276,95 €, lo que supone un coste medio mensual de 273,08 €.

Analizando la distribución mensual del consumo, se observa un perfil claramente estacional con dos picos diferenciados. El consumo más elevado se produce en los meses de invierno, con enero como mes de mayor demanda (2010,74 kWh) y diciembre en segundo lugar (2073,07 kWh). Contrariamente, los meses de primavera y verano presentan los consumos más reducidos, con abril como mínimo del año (1017,16 kWh).

En cuanto al precio medio del término de energía, se observa también variabilidad a lo largo del año, con valores que oscilan entre 0,12 €/kWh en los meses de primavera y 0,17 €/kWh en febrero.

En la siguiente tabla se recogen los datos de consumo mensual de la vivienda para el año 2025, extraídos de las facturas eléctricas mensuales.

Factura eléctrica 2025	<i>Consumo de energía (kWh)</i>	<i>Término de Energía (€/kWh)</i>	<i>Importe de Potencia (€)</i>	<i>Importe de Energía (€)</i>	<i>Importe de Impuestos (€)</i>	<i>Alquiler del Contador (€)</i>	<i>IVA (€)</i>	<i>Total (€)</i>
Ene.	2010,74	0,16	24,02	322,17	15,24	0,83	76,07	438,33
Feb.	1521,69	0,17	21,69	263,89	11,9	0,75	62,63	360,86
Mar.	1722,25	0,13	24,02	219,66	10,48	0,83	53,55	308,54
Abr.	1017,16	0,12	23,23	119,28	5,52	0,8	31,25	180,08
May.	807,06	0,12	24,02	98,1	4,44	0,83	26,75	154,14
Jun.	953,63	0,15	23,23	147,43	6,36	0,8	37,34	215,16
Jul.	1027,85	0,15	24,02	158,92	7,06	0,83	40,07	230,9
Ago.	908,94	0,16	24,02	141,45	6,39	0,83	36,26	208,95
Sep.	1013,6	0,15	23,23	155,58	7,18	0,8	39,23	226,02
Oct.	929,85	0,16	24,02	147,53	6,46	0,83	37,56	216,39
Nov.	1640,09	0,14	23,23	228,35	11,08	0,8	55,33	318,79
Dic.	2073,07	0,15	24,02	306,3	14,94	0,83	72,68	418,77
Promedio 2025	1302,16	0,15	23,56	192,39	8,92	0,81	47,39	273,08
Total 2025	15625,93	1,76	282,75	2308,66	107,05	9,76	568,73	3276,95

Tabla 10. Datos mensuales de la factura de electricidad de 2025 (Fuente: IBERDROLA)

7.3 CONSUMO DIARIO PROMEDIO

Con el objetivo de complementar el análisis mensual y facilitar la comparación entre meses de distinta duración. El consumo diario promedio anual se sitúa en 7,45 €/día, con una variación estacional muy pronunciada: los meses de invierno presentan los valores más elevados, con enero en el máximo a 13,49 €/día, mientras que los meses de primavera registran los valores mínimos, con abril como mes de menor gasto diario a 4,61 €/día. Se recoge en la siguiente tabla el consumo eléctrico diario promedio en euros para cada mes del año 2025.

<i>Factura de electricidad 2025</i>	<i>Consumo eléctrico diario promedio (€)</i>
Enero	13,49
Febrero	10,61
Marzo	8,44
Abril	4,61
Mayo	3,6
Junio	5,31
Julio	5,7
Agosto	5,16
Septiembre	5,99
Octubre	5,22
Noviembre	9,22
Diciembre	12,02
Anual	7,45

Tabla 11. Datos Consumo Promedio Diario de la factura de electricidad de 2025 (Fuente: IBERDROLA)

7.4 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO

<i>Elemento</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Horas estimadas de funcionamiento (horas/año)</i>	<i>Consumo anual (kWh/año)</i>
Nevera (2)	$0,15 \times 2 = 0,3$	8760	2628
Vinoteca (2)	$0,08 \times 2 = 0,16$	8760	1401,6
Horno	2	100	200
Microondas	1,2	50	60
Lavavajillas	1,5	150	225
Televisor (2)	$0,1 \times 2 = 0,2$	1500	300
Lavadora	1	200	200
Secadora	2,5	150	375
Vitrocerámica	1,8	200	360
Otros cocina (cafetera, tostadora, termomix, etc.)	1	100	100
Iluminación	0,5	2000	1000
Domótica	0,1	8760	876
Aerotermia	2,5	1800	4500
Enchufes	0,3	2000	600
Aparatos de limpieza (aspiradora, plancha, etc.)	1,5	100	150
Cargador vehículo	3,7	365	1350,5
Total			14326,1

Tabla 12. Estimación del consumo de la vivienda

En la tabla precedente se recoge el listado de elementos que consumen energía en la vivienda junto a su potencia, horas anuales estimadas de funcionamiento y consumo anual. Mediante la suma de dichas estimaciones de consumo anuales obtendremos el consumo anual estimado total que se contrastará con el obtenido a partir de las facturas de la distribuidora energética.

Dicha comparación permitirá validar la factura como representativa del consumo real de la vivienda de cara al diseño de la instalación.

El consumo teórico total obtenido es de 14326 kWh/año, frente a los 15625,93 kWh/año registrados en las facturas eléctricas de 2025, lo que supone una desviación del 8,3%. Esta diferencia es reducida y esperable, dado que las horas de uso son estimaciones y existen otros consumos difíciles de cuantificar que no aparecen explícitamente en el inventario pero contribuyen al consumo total facturado. La correspondencia entre ambos valores confirma que las facturas eléctricas de 2025 son representativas del consumo real de la vivienda y valida su uso como referencia para el dimensionamiento de la instalación y el análisis económico posterior.

Capítulo 8. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

En este capítulo se describe el diseño del proyecto, la simulación de la instalación se desarrolla con el software PVsyst; este programa es referencia en el sector solar fotovoltaico tanto en el ámbito profesional como académico. El sistema permite diseñar, simular y evaluar instalaciones fotovoltaicas de cualquier escala, desde instalaciones de autoconsumo residencial como la que se aborda en este proyecto hasta grandes plantas fotovoltaicas a escala industrial. Aunque existen otros programas con interfaces más modernas o visuales, el informe PVsyst es el demandado por bancos e inversores a la hora de valorar la financiación de un gran proyecto solar.

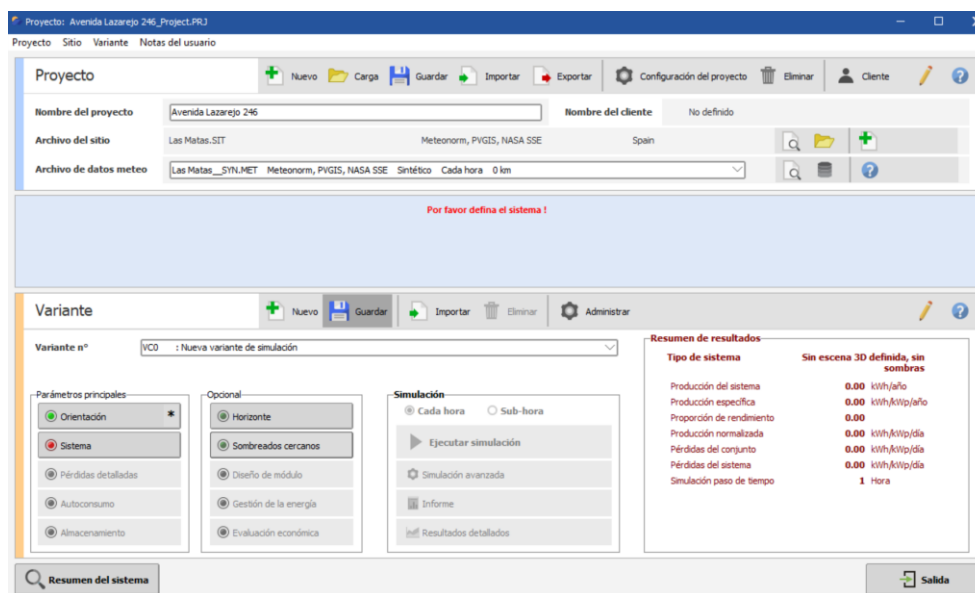


Figura 27. Página principal del software PVsyst (Fuente: PVsyst)

Como primer paso se introducen en PVsyst los datos meteorológicos y las coordenadas exactas de la vivienda con el fin de generar los ficheros “.sit” y “.met” (en ese orden) con los que trabaja el software. La localización del proyecto en Avenida Lazarejo 246 de Las

Rozas de Madrid se detalla en el capítulo 5, al igual que los datos de temperatura media mensual; los cuales están recogidos en la Tabla 1 en dicho capítulo. Los datos de irradiación global horizontal (GHI), irradiación difusa (DHI) y velocidad del viento promediados se encuentran recopilados en la Tabla 9 en el Capítulo 6 de la memoria.

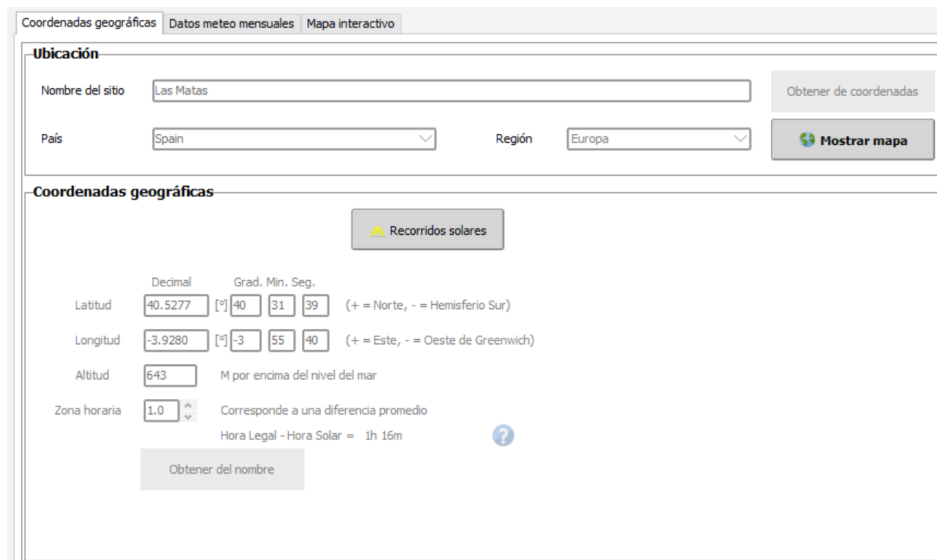
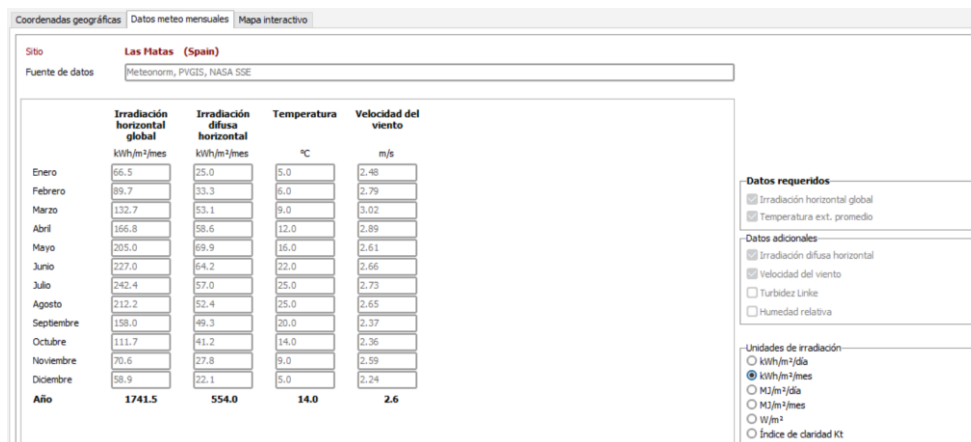


Figura 28. Datos de localización para la generación del fichero “.sit” (Fuente: PVsyst)



	Irradiación horizontal global kWh/m²/mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m²/mes	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s
Enero	66.5	25.0	5.0	2.48
Febrero	89.7	33.3	6.0	2.79
Marzo	132.7	53.1	9.0	3.02
Abril	166.8	58.6	12.0	2.89
Mayo	205.0	69.9	16.0	2.61
Junio	227.0	64.2	22.0	2.66
Julio	242.4	57.0	25.0	2.73
Agosto	212.2	52.4	25.0	2.65
Septiembre	158.0	49.3	20.0	2.37
Octubre	111.7	41.2	14.0	2.36
Noviembre	70.6	27.8	9.0	2.59
Diciembre	58.9	22.1	5.0	2.24
Año	1741.5	554.0	14.0	2.6

Figura 29. Datos meteorológicos y de irradiación para el fichero “.met” (Fuente: PVsyst)

Una vez cargados los nuevos ficheros, se procede a especificar el tipo de plano de la cubierta además de la orientación e inclinación de la instalación buscando minimizar la pérdida respecto al punto óptimo. La orientación y la inclinación forman parte de los varios parámetros que pueden modificarse a la hora de simular para buscar el diseño más eficiente técnica y económicamente. Además de estas variables de orientación, PVsyst permite variar los distintos módulos e inversores, el número de paneles, las pérdidas detalladas, el autoconsumo y almacenamiento, los sombreados cercanos, la disposición de los módulos, la gestión de la energía y más.

Para este proyecto se elige la modalidad de sistema conectado a red, la familia que habita la vivienda podrá de ese modo recibir compensaciones económicas en función de la cantidad de energía excedente vertida a la red. Por lo tanto, esta instalación fotovoltaica de autoconsumo no dispondrá de baterías para almacenar la energía excedente.

El uso de PVsyst resulta fundamental para optimizar el funcionamiento de la instalación y para poder llevar a cabo un análisis riguroso de la viabilidad técnica y económica del proyecto. Partiendo de un caso base, se modificarán los distintos parámetros previamente mencionados hasta obtener el mejor resultado. En los siguientes apartados, se explicará cada parámetro de la instalación y se expondrá únicamente su valor o tipología seleccionados en el diseño óptimo, en el Anexo II situado al final de la memoria se encuentra el informe completo de la instalación. A pesar de no explicarse cada una en detalle, se realizaron 23 variantes de instalación distintas entre las cuales se seleccionó la óptima.

8.1 ORIENTACIÓN

La intensidad de radiación sobre un plano decrece de forma proporcional al coseno del ángulo de incidencia en relación con la normal; por lo tanto, cuanto mayor perpendicularidad entre el haz incidente y la superficie receptora exista, mayor aprovechamiento de la intensidad recibida habrá.

De cara al diseño se distinguen dos ángulos fundamentales:

- Orientación α : Ángulo entre la normal a la superficie y la línea que marca el sur geográfico (azimutal). De cara a maximizar la irradiación incidente, el ángulo de orientación óptimo es aquél coincidente con el Sur geográfico en el caso de una instalación en el hemisferio Norte, y con el Norte geográfico en el caso de una instalación situada en el hemisferio Sur.
- Inclinación β : Ángulo de la superficie de interés con respecto a la horizontal. Como consecuencia del movimiento de traslación, la superficie terrestre recibe la radiación solar con una inclinación diferente para cada época del año y para cada ubicación. Esto se traduce en que la energía efectiva incidente sobre una superficie horizontal varía considerablemente mes a mes; se debe seleccionar aquel ángulo que maximice la energía producida a lo largo del año.

En el caso de la vivienda estudiada, el carácter plano de su cubierta permite total libertad a la hora de elegir la inclinación de los paneles. Tras el estudio realizado en el Capítulo 5, se considera más beneficiosa para la producción energética la orientación Sur. En cuanto a la orientación, tratamos la cubierta como un plano inclinado fijo al cual le asignamos el valor de inclinación óptimo de 35° . Al poder seleccionar el ángulo óptimo, las pérdidas con respecto a este resultan en un 0,0%.

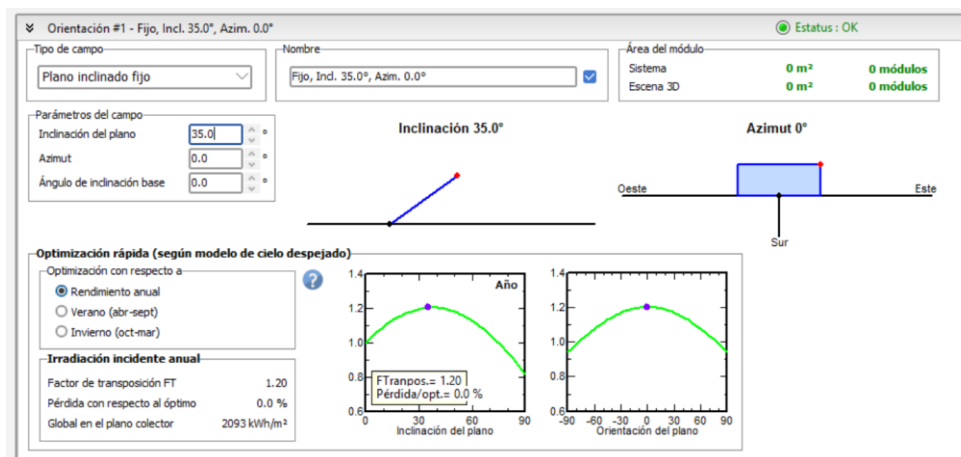


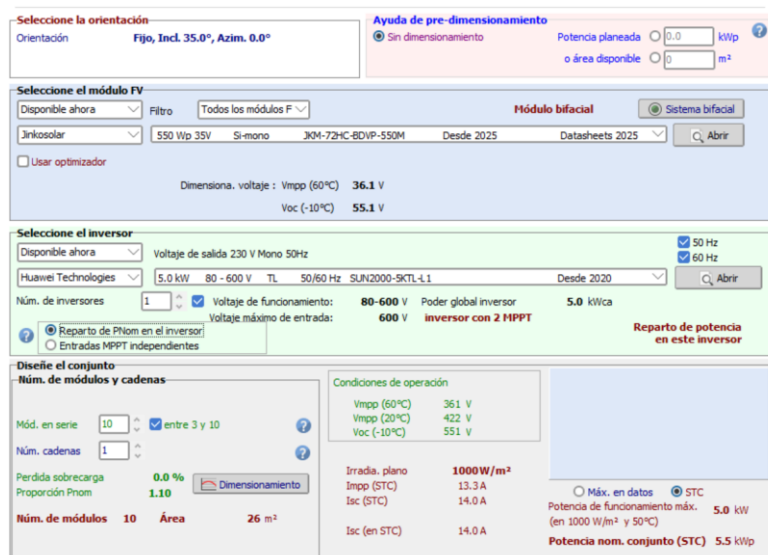
Figura 30. Parámetros de inclinación y orientación (Fuente: PVsyst)

8.2 SISTEMA

La configuración del sistema constituye el núcleo del diseño de la instalación en PVsyst. En este apartado se definen los equipos principales como el módulo fotovoltaico e inversor, junto con el número de módulos y su disposición.

La selección de equipos resulta decisiva ya que la potencia pico del generador determina cuánta energía es capaz de producir la instalación, mientras que la potencia nominal del inversor define el límite de inyección a la red y constituye, a efectos de la normativa vigente, la magnitud que identifica legalmente la instalación. El cociente entre ambas, el ratio DC/AC, permite medir de forma sencilla el aprovechamiento técnico de la instalación; un valor demasiado bajo implica desaprovechar capacidad del generador, mientras que un valor excesivamente alto provoca pérdidas por saturación del inversor en las horas centrales del día. En instalaciones de autoconsumo residencial como la presente, este ratio se sitúa habitualmente en el entorno de 1,0 a 1,2, buscando el equilibrio entre maximizar la producción anual y contener la inversión inicial.

A estas consideraciones técnicas se suma el criterio económico. En el capítulo siguiente se desarrolla el análisis de viabilidad, pero ya en la fase de diseño es necesario tener en cuenta que la elección de equipos condiciona directamente el período de retorno de la inversión; los módulos de mayor potencia unitaria permiten alcanzar la potencia pico objetivo con menos unidades, reduciendo los costes de instalación y el área requerida en cubierta, mientras que el precio del inversor debe evaluarse en relación con la eficiencia que aporta al sistema y no de forma aislada.



Condiciones de operación	
V _{mp} (60°C)	36.1 V
V _{mp} (20°C)	42.2 V
V _{oc} (-10°C)	55.1 V

Irradia. plano	1000 W/m ²
I _{mp} (STC)	13.3 A
I _{sc} (STC)	14.0 A
I _{sc} (en STC)	14.0 A

Potencia de funcionamiento máx. (en 1000 W/m ² y 50°C)	5.0 kW
Potencia nom. conjunto (STC)	5.5 kWp

Figura 31. Interfaz de parámetros del sistema (Fuente: PVsyst)

La pantalla de sistema del programa recoge de forma resumida los resultados del diseño en el caso óptimo seleccionado:

- El generador fotovoltaico tiene una potencia pico de 5,5 kWp.
- La potencia nominal del inversor seleccionado es de 5,0 kW
- El campo fotovoltaico está compuesto por 10 módulos y requiere únicamente un inversor, lo que simplifica tanto la instalación como el posterior mantenimiento.
- La superficie total ocupada por los módulos es de 26 m².

A continuación se describe y justifica la selección de cada uno de los componentes principales.

8.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Un módulo fotovoltaico es un conjunto de células solares interconectadas y encapsuladas que convierte directamente la radiación solar en corriente eléctrica continua. El principio físico que sustenta este proceso es el efecto fotovoltaico; cuando un fotón con energía

suficiente incide sobre el material semiconductor de la célula, transfiere su energía a un electrón de la banda de valencia, que pasa a la banda de conducción y queda libre para moverse. La unión p-n presente en la célula genera un campo eléctrico interno que separa los portadores de carga antes de que puedan recombinarse, de forma que los electrones son dirigidos hacia la capa negativa y los huecos hacia la positiva, estableciéndose una diferencia de potencial que impulsa una corriente eléctrica a través del circuito externo.

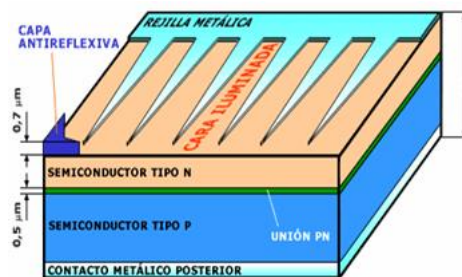


Figura 32. La célula solar fotovoltaica (Fuente: Consolación Alonso)

Desde el punto de vista tecnológico, el mercado fotovoltaico actual se estructura en torno a dos grandes familias:

- Silicio Cristalino: Representa en torno al 95% de la producción mundial. Dentro de esta categoría, el silicio monocristalino, fabricado a partir de un único cristal de silicio de alta pureza, alcanza rendimientos de entre el 14 y el 18%, si bien a un coste de fabricación superior al del policristalino, cuyo rendimiento se sitúa en el rango 12-14%.
- Lámina delgada: en esta tecnología el material semiconductor se deposita en capas de espesor hasta cien veces inferior al del silicio cristalino, lo que reduce el coste de material aunque también el rendimiento, que ronda el 12%. Los principales sustratos semiconductores empleados son:

- Silicio amorfo: presenta la desventaja de degradarse progresivamente bajo exposición solar.
- Compuestos CIS/CIGS: se encuentra todavía en fase de desarrollo comercial.
- Teluro de cadmio (CdTe): pese a estar ya disponible en el mercado presenta la problemática asociada a la toxicidad del Cadmio.

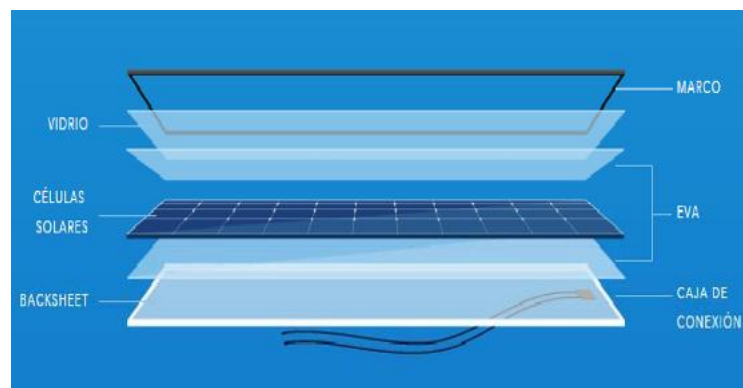


Figura 33. El módulo fotovoltaico (Fuente: Consolación Alonso)

Para este proyecto se ha descartado la lámina delgada dada su menor madurez tecnológica y rendimiento inferior, optándose por Silicio cristalino en su variante monocristalina frente a la policristalina. Esta decisión responde a un análisis coste-beneficio, el mayor precio unitario del módulo monocristalino queda compensado por un periodo de retorno de la inversión más corto gracias a su mayor producción energética, además la diferencia de precio entre ambas tecnologías no es lo suficientemente significativa como para decantarse por el policristalino.

El módulo seleccionado es el JKM-72HC-BDVP-550M de Jinkosolar, con una potencia pico de 550 Wp en condiciones estándar de medida (CEM). Se trata de un módulo bifacial, adecuado para su instalación sobre la cubierta de la vivienda. La ficha técnica completa se adjunta en el Anexo III de esta memoria. Jinko Solar es una empresa china fundada en 2006 y cotizada tanto en la Bolsa de Nueva York como en la de Shanghái, lo que la convierte en

uno de los fabricantes de módulos fotovoltaicos con mayor transparencia financiera y proyección internacional del sector. En 2024 Jinko Solar se posicionó como el primer fabricante mundial de módulos fotovoltaicos en el ranking global de ventas, por delante de Longi Solar, JA Solar y Trina Solar. En 2025, Jinkosolar volvió a figurar en la lista Tier 1 de Bloomberg. Su presencia comercial en Europa y España está consolidada, lo que garantiza tanto el cumplimiento de los marcos regulatorios aplicables como el acceso a servicio técnico y garantías durante la vida útil de la instalación, estimada en 25 años.

Con anterioridad a la selección definitiva se evaluaron otras dos alternativas comerciales; el módulo LR5-72HPH-550M G2 de Longi Solar y el módulo RSM110-8-550-BMDG de Risen Solar. El criterio determinante para la elección fue minimizar el periodo de retorno ya que la cubierta disponía de suficiente superficie como para que no resultase un factor restrictivo. Entre las diferentes configuraciones simuladas, y teniendo en cuenta que se trata de una instalación residencial y más de 12 módulos resulta excesivo, la máxima potencia pico obtenida fue de 6,6 kWp; por lo tanto, la potencia contratada de 9,2 kW tampoco resulta limitante a la hora de tomar la decisión. Las alternativas evaluadas que conducían a potencias ligeramente superiores a los 5,5 kW del caso óptimo (aumentando a 12 el número de módulos) no mejoraban el resultado económico del proyecto y quedaron descartadas. Los precios de mercado de los distintos módulos analizados eran comparables entre sí, por lo que este factor no resultó decisivo. La configuración adoptada contempla 10 módulos en la instalación.

8.2.2 INVERSOR

El inversor es el equipo encargado de transformar la corriente continua generada por el campo fotovoltaico en corriente alterna apta para su consumo en la vivienda o para su inyección a la red. Para cumplir este cometido debe sincronizarse con la frecuencia y tensión de la red a la que se conecta, produciendo una señal lo más próxima posible a una onda sinusoidal para evitar la introducción de armónicos. Dado que la potencia disponible en la salida del generador fotovoltaico varía continuamente con la irradiancia y la temperatura de las células, el inversor incorpora un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia

(MPPT) que ajusta periódicamente la tensión de entrada de forma que el producto tensión por corriente (la potencia extraída del generador) sea siempre máximo, asegurando la operación del sistema en su punto de mayor eficiencia en cada instante.

Para instalaciones de autoconsumo residencial como la que se diseña en este proyecto, el inversor adecuado es el de tipo string, en el que todos los módulos de una misma rama se conectan en serie a una única entrada del equipo. Los inversores centrales, por su parte, se reservan para plantas fotovoltaicas de gran escala.

El inversor elegido para esta instalación es el SUN2000-5KTL-L1 de Huawei Technologies, con una potencia nominal de 5,0 kW y un rango de tensión de entrada en el seguidor MPPT de 80 a 600 V. Su ficha técnica completa se encuentra en el Capítulo de anexos de esta memoria y su coste se analiza en el capítulo económico.



Figura 34. Inversor residencial (Fuente: Huawei Technologies)

Huawei Technologies es una multinacional tecnológica china fundada en 1987, mundialmente reconocida por su actividad en telecomunicaciones y dispositivos electrónicos de consumo. A finales de 2025, había proporcionado energía limpia a 4,2 millones de hogares en más de 170 países. La gama de inversores SUN2000 se ha convertido en una referencia en el segmento residencial español gracias a la combinación de precio competitivo y prestaciones técnicas avanzadas. Los inversores SUN2000 ofrecen una

eficiencia de hasta el 98,6%, posible gracias a la tecnología de control de máxima potencia MPPT optimizada que ajusta constantemente el rendimiento del sistema. El modelo seleccionado para esta instalación, el SUN2000-5KTL-L1, es un inversor monofásico de 5 kW diseñado específicamente para el autoconsumo residencial, con una eficiencia del 98,4%. En la fase de diseño se evaluaron también equipos alternativos de Growatt y de SMA.

La potencia nominal del inversor se seleccionó para ajustarse al dimensionado óptimo de la instalación, buscando que el ratio DC/AC se sitúe dentro del rango recomendado que maximiza simultáneamente la producción anual y la rentabilidad económica del proyecto. Para una instalación de autoconsumo residencial de esta escala, un único inversor es suficiente para gestionar la totalidad de la energía generada por el campo fotovoltaico.

8.2.3 ESTRUCTURA DE SOPORTE

Los módulos fotovoltaicos se instalan sobre estructuras estables, rígidas y durables que soporten fuerzas del viento, lluvia y otras condiciones meteorológicas adversas; un módulo debe poder hacer frente a vientos de 150 km/h.

Existen dos tipologías de estructuras de soporte: fijas y móviles. Las fijas presentan inclinación y orientación invariables, son la solución habitual en instalaciones de autoconsumo residencial por su sencillez, bajo coste y mínimo mantenimiento. Las móviles tienen seguimiento solar de uno o dos ejes que permite incrementar la captación solar aunque con mayor necesitan de mantenimiento, superficie y consumo; su implementación no es habitual en el ámbito de las instalaciones residenciales.

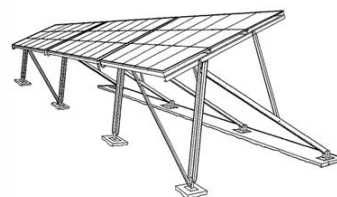


Figura 35. Estructura de soporte fija (Fuente: Consolación Alonso)

Este proyecto emplea una estructura fija, el soporte seleccionado es el tejado de la vivienda. Esta alternativa además de no requerir anclajes en suelo adicionales presenta la ventaja de que la orientación e inclinación propias de la cubierta son en este caso favorables para la captación solar.

La estructura elegida es la 12V de Sunfer, fabricada en Aluminio crudo y diseñada específicamente para cubiertas planas. Está preparada para soportar rachas de viento de hasta 150 m/s, cumpliendo con los requisitos climáticos de la zona de Las Rozas de Madrid. Dado que la instalación consta de 10 módulos dispuestos en grupos de 5 en vertical, serán necesarias dos unidades de esta estructura. La elección de la disposición en vertical de los módulos se debe a que los sistemas de soporte horizontales disponibles en el mercado a un precio razonable no presentan la flexibilidad de ajuste de la inclinación a 35°, lo cual es resulta clave para optimizar la instalación. La ficha técnica completa se incluye en el Capítulo V de anexos.

8.3 PÉRDIDAS DEL SISTEMA

Una instalación solar fotovoltaica no presenta eficiencia del 100%, en condiciones de trabajo reales su rendimiento se ve perjudicado por pérdidas provenientes de factores como la dependencia de la eficiencia con la temperatura, cableado, dispersión de parámetros, suciedad y más.

8.3.1 PARÁMETRO TÉRMICO

El voltaje de las celdas fotovoltaicas, y por tanto la potencia del módulo, están ligadas a la temperatura de celda. Al operar fuera de las Condiciones Estándar de Medida (CEM), a $T=25^{\circ}\text{C}$, la tensión del módulo fotovoltaico se reduce; esto conlleva una disminución de la potencia pico de salida. El factor de pérdidas térmicas del campo U hace referencia a la transmitancia térmica del panel y se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$U = U_C + U_V \times Vel. viento$$

El factor de pérdida constante U_c depende de las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos instalados, específicamente, del coeficiente de temperatura de la potencia máxima. U_v corresponde al factor de pérdida del viento.

PVsyst evalúa estas pérdidas calculando el valor de U tras asignar los valores del factor de pérdida constante, el cual en este caso es de $29 \text{ W/m}^2\text{K}$, y de pérdida del viento (en este caso nulo) según el montaje; en esta instalación los módulos son de montaje “libre” con circulación del aire por ser la cubierta plana.

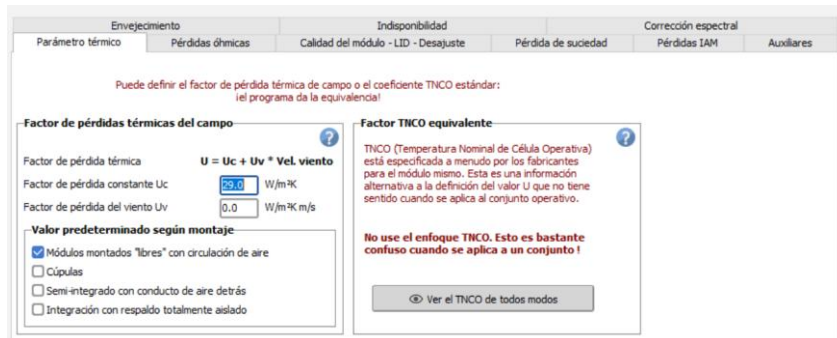


Figura 36. Parámetro térmico (Fuente: PVsyst)

8.3.2 PÉRDIDAS ÓHMICAS

Las pérdidas óhmicas son aquellas producidas por la disipación de energía en forma de calor al circular la corriente continua por los materiales conductores de la instalación. En este caso asignamos el valor de 1,5%, el cual es el común en las instalaciones residenciales.

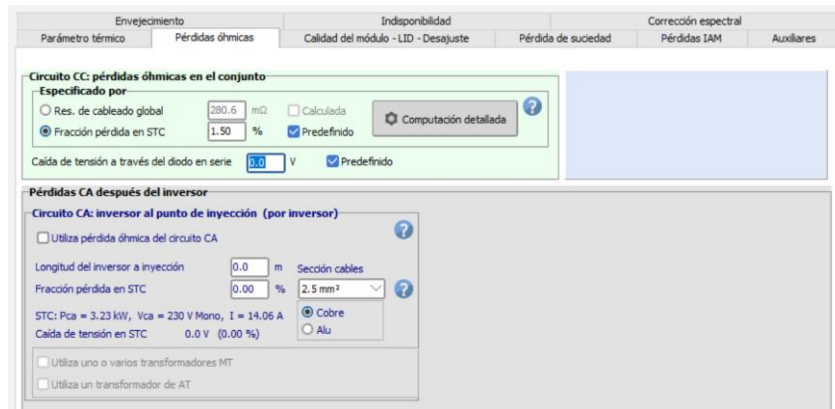
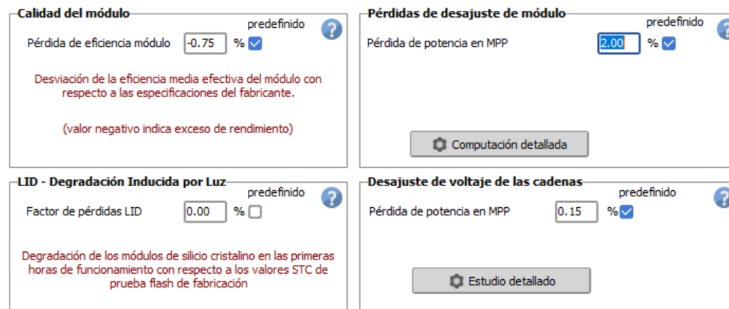


Figura 37. Pérdidas óhmicas (Fuente: PVsyst)

8.3.3 PÉRDIDAS POR CALIDAD DEL MÓDULO

Al salir de fábrica, los módulos pueden presentar variaciones respecto a la potencia nominal especificada en su ficha técnica. Cuando esta es superior a la indicada, hablamos de ganancia por calidad del módulo y suma entre 0,5 a 1 % en función de la potencia del módulo que suministre con respecto a la potencia nominal oficial del panel. En el caso del módulo seleccionado la pérdida es negativa y por lo tanto se trata de una ganancia del 0,75%.

Además, la exposición a la radiación afecta de forma notable a los paneles desde las primeras horas hasta el primer año aproximadamente. La LID (Light Induced Degradation) tiene su origen en las microburbujas de oxígeno que quedan atrapadas en los lingotes de Silicio durante su fabricación. Cuando las células se exponen por primera vez a la radiación solar, los átomos de oxígeno atrapados se recombinan con átomos del material dopante y el resulta en una reducción de las propiedades del Silicio. En el caso del módulo seleccionado el valor es nulo.



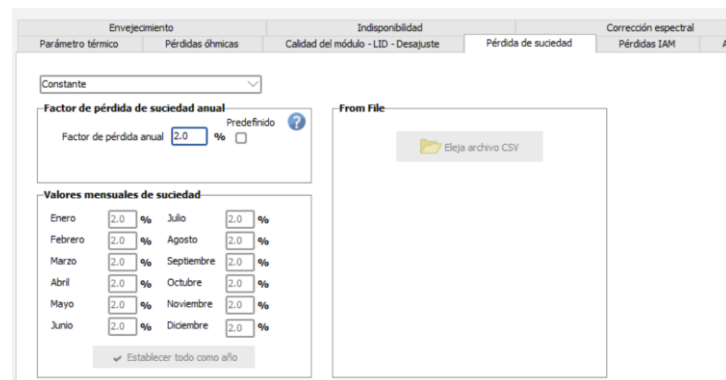
The screenshot shows four configuration panels in the PVsyst software:

- Calidad del módulo:** 'Pérdida de eficiencia módulo' is set to -0.75%. A note states: 'Desviación de la eficiencia media efectiva del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante. (valor negativo indica exceso de rendimiento)'. A 'predefinido' checkbox is checked.
- Pérdidas de desajuste de módulo:** 'Pérdida de potencia en MPP' is set to 2.00%. A 'Computación detallada' button is visible.
- LID - Degradación Inducida por Luz:** 'Factor de pérdidas LID' is set to 0.00%. A note states: 'Degradación de los módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores STC de prueba flash de fabricación'. A 'predefinido' checkbox is checked.
- Desajuste de voltaje de las cadenas:** 'Pérdida de potencia en MPP' is set to 0.15%. An 'Estudio detallado' button is visible.

Figura 38. Pérdidas por calidad del módulo y pérdidas LID (Fuente: PVsyst)

8.3.4 PÉRDIDAS POR SUCIEDAD

La presencia de suciedad uniforme además de suciedad localizada, como excrementos de aves, da lugar a una disminución de corriente y tensión entregada por el generador y un aumento de pérdidas por mismatch. El factor establecido es el típico de un 2%.



The screenshot shows the 'Pérdida de suciedad' (Soiling Loss) configuration panel in PVsyst:

- At the top, there are tabs for 'Envejecimiento', 'Indisponibilidad', and 'Corrección espectral'.
- Under 'Envejecimiento', there are sub-tabs for 'Parámetro térmico', 'Pérdidas óhmicas', 'Calidad del módulo - LID - Desajuste', 'Pérdida de suciedad', and 'Pérdidas IAM'.
- The 'Pérdida de suciedad' sub-tab is active.
- There is a 'Constante' dropdown menu.
- 'Factor de pérdida de suciedad anual' is set to 2.0%. A 'From File' button is present.
- 'Valores mensuales de suciedad' are listed for each month, all set to 2.0%:

Enero	2.0%	Julio	2.0%
Febrero	2.0%	Agosto	2.0%
Marzo	2.0%	Septiembre	2.0%
Abril	2.0%	Octubre	2.0%
Mayo	2.0%	Noviembre	2.0%
Junio	2.0%	Diciembre	2.0%
- An 'Establecer todo como año' button is at the bottom.

Figura 39. Pérdidas por suciedad (Fuente: PVsyst)

8.3.5 PÉRDIDAS IAM

En condiciones reales existen desviaciones de la radiación incidente sobre el módulo respecto al ángulo normal, esto deriva en pérdidas proporcionales a la desviación. Además, la variación del espectro solar en cada momento respecto al normalizado puede afectar a las células fotovoltaicas dando lugar a pérdidas o ganancias de radiación. El modelo del ángulo es Fresnel antirreflectante.

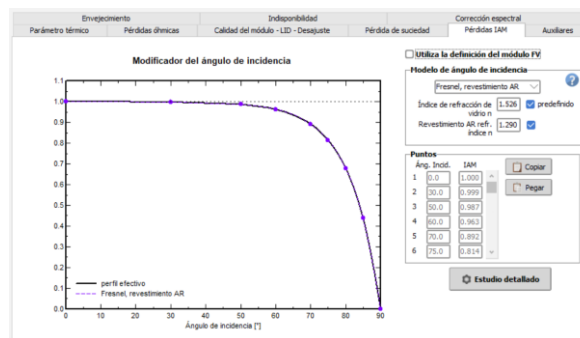


Figura 40. Pérdidas IAM (Fuente: PVsyst)

8.3.6 PÉRDIDAS AUXILIARES

Este tipo de pérdidas son debidas al consumo de la propia planta para su funcionamiento, su valor viene principalmente determinado por el consumo en standby del inversor y en este caso se establece en 3 W/kW.

Pérdidas de energía auxiliares

Consumo auxiliares definidos

Auxiliares durante el funcionamiento (día)

Pérdidas auxiliares continuas (ventiladores, etc.) W
... desde el umbral de potencia de salida del inversor kW

Proporcional a la potencia de salida del inversor W/kW
... desde el umbral de potencia de salida del inversor kW

Pérdidas nocturnas de auxiliares

Consumo de auxiliares nocturnos W
excluyendo pérdida nocturna del inversor :

La energía auxiliar puede ser ventiladores, aire acondicionado, monitoreo u otro accesorio electrónico, iluminación, o cualquier otra energía que deba sustraerse de la energía vendida a la red.

Figura 41. Pérdidas auxiliares (Fuente: PVsyst)

8.3.7 PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN CON EL TIEMPO

El desgaste químico por el paso del tiempo y exposición a la intemperie de los componentes de la instalación se refleja en una pérdida paulatina de eficiencia. El valor del factor de degradación anual es de 0,4 %/año como bien viene indicado en la ficha técnica. Se establece en PVsyst la simulación para el primer año.

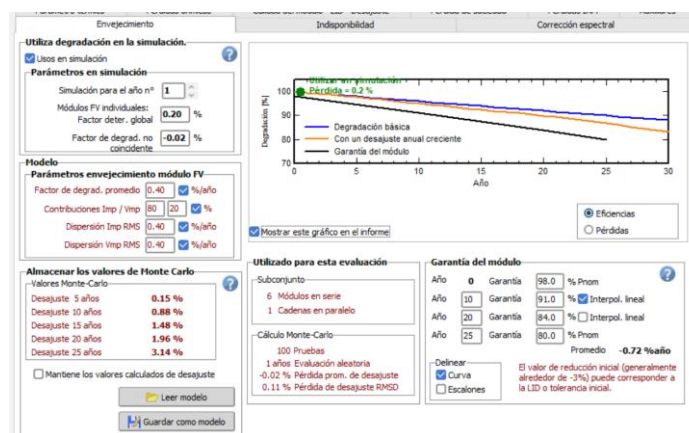
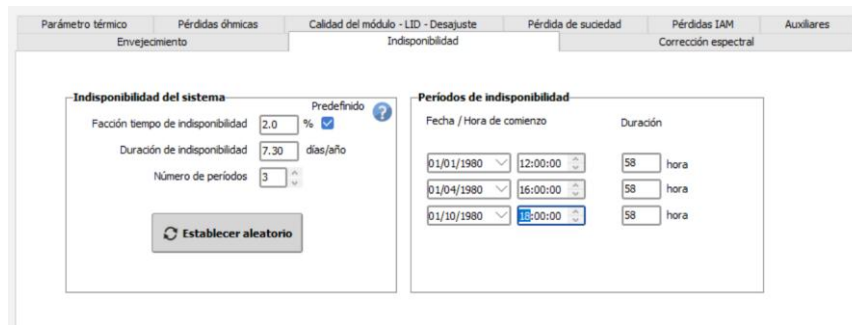


Figura 42. Pérdidas por envejecimiento (Fuente: PVsyst)

8.3.8 PÉRDIDAS POR INDISPONIBILIDAD DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Las pérdidas por indisponibilidad son aquellas debidas a los periodos en los cuales la instalación no se encuentra en funcionamiento debido a factores como averías, mantenimiento o indisponibilidad de la red (indisponibilidad externa). En las instalaciones fotovoltaicas residenciales se establece el factor estándar en 2%, lo cual equivale a 7,3 días al año. Los días elegidos no son significativos.



Fecha / Hora de comienzo	Duración
01/01/1980 12:00:00	58 hora
01/04/1980 16:00:00	58 hora
01/10/1980 15:00:00	58 hora

Figura 43. Pérdidas por indisponibilidad (Fuente: PVsyst)

8.4 CONSUMO

Una vez seleccionados e introducidos todos los parámetros de sistema, se define el consumo de la vivienda, en este caso mensual. Aunque la opción más precisa hubiese sido disponer de valores horarios, la simulación se realiza con los datos mensuales de consumo extraídos de la factura eléctrica del hogar; la precisión de la simulación no se ve lo suficientemente perjudicada como para no poder utilizar los datos así de simplificados.

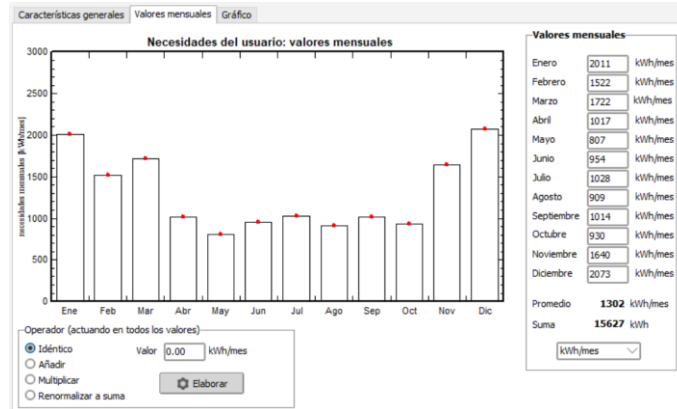


Figura 44. Datos de consumo mensual (Fuente: PVsyst, IBERDROLA)

8.5 HORIZONTE

Elementos como montañas pueden generar sombras sobre la instalación que deriven en pérdidas. Este no es un factor que afecte especialmente a la vivienda como puede observarse en la siguiente figura.

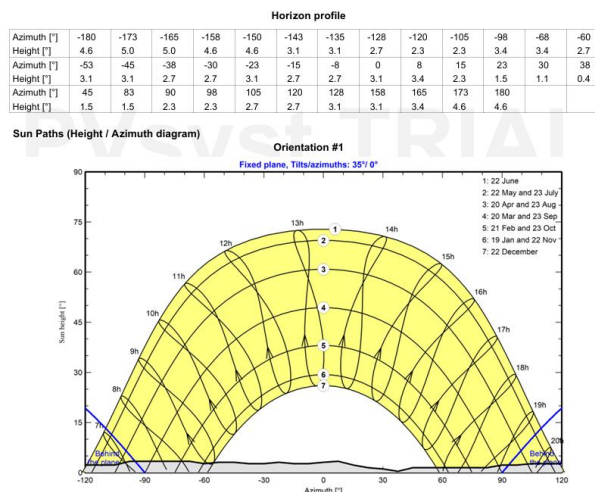


Figura 45. Pérdidas por sombreado lejano (Fuente: PVsyst)

8.6 SOMBREADOS CERCANOS

Las sombras aunque afecten a pequeñas áreas de los paneles, pueden tener consecuencias muy negativas sobre el rendimiento. Si se produce una sombra en una célula, no se produce energía eléctrica en la misma y limita o bloquea el paso de energía de las otras células conectadas en serie con ella. Las sombras se deben evitar dejando la suficiente distancia de separación entre objetos que produce sombra y la instalación, y entre la diferentes filas de módulos. En la figura a continuación se puede observar la disposición de los paneles además de la superficie necesaria y su ángulo de orientación.

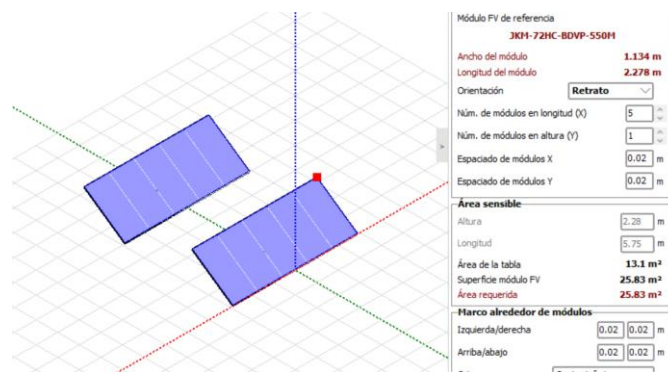


Figura 46. Sombreados cercanos (Fuente: PVsyst)

8.7 ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Todos los parámetros descritos a lo largo del capítulo 5 fueron configurados buscando el diseño óptimo de la instalación, sin embargo alcanzar dicho óptimo ha requerido un proceso iterativo de simulación en PVsyst en el que se han evaluado un total de 23 variantes combinando distintos módulos fotovoltaicos, inversores y números de paneles. El criterio de selección no ha sido únicamente técnico, sino que se ha buscado el equilibrio entre el máximo rendimiento energético y la mayor rentabilidad económica a lo largo de la vida útil

de la instalación. A continuación se describen algunas de las variantes más representativas del proceso, justificando por qué fueron descartadas en favor de la configuración finalmente adoptada. La tabla completa con los resultados de las 23 simulaciones se recoge en el Anexo II.

El proceso de optimización se ha estructurado en torno a los fabricantes de módulos fotovoltaicos Jinko Solar, Longi Solar y Risen Energy, combinados con inversores de los fabricantes Huawei Technologies, Growatt y SMA y variando el número de paneles entre 6 y 12 unidades; dando lugar a potencias pico de entre 3,3 y 6,6 kWp. En todos los casos se ha mantenido un ratio DC/AC de 1,1, garantizando que el dimensionado del inversor respecto al generador sea técnicamente correcto y no introduzca pérdidas por saturación.

En primer lugar, se observó que las simulaciones con 12 módulos (variantes 7, 11, 19, 21 y 22), pese a obtener las producciones anuales más elevadas (entre 11400 y 11979 kWh), presentaban también los mayores volúmenes de energía exportada a la red (entre 5569 y 6081 kWh), lo que implicaba que más de la mitad de la energía generada en verano no sería consumida en la vivienda. Dado que la compensación de excedentes en el mercado eléctrico español se retribuye a un precio significativamente inferior al coste de la energía importada, estas configuraciones no resultaban económicamente óptimas pese a su mayor producción bruta. En el extremo opuesto, las simulaciones con 6 módulos (variantes 1, 4, 8, 15, 16 y 20) presentaban producciones más modestas (entre 5470 y 5992 kWh) con excedentes muy reducidos, lo que se traducía en ratios de autoconsumo elevados pero en un ahorro económico anual insuficiente para maximizar la rentabilidad a largo plazo.

El rango de 8 a 10 módulos se establece como el intervalo de mayor interés, ya que combina una producción suficiente para generar un ahorro económico significativo con un volumen de excedentes razonable. Dentro de este rango, las simulaciones con 10 módulos presentaban de forma consistente los mejores indicadores de rentabilidad, con VAN a 25 años superiores a los de las configuraciones de 8 módulos en todos los casos analizados.

A continuación se analizan en detalle varias variantes que, por sus características, merecen una atención especial antes de justificar la elección del caso óptimo.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFGrid kWh
January	66.5	25.03	5.00	119.5	114.5	370	2011	322	-0.2	1689
February	89.7	33.29	6.00	134.6	129.2	410	1522	364	30.7	1158
March	132.7	53.10	9.00	166.3	158.8	499	1722	449	30.8	1273
April	166.8	58.64	12.00	183.6	174.8	543	1017	335	144.3	683
May	205.0	69.94	16.00	198.0	187.9	577	807	329	227.0	479
June	227.0	64.20	22.00	207.9	197.4	591	954	383	186.3	571
July	242.4	56.96	25.00	227.2	216.0	637	1028	417	196.1	611
August	212.2	52.38	25.00	221.9	211.5	622	909	367	232.6	542
September	158.0	49.27	20.00	189.4	180.9	542	1014	351	170.8	663
October	111.7	41.22	14.00	158.1	151.4	470	930	282	129.9	648
November	70.6	27.82	9.00	119.4	113.9	362	1640	339	9.1	1301
December	58.9	22.10	5.00	109.6	105.2	340	2073	327	-0.7	1746
Year	1741.4	553.95	14.05	2035.6	1941.4	5964	15627	4263	1356.6	11364

Figura 47. Balance de energía de la simulación 1 (Fuente: PVsyst)

La variante 1 representa el extremo inferior del rango de potencias evaluado con módulos Jinko Solar y su análisis resulta especialmente ilustrativo para demostrar que reducir la inversión inicial no conduce necesariamente a una mayor rentabilidad. Con tan solo 6 módulos, la potencia pico del generador es de 3,3 kWp y la producción anual se limita a 5964 kWh, de los cuales únicamente 1355,6 kWh se exportan a la red como excedentes, lo que implica que prácticamente toda la energía generada es directamente autoconsumida. Si bien este elevado ratio de autoconsumo podría interpretarse como un indicador positivo, en la práctica refleja que la instalación está subdimensionada respecto al potencial de la vivienda; se están dejando de aprovechar horas de sol en las que se podría estar generando energía adicional que reduciría aún más la factura eléctrica.

El impacto económico de este subdimensionado queda patente en los indicadores de rentabilidad, el VAN a 25 años resulta el más bajo de todas las configuraciones con módulos Jinko Solar analizadas y el payback se extiende hasta dos años más que en el caso óptimo. Aunque la inversión inicial es menor al requerir menos módulos y un inversor de menor potencia, el ahorro anual generado es proporcionalmente insuficiente para compensar esa

ventaja inicial a lo largo de la vida útil de la instalación. La diferencia de VAN respecto al caso óptimo supera los 5000 € a 25 años, lo que equivale a perder prácticamente el valor de una instalación completa por haber optado por una configuración más pequeña.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	66.5	25.03	5.00	119.5	114.5	617	2011	457	85	1554
February	89.7	33.29	6.00	134.6	129.2	684	1522	447	218	1075
March	132.7	53.10	9.00	166.3	158.8	830	1722	506	243	1157
April	166.8	58.64	12.00	183.6	174.8	905	1017	378	429	639
May	205.0	69.94	16.00	198.0	187.9	961	807	360	575	447
June	227.0	64.20	22.00	207.9	197.4	985	954	423	535	531
July	242.4	56.96	25.00	227.2	216.0	1059	1028	462	569	566
August	212.2	52.38	25.00	221.9	211.5	1034	909	400	607	509
September	158.0	49.27	20.00	189.4	180.9	901	1014	399	478	615
October	111.7	41.22	14.00	158.1	151.4	782	930	322	373	608
November	70.6	27.82	9.00	119.4	113.9	603	1640	441	147	1199
December	58.9	22.10	5.00	109.6	105.2	566	2073	451	99	1622
Year	1741.4	553.95	14.05	2035.6	1941.4	9928	15627	5105	4359	10522

Figura 48. Balance de energía de la simulación 6 (Fuente: PVsyst)

La simulación 6 comparte exactamente la misma configuración de módulos e igual número de paneles que el caso óptimo, diferenciándose únicamente en el inversor seleccionado. El inversor Growatt MIN 5000TL3-X ofrece unas prestaciones técnicas comparables al Huawei SUN2000-5KTL-L1, con una eficiencia similar y el mismo rango de tensión de operación MPPT, por lo que los resultados energéticos de la simulación son prácticamente idénticos; una producción anual de 9928 kWh, un autoconsumo de 5105 kWh y unos excedentes de 4359 kWh, frente a los 9884 kWh, 5098 kWh y 4334 kWh del caso óptimo respectivamente.

Sin embargo, el análisis económico revela que el coste total de esta variante supera al del caso óptimo con una diferencia de aproximadamente 103 €; esto se explica por el mayor precio de mercado del inversor Growatt respecto al Huawei en este segmento de potencia. Dado que el rendimiento es prácticamente el mismo, esta diferencia de coste inicial se traduce directamente en un VAN ligeramente inferior y un payback algo superior. La elección del inversor Huawei sobre el Growatt se apoya además en las mejores referencias del fabricante chino en el mercado español del autoconsumo residencial y en la mayor red

de servicio técnico disponible, factores que si bien no son cuantificables directamente sí tienen impacto sobre la fiabilidad y el mantenimiento del sistema a largo plazo.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	66.5	25.03	5.00	119.5	114.5	741	2011	491	160	1520
February	89.7	33.29	6.00	134.6	129.2	820	1522	469	329	1053
March	132.7	53.10	9.00	166.3	158.8	997	1722	595	376	1127
April	166.8	58.64	12.00	183.6	174.8	1086	1017	390	579	628
May	205.0	69.94	16.00	198.0	187.9	1154	807	371	752	436
June	227.0	64.20	22.00	207.9	197.4	1182	954	433	717	520
July	242.4	56.96	25.00	227.2	216.0	1271	1028	473	764	555
August	212.2	52.38	25.00	221.9	211.5	1241	909	408	800	501
September	158.0	49.27	20.00	189.4	180.9	1081	1014	411	641	603
October	111.7	41.22	14.00	158.1	151.4	939	930	331	503	599
November	79.6	27.82	9.00	119.4	113.9	724	1640	465	239	1175
December	58.9	22.10	5.00	109.6	105.2	679	2073	485	176	1588
Year	1741.4	553.95	14.05	2035.6	1941.4	11914	15627	5321	6037	10305

Figura 49. Balance de energía de la simulación 7 (Fuente: PVsyst)

La variante 7 representa la configuración de mayor potencia evaluada con módulos Jinko Solar, con 12 paneles que dan lugar a una potencia pico de 6,6 kWp y una producción anual de 11914 kWh, la más elevada de este grupo de simulaciones. A primera vista, estos números podrían parecer los más atractivos del conjunto, sin embargo el análisis económico revela que este sobredimensionado no se traduce en la mayor rentabilidad. El problema fundamental de esta configuración reside en el volumen de excedentes generados, 6037 kWh anuales, prácticamente el equivalente a toda la energía autoconsumida (5321 kWh). Esto significa que aproximadamente la mitad de la energía producida por la instalación se inyecta a la red a un precio de compensación de excedentes que, como se ha detallado en el apartado de términos de energía, es significativamente inferior al precio al que se importa la energía. En consecuencia, cada kWh exportado genera un ahorro económico muy inferior al que generaría si fuera autoconsumido, penalizando la rentabilidad global del sistema. Además, esta configuración requiere un inversor de 6 kW de mayor coste, lo que eleva la inversión inicial sin que el incremento de producción la justifique suficientemente.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	66.5	25.03	5.00	119.5	114.5	617	2011	453	63	1557
February	89.7	33.29	6.00	134.6	129.2	684	1522	443	199	1078
March	132.7	53.10	9.00	166.3	158.8	831	1722	562	222	1160
April	166.8	58.64	12.00	183.6	174.8	905	1017	375	409	642
May	205.0	69.94	16.00	198.0	187.9	963	807	358	555	449
June	227.0	64.20	22.00	207.9	197.4	986	954	420	515	533
July	242.4	56.96	25.00	227.2	216.1	1062	1028	458	550	570
August	212.2	52.38	25.00	221.9	211.5	1037	909	397	587	512
September	158.0	49.27	20.00	189.4	180.9	904	1014	396	459	618
October	111.7	41.22	14.00	158.1	151.4	783	930	320	349	610
November	70.6	27.82	9.00	119.4	113.9	603	1640	437	124	1203
December	58.9	22.10	5.00	109.6	105.2	566	2073	448	76	1625
Year	1741.4	553.95	14.05	2035.6	1941.6	9940	15627	5069	4108	10558

Figura 50. Balance de energía de la simulación 10 (Fuente: PVsyst)

La variante 10 representa la alternativa de mayor calidad técnica dentro del conjunto de simulaciones realizadas. El inversor SMA Sunny Tripower 5.0-3SE-40 es un equipo trifásico de reconocido prestigio en el sector, con una eficiencia ligeramente superior a la del Huawei y una robustez contrastada a lo largo de décadas de instalaciones en el mercado europeo. Los resultados energéticos de la simulación son muy similares a los del caso óptimo, con una producción anual de 9940 kWh y un autoconsumo de 5069 kWh. Económicamente, supone una diferencia de 869 € respecto al caso óptimo, derivada del mayor precio del inversor SMA en este rango de potencia. Esta diferencia inicial penaliza el VAN a 25 años y eleva el payback frente al del caso óptimo.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	66.5	25.03	5.00	119.5	114.5	619	2011	454	63	1557
February	89.7	33.29	6.00	134.6	129.2	686	1522	444	200	1078
March	132.7	53.10	9.00	166.3	158.8	833	1722	562	224	1160
April	166.8	58.64	12.00	183.6	174.8	909	1017	376	412	641
May	205.0	69.94	16.00	198.0	187.9	967	807	359	558	448
June	227.0	64.20	22.00	207.9	197.4	992	954	421	520	533
July	242.4	56.96	25.00	227.2	216.1	1069	1028	459	556	569
August	212.2	52.38	25.00	221.9	211.5	1044	909	398	593	511
September	158.0	49.27	20.00	189.4	180.9	909	1014	397	463	617
October	111.7	41.22	14.00	158.1	151.4	786	930	321	351	609
November	70.6	27.82	9.00	119.4	113.9	605	1640	438	126	1202
December	58.9	22.10	5.00	109.6	105.2	567	2073	448	77	1625
Year	1741.4	553.95	14.05	2035.6	1941.6	9984	15627	5076	4143	10550

Figura 51. Balance de energía de la simulación 13 (Fuente: PVsyst)

La variante 13 resulta interesante para el análisis comparativo entre fabricantes, con una producción anual de 9984 kWh, supera en 100 kWh la producción del caso óptimo y sin embargo demuestra que la producción energética no equivale necesariamente a maximizar la rentabilidad económica. El inversor SMA Sunny Tripower 5.0-3SE-40 es un equipo trifásico de alta gama cuyo precio de mercado es considerablemente superior al del Huawei SUN2000-5KTL-L1, lo que eleva el coste total de la instalación por encima del caso óptimo sin que la ligera mejora de producción lo compense. Por su parte, los módulos Longi Solar LR5-72HPH-550M G2 son una alternativa técnicamente sólida y con buenas referencias en el mercado español, pero no presentan ventajas suficientes frente a los Jinko Solar en este contexto de instalación para justificar un cambio de proveedor.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	66.5	25.03	5.00	119.5	114.5	619	2011	458	86	1553
February	89.7	33.29	6.00	134.6	129.2	685	1522	447	219	1074
March	132.7	53.10	9.00	166.3	158.8	833	1722	566	244	1156
April	166.8	58.64	12.00	183.6	174.8	908	1017	379	432	639
May	205.0	69.94	16.00	198.0	187.9	966	807	381	579	446
June	227.0	64.20	22.00	207.9	197.4	991	954	424	540	530
July	242.4	56.96	25.00	227.2	216.1	1067	1028	463	576	565
August	212.2	52.38	25.00	221.9	211.5	1042	909	400	614	509
September	158.0	49.27	20.00	189.4	180.9	906	1014	400	483	614
October	111.7	41.22	14.00	158.1	151.4	785	930	323	375	607
November	70.6	27.82	9.00	119.4	113.9	605	1640	441	148	1199
December	58.9	22.10	5.00	109.6	105.2	567	2073	452	100	1621
Year	1741.4	553.95	14.05	2035.6	1941.6	9975	15627	5114	4395	10513

Figura 52. Balance de energía de la simulación 18 (Fuente: PVsyst)

En cuanto a la variante 18, representa la configuración más equilibrada dentro del grupo de simulaciones realizadas con módulos Longi Solar ya que combina el mismo número de paneles y potencia nominal que el caso óptimo con un inversor de coste contenido. Con una producción anual de 9975 kWh, un autoconsumo de 5115 kWh y unos excedentes de 4395 kWh, los resultados energéticos son prácticamente idénticos a los del caso óptimo. Sin embargo, al trasladar estos resultados al plano económico emergen diferencias relevantes. El coste total de esta variante es de 10513 € y su VAN a 25 años es inferior al del caso óptimo. Esto se debe al precio de los módulos Longi Solar LR5-72HPH-550M G2 en el

mercado español ligeramente superior al de los Jinko Solar JKM-72HC-BDVP-550M para una potencia unitaria equivalente. Además, el inversor Growatt MOD 5000TL3-X, pese a ser una opción económica, presenta en las valoraciones de instaladores del sector una menor implantación en el mercado residencial español que el Huawei SUN2000-5KTL-L1, con una red de servicio técnico menos extensa que podría implicar mayores costes de mantenimiento a lo largo de la vida útil de la instalación. La combinación de estos factores hace que esta variante, pese a sus buenos resultados energéticos, no logre superar al caso óptimo ni en rentabilidad ni en otros criterios cualitativos de selección.

Capítulo 9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Este capítulo está destinado al análisis técnico, económico y ambiental del caso seleccionado óptimo para la instalación fotovoltaica. Recogerá un estudio detallado de los resultados obtenidos en el informe PVsyst, además de valorar la viabilidad económica del proyecto. Finalmente se estimará la contaminación evitada al implantarse la instalación.

9.1 ANÁLISIS TÉCNICO

El informe de simulación generado por PVsyst constituye el documento técnico central sobre el que se sustenta la evaluación del rendimiento esperado de la instalación. PVsyst produce este informe de forma automática tras completar la simulación anual, recogiendo en un único documento todos los parámetros de entrada del sistema, las hipótesis de pérdidas adoptadas y los resultados energéticos obtenidos. Su formato estandarizado lo ha convertido en el documento de referencia del sector fotovoltaico a nivel internacional; es el informe que exigen bancos, fondos de inversión y organismos reguladores para valorar técnica y financieramente cualquier proyecto solar, tanto en instalaciones de gran escala como en proyectos de autoconsumo residencial como el que se aborda en esta memoria. El informe de la instalación final se adjunta íntegramente en el Anexo I.

La instalación produce una energía anual de 9884 kWh en el primer año, con una producción específica de 1715 kWh/kWp. Este valor de producción específica es coherente con los 2035,6 kWh/m² de irradiación global incidente en el plano colector calculados por PVsyst para la ubicación de Las Rozas y refleja un buen aprovechamiento del recurso solar disponible.

Specific production	1715 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR	84.24 %
Solar Fraction SF	32.62 %

Figura 53. Resumen de resultados (Fuente: PVsyst)

El Performance Ratio (PR) de la instalación resulta en un 84,24%. Este parámetro expresa la relación entre la energía realmente producida por el sistema y la que se obtendría si operase siempre en condiciones ideales de referencia, incorporando por tanto el efecto acumulado de todas las pérdidas del sistema. En la práctica, valores de PR superiores al 80% se consideran indicativos de un diseño técnicamente sólido para instalaciones de autoconsumo residencial, por lo que el resultado obtenido puede valorarse positivamente.

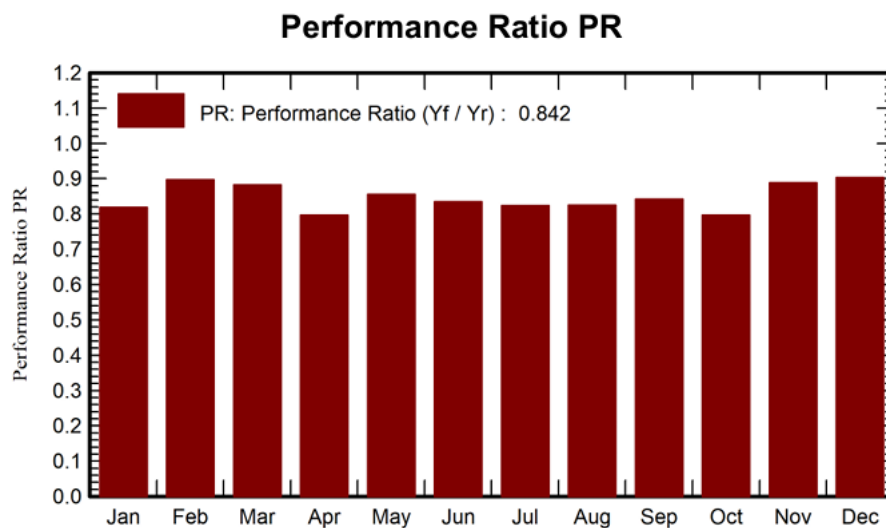


Figura 54. Performance Ratio mensual (Fuente PVsyst)

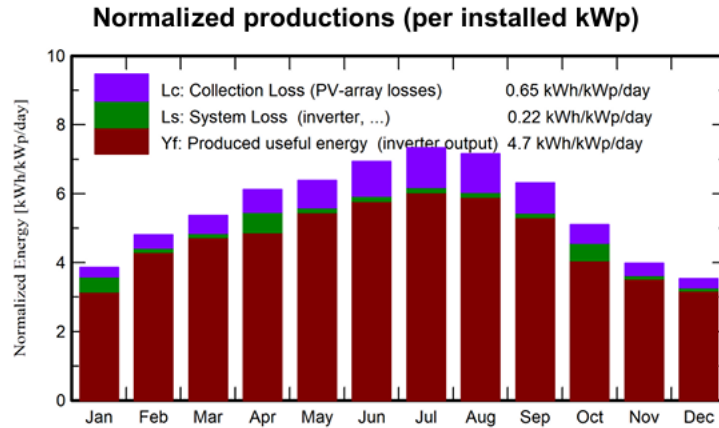


Figura 55. Producción normalizada (Fuente: PVsyst)

En cuanto al balance energético con la vivienda, la fracción solar (SF) obtenida es del 32,62%, lo que significa que aproximadamente un tercio del consumo anual total de la vivienda queda cubierto por la generación fotovoltaica. El consumo anual introducido en la simulación es de 15627 kWh, de los cuales 5098 kWh son suministrados directamente por la instalación. Los 4334 kWh restantes de producción que no pueden ser autoconsumidos se inyectan a la red como excedentes, mientras que los 10529 kWh que aún requiere la vivienda se continúan importando de la red eléctrica. El ratio de autoconsumo, es decir, la proporción de la energía generada que es efectivamente consumida en la vivienda es del 54,1%, lo que indica que algo más de la mitad de lo producido se consume directamente sin pasar por la red.

El análisis de los resultados mes a mes permite comprender el comportamiento estacional de la instalación, determinado tanto por la variación del recurso solar a lo largo del año como por el patrón de consumo de la vivienda.

Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	66.5	25.03	5.00	119.5	113.6	613	2011	455	83	1556
February	89.7	33.29	6.00	134.6	128.4	682	1522	446	218	1076
March	132.7	53.10	9.00	166.3	157.7	828	1722	564	243	1158
April	166.8	58.64	12.00	183.6	173.6	901	1017	378	427	639
May	205.0	69.94	16.00	198.0	186.4	956	807	361	571	446
June	227.0	64.20	22.00	207.9	195.9	979	954	424	531	530
July	242.4	56.96	25.00	227.2	214.6	1055	1028	462	567	566
August	212.2	52.38	25.00	221.9	210.2	1032	909	400	606	509
September	158.0	49.27	20.00	189.4	179.8	900	1014	399	478	615
October	111.7	41.22	14.00	158.1	150.5	779	930	322	370	608
November	70.6	27.82	9.00	119.4	113.1	599	1640	439	144	1201
December	58.9	22.10	5.00	109.6	104.0	560	2073	448	97	1625
Year	1741.4	553.95	14.05	2035.6	1927.9	9884	15627	5098	4334	10529

Legends

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

Figura 56. Balance mensual (Fuente: PVSyst)

En los meses de verano la producción de la instalación alcanza sus valores máximos, con 1055 kWh en julio y 1032 kWh en agosto, coincidiendo con los niveles de irradiación horizontal más elevados del año (242,4 y 212,2 kWh/m² respectivamente). Sin embargo, el consumo de la vivienda en estos meses es relativamente moderado (1028 y 909 kWh), lo que provoca que una parte significativa de la energía generada no pueda ser autoconsumida y se exporte a la red como excedentes; alcanzando 567 y 606 kWh en julio y agosto.

En el extremo opuesto, enero y diciembre registran los consumos más elevados del año (2011 y 2073 kWh respectivamente) mientras que la producción cae a sus valores mínimos (613 y 560 kWh). Pese a ello, la aportación solar sigue siendo relevante; en enero la instalación suministra 455 kWh de los 2011 consumidos, cubriendo aproximadamente el 22% de las necesidades del mes y los excedentes son prácticamente nulos (83 kWh). Esto indica que casi toda la energía generada en invierno es directamente consumida en la vivienda.

Los meses de primavera y otoño presentan el equilibrio más favorable entre producción y consumo. Mayo destaca especialmente con una producción de 956 kWh y un consumo de

tan solo 807 kWh; es el único mes del año en que la generación fotovoltaica supera la demanda de la vivienda, resultando en 571 kWh de excedentes. Septiembre y octubre presentan también resultados equilibrados con ratios de autoconsumo elevados y excedentes moderados.

El diagrama de pérdidas es uno de los elementos más informativos del informe PVsyst, ya que permite cuantificar de forma individual cada uno de los factores que reducen la producción desde la irradiación horizontal de referencia hasta la energía finalmente disponible para el usuario.

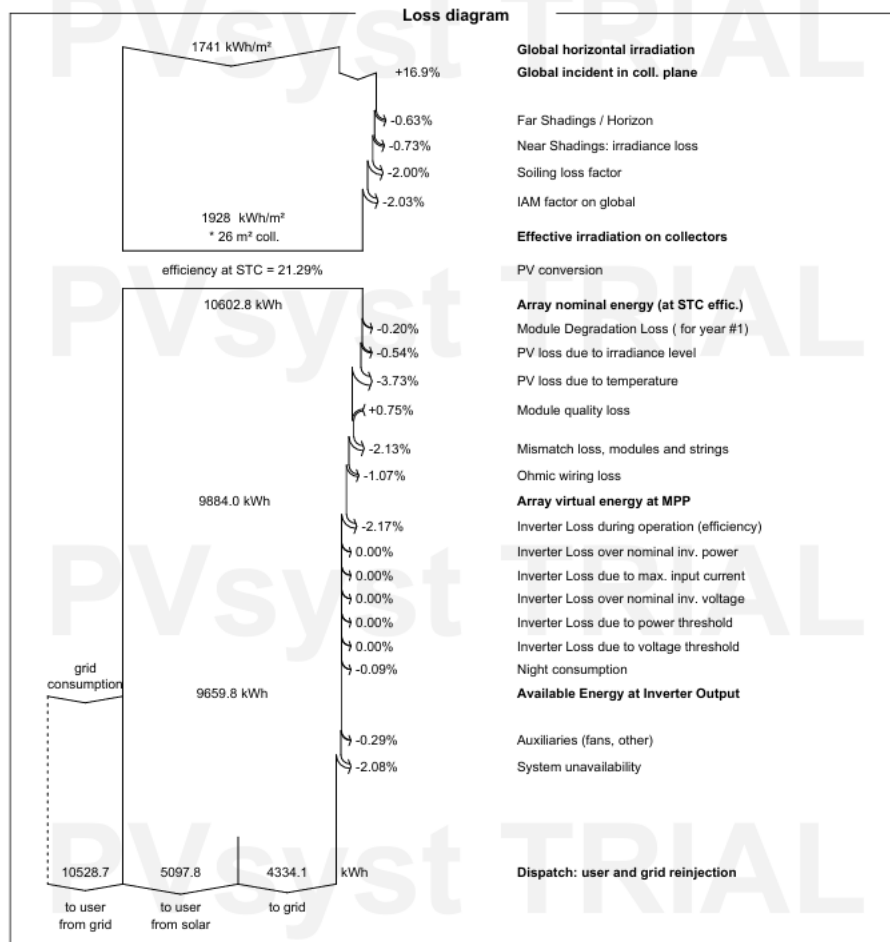


Figura 57. Diagrama de pérdidas (Fuente: PVsyst)

La cadena de transformación parte de una irradiación horizontal de 1741 kWh/m² que, tras aplicar el factor de transposición al plano inclinado a 35° con azimut sur, se incrementa un 16,9% hasta alcanzar los 2035,6 kWh/m² de irradiación incidente en el plano colector.

Sobre esta irradiación incidente actúan antes de la conversión fotovoltaica cuatro factores de pérdida:

- Las pérdidas por horizonte lejano son del 0,63%, valor muy reducido que refleja la escasa obstrucción del entorno ya descrita en el apartado de horizonte
- Las pérdidas por sombreado cercano entre filas son del 0,73%, resultado de la separación de 5 m adoptada entre las dos filas de módulos
- Las pérdidas por suciedad representan el 2,00%, valor estándar para instalaciones sin mantenimiento frecuente
- Las pérdidas angulares IAM ascienden al 2,03% según el modelo de Fresnel con recubrimiento antirreflectante.

La irradiación efectiva resultante sobre los colectores es de 1928 kWh/m².

Con la eficiencia de conversión en condiciones STC del 21,29%, se obtiene una energía nominal de la instalación de 10602,8 kWh. Las pérdidas propias del generador reducen este valor hasta los 9884 kWh de energía virtual en el punto de máxima potencia; la degradación del primer año contribuye con un 0,20% de pérdidas, las pérdidas por nivel de irradiancia son del 0,54%, las pérdidas por temperatura suponen el mayor factor individual de pérdida con un 3,73% (reflejo del calentamiento de los módulos durante los meses de verano en la zona de Madrid), la ganancia por calidad del módulo es del 0,75% y las pérdidas por mismatch y pérdidas óhmicas de cableado DC suman 3,20% de pérdidas adicionales.

La etapa de conversión DC/AC introduce unas pérdidas por eficiencia del inversor del 2,17%, coherentes con la eficiencia máxima del 98,4% del SUN2000-5KTL-L1. El hecho de que las pérdidas por saturación de potencia del inversor sean del 0,00% confirma que el ratio DC/AC de 1,10 es adecuado y no se produce limitación operativa en ningún momento del año. Tras descontar el consumo nocturno del inversor (0,09%), la energía disponible a la

salida del inversor es de 9659,8 kWh. Las pérdidas finales por consumos auxiliares (0,29%) e indisponibilidad del sistema (2,08%) llevan la producción total hasta los 9432 kWh anuales.

El diagrama unifilar generado por PVsyst recoge de forma esquemática la arquitectura eléctrica de la instalación, mostrando la conexión entre los 10 módulos JKM-72HC-BDVP-550M agrupados en una única cadena serie, el inversor SUN2000-5KTL-L1 y el punto de inyección a la red.

La configuración de cadena única simplifica tanto la instalación eléctrica como el seguimiento MPPT, al no existir posibilidad de desequilibrios entre cadenas paralelas. El inversor dispone de dos entradas MPPT independientes, aunque en esta instalación solo se utiliza una de ellas al tratarse de un campo con orientación e inclinación uniformes, sin necesidad de gestionar planos de captación diferentes.

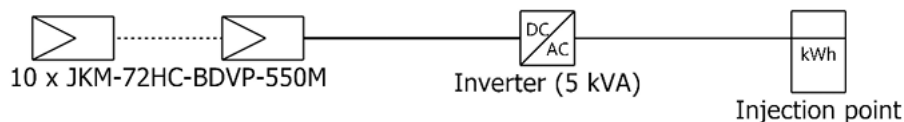


Figura 58. Diagrama unifilar de la instalación (Fuente: PVsyst)

Los elementos comentados previamente a lo largo de este apartado corresponden al primer año de puesta en marcha de la instalación. De cara a obtener los datos de producción, importación y exportación se han llevado a cabo simulaciones de los 25 años de vida útil del caso óptimo; de este modo se llegará a resultados más precisos en la valoración económica del proyecto. El consumo anual de la vivienda se mantiene constante como ya fue explicado en el Capítulo 7.

<i>Año</i>	<i>Consumo Total (kWh/año)</i>	<i>Generación Fotovoltaica Total (kWh/año)</i>	<i>Autoconsumo Instantáneo (kWh/año)</i>	<i>Exportación de Energía (kWh/año)</i>	<i>Importación de Energía (kWh/año)</i>
1	15627	9884	5098	4334	10529
2	15627	9857	5101	4305	10525
3	15627	9808	5095	4265	10532
4	15627	9759	5088	4225	10539
5	15627	9707	5081	4183	10546
6	15627	9651	5073	4138	10554
7	15627	9590	5064	4089	10562
8	15627	9529	5056	4039	10571
9	15627	9467	5047	3989	10580
10	15627	9407	5038	3940	10589
11	15627	9352	5030	3896	10597
12	15627	9303	5023	3857	10604
13	15627	9256	5015	3819	10611
14	15627	9209	5008	3782	10618
15	15627	9163	5001	3745	10626
16	15627	9115	4993	3707	10633
17	15627	9066	4986	3668	10641
18	15627	9015	4978	3627	10649
19	15627	8962	4969	3585	10658
20	15627	8906	4960	3540	10667
21	15627	8843	4949	3491	10667
22	15627	8774	4938	3437	10689
23	15627	8703	4926	3381	10701
24	15627	8631	4914	3324	10713
25	15627	8558	4901	3268	10726
Promedio	15627	9260,6	5013,28	3825,36	10613,08

Tabla 13. Datos de consumo, generación, importación y exportación a 25 años (Fuente: PVsyst)

9.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico constituye una de las etapas fundamentales del presente proyecto, ya que permite evaluar la viabilidad financiera de la instalación fotovoltaica propuesta y determinar su conveniencia desde el punto de vista económico a lo largo de su vida útil. Para ello, se realiza un estudio detallado de todos los factores que influyen en los costes y beneficios asociados al sistema. En primer lugar, se analizan los requisitos para la legalización de la instalación, incluyendo la documentación necesaria, los trámites administrativos y los costes derivados de su cumplimiento. A continuación, se lleva a cabo la valoración de la inversión inicial. Posteriormente, se estudia la evolución prevista del precio de la energía eléctrica importada de la red y de la energía excedentaria exportada durante un horizonte temporal de 25 años. Finalmente, se analiza la rentabilidad del proyecto mediante distintos indicadores económicos que permiten cuantificar el retorno de la inversión y valorar la viabilidad económica de la solución propuesta.

9.2.1 LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

La instalación fotovoltaica objeto de este proyecto, con una potencia instalada de 5,5 kWp y destinada al autoconsumo residencial con compensación simplificada de excedentes, debe cumplir los requisitos técnicos y administrativos establecidos por la normativa española vigente. Su legalización es necesaria para garantizar la seguridad de la instalación, permitir su conexión a la red de distribución y posibilitar la compensación económica de la energía excedentaria vertida a la red.

La regulación principal aplicable es el Real Decreto 244/2019, que establece las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Asimismo, la instalación debe cumplir las disposiciones del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), aprobado mediante el Real Decreto 842/2002, especialmente las Instrucciones Técnicas Complementarias relativas a instalaciones generadoras conectadas a redes de baja tensión.

Dado que la potencia de la instalación es inferior a 10 kW y se ubica sobre la cubierta de una vivienda existente, la documentación técnica requerida consiste en una Memoria Técnica de Diseño (MTD) elaborada por una empresa instaladora habilitada. Una vez finalizada la ejecución, se emite el Certificado de Instalación Eléctrica (CIE), que acredita la correcta realización de los trabajos y el cumplimiento de la normativa aplicable.

La legalización continúa con el registro de la instalación ante la Dirección General competente en materia de Industria de la Comunidad de Madrid. Para instalaciones de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación simplificada, la distribuidora eléctrica debe verificar las condiciones de conexión y proceder a la adaptación de los contratos necesarios para permitir la compensación de la energía excedentaria. Posteriormente, la comercializadora reflejará en la factura eléctrica la compensación económica correspondiente a los excedentes vertidos a la red.

Desde el punto de vista económico, los costes asociados a la legalización incluyen la elaboración de la Memoria Técnica de Diseño, la emisión del Certificado de Instalación Eléctrica, la gestión administrativa de la documentación y los trámites de registro ante la administración competente. En el caso de esta instalación, el precio estimado para su legalización se establece en 700€.

9.2.2 VALORACIÓN DE LA INVERSIÓN

El coste total que supondría la inversión se descompone en el coste de las distintas piezas de la instalación, costes asociados a la puesta en marcha y coste de legislación.

<i>Coste</i>	<i>Precio unitario (€/unidad)</i>	<i>Unidades</i>	<i>Coste total (€)</i>
Módulo fotovoltaico	210	10	2100
Inversor	1795	1	1795
Estructura de soporte	171,35	2	342,7
Legalización			700
Instalación y mano de obra			1500
Total			6437,7

Tabla 14. Valoración del coste de la instalación (Fuente: PVsyst)

9.2.3 TÉRMINO DE ENERGÍA

La rentabilidad de una instalación fotovoltaica depende en gran medida de la evolución futura del precio de la electricidad, tanto de la energía importada de la red como de la energía excedentaria exportada. Dado que la vida útil considerada para la instalación es de 25 años, resulta necesario establecer una hipótesis de evolución de estos precios que permita estimar los flujos económicos futuros asociados al ahorro por autoconsumo y a los ingresos derivados de la compensación de excedentes.

La evolución del precio de la electricidad se encuentra condicionada por múltiples factores. Entre los más relevantes destacan el precio internacional de los combustibles fósiles, el coste de los derechos de emisión de dióxido de carbono establecidos por la Unión Europea, las inversiones necesarias para la ampliación y modernización de las redes eléctricas, las políticas energéticas y regulatorias aplicadas por las administraciones públicas, la evolución de la demanda eléctrica asociada a la electrificación de sectores como el transporte y el ritmo de implantación de tecnologías renovables y sistemas de almacenamiento energético. Todos

estos factores influyen directa o indirectamente sobre el precio final de la electricidad y justifican la consideración de una tendencia creciente a largo plazo.

<i>Año</i>	<i>Término energía importada (€/kWh)</i>	<i>Término energía exportada (€/kWh)</i>
1	0,15000	0,07000
2	0,15300	0,07140
3	0,15606	0,07283
4	0,15918	0,07428
5	0,16236	0,07577
6	0,16561	0,07729
7	0,16892	0,07883
8	0,17230	0,08041
9	0,17575	0,08202
10	0,17926	0,08366
11	0,18285	0,08533
12	0,18651	0,08704
13	0,19024	0,08878
14	0,19404	0,09055
15	0,19792	0,09236
16	0,20188	0,09421
17	0,20592	0,09609
18	0,21004	0,09802
19	0,21424	0,09998
20	0,21852	0,10198
21	0,22289	0,10402
22	0,22735	0,10610
23	0,23190	0,10822
24	0,23653	0,11038
25	0,24127	0,11259

Tabla 15. Proyección de los precios de importación y exportación de energía

El precio del término energía exportada en el primer año corresponde al precio con el cual se bonifican los excedentes con el plan solar de IBERDROLA usando batería virtual (solar cloud); esta no se incluye como un coste adicional ya que es gratuita para los clientes. En la tabla anterior se recogen los términos de energía importada y exportada durante los 25 años de vida útil de la instalación. Dado que resulta imposible predecir con precisión la evolución futura del precio de la electricidad, se ha adoptado una hipótesis de crecimiento anual constante basada en el objetivo de inflación a medio plazo establecido por el Banco Central Europeo (BCE). El BCE considera que la estabilidad de precios en la zona euro se mantiene adecuadamente mediante una inflación del 2 % anual a medio plazo. Por ello, se supone que tanto el precio de la energía importada de la red como el valor de compensación de la energía exportada evolucionarán con una tasa de crecimiento anual del 2 %.

9.2.4 RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Con el objetivo de evaluar la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica propuesta, se realiza un análisis financiero basado en las métricas del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Ambos parámetros permiten determinar si los beneficios económicos generados durante la vida útil de la instalación compensan la inversión inicial y los costes de operación asociados.

La inversión inicial necesaria para la ejecución del proyecto asciende a 6437,70€ incluyendo el coste de los equipos, materiales, montaje y legalización de la instalación. Durante el periodo de operación se consideran además los costes de mantenimiento anuales necesarios para garantizar el correcto funcionamiento del sistema; estos se han establecido en un 4% de la inversión inicial, es decir, 257,51€ anuales. Dado que la vida útil del inversor es de 10 años, se tiene en cuenta su coste de sustitución por su precio de 1795 €.

Los ingresos anuales del proyecto están constituidos por el ahorro económico derivado de la energía autoconsumida y por los ingresos obtenidos mediante la compensación de los excedentes de energía vertidos a la red. Para su estimación se consideran los precios de la energía importada y exportada para los 25 años de vida útil definidos en el apartado anterior.

<i>Año</i>	<i>Coste de operación (€)</i>	<i>Ahorro en la factura (€)</i>	<i>Flujo de caja (€)</i>	<i>Flujo acumulado (€)</i>	<i>VAN (€)</i>	<i>Pay-back (€)</i>
0	-6437,70		-6437,70	-6437,70	-6437,70	-6437,70
1	-257,51	1388,08	1130,57	-5307,13	1087,09	-5350,61
2	-257,51	1407,83	1150,32	-4156,81	1106,08	-4244,53
3	-257,51	1425,74	1168,23	-2988,58	1123,30	-3121,24
4	-257,51	1443,77	1186,26	-1802,32	1140,63	-1980,60
5	-257,51	1461,92	1204,41	-597,90	1158,09	-822,51
6	-257,51	1159,96	902,45	304,55	867,74	45,23
7	-257,51	1177,77	920,27	1224,81	884,87	930,10
8	-257,51	1195,93	938,42	2163,24	902,33	1832,43
9	-257,51	1214,17	956,66	3119,90	919,86	2752,30
10	-2052,51	1232,74	-819,77	2300,13	-788,24	1964,05
11	-257,51	1252,18	994,67	3294,79	956,41	2920,47
12	-257,51	1272,52	1015,01	4309,80	975,97	3896,44
13	-257,51	1293,07	1035,57	5345,37	995,74	4892,17
14	-257,51	1314,23	1056,72	6402,09	1016,08	5908,25
15	-257,51	1335,71	1078,20	7480,29	1036,73	6944,98
16	-257,51	1357,23	1099,72	8580,01	1057,42	8002,40
17	-257,51	1379,18	1121,67	9701,68	1078,53	9080,94
18	-257,51	1401,07	1143,56	10845,24	1099,58	10180,51
19	-257,51	1422,96	1165,45	12010,70	1120,63	11301,14
20	-2052,51	1444,87	-607,64	11403,05	-584,27	10716,87
21	-257,51	1466,21	1208,71	12611,76	1162,22	11879,09
22	-257,51	1487,31	1229,80	13841,56	1182,50	13061,59
23	-257,51	1508,21	1250,70	15092,26	1202,60	14264,19
24	-257,51	1529,25	1271,74	16364,00	1222,82	15487,01
25	-257,51	1550,39	1292,88	17656,88	1243,15	16730,17
VAN					16730,17	
TIR					15,11%	

Tabla 16. Rentabilidad del proyecto

Una de las ventajas adicionales que ofrece la instalación de la presente instalación fotovoltaica desde el punto de vista económico es la bonificación en el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI) que reconoce el Ayuntamiento de Las Rozas de Madrid a los propietarios que incorporen sistemas de aprovechamiento de energía solar en sus viviendas. El IBI es un impuesto municipal de carácter anual que grava la titularidad de bienes inmuebles y cuya cuota se calcula aplicando el tipo impositivo vigente en el municipio sobre el valor catastral del inmueble. La bonificación aplicable se determina en función de la fracción solar de la instalación, es decir, del porcentaje del consumo anual de la vivienda que queda cubierto por la generación fotovoltaica. Dado que la simulación realizada en PVsyst arroja una fracción solar del 32,62% para la instalación diseñada, le corresponde al titular una bonificación del 40% sobre la cuota íntegra del IBI durante los cinco períodos impositivos siguientes a la finalización de la instalación. Se estima un IBI anual de 800 €, el ahorro derivado de esta bonificación asciende a 320 €/año, lo que supone un ahorro acumulado de 1600 € a lo largo de los cinco años de vigencia de la bonificación. Este importe se incluye como parte de los ahorros del año 1 al año 5. Para acceder a esta bonificación es necesario presentar ante el Ayuntamiento de Las Rozas las fotografías de la instalación finalizada y el Certificado de Instalación Eléctrica (CIE), documentación que en cualquier caso debe obtenerse como parte del proceso de legalización de la instalación descrito en el apartado anterior y no supone un coste adicional a los ya estimados.

El Valor Actual Neto (VAN) se calcula actualizando todos los flujos de caja futuros al momento inicial mediante una tasa de descuento (4% en este caso) y restando la inversión inicial. Un VAN positivo indica que la inversión genera valor económico y resulta rentable. El VAN se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \left(\frac{FC_t}{(1+r)^t} \right)$$

Donde I_0 es la inversión inicial, r la tasa de descuento, n el número de años del horizonte y FC_t el flujo de caja en el año t .

Por su parte, la Tasa Interna de Retorno (TIR) representa la tasa de descuento para la cual el VAN es igual a cero. Este indicador permite medir la rentabilidad efectiva del proyecto y compararla con otras alternativas de inversión. Cuanto mayor sea la TIR respecto a la tasa de descuento considerada, mayor será la rentabilidad de la instalación. La TIR se obtiene igualando a 0 el VAN:

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

Tras aplicar ambas métricas a los flujos económicos obtenidos para la instalación fotovoltaica, se obtiene un VAN de 16730,17 € y una TIR del 15,11%. Dado que el VAN resulta positivo y la TIR supera la tasa de descuento empleada en el análisis, puede concluirse que la instalación es económicamente viable y que la inversión inicial se recupera a lo largo de la vida útil del sistema, generando además un beneficio económico para el propietario.

9.3 ANÁLISIS AMBIENTAL

La sustitución de parte de la energía importada de la red nacional eléctrica por energía renovable producida por la instalación fotovoltaica, se produce una disminución de la cantidad de CO_2 emitida.

La huella de carbono se estima multiplicando la cantidad de energía por el factor de emisión de la red; el factor de emisión queda anualmente definido por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). De acuerdo con los factores de emisión publicados EN 2024, el factor de emisión medio de la electricidad consumida en España es

de 0,181 kg CO₂/kWh. En consecuencia, cada kWh generado por la instalación fotovoltaica evita aproximadamente la emisión de 0,181 kg de CO₂ equivalente al desplazar energía procedente de la red eléctrica española. Por lo tanto, en el primer año la generación de 9884 kWh evitaría la emisión de 1789 kg de CO₂ y los 25 años de vida útil de la instalación sumarían un total de 41,9 toneladas de CO₂ evitadas.

Capítulo 10. CONCLUSIONES Y TRABAJOS

FUTUROS

El presente Trabajo Fin de Grado ha abordado el análisis de viabilidad de una instalación fotovoltaica de autoconsumo residencial en una vivienda unifamiliar ubicada en Las Rozas de Madrid; integrando una evaluación técnica, económica y ambiental completa. Las conclusiones que se extraen pueden estructurarse en torno a los objetivos planteados en el Capítulo 1.

Desde el punto de vista técnico, el diseño óptimo resultante de 5,5 kWp consta de 10 módulos fotovoltaicos JKM-72HC-BDVP-550M, orientados al sur con una inclinación de 35° y conectados a un inversor Huawei SUN2000-5KTL-L1 mediante una configuración de cadena única. La simulación anual realizada con PVsyst arroja una producción energética de 9884 kWh/año en el primer año, con una producción específica de 1715 kWh/kWp y un Performance Ratio del 84,24%, valor que acredita la solidez técnica del diseño al superar el umbral del 80% habitualmente exigido en el sector.

El balance energético con la vivienda revela una fracción solar del 32,62%, cubriendo aproximadamente un tercio del consumo anual total de 15627 kWh. El ratio de autoconsumo alcanza el 54,1%, lo que indica que más de la mitad de la energía generada se consume directamente en la vivienda sin pasar por la red. El comportamiento estacional de la instalación evidencia que los meses de verano, con máximas productivas en julio (1055 kWh) y agosto (1032 kWh), generan excedentes significativos exportados a la red, mientras que en invierno toda la energía producida es prácticamente absorbida por la propia vivienda, con excedentes casi nulos en enero (83 kWh). Mayo es el único mes del año en que la generación supera al consumo, lo que subraya el carácter complementario de la energía solar con los hábitos de consumo doméstico.

Desde el punto de vista económico, la inversión inicial asciende a 6437,70 €, descompuesta en los módulos, el inversor, la estructura de soporte, la legalización y la mano de obra. Aplicando un horizonte de 25 años, un crecimiento anual del precio de la energía del 2% (coherente con el objetivo de inflación del BCE) y una tasa de descuento del 4%, el proyecto arroja un Valor Actual Neto (VAN) de 16730,17 € y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 15,11%. Ambos indicadores confirman la rentabilidad de la inversión; el VAN positivo acredita que el proyecto genera valor económico neto y la TIR muy superior a la tasa de descuento lo posiciona como una inversión altamente competitiva. El periodo de retorno (payback) se alcanza en el año 6 de operación, lo que resulta especialmente favorable dado que la vida útil de la instalación cuadruplica dicho plazo.

Desde el punto de vista ambiental, la instalación evita la emisión de aproximadamente 1789 kg de CO₂ en el primer año de operación, alcanzando a lo largo de los 25 años de vida útil un total estimado de 41,9 toneladas de CO₂ no emitidas a la atmósfera. Estas cifras ponen de manifiesto la contribución real de una instalación residencial de pequeña escala a los objetivos de descarbonización del sector eléctrico, en coherencia con los ODS 7 (Energía asequible y no contaminante) y ODS 13 (Acción por el clima) mencionados en la introducción.

En resumen, el análisis realizado demuestra que una instalación fotovoltaica de autoconsumo residencial en una vivienda unifamiliar en la Comunidad de Madrid constituye una solución técnicamente sólida, económicamente rentable y ambientalmente positiva en el marco regulatorio y energético actual. El contexto español con elevada irradiación solar, precios eléctricos al alza y un marco normativo que simplifica el autoconsumo desde el Real Decreto 244/2019, configura un escenario especialmente favorable para la implantación de este tipo de instalaciones; cuya réplica en el sector residencial podría suponer una contribución relevante a la transición energética nacional.

Además, el presente proyecto abre diversas líneas de trabajo que podrían ampliar o profundizar los resultados obtenidos:

- Incorporación de un sistema de almacenamiento energético. El diseño actual no contempla baterías. La inclusión de un sistema de almacenamiento permitiría incrementar el ratio de autoconsumo más allá del 54,1% alcanzado, reduciendo la dependencia de la red eléctrica especialmente durante las horas nocturnas. Un análisis de viabilidad con distintas capacidades de batería y tecnologías aportaría criterios de selección económicamente fundamentados.
- Análisis de sensibilidad de los parámetros económicos. El estudio económico se ha realizado bajo hipótesis concretas de precio de la energía y tasa de descuento. Sería de interés desarrollar un análisis de sensibilidad que evalúe la robustez del VAN y la TIR ante variaciones en el precio de la electricidad, cambios regulatorios en la compensación de excedentes o distintos escenarios de degradación de los módulos.
- Extensión a otros perfiles de consumo. La metodología empleada está adaptada a un perfil de consumo doméstico específico. Su aplicación a otros perfiles como viviendas con vehículo eléctrico, con bomba de calor o con mayor ocupación en horario diurno podría arrojar fracciones solares y rentabilidades significativamente distintas, enriqueciendo el análisis del autoconsumo fotovoltaico en el parque residencial español.
- Estudio de viabilidad para autoconsumo colectivo. El Real Decreto 244/2019 contempla la modalidad de autoconsumo colectivo entre viviendas próximas. Una extensión natural de este trabajo sería analizar la viabilidad de agregar la instalación diseñada con otras viviendas de la misma urbanización, evaluando el potencial de mejora en el aprovechamiento de los excedentes y la reducción del coste por economías de escala.
- Optimización del ángulo de inclinación con seguidor solar. En este proyecto la inclinación de 35° ha sido fijada atendiendo a criterios constructivos de la cubierta. Un análisis comparativo con un seguidor solar de un eje o con distintas inclinaciones estacionales permitiría cuantificar la ganancia de producción alcanzable en

instalaciones donde la estructura no esté condicionada por la arquitectura de la cubierta.

Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Organización de las Naciones Unidas. Objetivos de Desarrollo Sostenible. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>
- [2] Real Decreto 244/2019. Boletín Oficial del Estado. [Disposición 5089 del BOE núm. 83 de 2019](#)
- [3] Real Decreto 986/2024. Boletín Oficial del Estado. [BOE-A-2024-19278 Real Decreto 986/2024, de 24 de septiembre, por el que se aprueba la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030.](#)
- [4] Jefatura del Estado. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, 2013, núm. 310, pp.105151-105217. <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/26/24>
- [5] Jefatura del Estado. Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. Boletín Oficial del Estado, 2021, núm. 121, pp. 60321-60361. <https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7/con>
- [6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Resolución de 25 de marzo de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros por el que se adopta la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Boletín Oficial del Estado, 2021, núm. 77, pp. 36780-36932. [pniecconpleto_tcm30-508410.pdf](#)
- [7] Ministerio de Ciencia y Tecnología. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. Boletín Oficial del Estado, 2002, núm. 224, pp. 33434-33519. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2002/08/02/842/con>
- [8] Sede Electrónica del Catastro. [https://www.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/OVCConCiud.aspx?UrbRus=U&RefC=1668915VK2816N0014WS&RCCompleta=&via=LAZAREJO&tipoVia=AV&numero=246&kilometro=&bloque=&escalera=&planta=&puerta=&DescProv=MADRID&prov=28&muni=127&DescMuni=LAS@ROZAS@DE@MADRID&TipUR=U&codvia=1707&comVia=LAZAREJO%20\(AVENIDA,%20AVINGUDA\)&pest=urbana&from=OVCCBusqueda&del=28&mun=127&ur=-163115183&final=ftg](https://www.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/OVCConCiud.aspx?UrbRus=U&RefC=1668915VK2816N0014WS&RCCompleta=&via=LAZAREJO&tipoVia=AV&numero=246&kilometro=&bloque=&escalera=&planta=&puerta=&DescProv=MADRID&prov=28&muni=127&DescMuni=LAS@ROZAS@DE@MADRID&TipUR=U&codvia=1707&comVia=LAZAREJO%20(AVENIDA,%20AVINGUDA)&pest=urbana&from=OVCCBusqueda&del=28&mun=127&ur=-163115183&final=ftg)

- [9] WeatherSpark. El clima en Las Rozas de Madrid: temperatura promedio por hora y climatología general. [El clima en Las Rozas de Madrid, el tiempo por mes, temperatura promedio \(España\) - Weather Spark](#)
- [10] Base de datos Meteonorm. <http://www.meteonorm.com/>
- [11] Base de datos NASA SSE. <https://power.larc.nasa.gov>
- [12] Base de datos PVGIS. <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- [13] Base de datos WRDC. http://wrdc.mgo.rssi.ru/wrdc_en_new.htm
- [14] IBERDROLA. Datos de consumo del hogar. [Login de Clientes - Identificate | Iberdrola](#)
- [15] Jinkosolar. [Jinko Solar- 首页](#)
- [16] Huawei Technologies. <https://e.huawei.com/en/industries/grid>
- [17] Sunfer. [Catálogo | Sunfer](#)
- [18] PVsyst. [PVsyst | Software de simulación para sistemas fotovoltaicos](#)
- [19] CarbonTrack-MITECO. Factores de emisión MITECO 2024. [Factores de emisión | CarbonTrack](#)
- [20] Banco Central Europeo. [Two per cent inflation target](#)
- [21] BBVA. Tasa Interna de Retorno. [Tasa interna de rendimiento \(TIR\) | BBVA](#)
- [22] ESIC. Valor Actual Neto. [Qué es el VAN, cómo calcularlo y diferencias del TIR | ESIC](#)
- [23] Comunidad de Madrid. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica. [Registro Autoconsumo Energía Eléctrica | Comunidad de Madrid](#)
- [24] ILEX ENERGY. Legalización de instalaciones fotovoltaicas. [Legalización de Instalaciones Fovovoltaicas en Madrid | Guía Completa 2026 | Ilex Energy](#)
- [25] Bloomberg New Energy Finance. Tier 1. [Tier 1 reports | BloombergNEF](#)
- [26] International Energy Agency. Escenario NZE 2050. [Net Zero Emissions by 2050 Scenario \(NZE\) – Global Energy and Climate Model – Analysis - IEA](#)
- [27] Unión Española Fovovoltaica. Informe Anual Fovovoltaica. [Recursos e informes | UNEF](#)
- [28] IRENA. Renewable capacity statistics 2026. [Renewable capacity statistics 2026](#)
- [28] Asociación de Empresas de Energías Renovables. Datos de autoconsumo. [APPA - Asociación de Empresas de Energías Renovables](#)
- [29] IBERDROLA. Plan solar. [Plan Solar Iberdrola: autoconsumo solar eficiente | Iberdrola - Iberdrola](#)
- [30] IBERDROLA. Solar Cloud. [Solar Cloud Smart Solar - Iberdrola](#)
- [31] Ayuntamiento de Las Rozas. Deducción del IBI. [Ordenanza-Fiscal-1_ Impuesto sobre Bienes Inmuebles 2024.pdf](#)

ANEXO I. INFORME PVSYST



PVsyst V8.1.3

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Avenida Lazarejo 246

Variant: Nueva variante de simulación

Sheds on ground

System power: 5.50 kWp

Las Matas - Spain

| Author



Project: Avenida Lazarejo 246

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.3

VC0, Simulation date:
14/06/26 12:38
with V8.1.3

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Las Matas	Latitude 40.5277 °(N)	Albedo 0.20
Spain	Longitude -3.9280 °(W)	
	Altitude 643 m	
	Time zone UTC+1	
Weather data		
Las Matas		
Meteonorm, PVGIS, NASA SSE - Sintético		

System summary

Grid-Connected System	Sheds on ground	User's needs
Simulation for year no 1		Monthly values
Orientation #1	Near Shadings	
Fixed plane	Linear shadings : Fast (table)	
Tilt/Azimuth 35 / 0 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 10 units	Nb. of units 1 unit	
Pnom total 5.50 kWp	Total power 5 kWac	
	Pnom ratio 1.10	

Results summary

Simulation step	Hourly				
Produced Energy	9495.8 kWh/year	Specific production	1727 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.81 %
Used Energy	15626.6 kWh/year			Solar Fraction SF	32.74 %

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
Pref. graphs	9
Single-line diagram	10



Project: Avenida Lazarejo 246

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.3

VC0, Simulation date:
16/06/26 19:54
with V8.1.3

General parameters

Grid-Connected System				Sheds, single array									
Simulation step Hourly													
Orientation #1													
Fixed plane				Sheds configuration		Sizes							
Tilt/Azimuth	35 / 0 °			Nb. of sheds	2 units	Sheds spacing	5.00 m						
				Single array		Sensitive width	2.28 m						
				Shading limit angle		GCR Shading	46.0 %						
				Limit profile angle	22.9 °	Top inactive band	0.02 m						
						Bottom inactive band	0.02 m						
Models used				Horizon		Near Shadings							
Transposition	Perez			Average Height	2.8 °	Linear shadings : Slow (simul.)							
Diffuse	Perez, Meteororm												
Circumsolar	separate												
User's needs													
Monthly values													
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
2.01	1.52	1.72	1.02	0.81	0.95	1.03	0.91	1.01	0.93	1.64	2.07	15.6	MWh/mth

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JKM-72HC-BDVP-550M	Model	SUN2000-5KTL-L1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	5.00 kWac
Number of PV modules	10 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	5.50 kWp	Total power	5.0 kWac
Modules	1 unit x 10 In series	Operating voltage	80-600 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>40°C)	5.50 kWac
Pmpp	5.02 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
U mpp	377 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	13 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	6 kWp	Total power	5 kWac
Total	10 modules	Max. power	5.5 kWac
Module area	25.8 m²	Number of inverters	1 unit
Cell area	23.8 m²	Pnom ratio	1.10

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	468 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	1.50 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	-0.75 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP	Loss Fraction	0.15 %



Project: Avenida Lazarejo 246

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.3

VCO, Simulation date:
16/06/26 19:54
with V8.1.3

Array losses

Module average degradation

Year no 1
Loss factor 0.4 %/year
Imp / Vmp contributions 80% / 20%

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

IAM loss factor

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

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

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

Auxiliary losses

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



Project: Avenida Lazarejo 246

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.3

VCD, Simulation date:
16/06/26 19:54
with V8.1.3

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°31'39", Long=-3°55'40", Alt=643m

Average Height 2.8 ° Albedo Factor 0.88
Diffuse Factor 0.98 Albedo Fraction 100 %

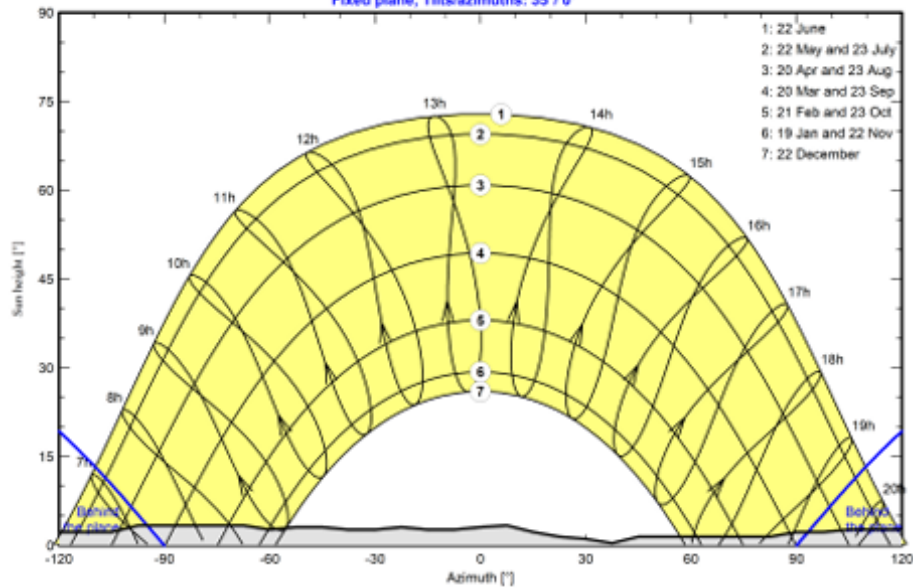
Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-105	-98	-68	-60
Height [°]	4.6	5.0	5.0	4.6	4.6	3.1	3.1	2.7	2.3	2.3	3.4	3.4	2.7
Azimuth [°]	-53	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	23	30	38
Height [°]	3.1	3.1	2.7	2.7	3.1	2.7	2.7	3.1	3.4	2.3	1.5	1.1	0.4
Azimuth [°]	45	83	90	98	105	120	128	158	165	173	180		
Height [°]	1.5	1.5	2.3	2.3	2.7	2.7	3.1	3.1	3.4	4.6	4.6		

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 35°/ 0°



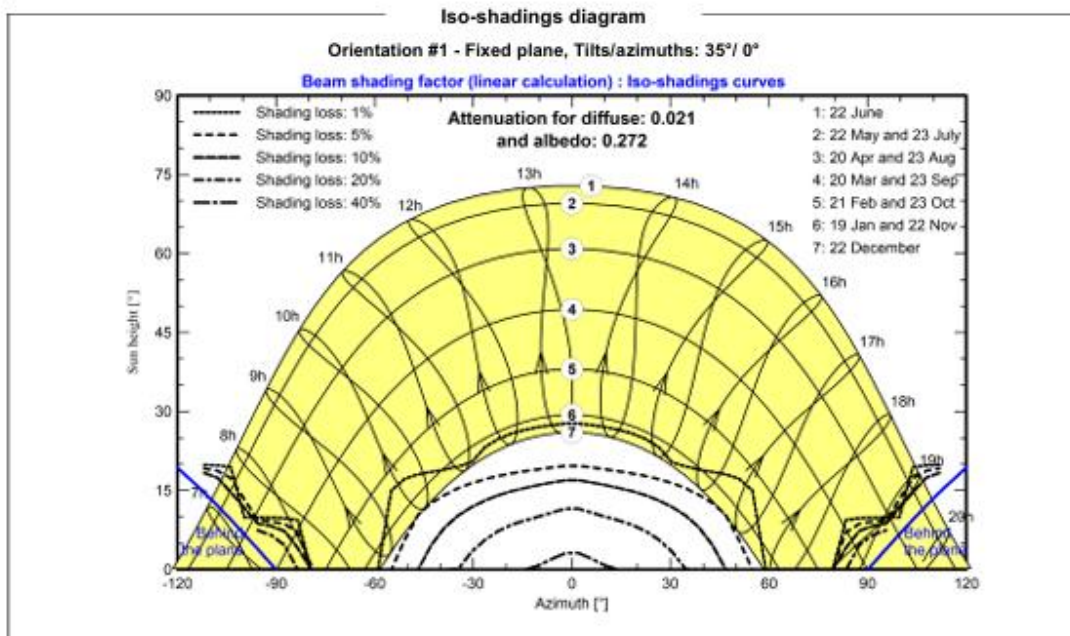
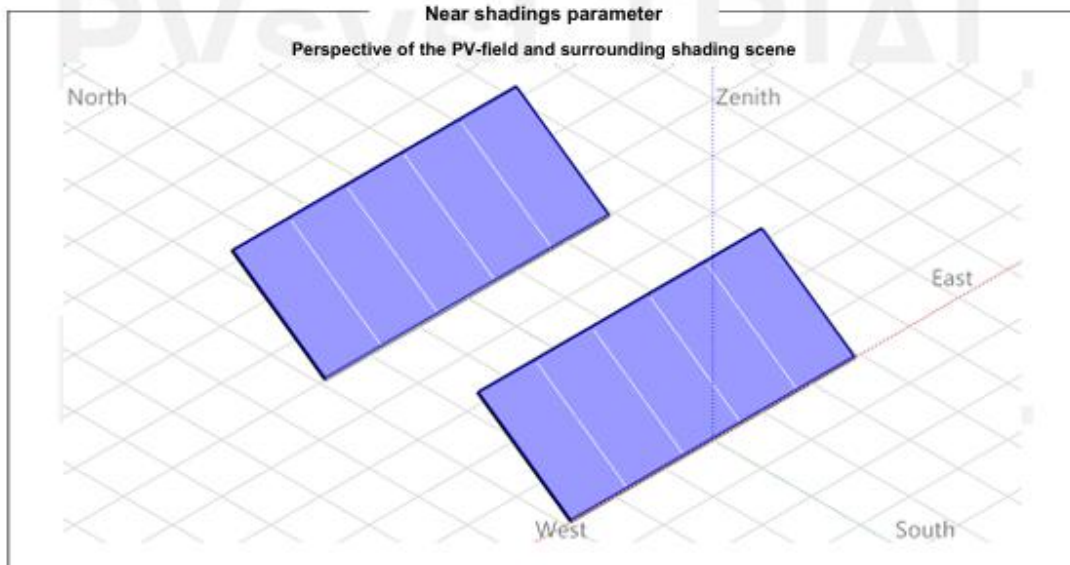


Project: Avenida Lazarejo 246

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.3

VC0, Simulation date:
16/06/26 19:54
with V8.1.3





Project: Avenida Lazarejo 246

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.3

VC0. Simulation date:
16/06/26 19:54
with V8.1.3

Main results

Simulation step

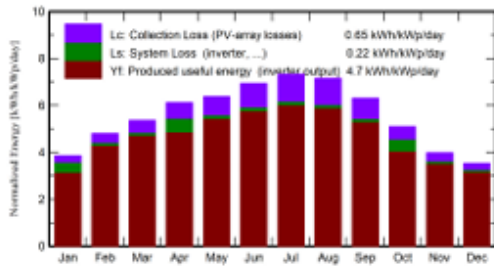
Hourly

System Production

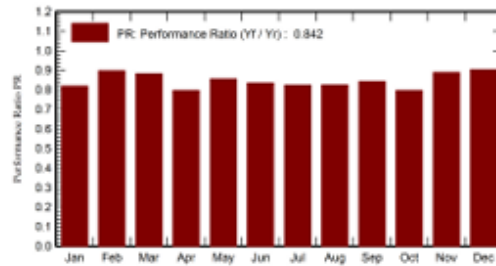
Produced Energy 9432.0 kWh/year
Used Energy 15626.6 kWh/year

Specific production 1715 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 84.24 %
Solar Fraction SF 32.62 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	66.5	25.03	5.00	119.5	113.6	613	2011	455	83	1556
February	89.7	33.29	6.00	134.6	128.4	682	1522	446	218	1076
March	132.7	53.10	9.00	166.3	157.7	826	1722	564	243	1158
April	166.8	58.64	12.00	183.6	173.6	901	1017	378	427	639
May	205.0	69.94	16.00	198.0	186.4	956	807	361	571	446
June	227.0	64.20	22.00	207.9	195.9	979	954	424	531	530
July	242.4	56.96	25.00	227.2	214.6	1055	1028	462	567	566
August	212.2	52.38	25.00	221.9	210.2	1032	909	400	606	509
September	158.0	49.27	20.00	189.4	179.8	900	1014	399	478	615
October	111.7	41.22	14.00	158.1	150.5	779	930	322	370	608
November	70.6	27.82	9.00	119.4	113.1	599	1640	439	144	1201
December	58.9	22.10	5.00	109.6	104.0	560	2073	448	97	1625
Year	1741.4	553.95	14.05	2035.6	1927.9	9884	15627	5098	4334	10529

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

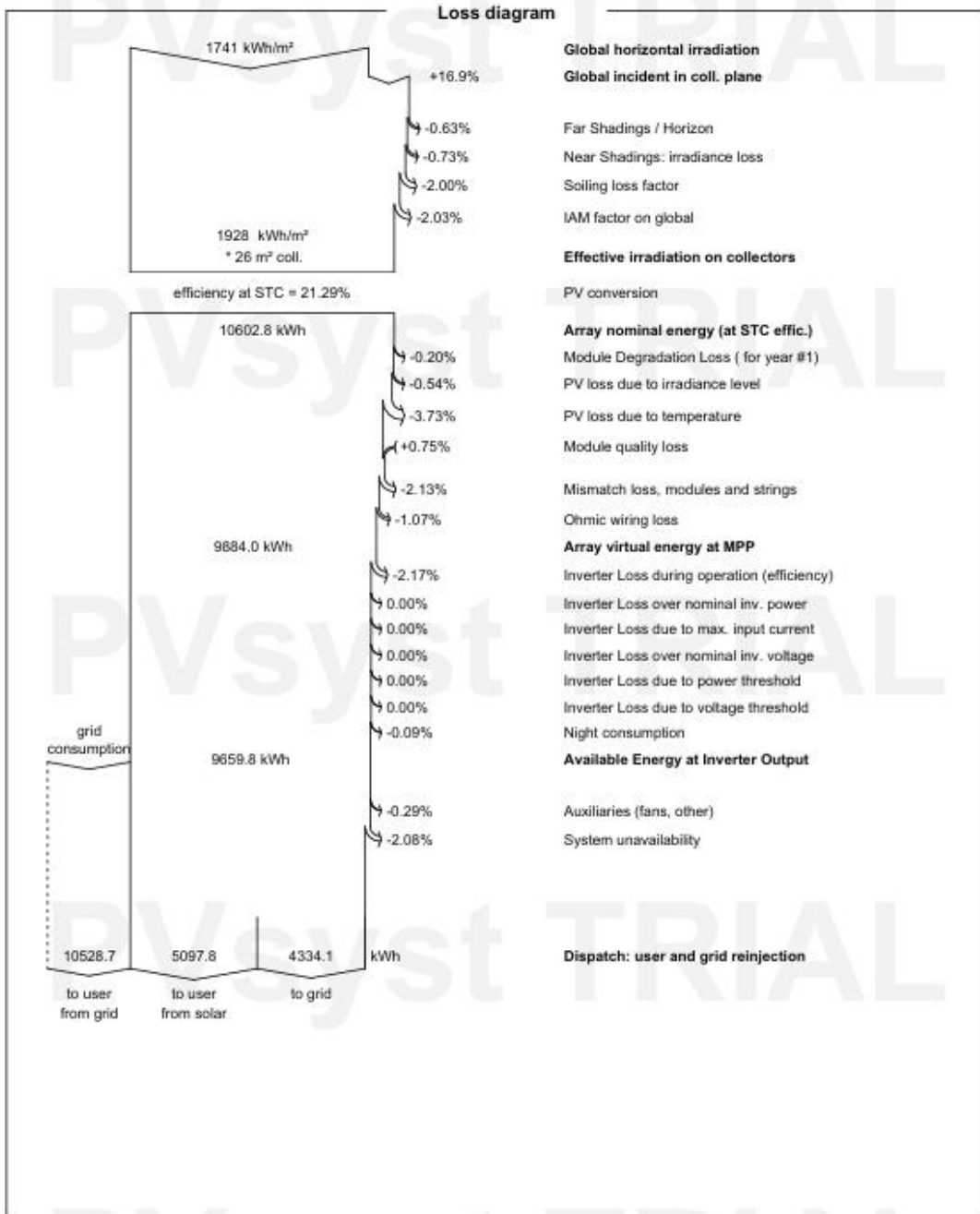


Project: Avenida Lazarejo 246

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.3

VCO, Simulation date:
16/06/26 19:54
with V8.1.3



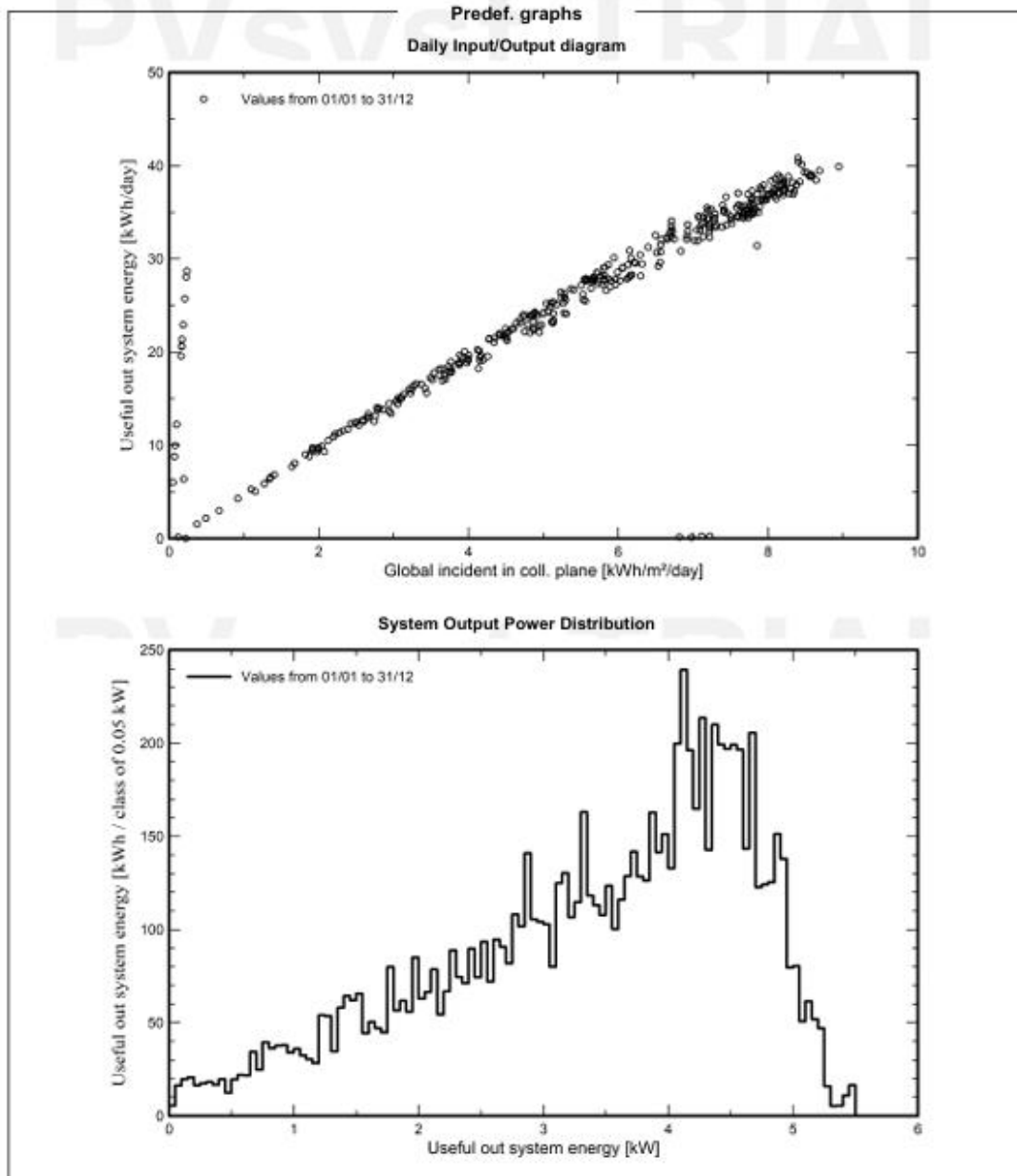


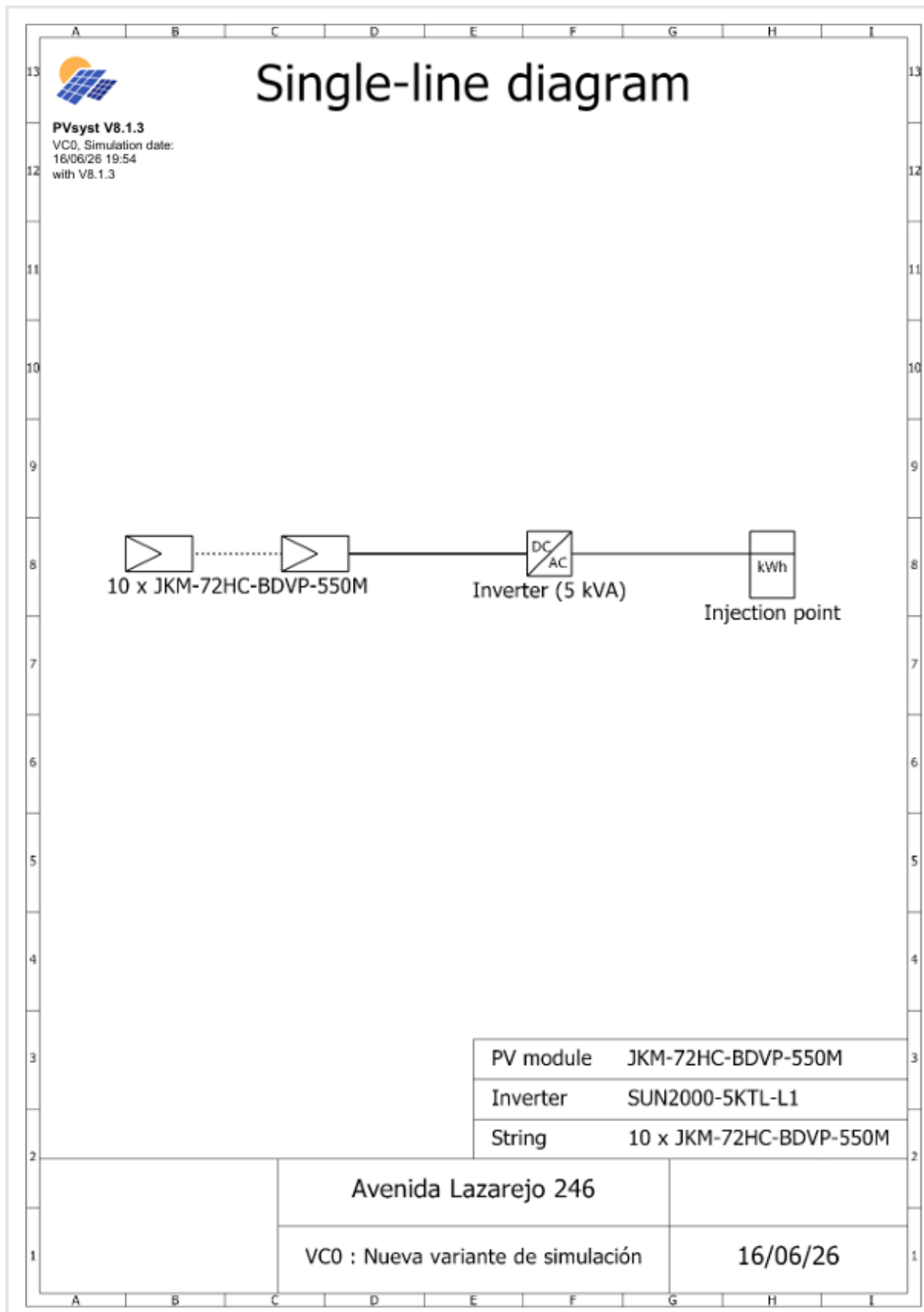
Project: Avenida Lazarejo 246

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.1.3

VC0, Simulation date:
16/06/26 19:54
with V8.1.3





ANEXO II. SIMULACIONES DE PVSYST

En este anexo se recogen las principales características y el resultado de producción anual de cada una de las 23 configuraciones simuladas. La seleccionada como opción óptima es la simulación 3 de la siguiente tabla. En cada una de las siguientes simulaciones se detalla la potencia nominal, la potencia pico, el raro CC/CA, el modelo de módulo, el modelo de inversor y la producción en el primer año.

<i>Simulación</i>	<i>Potencia Nominal (kW)</i>	<i>Potencia Pico (kWp)</i>	<i>Ratio CC/CA</i>	<i>Módulo</i>	<i>Inversor</i>	<i>Número de paneles</i>	<i>Producción año 1 (kWh/año)</i>	<i>Autoconsumo (kWh/año)</i>
1	3	3,3	1,1	KJM-72HC-BDVP-550M	SUN2000-3KTL-L1	6	5964	4263
2	4	4,4	1,1	KJM-72HC-BDVP-550M	SUN2000-4KTL-L1	8	7960	4791
3	5	5,5	1,1	KJM-72HC-BDVP-550M	SUN2000-5KTL-L1	10	9884	5098
4	3	3,3	1,1	KJM-72HC-BDVP-550M	MIN 3000TL-X	6	5962	4238

5	4	4,4	1,1	KJM-72HC-BDVP-550M	MOD 4000TL3-X	8	7943	4790
6	5	5,5	1,1	KJM-72HC-BDVP-550M	MIN 5000TL3-X	10	9928	5105
7	6	6,6	1,1	KJM-72HC-BDVP-550M	MOD 6000TL3-X	12	11914	5321
8	3	3,3	1,1	KJM-72HC-BDVP-550M	Sunny Boy 3000 TL-21	6	5470	4201
9	4	4,4	1,1	KJM-72HC-BDVP-550M	Sunny Boy 4000 TL-21	8	7887	4763
10	5	5,5	1,1	KJM-72HC-BDVP-550M	Sunny Tripower 5.0-3SE-40	10	9940	5069
11	6	6,6	1,1	KJM-72HC-BDVP-550M	Sunny Tripower 6.0-3SE-40	12	11927	5302

12	6,1	6,6	1,1	LR 5- 72HPH- 550M G2	Sunny Tripower 6.0-3SE- 40	12	11979	5309
13	5,1	5,5	1,1	LR 5- 72HPH- 550M G2	Sunny Tripower 5.0-3SE- 40	10	9984	5076
14	4	4,4	1,1	LR 5- 72HPH- 550M G2	Sunny Boy 4000 TL-21	8	7924	4770
15	3	3,3	1,1	LR 5- 72HPH- 550M G2	Sunny Boy 3000 TL-21	6	5492	4208
16	3	3,3	1,1	LR 5- 72HPH- 550M G2	MIN 3000TL- XH-US	6	5988	4247
17	4	4,4	1,1	LR 5- 72HPH- 550M G2	MOD 4000TL3- X	8	7981	4798
18	5,1	5,5	1,1	LR 5- 72HPH- 550M G2	MOD 5000TL3- X	10	9975	5115

19	6,1	6,6	1,1	LR 5-72HPH-550M G2	MOD 6000TL3-X	12	11970	5331
20	3	3,3	1,1	RSM110 -8-550-BMDG	MOD 3000TL3-X	6	5973	4296
21	6	6,6	1,1	RSM110 -8-550-BMDG	MOD 6000TL3-X	12	11427	5327
22	6	6,6	1,1	RSM110 -8-550-BMDG	SUN2000 -6KTL-M1-400V	12	11964	5304
23	4	4,4	1,1	RSM110 -8-550-BMDG	SUN2000 -4KTL-M1	8	7976	4740

Tabla 17. Simulaciones PVsyst (Fuente: PVsyst)

ANEXO III. FICHA TÉCNICA DEL MÓDULO

www.jinkosolar.com



Tiger Pro 72HC-BDVP 535-555 Watt BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

P-Type

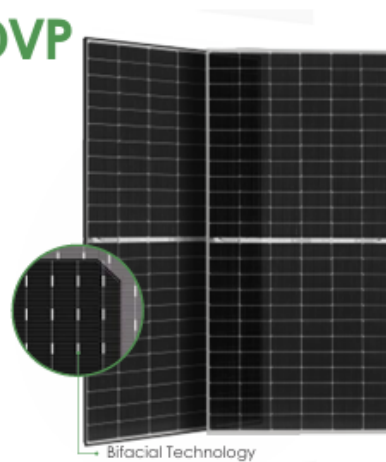
Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018
Occupational health and safety management systems



Key Features



Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



Longer Life-time Power Yield

0.45% annual power degradation and 30 year linear power warranty.

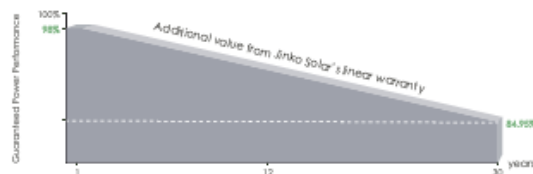


Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

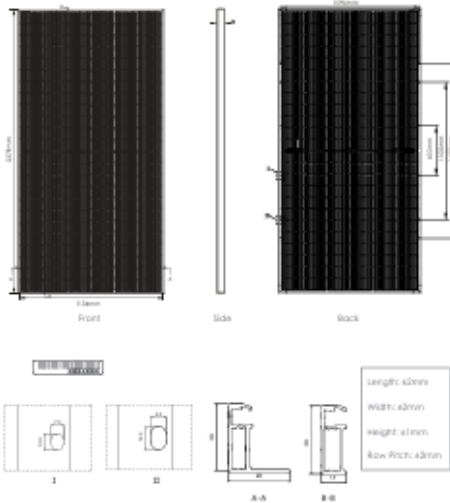


12 Year Product Warranty

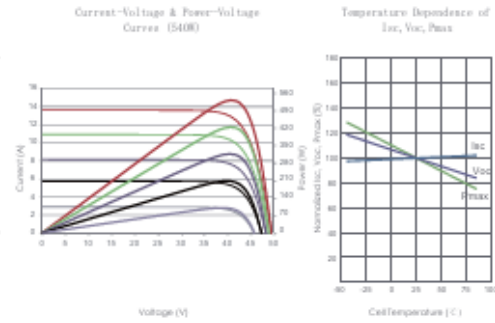
30 Year Linear Power Warranty

0.45% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6x24)
Dimensions	2278x1134x30mm [89.69x44.65x1.18 inch]
Weight	31 kg (68.34lb)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² [+]: 400mm, [-]: 200mm or Customized Length

Packaging Configuration

[Two pallets = One stack]
36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM535M-72HL4-BDVP		JKM540M-72HL4-BDVP		JKM545M-72HL4-BDVP		JKM550M-72HL4-BDVP		JKM555M-72HL4-BDVP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power [Pmax]	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp	555Wp	413Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.94V	37.94V	41.13V	38.08V	41.32V	38.25V	41.51V	38.42V	41.70V	38.59V
Maximum Power Current (Imp)	13.07A	10.49A	13.13A	10.55A	13.19A	10.60A	13.25A	10.65A	13.31A	10.70A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.54V	46.76V	49.73V	46.94V	49.92V	47.12V	50.11V	47.30V	50.30V	47.48V
Short-circuit Current [Isc]	13.83A	11.17A	13.89A	11.22A	13.95A	11.27A	14.01A	11.32A	14.07A	11.36A
Module Efficiency STC (%)	20.71%		20.90%		21.10%		21.29%		21.48%	
Operating Temperature [°C]	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		562Wp	567Wp	572Wp	578Wp	583Wp
5%	Maximum Power (Pmax)					
	Module Efficiency STC (%)	21.76%	21.95%	22.15%	22.36%	22.56%
15%	Maximum Power (Pmax)	615Wp	621Wp	627Wp	633Wp	638Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.81%	24.04%	24.26%	24.48%	24.71%
25%	Maximum Power (Pmax)	669Wp	675Wp	681Wp	688Wp	694Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.90%	26.13%	26.37%	26.61%	26.86%

*STC:  Irradiance 1000W/m²  Cell Temperature 25°C  AM=1.5
NOCT:  Irradiance 800W/m²  Ambient Temperature 20°C  AM=1.5  Wind Speed 1m/s

ANEXO IV. FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR

Smart Energy Center



Seguridad activa

Protección contra arcos eléctricos active con tecnología de IA



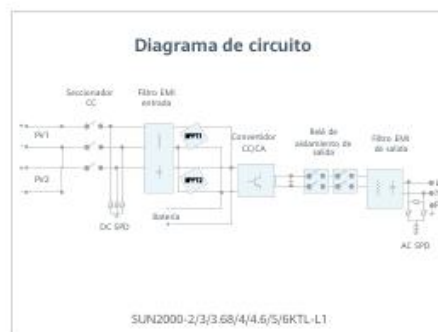
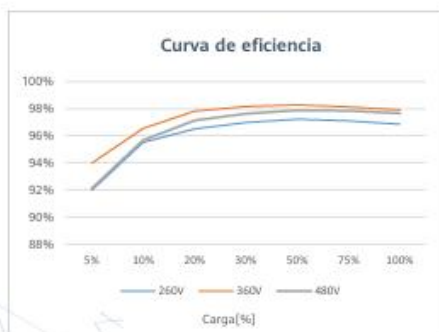
Mayor rendimiento

Hasta un 30 % más de energía con optimizadores



2x POTENCIA de Batería

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



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

Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 ¹
Eficiencia							
Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
Entrada (FV)							
Entrada de CC máxima recomendada ²	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V ³						
Tensión de arranque	100 V						
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V – 560 V ³						
Tensión nominal de entrada	360 V						
Máx. intensidad por MPPT	12.5 A						
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A						
Cantidad de MPPTs	2						
Máx. número de entradas por MPPT	1						
Entrada (Batería CC)							
Batería compatible	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Rango de tensión de operación	350 – 450 Vdc						
Máx. corriente de operación	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Potencia de carga máxima	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh – 30kWh ¹						
Rango de tensión de operación	350 – 560 Vdc						
Máx. corriente de operación	15 A						
Potencia de carga máxima	5,000 W ⁴						
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Salida							
Conexión a la red eléctrica	Monofásica						
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ⁵	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ⁶	5,500 VA ⁷	6,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz						
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁸	25 A ⁹	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %						
Salida para SAI	SI (a través de Backup Box-B0 ¹)						
Protección & Características							
Protección anti-Isa	SI						
Protección contra polaridad inversa de CC	SI						
Monitorización de aislamiento	SI						
Protección contra descargas atmosféricas CA	SI, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Protección contra descargas atmosféricas CC	SI, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Monitorización de la corriente residual	SI						
Protección contra sobreintensidad de CA	SI						
Protección contra cortocircuito de CA	SI						
Protección contra sobretensión de CA	SI						
Protección contra sobrecalentamiento	SI						
Protección de falla de arco	SI						
Carga inversa de la batería desde la red	SI						
Datos generales							
Rango de temperatura de operación	-25 – +60 °C						
Humedad relativa de operación	0 %RH – 100 %RH						
Altitud de operación	0 – 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)						
Ventilación	Convección natural						
Pantalla	Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación FusionSolar						
Comunicación	RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el inversor Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)						
Peso (incluido soporte de montaje)	12.0 kg						
Dimensiones (incluido soporte de montaje)	365mm * 365mm * 156 mm						
Grado de protección	IP65						
Consumo de energía durante la noche	< 2.5 W						
Compatibilidad con optimizadores							
Optimizador compatible con MBUS CC	SUN2000-450W-P						
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)							
Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2						
Estándares de conexión a red eléctrica	GB8, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116						

¹ 1 Disponible en Q3 del 2020.

² La potencia fotovoltaica de entrada máxima del inversor es de 10,000 Wp cuando las cadenas largas se diseñan y conectan al completo de optimizadores de potencia SUN2000-450W-P.

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

⁴ 2.2500W en las baterías HUAWEI ESS de 34Wh.

⁵ AS4777.2-4.961W * 6, VDE-AR-N-4105: 4.600VA / AS4777.2-4.966VA * 7, AS4777.2-4.999VA / C10/11: 5.000VA * 8, AS4777.2-21.7A.

ANEXO V. FICHA TÉCNICA DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE

R2-12/25

SUNFER

12V
 Contenido kit



	TR12V	S10	S11	A08	UG1	G1-550	G1-1230	G1-1800	TG1	S13
1	2	4	-	1	-	-	2	-	4	4
2	2	4	2	1	2	-	4	-	4	6
3	3	4	4	2	2	-	-	4	4	8
4	3	4	6	2	4	-	2	4	4	10
5	4	4	8	2	6	2	-	6	4	12
6	5	4	10	2	6	-	-	8	4	14

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



Superficie de anclaje:



Hamigón



Periferia de aluminio EN AW 6005A T6



Tomilería de acero inoxidable A2-70

01/2024 | SUNFER

R2-12/25



12V
Cargas


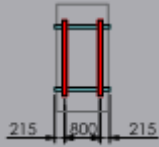

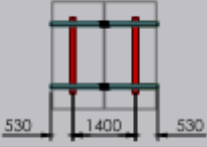

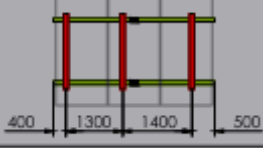





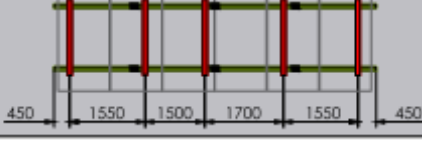
Cargas máximas admisibles		35°	
Kit	(Km/h)	2279x1150	2400x1150
		(Kg/m²)	(Kg/m²)
 	110	150	150
	130	150	150
	150	95	90
 	110	40	40
	130	40	40
	150	40	40
 	110	40	40
	130	40	40
	150	40	40
 	110	40	40
	130	40	40
	150	40	40
 	110	40	40
	130	40	40
	150	40	40
 	110	40	40
	130	40	40
	150	40	40

Tabla 1 - Cargas máximas admisibles.

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

Cargas calculadas para las distancias de los kits acotadas en la tabla. Para otras distribuciones consultar SUNFER.

ANEXO VI. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

En septiembre de 2015, se aprobó la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, un plan de acción global compuesto por 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) orientados a erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar la prosperidad para las generaciones presentes y futuras.

La consideración de los ODS en proyectos de ingeniería resulta especialmente relevante debido al impacto que las decisiones técnicas tienen sobre el medio ambiente, la economía y la sociedad. La integración de estos objetivos permite asegurar que las soluciones desarrolladas no solo sean técnicamente viables y económicamente rentables, sino también sostenibles desde una perspectiva global. En el ámbito energético, la transición hacia modelos basados en fuentes renovables constituye uno de los principales desafíos para alcanzar los compromisos internacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Por ello, el diseño de instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo adquiere una importancia estratégica, ya que contribuye a disminuir la dependencia de combustibles fósiles, fomenta la generación distribuida y promueve un modelo energético más limpio y resiliente.

El presente proyecto, centrado en el análisis de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo en una vivienda unifamiliar, contribuye de manera directa a varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por las Naciones Unidas, especialmente a los ODS 7, 11, 12 y 13.

Objetivo 7:

El Objetivo de Desarrollo Sostenible número 7 tiene como finalidad garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos. Este objetivo reconoce la

necesidad de transformar los sistemas energéticos actuales mediante el incremento de la participación de las energías renovables, la mejora de la eficiencia energética y el acceso universal a servicios energéticos fiables.

La instalación fotovoltaica diseñada en este proyecto se basa en el aprovechamiento de la energía solar; una fuente renovable, inagotable y libre de emisiones directas durante su funcionamiento. Gracias a la generación local de electricidad, la vivienda puede cubrir una parte significativa de su demanda energética mediante energía limpia producida en el propio punto de consumo.

Además, la reducción de la energía adquirida de la red eléctrica disminuye la dependencia de fuentes energéticas convencionales y contribuye a la diversificación del sistema energético. Desde el punto de vista económico, el autoconsumo permite reducir el gasto asociado al suministro eléctrico a largo plazo, favoreciendo un acceso más asequible a la energía para los usuarios.

Objetivo 11:

El Objetivo de Desarrollo Sostenible número 11 busca lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles. Entre sus metas se encuentra la reducción del impacto ambiental de las ciudades mediante el uso eficiente de los recursos y la adopción de soluciones energéticas sostenibles.

Las viviendas representan una parte importante del consumo energético urbano. La incorporación de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo en edificios residenciales favorece la creación de entornos urbanos más sostenibles al reducir la demanda de energía procedente de fuentes convencionales. La instalación propuesta permite que la vivienda genere una parte de la electricidad que consume, disminuyendo su huella de carbono y contribuyendo a un modelo de ciudad más eficiente energéticamente. Asimismo, fomenta la generación distribuida, reduciendo las pérdidas asociadas al transporte de electricidad y aumentando la resiliencia del sistema energético.

Objetivo 12:

El Objetivo de Desarrollo Sostenible número 12 pretende garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles. Este objetivo promueve el uso eficiente de los recursos naturales, la reducción de residuos y la adopción de modelos de consumo que minimicen los impactos ambientales derivados de la actividad humana.

El autoconsumo fotovoltaico constituye una herramienta eficaz para avanzar hacia patrones de consumo energético más responsables. La energía se genera cerca del lugar donde se consume, lo que favorece un uso más eficiente de los recursos disponibles y reduce las pérdidas asociadas a la distribución eléctrica. El estudio realizado para optimizar la instalación persigue maximizar el aprovechamiento de la energía generada y minimizar los excedentes, promoviendo un modelo de consumo basado en la eficiencia y la autosuficiencia energética. De esta manera, la vivienda reduce su dependencia de recursos energéticos no renovables y adopta un comportamiento más sostenible desde el punto de vista ambiental.

Objetivo 13:

El Objetivo de Desarrollo Sostenible número 13 tiene como propósito adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. Las Naciones Unidas destacan la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y acelerar la transición hacia sistemas energéticos bajos en carbono para limitar los impactos del calentamiento global.

La producción de electricidad mediante energía solar permite sustituir parte de la energía que, de otro modo, sería obtenida a partir de fuentes energéticas con una mayor huella de carbono. Como resultado, la instalación fotovoltaica contribuye a disminuir las emisiones indirectas asociadas al consumo eléctrico de la vivienda. La implantación de sistemas de autoconsumo constituye una medida concreta de mitigación del cambio climático, ya que favorece la penetración de energías renovables en el mix energético y reduce la dependencia de combustibles fósiles.