COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Análisis de la eficiencia energética de una unidad familiar y ahorro en energías renovables.

Autor: Pablo Veronese Jiménez

Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid

Agosto de 2024

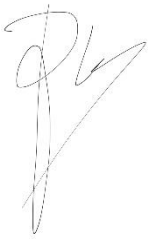
Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Análisis de la eficiencia energética de una unidad familiar y ahorro en energías renovables.

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico *2023/2024* es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Pablo Veronese Jiménez Fecha: 13/08/2024



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Íñigo Sanz Fernández Fecha: 21/08/2024

SANZ FERNANDEZ IÑIGO - 52367115W

Firmado digitalmente por SANZ FERNANDEZ IÑIGO - 52367115W
Fecha: 2024.08.21 20:40:48 +02'00'

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Análisis de la eficiencia energética de una unidad familiar y ahorro en energías renovables.

Autor: Pablo Veronese Jiménez

Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid

Agosto de 2024

Análisis de la eficiencia energética de una unidad familiar y ahorro en energías renovables.

Autor: Veronese Jiménez, Pablo

Director: Sanz Fernández, Íñigo

Entidad colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

Resumen del proyecto

Palabras clave: fotovoltaico, inversor, VAN, TIR, LCOE

Este proyecto presenta una exploración en profundidad del diseño, implementación y viabilidad económica de un sistema solar fotovoltaico (FV) personalizado para una unidad residencial en Villarta de Escalona, Toledo. En el contexto de la creciente demanda mundial de energía y la creciente preocupación por el medio ambiente, esta investigación se alinea con la transición estratégica de España hacia fuentes de energía sostenibles y renovables. El estudio comienza estableciendo una sólida base teórica, discutiendo los principios de la conversión de la energía solar, los mecanismos que subyacen a la tecnología fotovoltaica y las teorías económicas que apoyan las inversiones en energías renovables.

La exploración teórica sienta las bases para la fase de aplicación práctica, en la que la tesis desarrolla meticulosamente el diseño de un sistema fotovoltaico. Este proceso de diseño incluye una evaluación exhaustiva de diversas tecnologías de paneles solares, tipos de inversores y su ubicación óptima en la propiedad residencial. El estudio tiene en cuenta características geográficas y arquitectónicas críticas del lugar de instalación, como la orientación del tejado, los ángulos de inclinación, el sombreado potencial y los niveles específicos de irradiación solar de la zona. Mediante el uso de herramientas de simulación avanzadas como PVsyst, la investigación garantiza que la configuración del sistema no sólo es técnicamente sólida, sino que también está optimizada para satisfacer las demandas energéticas del hogar durante todo el año.

Una parte importante de la tesis se dedica a un riguroso análisis económico del sistema fotovoltaico. Este análisis incluye un examen detallado de los gastos de capital (CAPEX) necesarios para la configuración inicial y los gastos operativos (OPEX) asociados al mantenimiento del sistema a lo largo del tiempo. La evaluación económica se extiende a la modelización de diferentes escenarios financieros para estimar parámetros clave como el periodo de amortización, el rendimiento de la inversión (ROI) y los beneficios económicos globales a lo largo de la vida útil del sistema. Además, la investigación examina detenidamente el impacto del marco regulador español, centrándose especialmente en los mecanismos de compensación del exceso de energía vertida a la red, que pueden tener un efecto sustancial en la viabilidad financiera del proyecto.

Más allá de las métricas financieras, la tesis también explora las implicaciones económicas y sociales más amplias de la adopción de la energía solar a nivel residencial. Examina cómo los sistemas solares fotovoltaicos pueden estabilizar los costes energéticos de los hogares en medio de las fluctuaciones de los precios de la electricidad y cómo los incentivos gubernamentales pueden aumentar el atractivo económico de estas inversiones. Los resultados sugieren que, con un sistema fotovoltaico bien diseñado y estratégicamente implementado, los hogares pueden conseguir un ahorro significativo de costes al tiempo que contribuyen a la sostenibilidad medioambiental. La investigación destaca que la energía solar no sólo es una opción responsable desde el punto de vista medioambiental, sino también una inversión económicamente prudente.

El proyecto además alinea sus conclusiones con las políticas energéticas globales y nacionales, incluyendo los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas y el Plan Nacional de Energía y Clima de España. Proporciona ideas sobre cómo las instalaciones solares residenciales pueden desempeñar un papel crucial en el cumplimiento de objetivos ambientales más amplios, como la reducción de las emisiones de carbono, la mejora de la seguridad energética y la promoción de la resiliencia económica tanto a nivel doméstico como nacional.

En las secciones finales, el trabajo ofrece recomendaciones estratégicas para propietarios de viviendas. Aboga por una adopción más amplia de los sistemas solares fotovoltaicos residenciales, haciendo hincapié en la necesidad de una planificación y un diseño cuidadosos para maximizar tanto la eficiencia energética como la rentabilidad financiera. Al tender un puente entre los conceptos teóricos y las aplicaciones prácticas, esta

investigación proporciona un marco sólido para avanzar en el papel de la energía solar en la creación de sistemas energéticos residenciales sostenibles y económicamente viables.

Analysis of the energy efficiency of a family unit and savings in renewable energies.

Author: Veronese Jiménez, Pablo

Supervisor: Sanz Fernández, Íñigo

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

Project Summary

Keywords: photovoltaic. inverter, VNA, IRR, LCOE

This thesis presents an in-depth exploration of the design, implementation, and economic feasibility of a solar photovoltaic (PV) system customized for a residential unit in Villarta de Escalona, Toledo. In the context of growing global energy demands and escalating environmental concerns, this research aligns with Spain's strategic transition towards sustainable and renewable energy sources. The study begins by laying a strong theoretical foundation, discussing the principles of solar energy conversion, the mechanisms behind photovoltaic technology, and the economic theories that support investments in renewable energy.

The theoretical exploration sets the groundwork for the practical application phase, where the thesis meticulously develops the design of a PV system. This design process includes a comprehensive evaluation of various solar panel technologies, inverter types, and their optimal placement on the residential property. The study takes into account critical geographical and architectural features of the installation site, such as roof orientation, tilt angles, potential shading, and the specific levels of solar irradiance in the area. By using advanced simulation tools like PVsyst, the research ensures that the system configuration is not only technically sound but also optimized to meet the energy demands of the household year-round.

A significant portion of the thesis is dedicated to a rigorous economic analysis of the PV system. This analysis includes a detailed examination of the capital expenditure (CAPEX) required for the initial setup and the operational expenditure (OPEX) associated with the system's maintenance over time. The economic evaluation extends to modeling different financial scenarios to estimate key metrics such as the payback period, return on investment (ROI), and the overall economic benefits over the system's lifespan. Additionally, the research carefully considers the impact of Spain's regulatory environment, particularly focusing on the mechanisms for compensating excess energy fed back into the grid, which can have a substantial effect on the project's financial viability.

Beyond the financial metrics, the thesis also explores the broader economic and social implications of adopting solar energy at the residential level. It examines how solar PV systems can stabilize household energy costs amidst fluctuating electricity prices and how government incentives can enhance the economic attractiveness of such investments. The findings suggest that with a well-designed and strategically implemented PV system, households can achieve significant cost savings while contributing to environmental sustainability. The research highlights solar energy as not only an environmentally responsible choice but also a financially prudent investment.

The thesis further aligns its conclusions with global and national energy policies, including the United Nations Sustainable Development Goals (SDGs) and Spain's National Energy and Climate Plan. It provides insights into how residential solar installations can play a crucial role in meeting broader environmental objectives, such as reducing carbon emissions, enhancing energy security, and promoting economic resilience at both the household and national levels.

In the concluding sections, the thesis offers strategic recommendations for homeowners. It advocates for the broader adoption of residential solar PV systems, emphasizing the need for careful planning and design to maximize both energy efficiency and financial returns. By bridging the gap between theoretical concepts and practical applications, this research provides a robust framework for advancing the role of solar energy in creating sustainable and economically viable residential energy systems.

ÍNDICE DE LA MEMORIA

Capítulo 1 5

Introducción 5

Capítulo 2 6

Motivación 6

Capítulo 3 8

Contexto energético mundial y español 8

3.1 – Pandemia COVID-19 8

3.2 – Guerra ruso-ucraniana 8

3.3 – Relación convulsa con Argelia 10

3.4 – Medidas energéticas del Gobierno de cara a 2024 11

Capítulo 4 13

Estado del arte 13

4.1- Energía hidroeléctrica: 13

4.2- Energía eólica: 14

4.3- Energía solar: 16

4.3.1 – Energía solar: ventajas e inconvenientes 16

4.4- Energía biomasa 18

Capítulo 5 19

Objetivos del proyecto 19

Capítulo 6 20

Alineación con los ODS 20

Capítulo 7 21

Normativa para la instalación de paneles fotovoltaicos 21

Capítulo 8 23

Elementos de una instalación fotovoltaica 23

8.1 – Principio de funcionamiento 23
8.2 – Composición 24
8.2.1 – Módulo fotovoltaico 24
8.2.2 – Inversor 28
8.2.3 – Batería 31
8.2.4 – Regulador de carga 32
8.2.5 – Contador bidireccional 33
8.2.6 – Interruptor magnetotérmico 33
8.2.7 – Descargador de sobretensiones 34
8.3 – Tipos de instalaciones 34
8.3.1 – Conectadas a la red 34
8.3.2 – Aisladas 34
8.4 – Módulos *Tier 1* 35
Capítulo 9 36
Elementos de una instalación termosolar 36
9.1 – Principio de funcionamiento y composición 36
9.2 – Tipos de colectores termosolares 37
9.2.1 – Colector de tubos de vacío 37
9.2.2 – Colectores de placa plana 38
9.2.3 – Colectores termodinámicos 39
Capítulo 10 40
Cálculos 40
10.1 – Cálculo de la potencia del inversor 40
10.2 – Obtención de los HSP diarios 43
Capítulo 11 47
Diseño de la instalación fotovoltaica 47
11.1 – Ubicación 47

11.11 – Diagrama de recorridos solares 48
11.2 – Orientación e inclinación. 54
11.2.1 – Orientación e inclinación en *PVsyst* 58
11.3 – Módulo e inversor 60
11.4 – Pérdidas 66
11.5 - Sombreado 77
11.6 – Simulación 78
11.7 – Producción del sistema y comparación con el consumo 82
Capítulo 12 84
Estudio de viabilidad económica 84
12.1 – CAPEX (Capital Expenditure) 85
12.2 – OPEX (Operating Expenditure) 86
12.3 – Ahorro en la factura mensual 87
De esta manera se tendrá en cuenta: 89
12.4 – Elementos del análisis económico 91
Capítulo 13 93
Conclusión 93
13.1 – Con venta de energía excedentaria 93
13.2 – Sin venta de energía excedentaria 95
13.3 – Conclusión Final 96
13.4 – Acciones futuras 97
Capítulo 14 98
Bibliografía 98
Anexos: Informe y Hojas de Datos 105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Niveles de almacenaje de gas en Europa. [10] *10*
Figura 2.Central hidroeléctrica de bombeo. [3] *14*
Figura 3. Partes de un aerogenerador. [6] *15*
Figura 4. Ley 24/2013 (RD 1955/2000). [20] *21*
Figura 5. Bandas de conducción en función de la conductividad. [21] *23*
Figura 6. Caída de tensión en una célula FV. [21] *24*
Figura 7. Incidencia de los rayos solares a las células FV. [21] *25*
Figura 8. Disposición preventiva de diodos entre células FV. [21] *26*
Figura 9. Capas de un panel fotovoltaico. [22] *26*
Figura 10. Disposiciones en paralelo y serie de módulos FV. [27] *28*
Figura 11. Transformación de la corriente en un circuito FV. [29] *29*
Figura 12. Disposición string o micro inverter. [31] *30*
Figura 13. Visión general del sistema. [31] *30*
Figura 14. Batería Monolock. [35] *32*
Figura 15. Regulador de carga. [37] *33*
Figura 16. Contador bidireccional. [38] *33*
Figura 17. Visión general del sistema con contador bidireccional. [39] *34*
Figura 18. Visión general del sistema con baterías. [40] *35*
Figura 19. Funcionamiento de un panel termosolar. [42] *37*
Figura 20. Visión general de un sistema de captación de energía termolar. [43] *37*
Figura 21. Colector de tubos de vacío. [45] *38*
Figura 22. Colector de placa plana. [45] *39*
Figura 23. Colector termodinámico. [45] *39*
Figura 24. HSP diarios medios durante los meses del año entre 1995 y 2010 según Meteorom 8.1. ..... *44*
Figura 25. HSP diarios medios durante los meses del año entre 1995 y 2010 según NASA-SSE. *45*
Figura 26. HSP diarios medios durante los meses del año entre 1995 y 2010 según PVGIS. *46*
Figura 27. Ubicación de la vivienda. *47*
Figura 28. Datos de la ubicación escogida. *48*
Figura 29. Diagrama de recorridos solares de la ubicación escogida. *48*
Figura 30. Parámetros de estudio según Meteoronom 8.1. ..... *51*
Figura 31. Parámetros de estudio según NASA-SSE. *52*
Figura 32. Parámetros de estudio según PVGIS. *53*
Figura 33. Ángulo de inclinación. [51] *54*
Figura 34. Ángulo de azimut (I). [52] *56*
Figura 35. Ángulo de azimut (II). [53] *57*
Figura 36. Parámetros de inclinación del sistema. *58*

Figura 37. Módulo seleccionado. *60*
Figura 38. Inversor seleccionado. *62*
Figura 39. Diseño de strings y nº de módulos del sistema. *63*
Figura 40. Condiciones de operación de los módulos. *64*
Figura 41. Dimensionamiento de la caída de tensión del conjunto. *64*
Figura 42. Características de dimensionamiento y pérdida de sobrecarga. *65*
Figura 43. Dimensionamiento de potencia. *66*
Figura 44. Factor de pérdida de suciedad anual. *66*
Figura 45. Pérdida de eficiencia de los módulos y por desajuste. *67*
Figura 46. Pérdidas LID. *68*
Figura 47. Pérdidas óhmicas (CC). *69*
Figura 48. Pérdidas de CA. *70*
Figura 49. Parámetros de pérdida por envejecimiento (I). *71*
Figura 50. Gráfica de degradación por envejecimiento de los módulos. *73*
Figura 51. Representación gráfica de todas las pérdidas del módulo. *73*
Figura 52. Parámetros de pérdida por envejecimiento (II). *76*
Figura 53. Sombreado que ven los módulos. *77*
Figura 54. Visión general de la instalación FV. *78*
Figura 55. Resultados generales de la simulación. *79*
Figura 56. Diagrama de entrada/salida diaria y coeficiente de rendimiento. *80*
Figura 57. Distribución de la potencia de salida del sistema y temperatura en función de la irradiancia efectiva *81*

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos de consumo en 2022. Elaboración propia. 40
Tabla 2. Datos de consumo en 2023. Elaboración propia. 41
Tabla 3. Consumo mensual promedio, diario, HSPH diarios y potencia pico. Elaboración propia. 42
Tabla 4. Potencia a instalar. Elaboración propia. 43
Tabla 5. Valores de Monte Carlo. Elaboración propia. 72
Tabla 6. Producción a lo largo de un año de la instalación FV. Extraída de PVsyst. 83
Tabla 7. Consumos horarios de la vivienda. Elaboración propia. 83
Tabla 8. CAPEX. Elaboración propia. 85
Tabla 9. Precios punta, valle y llano en el último año. [61] 89
Tabla 10. Ahorro con venta de excedentes. Elaboración propia. 90
Tabla 11. Ahorro sin venta de excedentes. Elaboración propia. 90
Tabla 12. Flujo de caja acumulado con venta de excedentes. Elaboración propia. 92
Tabla 13. Flujo de caja acumulado con venta de excedentes. Elaboración propia. 92
Tabla 14. VAN, TIR y Payback Period. Elaboración propia. 89
Tabla 15. LCOE durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia. 92

ÍNDICE DE ECUACIÓN

Ecuación 1. Ecuación de Planck *23*
Ecuación 2. Ecuación del efecto Joule. *25*
Ecuación 3. LCOE. *91*

Capítulo 1

Introducción

En un contexto mundial donde la demanda energética continúa en constante aumento y los efectos del cambio climático se hacen cada vez más evidentes, la situación energética se ha convertido en un tema de vital importancia. En particular, España se encuentra ante un escenario desafiante en el que la diversificación de su matriz energética y la reducción de emisiones son imperativos ineludibles para garantizar la sostenibilidad a largo plazo. A pesar de contar con un rico potencial en recursos renovables, como la energía solar, eólica e hidroeléctrica, España aún enfrenta desafíos en la transición hacia un modelo energético más limpio y sostenible. La dependencia histórica de los combustibles fósiles y las fluctuaciones en los precios del petróleo y el gas han puesto de manifiesto la necesidad urgente de adoptar medidas que impulsen el desarrollo de energías renovables y reduzcan la dependencia de fuentes no sostenibles. En este contexto, las energías renovables (acompañadas siempre de la energía nuclear, pero eso es un tema que daría para otro Trabajo entero) emergen como una solución integral y viable para abordar los desafíos energéticos y ambientales que enfrenta España. A través de inversiones en infraestructuras renovables y políticas de apoyo, el país ha logrado avances significativos en la integración de fuentes de energía limpia en su sistema eléctrico. Sin embargo, aún queda mucho por hacer para alcanzar los objetivos de descarbonización y transición hacia un modelo energético más sostenible y resiliente. En este trabajo, se examinará en detalle la situación energética en España, con un enfoque particular en el estado actual de las energías renovables y su potencial para ser una solución integral a los desafíos energéticos actuales. Se analizarán las políticas y medidas implementadas para promover la adopción de energías limpias. Además, se explorarán los beneficios que una unidad familiar podría obtener al apostar por la instalación de paneles solares en su tejado. Desde el ahorro en las facturas de electricidad hasta la contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la adopción de energía solar a nivel doméstico puede tener un impacto positivo significativo en la economía, el medio ambiente y la sociedad en su conjunto.

Capítulo 2

Motivación

En España, la población ha aumentado en un 25 % desde 1990. Se ha pasado de 38.87 millones de habitantes a 48.59, rozando la marca de los 50. En estos 33 años, el consumo de energía ha pasado de 129.219 GWh anuales a 244.665 GWh, esto ha supuesto un incremento del 89%, aumentando a su vez el consumo per cápita de 3.323,4 kWh en 1990 hasta 5025,09 kWh en 2023. [7]

Es por ello por lo que, en un mundo donde el consumo de energía continúa aumentando exponencialmente, mientras que la población crece de manera aritmética, la importancia de las energías renovables se vuelve más evidente que nunca. Este desequilibrio entre la demanda creciente de energía y los recursos finitos disponibles plantea desafíos significativos tanto para la sostenibilidad ambiental como para el acceso equitativo a la energía.

Las energías renovables, como la solar, eólica, hidroeléctrica y biomasa, representan una solución esencial para abordar esta disparidad entre la demanda de energía y los recursos disponibles. Al aprovechar fuentes naturales inagotables y abundantes, estas formas de energía ofrecen una alternativa viable y sostenible a los combustibles fósiles, que son finitos y contribuyen al cambio climático mediante la emisión de gases de efecto invernadero.

Uno de los principales beneficios de las energías renovables es su capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar los impactos del cambio climático. A medida que las preocupaciones sobre el calentamiento global y sus efectos devastadores sobre el medio ambiente y la sociedad se vuelven más urgentes, la transición hacia una matriz energética basada en fuentes renovables se convierte en una prioridad ineludible.

Además, las energías renovables ofrecen la oportunidad de proporcionar acceso a la energía a comunidades que históricamente han carecido de ella. Al descentralizar la producción de energía y facilitar la instalación de sistemas autónomos, como paneles solares en áreas remotas o rurales, las energías renovables pueden ayudar a cerrar la brecha energética y mejorar la calidad de vida de millones de personas en todo el mundo.

En este contexto, la motivación para explorar y promover el uso de energías renovables es clara: no solo se trata de proteger nuestro planeta y sus recursos naturales para las generaciones futuras, sino también de garantizar un suministro de energía seguro, sostenible y accesible para todos. Es crucial reconocer el potencial transformador de las energías renovables y trabajar hacia su implementación generalizada como una medida fundamental para enfrentar los desafíos energéticos y ambientales que enfrentamos en el siglo XXI.

Además, en el contexto actual donde los precios de la energía eléctrica tienden a aumentar por la dependencia del gas y el equivocado cierre de centrales nucleares en algunos países de Europa, la instalación de paneles solares en las viviendas emerge como una solución práctica y rentable. El incremento en las tarifas de electricidad puede suponer una carga significativa para muchas familias, especialmente aquellas con ingresos limitados. La adopción de paneles solares no solo ofrece la oportunidad de reducir drásticamente los costes de energía a largo plazo, sino que también proporciona una forma de protegerse contra las fluctuaciones en los precios del mercado energético.

A su vez, optar por la energía solar no solo es una decisión económica, sino también una elección ética y sostenible. Al producir electricidad a partir de una fuente limpia y renovable, los hogares que instalan paneles solares están contribuyendo activamente a la reducción de la huella de carbono y al combate del cambio climático. Este compromiso con la sostenibilidad no solo beneficia al medio ambiente, sino que también promueve una conciencia colectiva sobre la importancia de adoptar prácticas energéticas responsables y respetuosas con el entorno.

En resumen, la instalación de paneles solares en los hogares no solo representa una medida para ahorrar dinero en las facturas de electricidad, sino que también refleja un compromiso con la sostenibilidad y la responsabilidad ambiental. Es una forma tangible en la que las familias pueden contribuir activamente a la lucha contra el cambio climático y promover un futuro más limpio y sostenible para las generaciones venideras.

Capítulo 3

Contexto energético mundial y español

3.1 – Pandemia COVID-19

La crisis sanitaria ha puesto de relieve la importancia de las energías renovables como una alternativa más resiliente y sostenible en tiempos de incertidumbre. A pesar de la disminución general en la demanda de energía, las fuentes renovables, como la solar y la eólica, han mantenido su participación en la matriz energética e incluso han experimentado un aumento en algunos lugares. Esto se debe en parte a que las energías renovables suelen tener costos operativos más bajos y están menos afectadas por las fluctuaciones de precios en comparación con los combustibles fósiles.

Sin embargo, la pandemia también ha planteado desafíos significativos para la transición hacia un sistema energético más sostenible. La incertidumbre económica y las dificultades financieras pueden obstaculizar las inversiones en proyectos de energía limpia y retrasar los esfuerzos para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones y sostenibilidad. Además, la crisis ha destacado la necesidad de abordar las inequidades energéticas y garantizar un acceso equitativo a la energía limpia y asequible para todos, especialmente en comunidades vulnerables que pueden enfrentar dificultades adicionales durante la pandemia.

La pandemia de COVID-19 ha acelerado ciertas tendencias en el panorama energético mundial, como la transición hacia fuentes de energía más limpias y renovables. En España, se elevó la capacidad instalada un 7,9% en 2020 con respecto a 2019, volviendo a entrar como país en el "G-8 verde". En 2020, el 53% de la electricidad consumida fue de origen renovable. [8]

3.2 – Guerra ruso-ucraniana

La guerra entre Rusia y Ucrania ha tenido varios impactos en el contexto energético mundial, especialmente debido a la importancia de estas dos naciones en la producción y el suministro de energía, particularmente de gas natural y petróleo. Uno de los principales efectos ha sido en el suministro de gas natural a Europa. Rusia es uno de los principales proveedores de gas natural a Europa, y gran parte de este gas se transporta a través de gasoductos que pasan por Ucrania. Los conflictos entre Rusia y Ucrania han llevado a

interrupciones en el suministro de gas en el pasado, generando preocupaciones sobre la seguridad energética en Europa. Además, la guerra ha exacerbado las tensiones entre Rusia y varios países europeos, promoviendo la diversificación de las fuentes de energía en Europa y un aumento en las inversiones en energías renovables y en infraestructuras de gas natural licuado (GNL) para reducir la dependencia de Rusia. Sin embargo, Europa sigue siendo muy dependiente del gas ruso, lo que la expone a posibles interrupciones en el suministro en caso de un conflicto prolongado. Otro efecto importante ha sido en los precios internacionales del petróleo y el gas. Los conflictos geopolíticos en la región del Mar Negro pueden generar preocupaciones sobre la seguridad de los suministros energéticos y aumentar la volatilidad en los precios internacionales del petróleo y el gas. Además, la guerra ha llevado a un aumento en las tensiones diplomáticas en el ámbito energético y a debates sobre la construcción de nuevos oleoductos y gasoductos para evitar el tránsito a través de Ucrania, lo que podría cambiar el panorama energético en Europa en el futuro.

En mayo del 2022, la Comisión Europea prevé una inversión de 210.000 millones de euros para cortar la dependencia energética sobre Rusia. Su principal misión es impulsar las energías renovables (86.000 millones de euros, intención de que sean el 45% de la producción), fomentar la eficiencia energética, financiación de nuevas estructuras y duplicar la producción de energía fotovoltaica para 2030, convirtiéndose así en principal fuente de energía. [9]

Europa ha logrado su principal objetivo: abandonar las importaciones de gas ruso. las reservas de almacenamiento de la UE están prácticamente llenas al 99,5%, habiendo alcanzado el objetivo de llenado del 90% tres meses antes de lo previsto para el invierno de 2023. [10] Así quedaba el mapa de almacenamiento de gas antes del mes de diciembre en los territorios de la Unión Europea:

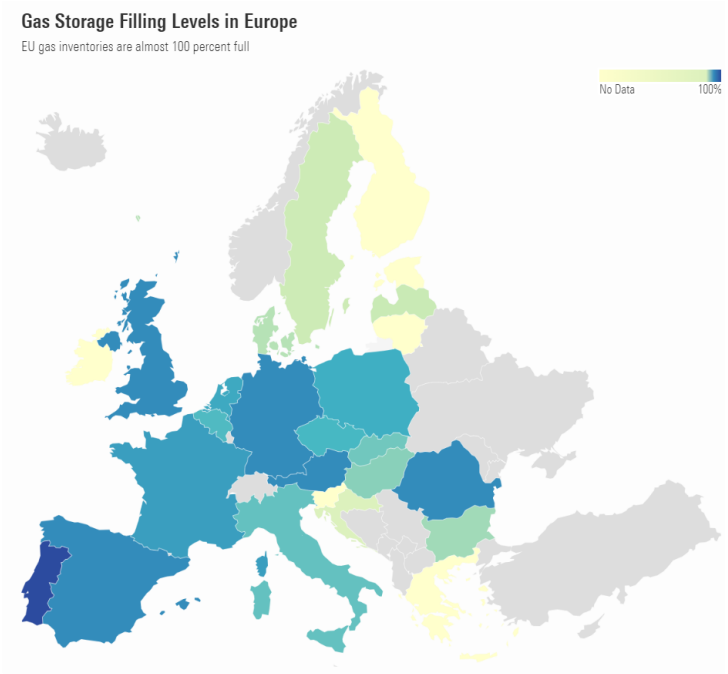


Figura 1. Niveles de almacenaje de gas en Europa. [10]

Europa tuvo mucha fortuna este invierno ya que fue una temporada más cálida de lo usual y no se tuvieron que gastar todas o la mayor parte de las reservas. En el mes de abril de 2024 estas reservas rozaban el 60% de almacenaje ya con casi todas las calefacciones apagadas, por lo que en los próximos meses no será necesaria la importación de gas a Europa. [11]

3.3 – Relación convulsa con Argelia

En marzo de 2022 cuando España anunciaba que cambiaba su postura respecto al Sáhara y ya no defendía el referéndum de autodeterminación del Sáhara Occidental, sino que abogaba por la postura marroquí, es decir, por un Sáhara occidental integrado en Marruecos con un alto grado de autogobierno.

Argelia comunicó la suspensión del Tratado de Amistad con España en junio de 2022, un pacto de colaboración política y comercial que estaba en vigor desde 2002, en respuesta al respaldo de España a Marruecos en relación con el conflicto del Sáhara Occidental.

Esta medida planteaba riesgos para los acuerdos comerciales entre los dos países y, por extensión, representaba una amenaza para la continuidad del suministro de gas, lo que podría desencadenar una crisis energética en España. Esto se debe a que Argelia es el principal proveedor de gas para el mercado español. [12]

A pesar de toda esta situación que fue tan crítica en 2022, el país vecino no dejó de suministrar gas a España y a Europa, al contrario, los argelinos supieron ver la oportunidad que les brindaba la guerra entre Rusia y Ucrania para convertirte en un socio preferente de la Unión Europa en cuanto a gas se refiere. Los acuerdos comerciales con España se mantienen hasta la actualidad. De hecho, el país árabe aspira a incrementar su posición como proveedor de gas natural en Europa en plena búsqueda de alternativas al gas ruso. [13] El ministro de Energía y Minería argelino, Mohamed Arkab, declaraba lo siguiente en una reunión que trataba de impulsar el gas como "combustible de transición" desde el petróleo hacia las energías renovables: "Argelia se ha comprometido a mejorar su posición como proveedor histórico y fiable de gas natural. El país sigue dedicado a cumplir sus obligaciones y a entablar un diálogo continuo con sus socios para encontrar soluciones adecuadas a los retos a los que se enfrenta la industria del gas natural" [13].

3.4 – Medidas energéticas del Gobierno de cara a 2024

"Mantiene la prohibición de cortar los suministros básicos de luz, agua y gas a los consumidores vulnerables en caso de impago.

Extiende las tres categorías de consumidores vulnerables perceptores del bono social eléctrico y los descuentos del 40%, 65% y 80%.

Prorroga el límite al crecimiento de la tarifa regulada de gas (TUR), la existencia de la TUR específica para las comunidades de vecinos y el precio máximo de la bombona de butano de 19,55 euros.

Establece una fiscalidad reducida para la electricidad, el gas natural y los combustibles de biomasa empleados para la calefacción.

Conserva los cargos del sistema eléctrico en los mismos niveles actuales, un 55% por debajo de los niveles previos a la guerra, y el descuento del 80% en los peajes de las empresas electro intensivas.

Refuerza la cadena de valor de la industria verde europea, modificando los hitos de la tramitación de nuevos proyectos de renovables e incluyendo criterios cualitativos en las subastas de renovables.

Incluye el almacenamiento de energía en los usos del agua y adapta a esta finalidad las concesiones de las hidroeléctricas de bombeo.

Se habilita a las confederaciones hidrográficas a reducir suministros y modificar criterios de prioridad en el uso del agua para distribuir los recursos, a la par que se refuerza el régimen sancionador.

Concede exenciones del 50% y el 100% en el canon de regulación y la tarifa de utilización del agua a explotaciones agrarias beneficiarias de obras hidráulicas con reducciones en la dotación de agua." (Ministerio para la Transición Ecológica y el reto Demográfico, diciembre 2023). [14]

"El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) (2021-2030) prevé un crecimiento significativo de la penetración de las energías renovables en España, llegando en 2030 al 74% en el ámbito eléctrico y al 42% sobre el uso final." (Gobierno de España, junio 2021) [15]

Reformas

"C7.R1

Marco normativo para el fomento de la generación renovable que genere certidumbre y permita aumentar la presencia de las energías renovables en el consumo energético nacional fomentando la inversión privada, eliminando barreras al despliegue de renovables y mejorando la integración de la generación renovable en el entorno.

C7.R2

Estrategia Nacional de Autoconsumo, para impulsar esta modalidad de generación, establecer los objetivos en esta materia para el periodo 2021-2030 e identificar y desarrollar medidas de mitigación de las principales barreras a su despliegue.

C7.R3

Desarrollo de las comunidades energéticas para el impulso de la participación de la ciudadanía en la transición energética y, en concreto, de las comunidades de energías renovables y de las comunidades ciudadanas de energía. Se apoyarán tanto los procesos participativos, formativos y de constitución de las comunidades, como el impulso de proyectos específicos.

C7.R4

Marco para la innovación y desarrollo tecnológico de las energías renovables, dado que existen casos de fuentes de renovables donde es necesario un marco estratégico y facilitador que permita su continuado desarrollo tecnológico, emita señales claras para un despliegue ordenado y coherente, medidas que permitan el máximo aprovechamiento de las oportunidades industriales, sociales, ambientales y económicas, y en definitiva contribuya a avanzar hacia el 100% de renovables en la demanda energética. Incluye, entre otros, el impulso de la energía eólica marina, el biogás y el impulso de bancos de pruebas de I+D." (Gobierno de España, junio 2021) [15]

Inversiones

“C7.I1

Desarrollo de energías renovables innovadoras, integradas en la edificación y en los procesos productivos. Uso de distintas líneas de ayudas a la inversión en actuaciones como despliegue de renovables integradas en edificios, empresas e industria; proyectos de integración de renovables en el entorno; integración de renovables en procesos industriales o desarrollo de renovables innovadoras; así como la inversión pública directa en proyectos piloto o iniciativas innovadoras.

C7.I2

Energía sostenible en las islas a través del impulso de una Agenda para la Transición Energética en las Islas, el apoyo a proyectos de penetración e integración de las energías renovables en los sistemas insulares y no peninsulares.” (Gobierno de España, junio de 2021). [15]

Capítulo 4

Estado del arte

4.1- Energía hidroeléctrica:

La energía hidroeléctrica es una fuente renovable que genera energía mediante el uso de una presa o estructura de desvío para alterar el flujo natural de un río u otra masa de agua. La energía hidroeléctrica se basa en el sistema interminable y de recarga constante del ciclo del agua para producir electricidad, utilizando un combustible (el agua) que no se reduce ni se elimina en el proceso.

Hay muchos tipos de instalaciones hidroeléctricas, aunque todas funcionan con la energía cinética del agua que fluye río abajo. La energía hidroeléctrica utiliza turbinas y generadores para convertir esa energía cinética en electricidad, que luego se inyecta a la red eléctrica para alimentar hogares, empresas e industrias.

La energía disponible del agua en movimiento depende tanto del volumen del flujo de agua como del cambio de elevación, también conocido como altura, de un punto a otro. Cuanto mayor sea el caudal y mayor la altura, más electricidad se podrá generar.

A nivel de planta, el agua fluye a través de una tubería (también conocida como tubería forzada) y luego hace girar los álabes de una turbina que, a su vez, hace girar un generador que, en última instancia, produce electricidad. La mayoría de las instalaciones hidroeléctricas convencionales funcionan de esta manera, incluidos los sistemas de pasada y los sistemas de almacenamiento por bombeo.

La energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo es una configuración de dos depósitos de agua a diferentes alturas que pueden generar energía a medida que el agua desciende de uno a otro (descarga), pasando por una turbina. El sistema también requiere energía ya que bombea agua de regreso al depósito superior (recarga). El sistema de almacenamiento por bombeo actúa de manera similar a una batería gigante, porque puede almacenar energía y luego liberarla cuando sea necesario. Es uno de los complementos perfectos para la solar y la eólica. Cuando se dan situaciones de mucho viento y/o mucho sol, se bombea agua hacia la recarga de manera que cuando uno (o los dos) de los recursos anteriores sea escaso, haya una reserva de agua suficiente como para generar tanta energía como para compensar la falta de otras renovables. [2]

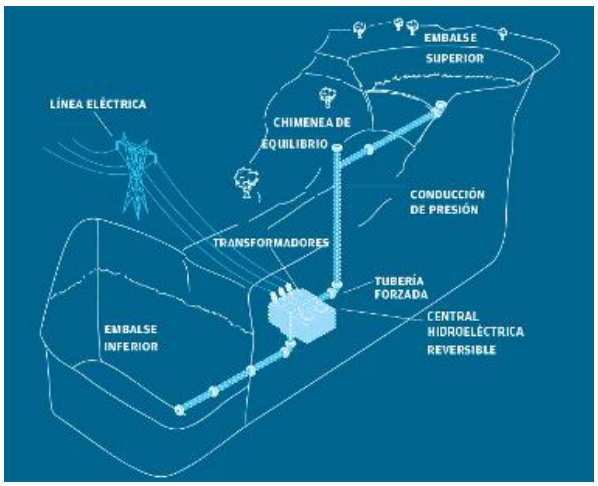


Figura 2.Central hidroeléctrica de bombeo. [3]

4.2- Energía eólica:

La energía eólica es energía obtenida de la fuerza del viento. Se produce a través de un aerogenerador que transforma la energía cinética de las corrientes de aire en energía eléctrica. La energía se extrae principalmente con el rotor, que transforma la energía cinética en energía mecánica, y con el generador, que transforma esta energía mecánica en energía eléctrica. Hablamos de una energía renovable, eficiente, madura y segura, clave para la transición energética y la descarbonización de la economía.

Como ya se ha comentado, para poder aprovechar la energía cinética del viento y convertirla en energía eléctrica es necesario utilizar un aerogenerador. El aprovechamiento óptimo de estos gigantes, (suelen tener entre 80 y 120 metros de altura) depende de la fuerza del viento. Por este motivo, los parques eólicos, que agrupan un gran número de aerogeneradores y permiten obtener esta energía en grandes cantidades, deben instalarse en lugares donde predominen las condiciones de viento.

Los aerogeneradores deben orientarse en la dirección del viento, lo que se realiza mediante una veleta situada en la góndola. A partir de ahí, la fuerza de las corrientes de aire pondrá en movimiento las tres partes principales del aerogenerador:

El rotor: compuesto por tres palas y el casquillo que las une, su función es captar la fuerza del viento y convertirla en energía mecánica de rotación.

El multiplicador: conectado al motor mediante un eje, su función es aumentar la velocidad de rotación desde 30 revoluciones por minuto (rpm) hasta 1500 rpm.

El generador: este elemento se encarga de convertir la energía mecánica de rotación en energía eléctrica.

Cada uno de los aerogeneradores que componen un parque eólico están unidos entre sí mediante cables subterráneos que llevan la electricidad hasta una subestación transformadora. Desde allí se transporta a hogares, fábricas o colegios, entre otros destinatarios, a través de las redes de distribución de las distintas compañías eléctricas. [4][5]

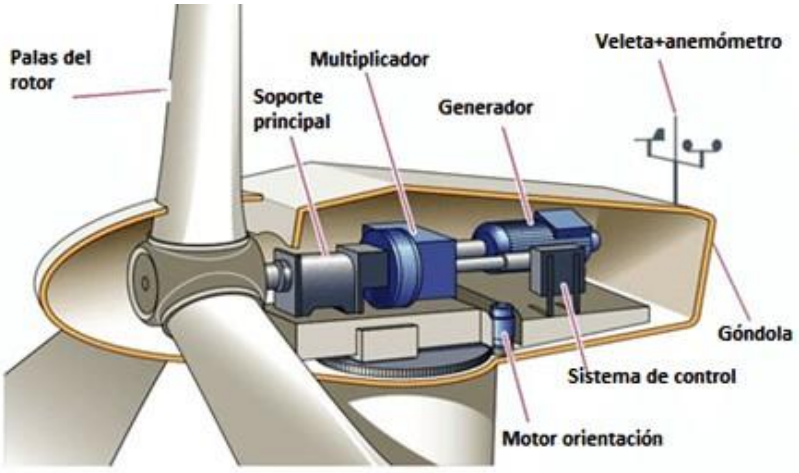


Figura 3. Partes de un aerogenerador. [6]

4.3- Energía solar:

La energía solar funciona convirtiendo la energía del sol en energía usable. Hay dos formas de energía generada a partir del sol para nuestro uso: electricidad y calor.

Ambos se generan mediante el uso de paneles solares, que varían en tamaño desde tejados residenciales hasta "granjas solares" que se extienden sobre hectáreas de tierra rural.

Los paneles solares suelen estar hechos de silicio u otro material semiconductor instalado en un marco de panel metálico con una carcasa de vidrio. Cuando este material se expone a fotones de luz solar (paquetes muy pequeños de energía) libera electrones y produce una carga eléctrica.

Esta carga fotovoltaica crea una corriente eléctrica (específicamente, corriente continua o CC), que es capturada por el cableado de los paneles solares. Esta electricidad de CC luego se convierte en corriente alterna (CA) mediante un inversor. La CA es el tipo de corriente eléctrica que se utiliza cuando se conectan electrodomésticos a enchufes de pared normales.

La energía solar térmica es menos sofisticada y simplemente consiste en calentar directamente el agua (u otros fluidos) mediante la luz solar. Para uso doméstico, los paneles solares térmicos también se instalan en un tejado orientado al sol, calentando el agua almacenada en un depósito de agua caliente y proporcionando así agua caliente y calefacción. A mayor escala, la energía solar térmica también se puede utilizar en centrales eléctricas.

4.3.1 – Energía solar: ventajas e inconvenientes

La energía solar térmica es energía recogida del sol y utilizada para generar calor. Este calor generalmente se concentra mediante espejos y luego se usa para calentar agua.

Ventajas

- A diferencia de la energía generada a partir de combustibles fósiles, como el gas natural, el petróleo y el carbón, la energía solar es infinitamente renovable. Esto hace que la tecnología sea más confiable a largo plazo.

- Salvo por la contaminación generada en la fabricación del propio dispositivo de energía solar, la energía solar casi no produce contaminantes, como productos

químicos tóxicos o gases de efecto invernadero. Ante la creciente preocupación por los efectos negativos del cambio climático, la energía solar proporciona una alternativa segura a las fuentes de energía tradicionales, la mayoría de las cuales emiten grandes cargas de carbono. A diferencia del calor generado por la quema de gas natural, el calor generado por la energía solar térmica no produce emisiones de carbono.

- La energía fotovoltaica actualmente presenta costos más bajos que las fuentes de energía convencionales en muchas partes del mundo. Esta alta competitividad entre las energías renovables y no renovables hace que sea factible implementar nuevas tecnologías verdes tanto en áreas extensas, como terrenos baldíos, como en espacios más reducidos, como residencias particulares, en lugar de las prácticas tradicionales. Por esta razón, se está optando por aplicar este tipo de tecnologías en países en desarrollo, como en regiones interiores de África, donde se están llevando a cabo grandes proyectos y esfuerzos centrados en la adopción de la energía fotovoltaica debido a su bajo costo, facilidad de mantenimiento y rápida implementación.

- Tras su instalación inicial, la energía solar térmica suele requerir poco mantenimiento. A diferencia de los dispositivos que producen energía a partir de carbón o gas natural, los usuarios pueden dejar los dispositivos de energía solar térmica en paz durante largos períodos después de la instalación. Se necesitan equipos de trabajo más pequeños para hacer funcionar los paneles solares térmicos que las instalaciones de generación de electricidad más complejas. Muchos dispositivos solares térmicos, especialmente aquellos que calientan agua caliente, implican una tecnología más simple que los paneles fotovoltaicos. [16]

Desventajas

- A diferencia de los combustibles fósiles, no podemos almacenar fácilmente ni la luz solar ni el agua caliente. Esto contribuye a su falta de fiabilidad, ya que los usuarios no pueden producir grandes cantidades de energía para su consumo posterior o para emergencias. Si bien la electricidad generada por turbinas se puede almacenar en baterías, el almacenamiento es costoso e ineficiente. El agua

caliente no se puede almacenar durante largos períodos sin una gran pérdida de calor.

4.4- Energía biomasa

La biomasa es materia orgánica renovable que proviene de plantas y animales. La biomasa contiene energía química almacenada del sol que producen las plantas mediante la fotosíntesis. La biomasa se puede quemar directamente para obtener calor o convertirse en combustibles líquidos y gaseosos mediante diversos procesos.

Las fuentes de energía de biomasa incluyen:

- Madera y desechos de procesamiento de madera: leña, pellets de madera y astillas de madera, serrín y desechos de fábricas de madera y muebles, y licor negro de fábricas de pulpa y papel.
- Cultivos agrícolas y materiales de desecho: maíz, soja, caña de azúcar, plantas leñosas, algas y residuos de procesamiento de cultivos y alimentos, principalmente para producir biocombustibles.
- Materiales biogénicos en residuos sólidos municipales: productos de papel; productos de algodón y lana; y desechos de alimentos, jardín y madera.
- Estiércol animal y aguas residuales humanas para la producción de biogás (gas natural renovable). [17][18]

La biomasa se convierte en energía mediante varios procesos, entre ellos:

- Combustión directa (quemar) para producir calor.
- Conversión termoquímica para producir combustibles sólidos, gaseosos y líquidos.
- Conversión química para producir combustibles líquidos.
- Conversión biológica para producir combustibles líquidos y gaseosos. [17][18]

Capítulo 5

Objetivos del proyecto

El objetivo fundamental de este proyecto es transformar una vivienda en una fuente de consumo energético más sostenible y respetuosa con el medio ambiente mediante la instalación de paneles solares para la generación de energía limpia y renovable. Al instalar paneles solares, se busca aprovechar una fuente de energía abundante y gratuita, el sol, para producir electricidad de manera limpia y sostenible.

El segundo objetivo de este proyecto es realizar una inversión que, a largo plazo, represente un ahorro significativo en la economía familiar. La instalación de paneles solares no solo implica una transición hacia una fuente de energía más sostenible y respetuosa con el medio ambiente, sino que también ofrece la oportunidad de reducir drásticamente los costes de energía a lo largo del tiempo. Al producir electricidad a partir de una fuente renovable y gratuita, como la energía solar, la familia puede mitigar el impacto de los aumentos en las tarifas de electricidad y, en última instancia, disfrutar de un retorno económico sustancial a través del ahorro en sus facturas de energía.

Para la realización del proyecto se han determinado los siguientes pasos:

- Diseño de una pequeña instalación de paneles fotovoltaicos en el tejado de una vivienda unifamiliar localizada en la urbanización Villarta de Escalona mediante el software *PVsyst*. Se estudiará la posibilidad de emplear la fototermia para la producción de Agua Caliente Sanitaria (ACS).
- Modelo económico exhaustivo con carácter de plan de negocio para poder estudiar la viabilidad de la instalación.
- Estudio de viabilidad sobre la rehabilitación del pozo de la vivienda accionado mediante una bomba alimentada con energía solar.
- Estudio de viabilidad sobre la renovación del sistema de riego para conseguir un riego por gravedad sostenible.

Capítulo 6

Alineación con los ODS

El trabajo de instalar paneles solares en una vivienda familiar se alinea principalmente con el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) número 7: Energía asequible y no contaminante.

El ODS 7 tiene como objetivo garantizar el acceso a una energía asequible, confiable, sostenible y moderna para todos. La instalación de paneles solares en una vivienda familiar contribuye directamente a este objetivo, ya que proporciona una fuente de energía limpia y renovable que puede ayudar a reducir la dependencia de fuentes de energía contaminantes y costosas, como los combustibles fósiles.

La instalación de paneles fotovoltaicos en viviendas familiares contribuye al Objetivo de Desarrollo Sostenible número 11, "Ciudades y comunidades sostenibles". Al proporcionar una fuente de energía limpia y accesible, ayuda a reducir la dependencia de los combustibles fósiles y promueve un desarrollo urbano más sostenible al reducir la huella de carbono de las ciudades y mejorar la eficiencia energética de los edificios.

Al hacer uso de la energía del sol, se promueve un modelo de consumo más sostenible y responsable, reduciendo la demanda de energía basada en combustibles fósiles y disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero. Esto ayuda a avanzar hacia un sistema energético más eficiente y respetuoso con el medio ambiente, en línea con los principios de producción y consumo responsables del ODS 12: "Producción y consumo responsables".

Por otro lado, al utilizar energía solar renovable en lugar de combustibles fósiles, se reduce la emisión de gases de efecto invernadero, ayudando así a mitigar el cambio climático y sus impactos. Esto promueve una transición hacia un sistema energético más limpio y sostenible, en línea con los objetivos de acción climática del ODS 13: “Acción por el clima”. [19]

Capítulo 7

Normativa para la instalación de paneles fotovoltaicos

Para poder realizar la instalación fotovoltaica, es necesario acogerse a la normativa vigente. Enel siguiente esquema, se puede observar las diferentes leyes a seguir dependiendo del caso que se estudie.

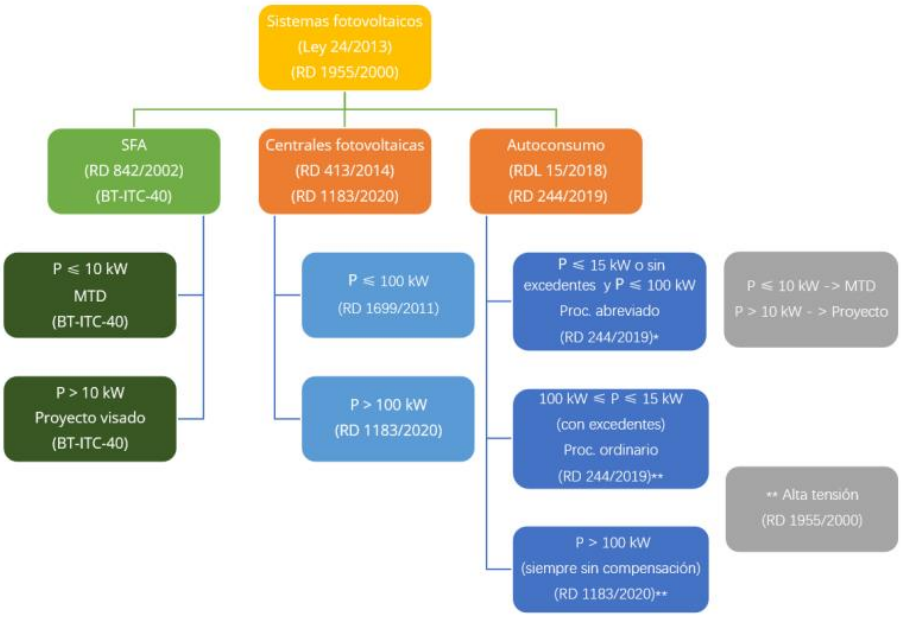


Figura 4. Ley 24/2013 (RD 1955/2000). [20]

En este trabajo, se va a plantear la idea de hacer de la vivienda unifamiliar un sistema de autoconsumo, de manera que aplicaría autoconsumo y potencia menor a 15kW. Por lo que la normativa para la instalación de paneles solares está establecida por el Real Decreto 244/2019.

Algunas medidas incluidas en el Real Decreto 244/2019 son:

- Se definen tres tipos de autoconsumo: sin excedentes, con excedentes acogidos a compensación y con excedentes no acogidos a compensación. Esto determina si la energía excedente puede ser inyectada en la red eléctrica.

- Se simplifica el proceso de tramitación, eliminando la necesidad de permisos de acceso y conexión para instalaciones de menos de 15kW o sin excedentes. El contrato de acceso

con la distribuidora se realiza por la empresa distribuidora en el caso de instalaciones de baja tensión conectadas a menos de 100kW.

- Se establece un régimen económico que ofrece alternativas como la venta de excedentes de energía con un peaje y un impuesto, o la compensación mensual de excedentes sin necesidad de pagar peajes o impuestos.

  - Venta de energía a la red: esta modalidad es factible para todos los edificios o viviendas con autoconsumos y de obligatorio cumplimiento para aquellos que no hayan escogido la compensación de excedentes como opción. Por un lado, queda estipulado que aquellos que opten por esta vía serán considerados productores. Por otro lado, el excedente se valora al precio horario del pool energético.
  - Compensación simplificada: en esta opción, la energía consumida de la red por el productor con autoconsumo se valorará al precio acordado entre el particular y la empresa comercializadora. El precio de pago del excedente, por el contrario, será el que marque el pool energético menos una parte acordada por la gestión de la comercializadora. Este tipo de acuerdo se establece mes a mes. El valor del excedente no puede ser superior al de la consumida. La energía excedentaria no pagará el peaje a la generación ni estará sujeta al Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica

- La potencia instalada de la instalación de paneles solares se define como la potencia máxima del inversor.

Además de estas medidas principales, se han introducido cambios como la supresión de las tasas de generación de energía eléctrica y del límite de potencia. También se reconoce el autoconsumo colectivo, permitiendo la participación de varios consumidores en un mismo grupo y la conexión a través de red interior o red próxima, según corresponda.

Capítulo 8

Elementos de una instalación fotovoltaica

8.1 – Principio de funcionamiento

Los paneles solares transforman la energía solar en energía eléctrica. Esta transformación se lleva a cabo en la parte del panel conocida como células solares o fotovoltaicas. Los paneles solares están formados, entre otras cosas, por dos capas de silicio. El silicio es un material semiconductor, de manera que tiene las bandas de conducción y valencia cerca, no tanto como los conductores, pero lo suficiente como para que bajo la aplicación de un campo eléctrico E, los electrones pasen de la banda de valencia a la banda de conducción.

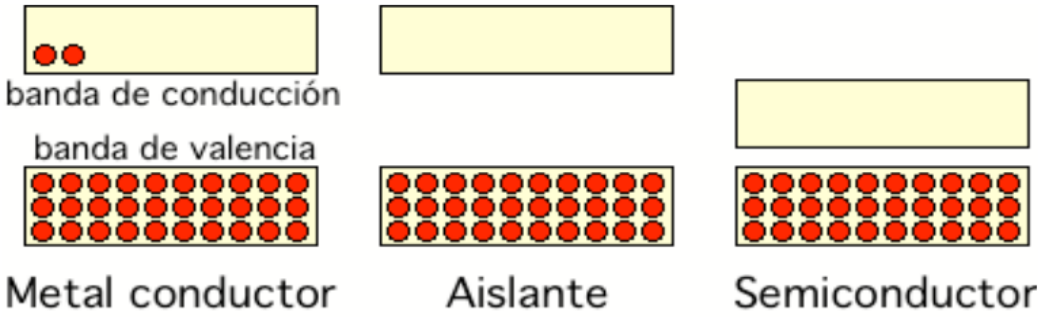


Figura 5. Bandas de conducción en función de la conductividad. [21]

Al incidir la irradiación solar en una de estas células, los electrones de la banda valencia absorben fotones, de manera que saltan de orbital, llegando hasta la banda de conducción. Esta interacción está gobernada por la ley de Planck.

$$E = h * \upsilon$$

Ecuación 1. Ecuación de Planck

Siendo E la energía necesaria para que el electrón salte de orbital, h la constante de Planck ($h = 6{,}626 * 10^{-34} J * s$) y υ la frecuencia de la onda.

De esta manera se pierde la neutralidad eléctrica, generándose un campo eléctrico E que no permite al electrón perdido regresar a su posición vacante, ya que a su vez se generan otros campos p-n que lo evitan. [21]

Si se unen estas dos capas mediante un circuito eléctrico, como los electrones viajan de una a otra, se crea una corriente continua.

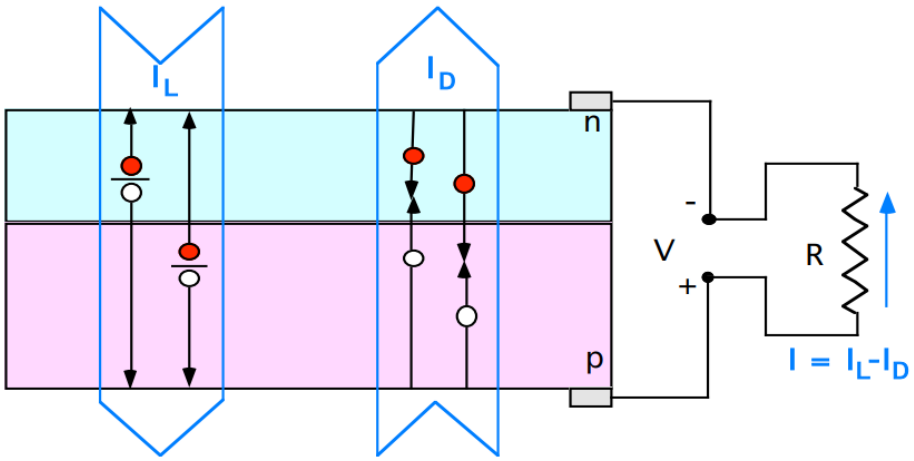


Figura 6. Caída de tensión en una célula FV. [21]

Una sola célula crea muy poca diferencia de tensión, por eso los módulos suelen albergar entre 60 y 72 células, consiguiendo elevar la caída de tensión a valores más razonables. [22].

8.2 – Composición

Un sistema de producción de energía eléctrica a partir de la radiación solar consta de los siguientes elementos:

8.2.1 – Módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico, panel solar o simplemente panel fotovoltaico, es un dispositivo que convierte la luz solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico, como ya se ha explicado en el apartado anterior. Consiste en una serie de células fotovoltaicas conectadas eléctricamente entre sí y encapsuladas en un material resistente y transparente, como el vidrio templado, para protegerlas de los elementos y maximizar la captación de luz solar. Son la unidad básica de un sistema de energía solar.

La capacidad de generación de electricidad de un módulo fotovoltaico depende de varios factores, incluida la eficiencia de las células solares, la intensidad y la duración de la luz

solar, así como la orientación y la inclinación del panel. Respecto a esto se entrará en detalle más adelante.

En los paneles, la luz se puede concentrar para evitar los contactos metálicos y mejorar la eficiencia:

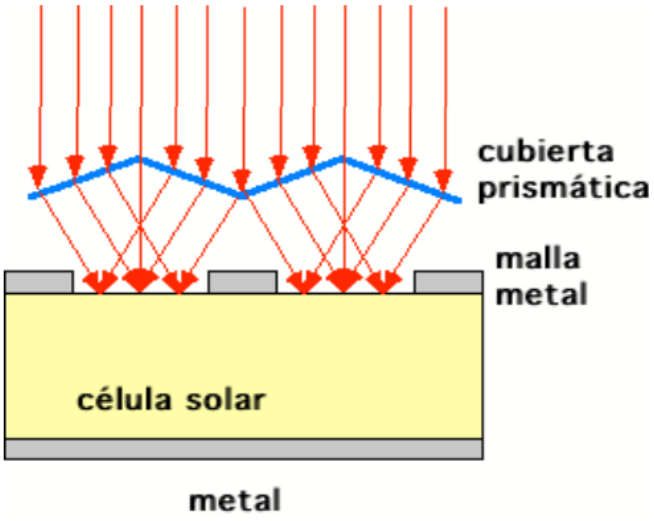


Figura 7. Incidencia de los rayos solares a las células FV. [21]

Además, si una célula falla o está en sombra, no genera corriente y se convierte en resistencia. Entonces disipa toda la energía generada por el efecto Joule:

$$E = I^2 * R$$

Ecuación 2. Ecuación del efecto Joule.

Para evitarlo conviene conectar diodos en paralelo con cada célula o grupo de células. Ahora cuando una célula no está trabajando la corriente no circula por ella sino por el diodo:

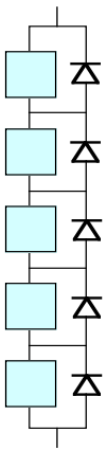


Figura 8. Disposición preventiva de diodos entre células FV. [21]

Los paneles tienen diferentes capas:



Figura 9. Capas de un panel fotovoltaico. [22]

Capa de silicio (celdas fotovoltaicas): facilita flujo de energía y la creación del campo eléctrico. Se fabrica a partir de arena y se corta en capas. Dependiendo del tratamiento del silicio, que marcará el tipo de célula y por ello, placa, se diferencian varios tipos:

- Monocristalina: una célula solar monocristalina es una célula solar hecha de silicio monocristalino de color negro y de apariencia uniforme. Este tipo de

células suelen tener una alta eficiencia y capacidad a la hora de producir energía en comparación con otros tipos de células solares.

- Policristalino: las células solares policristalinas están formadas por varios cristales de silicio que se funden para formar el panel solar que tiene una apariencia azul. El proceso de fabricación más sencillo de los paneles solares policristalinos los hace más baratos en comparación con las células solares monocristalinas, pero cuando se trata de eficiencia energética, se sabe que son menos eficientes. [24]
- Amorfos: los paneles solares de silicio amorfo se crean depositando finas capas de silicio fotovoltaico sobre un sustrato adecuado como plástico, acero inoxidable, vidrio u otro material transparente. De esta manera, los paneles de silicio amorfo carecen de silicio cristalino y no tienen capas estructuradas, sino que están hechos de materiales de silicio que tienen una composición informe y sin forma, de ahí el nombre que se les da. [25]

EVA (encapsulante): se trata de las capas que sitúan por encima y por debajo de las células fotovoltaicas con el objetivo de, mediante la aplicación de calor, sellar y aislar las células.

Cubierta de vidrio: se trata de una capa de vidrio que sirve para proteger el panel y que se encarga de dejar pasar la mayor radiación solar posible.

Marco de aluminio (anodizado): da robustez y facilita el mantenimiento y el montaje de la instalación.

Tedlar: aporta estanqueidad. [23]

Caja de conexiones: es un componente donde se conectan todas las células solares entre sí. Facilita que la corriente fluya en una dirección específica, ya que cuenta con diodos de derivación que impiden que la corriente del inversor llegue a la placa. Hay dos tipos:

- Conexión en serie: la conexión en serie consiste en conectar el polo positivo de un panel con el polo negativo del siguiente panel. Se mantiene la intensidad y se suma el voltaje. [26] [27]
- Conexión en paralelo: la conexión en paralelo consiste en conectar los polos negativos y los polos positivos entre sí. Se mantiene la diferencia de tensión y se suma la intensidad. [26] [27]

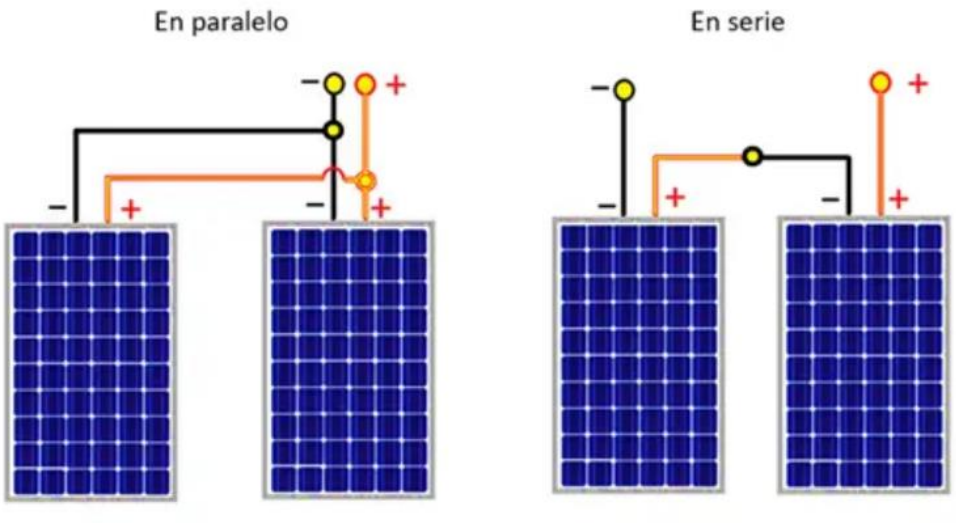


Figura 10. Disposiciones en paralelo y serie de módulos FV. [27]

8.2.2 – Inversor

La función básica de un inversor es convertir la energía de corriente continua (CC) que crean los paneles solares en energía de corriente alterna (CA) que se puede utilizar en hogares y empresas o alimentar directamente a la red. Esta conversión se lleva a cabo a través de transistores o condensadores.

Los inversores son responsables de rastrear continuamente el voltaje del panel solar para identificar la potencia máxima a la que los módulos pueden operar. Si se producen sombras debido a factores ambientales o si los módulos se degradan, el inversor puede identificar accidentalmente el pico incorrecto en la cadena, reduciendo así la producción general de energía del sistema. [28]

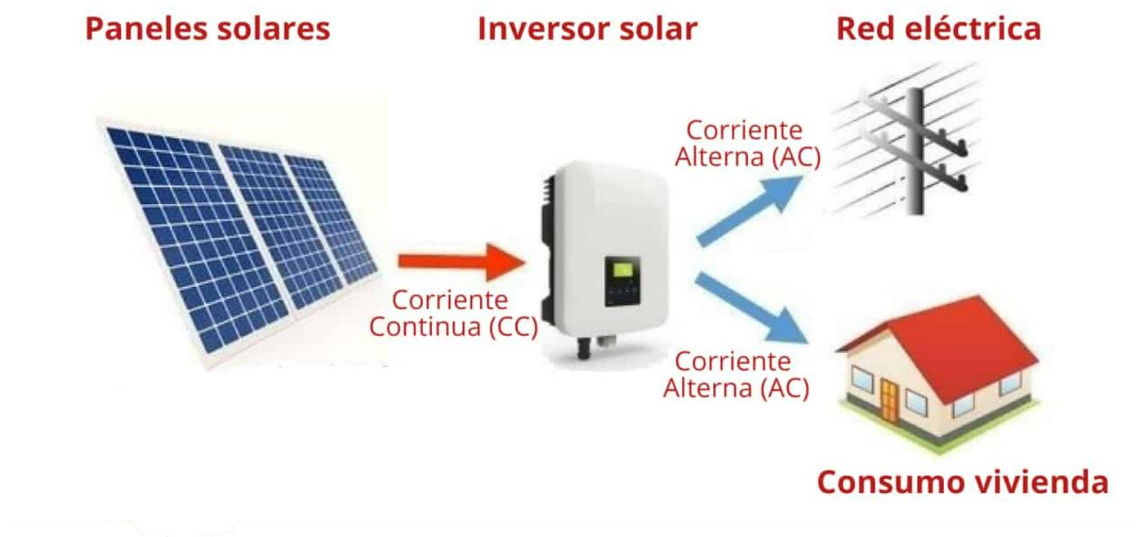


Figura 11. Transformación de la corriente en un circuito FV. [29]

Existen diferentes tipos de instalaciones:

Inversor de cadena: se trata de un inversor estándar, que funciona perfectamente si no hay sombra de árboles cercanos o una gran chimenea. También es ideal si todos los paneles solares están orientados en la misma dirección. Los inversores de cadena son estándar en la industria, y son los menos caros.

Microinversor: los microinversores son pequeñas unidades integradas en cada panel solar que convierten la energía. Esto permite a cada panel funcionar al máximo rendimiento, independientemente de sus vecinos. Incluso si el panel de al lado tiene una rama de árbol que le hace sombra durante la mayor parte del día, todos los demás paneles pueden convertir a plena capacidad. Cualquier disminución de la eficiencia sólo afecta a un panel.

Los microinversores también permiten controlar el rendimiento de cada panel. Esto es útil para detectar cualquier problema con un solo panel y poder repararlo antes de que ralentice la productividad de todo el sistema.

Este tipo de inversor puede ser más caro que los inversores de cadena, pero puede compensarse con el tiempo al obtener más potencia de todo el sistema. [30]

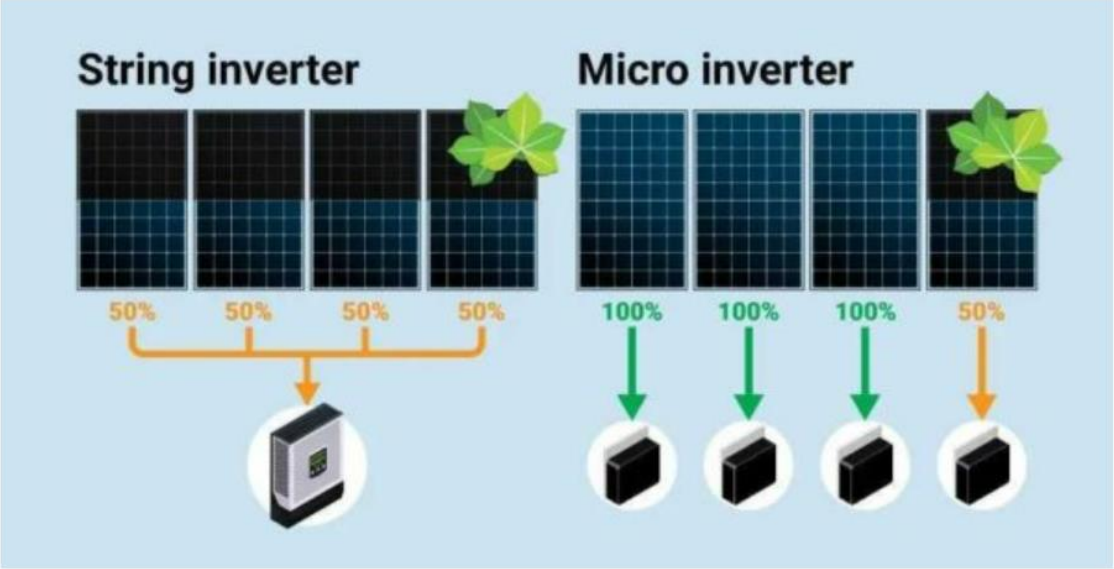


Figura 12. Disposición string o micro inverter. [31]

Optimizadores de potencia: Los optimizadores de potencia están a medio camino entre los inversores de cadenas y los microinversores, tanto por su funcionamiento como por su precio. Al igual que los microinversores, los optimizadores de potencia tienen un componente (el "optimizador") debajo y dentro de cada panel solar. Pero en lugar de cambiar la CC a CA in situ, estos inversores optimizan la corriente antes de enviarla a un inversor central. Esto es más eficiente que un inversor de cadena, ya que cualquier producción lenta de un panel no ralentiza todo el sistema, pero más rentable que una configuración estándar de microinversores. [30]

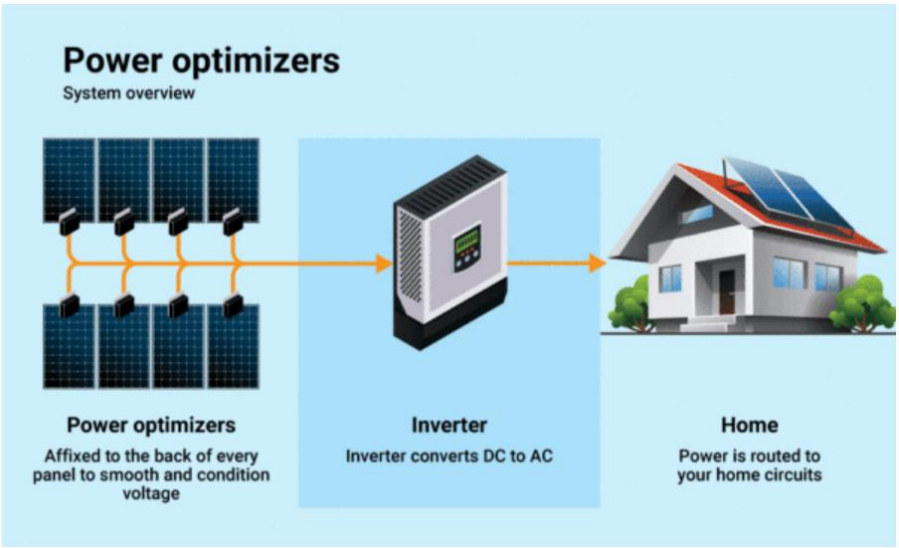


Figura 13. Visión general del sistema. [31]

8.2.3 – Batería

Una batería solar es un dispositivo que se puede añadir a la instalación solar para almacenar el exceso de electricidad generada por los paneles solares.

De este modo, se puede utilizar la energía almacenada para alimentar la vivienda cuando los paneles solares no generen suficiente electricidad, por ejemplo, por la noche, en días nublados o durante los cortes de electricidad.

Las baterías de iones de litio son la forma más popular de baterías solares actualmente en el mercado. Es la misma tecnología que se utiliza en los teléfonos inteligentes y otras baterías de alta tecnología.

Las baterías de iones de litio funcionan mediante una reacción química que almacena energía química antes de convertirla en energía eléctrica. La reacción se produce cuando los iones de litio liberan electrones libres, y esos electrones fluyen desde el ánodo, cargado negativamente, hacia el cátodo, cargado positivamente.

Este movimiento es estimulado y potenciado por el electrolito de litio-sal, un líquido dentro de la pila que equilibra la reacción aportando los iones positivos necesarios.

Cuando se extrae electricidad de la pila, los iones de litio fluyen de vuelta a través del electrolito hasta el electrodo positivo. Al mismo tiempo, los electrones se mueven del electrodo negativo al positivo a través del circuito exterior, alimentando el dispositivo enchufado.

Las baterías de almacenamiento de energía solar doméstica combinan múltiples celdas de baterías de iones con sofisticados componentes electrónicos que regulan el rendimiento y la seguridad de todo el sistema de baterías solares. [32]

Los aspectos más relevantes de la batería solar incluyen su capacidad, que es la cantidad de energía que puede proporcionar después de una descarga completa; la eficiencia de carga, que indica la proporción de energía utilizada y almacenada durante el proceso de carga; la autodescarga, que es la pérdida de energía que ocurre cuando la batería no está en uso; y la profundidad de descarga, que se refiere al porcentaje de energía descargada cuando la batería está completamente cargada.

Otros tipos de baterías:

Monoblock: se trata de una batería de menor costo con una eficiencia del 85%. Utiliza un proceso químico para almacenar energía, el cual genera gases y necesita estar ubicado en un espacio con ventilación adecuada. Requiere de un mantenimiento más frecuente y, en promedio, su vida útil es de 5 años. [33]

Estacionarias: se basa en un principio químico comparable al de las baterías Monoblock, que consisten en plomo y ácido, donde se conectan unidades de 2 voltios en serie para ajustar la potencia según sea necesario. Tiene una capacidad alta y puede gestionar eficazmente los picos de consumo elevado, sin necesidad de ser ubicado en un espacio ventilado, y tiene una vida útil de 20 años, a pesar de ser un producto costoso. [34]



Figura 14. Batería Monolock. [35]

8.2.4 – Regulador de carga

Un regulador de carga solar es un dispositivo electrónico utilizado en aplicaciones aisladas e híbridas para regular la entrada de corriente y tensión de los paneles fotovoltaicos a las baterías. El controlador carga de forma segura y mantiene las baterías en un estado de carga elevado sin sobrecargarlas. Un buen regulador de carga solar puede prolongar la vida útil de la batería, mientras que un regulador de carga de mala calidad puede provocar el fallo de la batería, lo que a su vez provoca el apagado de todo el sistema aislado de la red. [36]



Figura 15. Regulador de carga. [37]

8.2.5 – Contador bidireccional

Es el dispositivo encargado de contabilizar la energía eléctrica que viaja de la red eléctrica al usuario y viceversa. Son necesarios en las instalaciones en las que se produce un exceso de energía, y mediante estos, se envía la energía sobrante a la red eléctrica.



Figura 16. Contador bidireccional. [38]

8.2.6 – Interruptor magnetotérmico

Un magnetotérmico es un dispositivo de protección eléctrica que se utiliza para proteger los circuitos eléctricos de sobrecargas y cortocircuitos. Combina dos mecanismos de protección en un solo dispositivo:

- Protección térmica: actúa contra sobrecargas. Cuando la corriente que pasa por el circuito excede el valor nominal durante un período prolongado, el magnetotérmico detecta el aumento de temperatura y desconecta el circuito para evitar daños en los conductores y dispositivos conectados.

- -Protección magnética: actúa contra cortocircuitos. Cuando se produce un cortocircuito, la corriente aumenta de manera abrupta y significativa. El magnetotérmico detecta este pico de corriente casi instantáneamente y desconecta el circuito para evitar daños mayores y riesgos de incendio.

8.2.7 – Descargador de sobretensiones

Un descargador de sobretensiones es un dispositivo de protección eléctrica que se utiliza para proteger equipos y sistemas eléctricos de picos de voltaje transitorios. Estos picos de voltaje pueden ser causados por rayos, maniobras en la red eléctrica o fallos internos. Actúa desviando el exceso de energía hacia tierra, impidiendo que estos picos dañen los equipos conectados. Este dispositivo es esencial para garantizar la integridad y la longevidad de los sistemas eléctricos de la instalación.

8.3 – Tipos de instalaciones

8.3.1 – Conectadas a la red

La instalación fotovoltaica no puede suministrar toda la energía que necesita la vivienda de manera que coge la energía restante directamente desde la red.

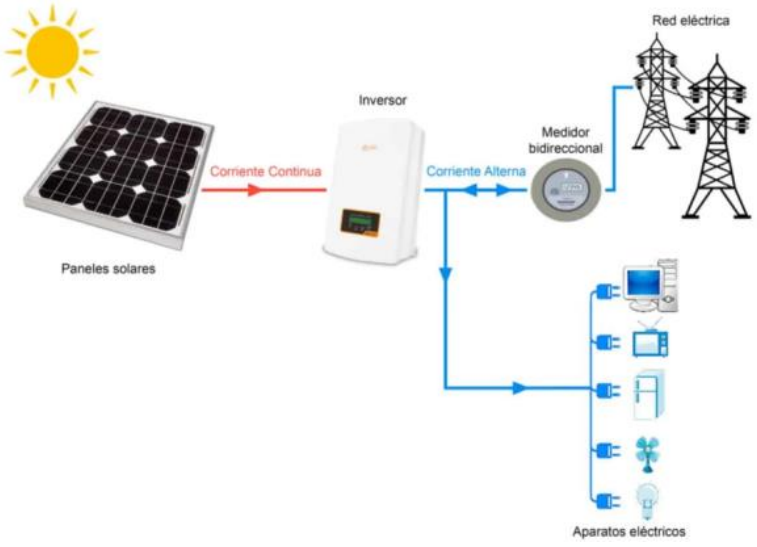


Figura 17. Visión general del sistema con contador bidireccional. [39]

8.3.2 – Aisladas

No está conectada a la red ya que la energía producida por los paneles solares es suficiente. No es necesario coger de la red.

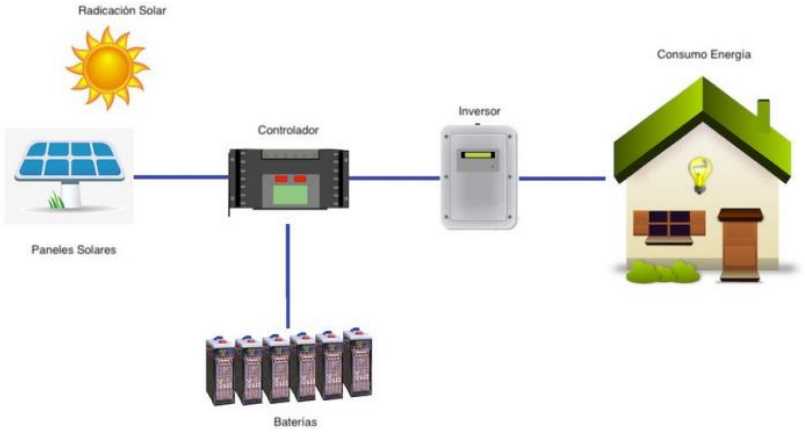


Figura 18. Visión general del sistema con baterías. [40]

8.4 – Módulos *Tier 1*

La vida útil de una instalación solar supera con creces los 25 años, y los paneles solares son el componente más caro de una instalación solar, ya que suponen hasta el 40% del coste total del proyecto. Al construir una instalación solar, hay que elegir los paneles solares adecuados para garantizar que el proyecto produzca la cantidad deseada de electricidad y energía.

Los paneles solares se dividen en tres categorías: *Tier 1*, *Tier 2* y *Tier 3*. Los paneles solares de *Tier 1* son más fiables y son los que deberían comprarse para poner en una vivienda, ya que se trata de un proyecto serio y a muy largo plazo.

Los paneles solares de *Tier 1*, en contra de la creencia común, se refieren a los fabricados por empresas financieramente seguras y no a la calidad del producto.

Bloomberg New Energy Finance Corporation creó esta clasificación para distinguir entre las empresas que se espera que suministren electricidad solar durante el periodo de garantía de 25 años. *Bloomberg* busca fabricantes que hayan sido financiados por seis o más compañías financieras en proyectos solares de 1,5MWp en los dos años anteriores para recibir una certificación *Tier 1*. *LG*, *Jinko*, *SunPower*, *Panasonic* y *Trina* son ejemplos de fabricantes de paneles solares de *Tier 1*. [41]

A la hora de determinar los paneles solares de categoría 1, se tienen en cuenta varios aspectos, entre ellos:

- Empresas con un mínimo de 5 años de experiencia: esto asegura que son una fuente fiable de energía solar y que son lo suficientemente respetadas como para resistir el paso del tiempo a la vez que son financieramente seguras.
- Empresas que cotizan en bolsa o tienen un balance sólido: son más fiables, ya que se han sometido previamente a normas específicas y han sido declaradas dignas de inversión.
- Técnicas de fabricación mecánica y una fuerte integración vertical: esto proporciona una mayor productividad y una utilización más eficiente de los materiales, lo que se traduce en productos solares seguros y de alta calidad.
- Invertir mucho en marketing: un mercado en crecimiento refleja la confianza en la marca y su motivación para invertir en control de calidad. [41]

Esta lista se actualiza cada trimestre y para este proyecto se trabajará con la lista del Q1 del 2024.

Capítulo 9

Elementos de una instalación termosolar

9.1 – Principio de funcionamiento y composición

El principio de funcionamiento de un panel termosolar es mucho más simple que el de una célula fotovoltaica. El captador solar térmico (panel) absorbe la irradiación que le llega del sol de manera que se va calentando el fluido (agua con glicol) que va por las tuberías que usualmente son de cobre. Estas tuberías se conectan a un tanque o depósito al que se le va inyectando agua fría. Al ir calentándose el agua, el agua caliente, al tener menor densidad tiende a subir hacia el depósito, mientras que el agua fría que se inyecta tiende a bajar hacia el captador, creándose de esta manera un circuito primario de flujo de agua de diferentes densidades.

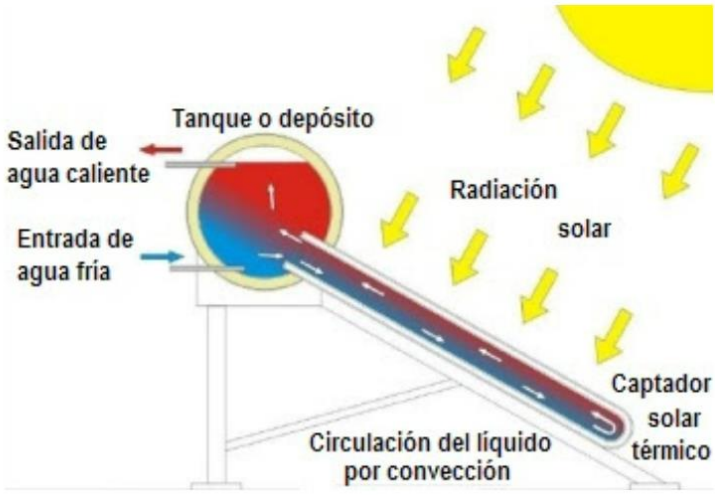


Figura 19. Funcionamiento de un panel termosolar. [42]

Al final del circuito primario, hay un acumulador, donde se produce un intercambio entre el fluido caliente y el otro fluido que queremos calentar, en este proyecto será Agua Caliente Sanitaria (ACS).

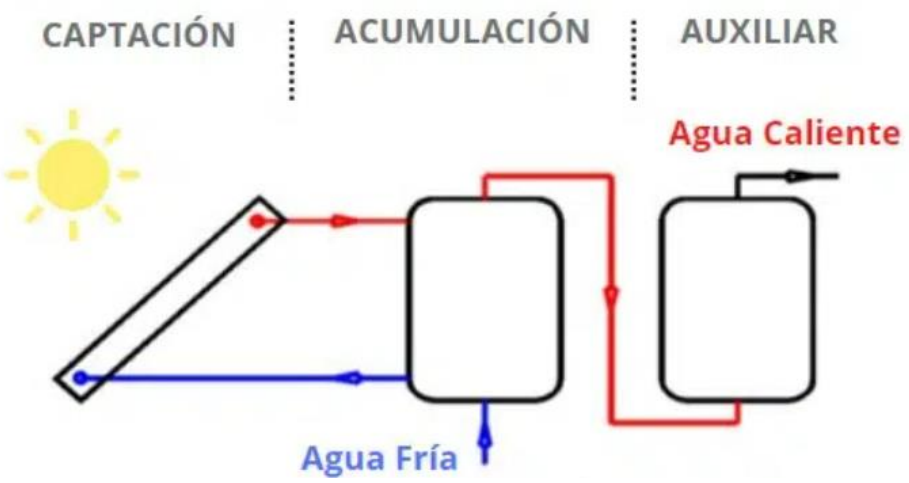


Figura 20. Visión general de un sistema de captación de energía termolar. [43]

9.2 – Tipos de colectores termosolares

9.2.1 – Colector de tubos de vacío

El sistema solar térmico de tubos de vacío es uno de los sistemas solares térmicos más populares en funcionamiento. Un sistema solar de tubos de vacío es el medio más eficiente y común de generación de energía solar térmica, con una tasa de eficiencia del 70% e incluso de hasta el 90% en algunos colectores. Este grado de eficiencia se consigue gracias a la forma en que están construidos los sistemas de tubos de vacío, lo que significa

que tienen un excelente aislamiento y prácticamente no se ven afectados por las temperaturas del aire.

El propio colector está formado por filas de tubos de vidrio aislados que contienen tubos de cobre en su núcleo. El agua (con o sin anticongelante, depende de la ubicación) se calienta en el colector y se envía a través de los tubos al depósito de agua. Este tipo de colector es el más eficaz, pero también el más caro. Hay dos tipos principales de tubos que se utilizan en el interior del colector: vidrio-vidrio y vidrio-metal. [44]



Figura 21. Colector de tubos de vacío. [45]

9.2.2 – Colectores de placa plana

Los sistemas solares térmicos de placa plana son otro tipo común de colector solar que se utiliza desde la década de los 50. Los principales componentes de un panel plano son un absorbente plano de color oscuro con una cubierta aislante, un líquido de transferencia de calor que contiene anticongelante para transferir el calor del absorbedor al depósito de agua, y una base aislante. La característica de placa plana del panel solar aumenta la superficie de absorción de calor. El líquido de transferencia de calor circula a través de tubos de cobre o silicona contenidos dentro de la placa de superficie plana.

Algunos paneles se fabrican con un absorbente inundado que consiste en tener dos láminas de metal y dejar que el líquido fluya entre ellas. El uso de un absorbente inundado aumenta la superficie y proporciona un aumento marginal de la eficiencia. Las placas absorbentes suelen ser de cobre o aluminio y están pintadas con un revestimiento térmico selectivo que absorbe y retiene el calor mucho mejor que las pinturas normales. [46]



Figura 22. Colector de placa plana. [45]

9.2.3 – Colectores termodinámicos

Los paneles solares termodinámicos son un nuevo desarrollo de la tecnología solar térmica. Su diseño está estrechamente relacionado con el de las bombas de calor aerotérmicas, pero se instalan en el tejado o en las paredes como los paneles solares térmicos normales y no tienen por qué estar orientados al sur. El concepto en el que se basa la tecnología solar termodinámica es que actúa como un congelador inverso y se diferencia de la energía solar térmica convencional en que no utiliza la radiación solar para calentar líquidos que transfieren calor. Los paneles están atravesados por un refrigerante que absorbe el calor. [47]



Figura 23. Colector termodinámico. [45]

Capítulo 10

Cálculos

10.1 – Cálculo de la potencia del inversor

Para calcular la potencia que va a necesitar un inversor en una vivienda, es fundamental primero conocer los consumos eléctricos de la misma a lo largo de un período representativo. Este análisis se va a realizar tomando como muestra los últimos dos años de consumo energético, los cuales son muy representativos ya que no se ven afectados por ningún tipo de medida tomada por las Comunidades Autónomas durante la pandemia de la COVID-19. Esta información es crucial, ya que permite identificar en el caso que le compete a este proyecto, variaciones estacionales. Con estos datos, es posible dimensionar adecuadamente el inversor, asegurando que pueda satisfacer la demanda energética en todo momento (siempre que haya sol) y optimizar la eficiencia del sistema.

Se han tratado por lo tanto los consumos de los años 2022 y 2023.

2022	
Mes	Consumo mensual (kWh)
Enero	202
Febrero	189
Marzo	176
Abril	258
Mayo	308
Junio	338
Julio	368
Agosto	517
Septiembre	286
Octubre	239
Noviembre	192
Diciembre	165

Tabla 1. Datos de consumo en 2022. Elaboración propia.

2023	
Mes	Consumo mensual (kWh)
Enero	189
Febrero	223
Marzo	175
Abril	193
Mayo	210
Junio	285
Julio	330
Agosto	374
Septiembre	336
Octubre	234
Noviembre	202
Diciembre	123

Tabla 2. Datos de consumo en 2023. Elaboración propia.

Al analizar los consumos mensuales de los años 2022 y 2023, se observa una tendencia clara de mayor consumo energético durante los meses de verano, el inicio de otoño y el final de la primavera.

En los meses de verano, el aumento del uso de sistemas de aire acondicionado y ventiladores para mantener una temperatura confortable en el hogar incrementa significativamente el consumo de electricidad. Este fenómeno es común en regiones con veranos calurosos, como lo es la provincia de Toledo, donde la refrigeración representa una parte considerable del consumo energético.

A inicios de otoño y finales de primavera, aunque las temperaturas suelen ser más moderadas, se sigue requiriendo el uso de sistemas de climatización, tanto para enfriar como para calentar, debido a las variaciones diurnas de temperatura. Además, durante estos períodos, las horas de luz natural comienzan a disminuir o aumentar, afectando el uso de iluminación en el hogar, lo cual incurre también en el gasto eléctrico.

Durante el verano, se pasa más tiempo en casa, ya sea por vacaciones o teletrabajo. Este aumento en la ocupación de la vivienda se traduce en un mayor uso de electrodomésticos,

dispositivos electrónicos, iluminación y otros equipos eléctricos, contribuyendo así a un consumo energético más elevado.

La mayor presencia de personas en la vivienda también implica un uso más frecuente de agua caliente para duchas y lavadoras, así como un mayor uso de la cocina para preparar comidas. Estos factores adicionales de consumo se suman a la carga energética total, acentuando la demanda durante los meses estivales y semiestivales.

Para dimensionar adecuadamente un inversor que pueda cubrir estas necesidades, es crucial tener en cuenta esta variabilidad en la ocupación y el uso de energía. Conocer los distintos picos de consumo permitirá diseñar un sistema que no solo sea eficiente durante los picos de demanda en verano, sino también equilibrado durante el resto del año, es decir, el diseño de la instalación fotovoltaica se realizará teniendo en cuenta todo el año natural, no se dimensionará solo para los meses estivales.

2022-2023					
Mes	Días	Consumo mensual promedio 22-23 (kWh)	Consumo diario (kWh)	HSP diarios (h)	Potencia (kW)
Enero	31	195,5	6,31	2,153	2,93
Febrero	28	206	7,36	3,167	2,32
Marzo	31	175,5	5,66	4,434	1,28
Abril	30	225,25	7,51	5,79	1,30
Mayo	31	259	8,35	6,009	1,39
Junio	30	311,5	10,38	7,419	1,50
Julio	31	348,75	11,25	7,783	1,45
Agosto	31	445,5	14,37	6,914	1,94
Septiembre	30	311	10,37	5,883	1,76
Octubre	31	236,5	7,63	4,165	1,83
Noviembre	30	197	6,57	2,787	2,36
Diciembre	31	144	4,65	2,022	2,30

Tabla 3. Consumo mensual promedio, diario, HSPH diarios y potencia pico. Elaboración propia.

Para determinar la potencia que necesitará el inversor de la vivienda, se comienza tomando la media del consumo mensual de cada mes durante los dos años, lo que permite suavizar las variaciones anuales y obtener una representación más precisa del consumo usual. Luego, se divide este valor mensual por el número de días en el mes para calcular el consumo diario promedio.

Con el consumo diario promedio determinado, se precisa conocer las horas diarias pico de irradiación solar en la provincia de Toledo, ya que estas horas influyen directamente en la generación de energía solar. Las horas pico son los periodos en los cuales la intensidad solar es máxima y se puede generar la mayor cantidad de electricidad a partir de los paneles solares.

Utilizando el consumo diario promedio y las horas pico de irradiación, se calcula la potencia media requerida por el inversor. Esto se hace dividiendo el consumo diario promedio entre el número de horas pico diarias. El resultado es la potencia que el inversor debe suministrar en promedio durante las horas de máxima generación solar para satisfacer el consumo diario de la vivienda. La potencia a elegir del inversor será la media entre todas ellas.

Potencia a instalar	1,86 kW

Tabla 4. Potencia a instalar. Elaboración propia.

Se considerará escoger inversor con una potencia de 2kW.

10.2 – Obtención de los HSP diarios

Para calcular de manera precisa la potencia necesaria para el inversor de la vivienda, es fundamental determinar las horas pico solares (HSP) diarias en la región específica, en este caso, Toledo. Las HSP representan las horas del día en que la irradiación solar es máxima y son un indicador crucial para dimensionar adecuadamente un sistema fotovoltaico. Para obtener un valor confiable de las HSP diarias, se ha calculado la media de los datos proporcionados por tres fuentes de referencia reconocidas: *Meteronom 8.1*, *NASA-SSE* y *PVGIS*.

Meteronom 8.1 es una herramienta avanzada que ofrece datos detallados sobre la irradiación solar y el clima, basados en modelos meteorológicos de alta precisión. Esta fuente es conocida por su capacidad de proporcionar información granular y específica para diferentes regiones y condiciones climáticas.

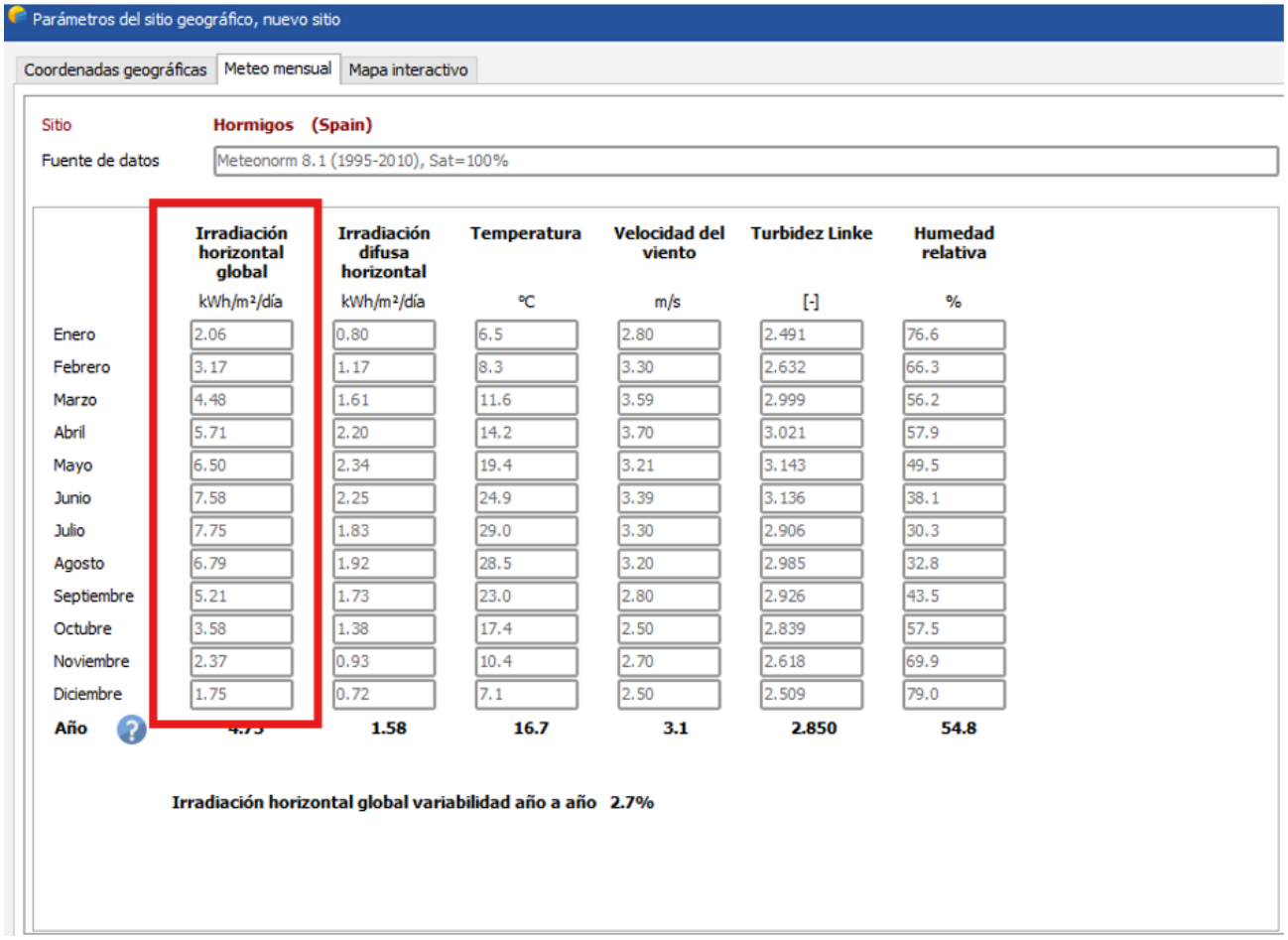


Figura 24. HSP diarios medios durante los meses del año entre 1995 y 2010 según Meteorom 8.1.

NASA-SSE (Surface Solar Energy) es otra fuente clave que proporciona información sobre la radiación solar basada en observaciones satelitales y modelos climáticos globales. Los datos de NASA-SSE son ampliamente utilizados en la industria solar debido a su precisión y cobertura global, lo que permite una comprensión detallada de los patrones de irradiación solar en diferentes geografías. [48]

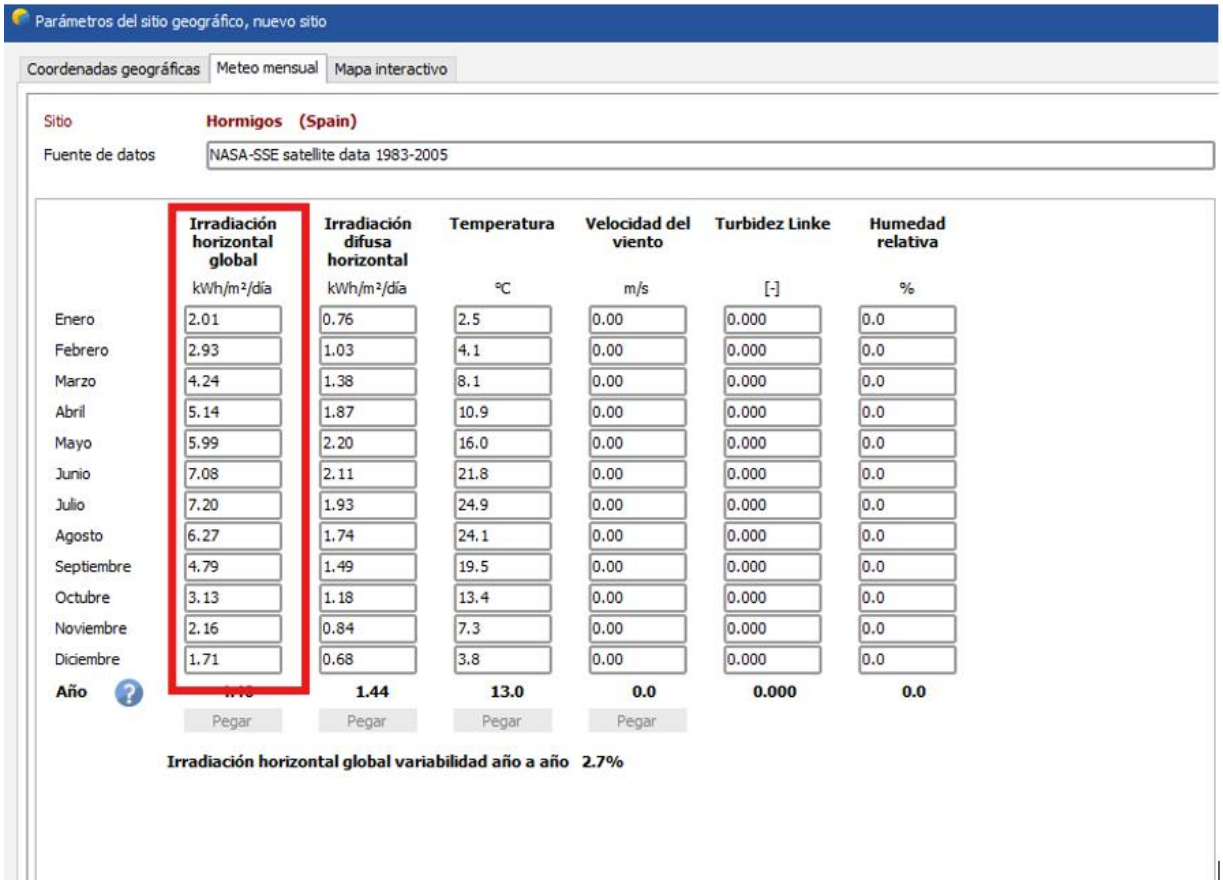
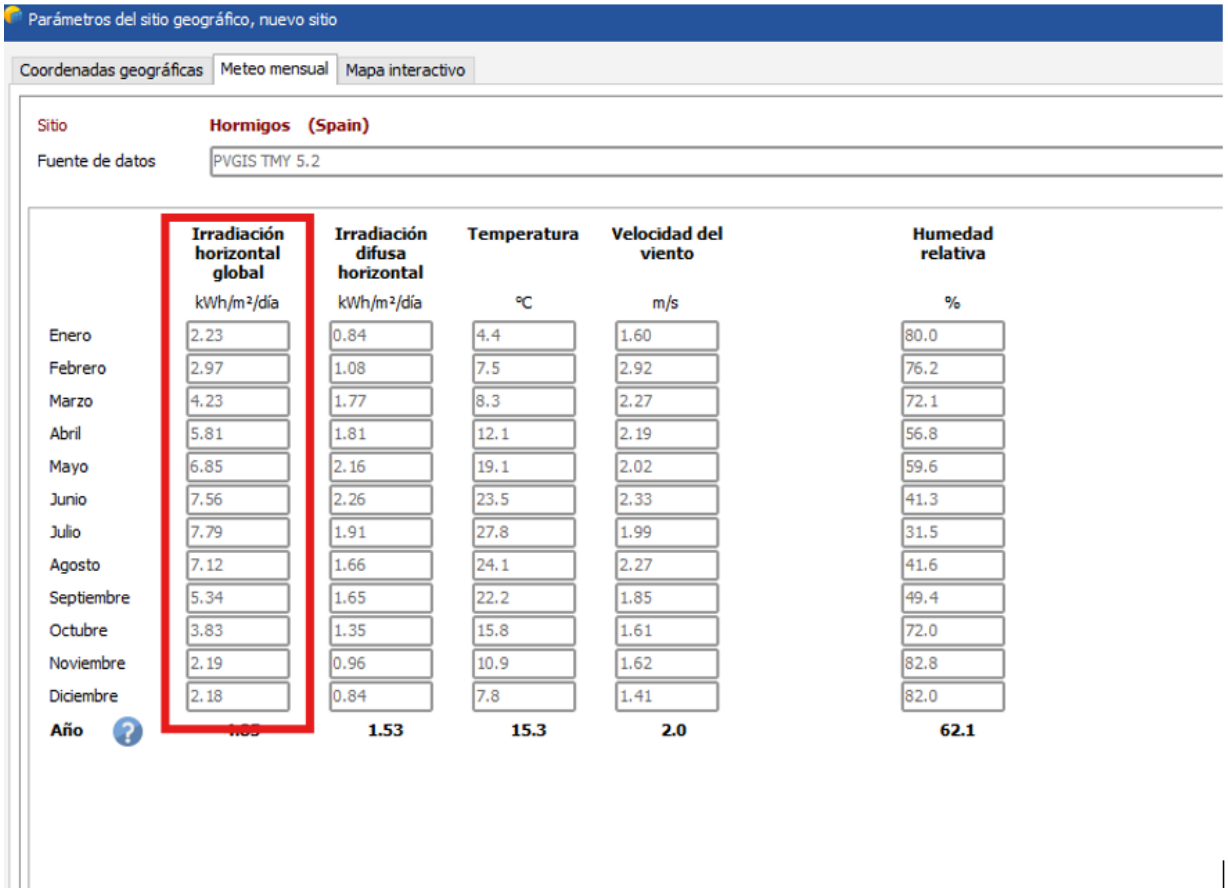


Figura 25. HSP diarios medios durante los meses del año entre 1995 y 2010 según NASA-SSE.

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) es un sistema desarrollado por la Comisión Europea que ofrece datos específicos de irradiación solar y rendimiento de sistemas fotovoltaicos en Europa y otras regiones del mundo. PVGIS se basa en un conjunto de datos amplio y diverso, combinando información satelital con mediciones terrestres para proporcionar estimaciones precisas de la irradiación solar y el potencial energético. [49]



	Irradiación horizontal global kWh/m²/día	Irradiación difusa horizontal kWh/m²/día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Humedad relativa %
Enero	2.23	0.84	4.4	1.60	80.0
Febrero	2.97	1.08	7.5	2.92	76.2
Marzo	4.23	1.77	8.3	2.27	72.1
Abril	5.81	1.81	12.1	2.19	56.8
Mayo	6.85	2.16	19.1	2.02	59.6
Junio	7.56	2.26	23.5	2.33	41.3
Julio	7.79	1.91	27.8	1.99	31.5
Agosto	7.12	1.66	24.1	2.27	41.6
Septiembre	5.34	1.65	22.2	1.85	49.4
Octubre	3.83	1.35	15.8	1.61	72.0
Noviembre	2.19	0.96	10.9	1.62	82.8
Diciembre	2.18	0.84	7.8	1.41	82.0
Año	[illegible]	1.53	15.3	2.0	62.1

Figura 26. HSP diarios medios durante los meses del año entre 1995 y 2010 según PVGIS.

Al calcular la media de las HSP diarias entre estos tres conjuntos de datos, se obtiene una mejor estimación y más precisa de las horas de máxima irradiación solar. Esta metodología de promediar los valores de HSP de diferentes fuentes reduce la incertidumbre y las posibles variaciones que pueden existir entre los diferentes modelos y métodos de recopilación de datos. De este modo, se asegura que la estimación de las HSP sea lo más exacta posible, proporcionando una base sólida para el dimensionamiento del inversor y el diseño del sistema.

La combinación de estos datos permite evaluar de manera completa las condiciones solares locales, ajustando el sistema fotovoltaico a las necesidades específicas de la región y asegurando su eficiencia y fiabilidad. Este enfoque garantiza que el inversor pueda manejar las variaciones diarias y estacionales en la generación de energía solar, optimizando el rendimiento del sistema y maximizando el uso de la energía solar disponible.

Capítulo 11

Diseño de la instalación fotovoltaica

11.1 – Ubicación

La instalación de autoconsumo con módulos fotovoltaicos se va a colocar en el tejado de una casa ubicada en la provincia de Toledo, dentro de una urbanización llamada Villarta de Escalona.

La instalación en el tejado aprovechará al máximo la exposición solar durante el día, asegurando que los paneles reciban la mayor cantidad de luz posible para generar electricidad de manera eficiente. Esta ubicación también ayuda a mantener los paneles fuera del alcance de sombras de árboles u otras estructuras, optimizando su rendimiento.

Además, colocar los módulos en el tejado es una forma práctica de utilizar el espacio disponible sin ocupar terreno adicional en la propiedad. Esto es especialmente beneficioso, ya que el espacio es limitado, no se trata de una finca.



Figura 27. Ubicación de la vivienda.

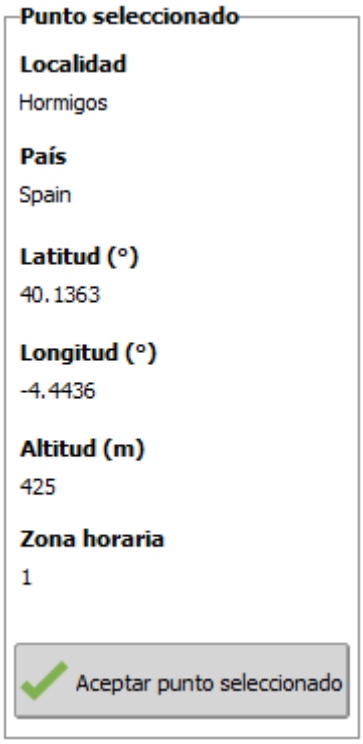


Figura 28. Datos de la ubicación escogida.

La latitud y longitud ayudan a determinar cómo el sol se mueve en el cielo en este lugar, y la altitud puede afectar la cantidad de luz solar recibida.

11.11 – Diagrama de recorridos solares

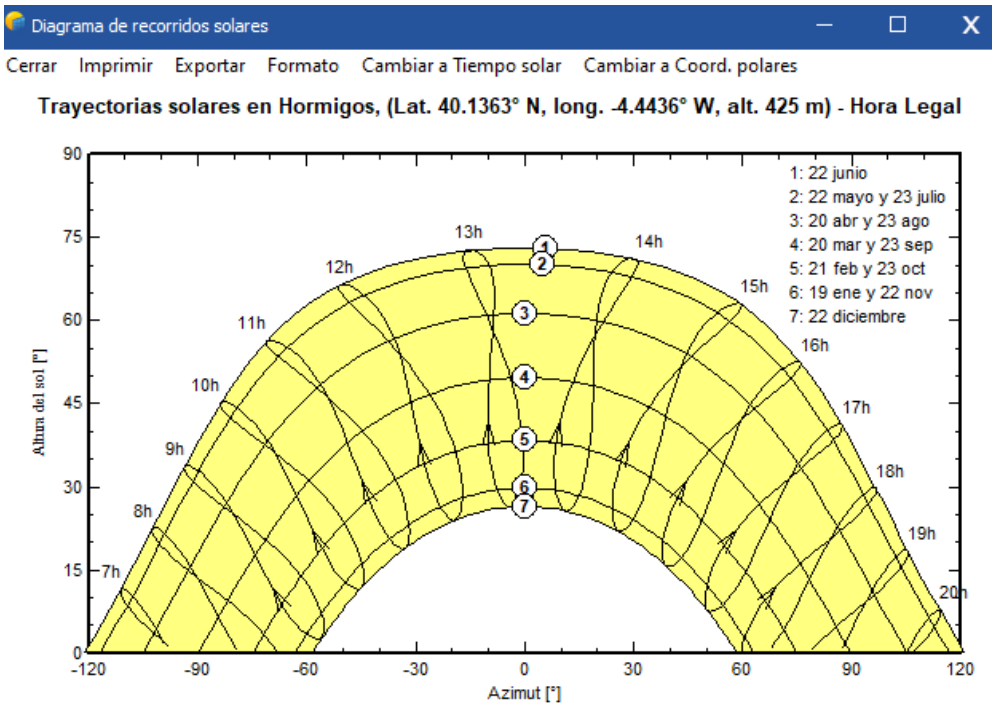


Figura 29. Diagrama de recorridos solares de la ubicación escogida.

En esta imagen se muestra cómo se mueve el sol en el cielo a lo largo del año en Hormigos (la región que escoge el programa *PVsyst* cuando se selecciona la urbanización Villarta de Escalona en el mapa, Hormigos es el pueblo más próximo a la urbanización.).

El eje vertical muestra la altura del sol en el cielo (en grados) y el eje horizontal muestra la dirección (azimut) en la que se ve el sol, medida desde el sur en *PVsyst* (donde 0º es sur, -90º es oeste y +90º es este). Este diagrama es útil para saber cómo orientar e inclinar los paneles solares para que capten la mayor cantidad de luz posible durante todo el año.

En el gráfico, se pueden ver diferentes curvas que representan la trayectoria del sol en varias fechas importantes:

22 de junio (día más largo del año):

- Esta fecha corresponde al solsticio de verano, el día con más horas de luz solar.
- El sol alcanza su punto más alto en el cielo, con una altura máxima cercana a los 75 grados.
- La trayectoria del sol es la más larga y elevada del año, proporcionando el máximo de irradiación solar diaria.

22 de mayo y 23 de julio:

- Estas fechas están cercanas al solsticio de verano, por lo que las trayectorias solares son muy similares.
- El sol sigue alcanzando una altura significativa, aunque un poco menor que el 22 de junio.
- Los días son largos y la cantidad de energía solar recibida sigue siendo alta.

20 de abril y 23 de agosto:

- Estas fechas están entre los equinoccios y el solsticio de verano.
- El sol tiene una trayectoria intermedia, con una altura máxima alrededor de los 60 grados.
- Los días son más cortos que en el solsticio de verano, pero aún se recibe una buena cantidad de energía solar

20 de marzo y 23 de septiembre (equinoccios):

- Estas fechas corresponden a los equinoccios de primavera y otoño.
- El día y la noche tienen aproximadamente la misma duración.
- La altura máxima del sol es de unos 50 grados.
- Estas son las posiciones de referencia para muchas configuraciones solares debido a la igualdad en la duración del día y la noche.

21 de febrero y 23 de octubre:

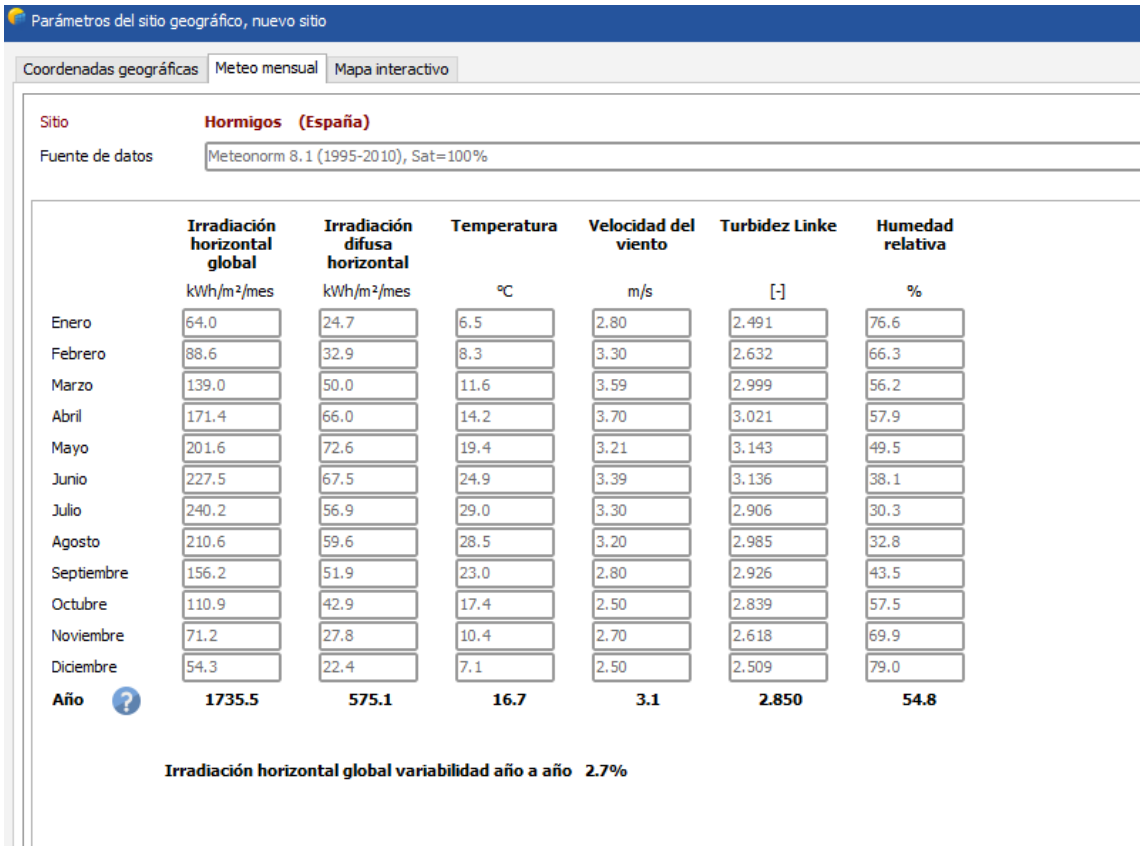
- Fechas representativas de períodos pre-equinoccio de primavera y post-equinoccio de otoño.
- La trayectoria del sol comienza a ser más baja en el cielo.
- La altura máxima del sol es de aproximadamente 40 grados.
- Los días se acortan progresivamente.

19 de enero y 22 de noviembre:

- Estas fechas están cerca del solsticio de invierno.
- El sol tiene una trayectoria baja en el cielo, con una altura máxima alrededor de 30 grados.
- Los días son cortos y la cantidad de energía solar recibida es considerablemente menor.

22 de diciembre (día más corto del año):

- Esta fecha corresponde al solsticio de invierno, el día con menos horas de luz solar.
- El sol alcanza su punto más bajo en el cielo, con una altura máxima de unos 25 grados.
- La trayectoria del sol es la más corta y baja del año, proporcionando la mínima irradiación solar diaria.



	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Turbidez Linke	Humedad relativa
	kWh/m²/mes	kWh/m²/mes	°C	m/s	[-]	%
Enero	64.0	24.7	6.5	2.80	2.491	76.6
Febrero	88.6	32.9	8.3	3.30	2.632	66.3
Marzo	139.0	50.0	11.6	3.59	2.999	56.2
Abril	171.4	66.0	14.2	3.70	3.021	57.9
Mayo	201.6	72.6	19.4	3.21	3.143	49.5
Junio	227.5	67.5	24.9	3.39	3.136	38.1
Julio	240.2	56.9	29.0	3.30	2.906	30.3
Agosto	210.6	59.6	28.5	3.20	2.985	32.8
Septiembre	156.2	51.9	23.0	2.80	2.926	43.5
Octubre	110.9	42.9	17.4	2.50	2.839	57.5
Noviembre	71.2	27.8	10.4	2.70	2.618	69.9
Diciembre	54.3	22.4	7.1	2.50	2.509	79.0
Año	**1735.5**	**575.1**	**16.7**	**3.1**	**2.850**	**54.8**

Irradiación horizontal global variabilidad año a año 2.7%

Figura 30. Parámetros de estudio según Meteoronom 8.1.

Esta imagen muestra los datos climáticos mensuales de Hormigos según *Meteonorm 8.1* (1995-2010), a continuación, algunos ejemplo y/o definiciones:

- Irradiación Horizontal Global: la cantidad total de energía solar que llega a una superficie horizontal. Por ejemplo, en junio es 227.5 kWh/m².

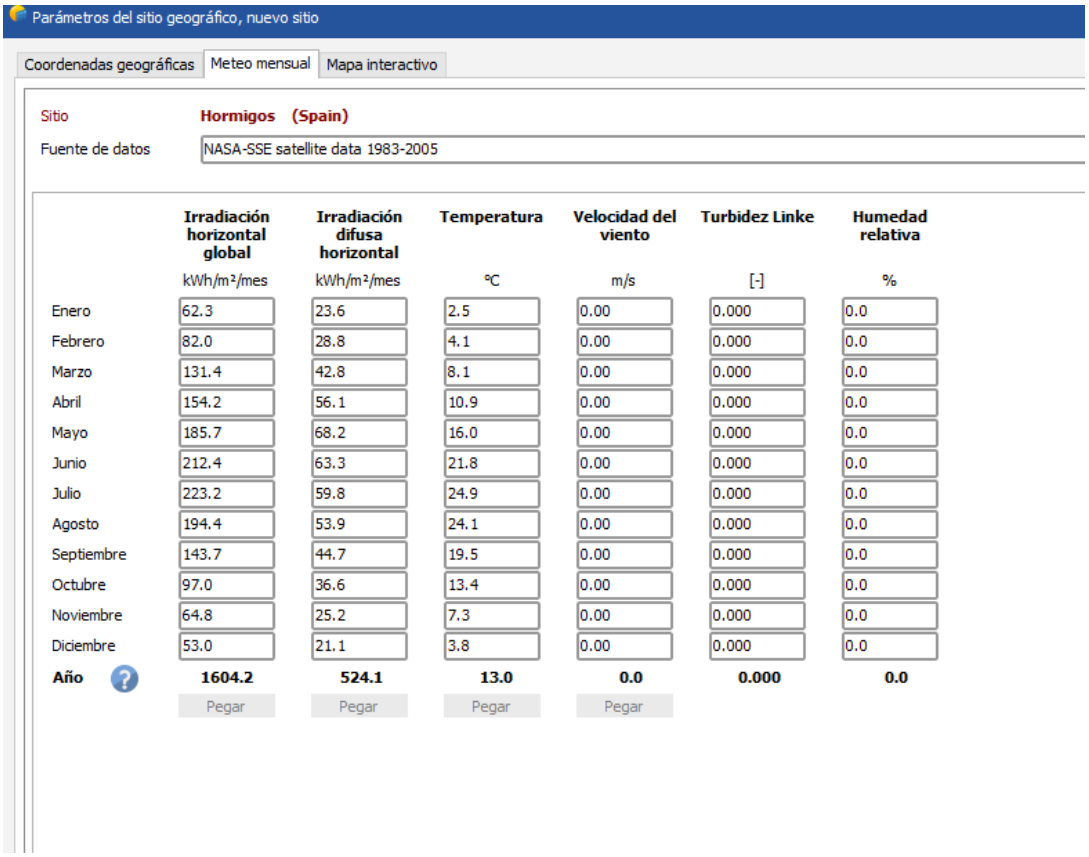
- Irradiación Difusa Horizontal: parte de la energía solar que llega indirectamente (por ejemplo, en junio es 67.5 kWh/m²).

- Temperatura Media: en junio es 24.9°C.

- Velocidad del Viento: en junio es 3.39 m/s.

- Turbidez Linke: Medida de la claridad del cielo.

El total anual de irradiación horizontal global es 1735.5 kWh/m², lo cual es importante para estimar cuánta electricidad se puede generar en un año.



	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Turbidez Linke	Humedad relativa
	kWh/m²/mes	kWh/m²/mes	°C	m/s	[-]	%
Enero	62.3	23.6	2.5	0.00	0.000	0.0
Febrero	82.0	28.8	4.1	0.00	0.000	0.0
Marzo	131.4	42.8	8.1	0.00	0.000	0.0
Abril	154.2	56.1	10.9	0.00	0.000	0.0
Mayo	185.7	68.2	16.0	0.00	0.000	0.0
Junio	212.4	63.3	21.8	0.00	0.000	0.0
Julio	223.2	59.8	24.9	0.00	0.000	0.0
Agosto	194.4	53.9	24.1	0.00	0.000	0.0
Septiembre	143.7	44.7	19.5	0.00	0.000	0.0
Octubre	97.0	36.6	13.4	0.00	0.000	0.0
Noviembre	64.8	25.2	7.3	0.00	0.000	0.0
Diciembre	53.0	21.1	3.8	0.00	0.000	0.0
Año	**1604.2**	**524.1**	**13.0**	**0.0**	**0.000**	**0.0**
	Pegar	Pegar	Pegar	Pegar		

Figura 31. Parámetros de estudio según NASA-SSE.

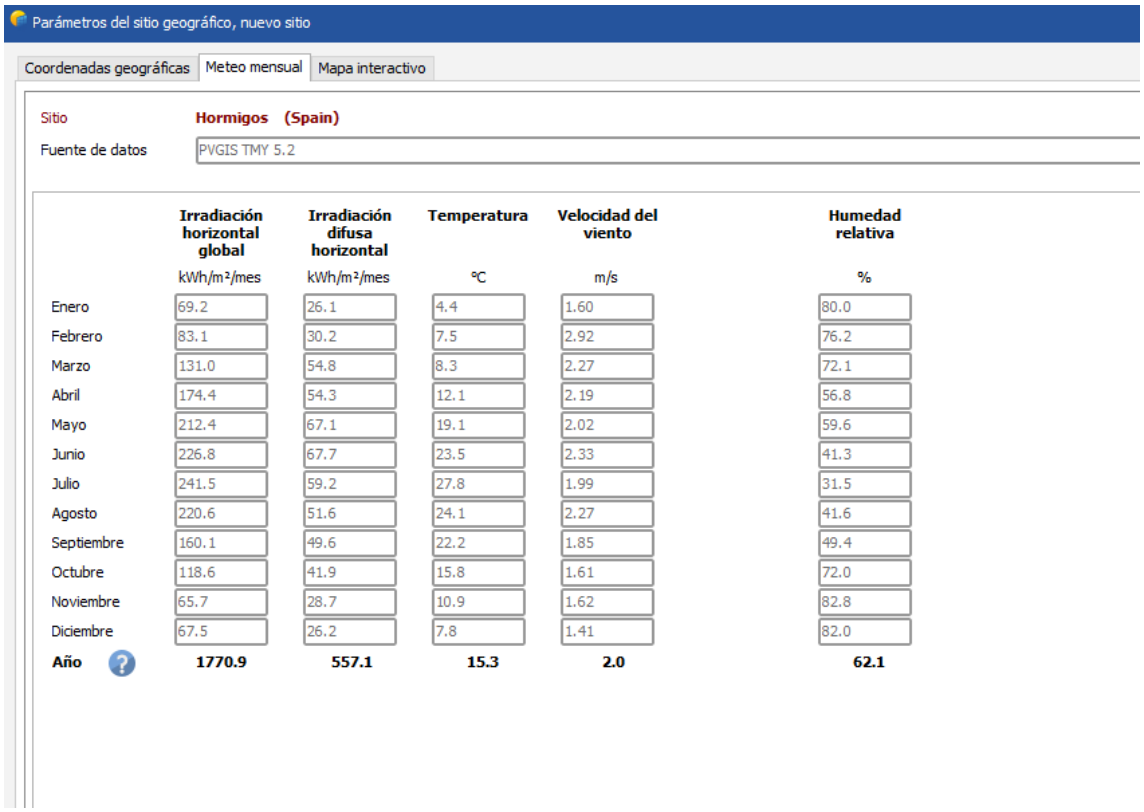
Esta imagen muestra datos similares, pero de la base de datos *NASA-SSE* (1983-2005):

- Irradiación Horizontal Global: Menor comparado con *Meteonorm*, totalizando 1604.2 kWh/m² anualmente.

- Irradiación Difusa Horizontal: 524.1 kWh/m² anuales.

- Temperatura Media: Más baja, con una media anual de 13.0°C.

Aunque los datos de *NASA-SSE* son útiles, la falta de información completa y su menor irradiación global sugieren que podría no ser tan precisa como otras fuentes más recientes.



	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Humedad relativa
	kWh/m²/mes	kWh/m²/mes	°C	m/s	%
Enero	69.2	26.1	4.4	1.60	80.0
Febrero	83.1	30.2	7.5	2.92	76.2
Marzo	131.0	54.8	8.3	2.27	72.1
Abril	174.4	54.3	12.1	2.19	56.8
Mayo	212.4	67.1	19.1	2.02	59.6
Junio	226.8	67.7	23.5	2.33	41.3
Julio	241.5	59.2	27.8	1.99	31.5
Agosto	220.6	51.6	24.1	2.27	41.6
Septiembre	160.1	49.6	22.2	1.85	49.4
Octubre	118.6	41.9	15.8	1.61	72.0
Noviembre	65.7	28.7	10.9	1.62	82.8
Diciembre	67.5	26.2	7.8	1.41	82.0
Año	**1770.9**	**557.1**	**15.3**	**2.0**	**62.1**

Figura 32. Parámetros de estudio según PVGIS.

Esta imagen muestra datos de la base *PVGIS TMY 5.2*:

- Irradiación Horizontal Global: Similar a *Meteonorm*, con un total anual de 1770.9 kWh/m².

- Irradiación Difusa Horizontal: 557.1 kWh/m² anuales.

- Temperatura Media: 15.3°C anual.

- Velocidad del Viento: 2.0 m/s anual.

PVGIS TMY 5.2 parece ofrecer un equilibrio entre *Meteonorm* y *NASA-SSE*, con datos detallados y coherentes. Es por esto que se ha seleccionado esta fuente para hacer el análisis en *PVsyst*.

11.2 – Orientación e inclinación.

El ángulo de inclinación se refiere al ángulo en el que se coloca un panel solar respecto a la horizontal (el suelo). Si el panel está alineado completamente plano sobre la mesa, su ángulo de inclinación es de 0 grados. Si se levanta uno de los bordes del panel, formando una pendiente, se forma un ángulo de inclinación.

La inclinación del panel solar es crucial porque determina la cantidad de luz solar que el panel puede capturar. La cantidad de energía solar que incide sobre el panel varía según la época del año y la posición del sol en el cielo. En invierno, el sol está más bajo en el horizonte, y en verano, está más alto. Por esta razón, el ángulo de inclinación ideal de los paneles puede cambiar a lo largo del año para maximizar la captación de energía solar.

En términos generales, para obtener el mejor rendimiento durante todo el año, el ángulo de inclinación de los paneles solares se ajusta de acuerdo con la latitud del lugar donde se instala. Por ejemplo, en Toledo, que se encuentra aproximadamente a 40 grados de latitud norte, el ángulo de inclinación recomendado sería cercano a 40 grados. Esto asegura que los paneles reciban la máxima cantidad de luz solar directa a lo largo del año.

Algunas instalaciones más avanzadas pueden utilizar sistemas ajustables que permiten cambiar el ángulo de inclinación de los paneles varias veces al año, optimizándolos para las estaciones específicas. [50]

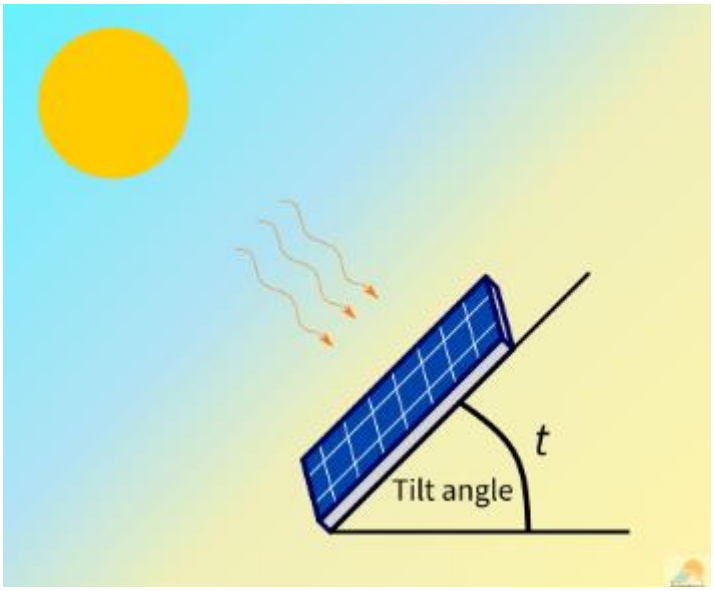


Figura 33. Ángulo de inclinación. [51]

El ángulo de azimut es la dirección horizontal hacia la cual está orientado el panel solar.

El ángulo de azimut es fundamental en el diseño y análisis de sistemas fotovoltaicos, ya que determina la orientación de los paneles solares en relación con los puntos cardinales. Sin embargo, es importante destacar que diferentes sistemas y herramientas pueden utilizar convenciones distintas para definir este ángulo.

En la mayoría de las normas y prácticas comunes, el ángulo de azimut se mide desde el norte. En este contexto, 0º corresponde al norte, 90º corresponde al este, 180º corresponde al sur y 270º corresponde al oeste. Esta convención es la más utilizada y conocida.

Sin embargo, el programa *PVsyst*, herramienta de la que se hace uso en este trabajo para el diseño y análisis del sistema fotovoltaico, emplea una convención diferente para el ángulo de azimut. En *PVsyst*, el sur se define como 0º de azimut, mientras que el oeste es -90º, el este es +90º y el norte es ±180º.

Comprender la convención específica utilizada por *PVsyst* es esencial para evitar errores en la configuración de los proyectos de sistemas fotovoltaicos. Si se desconoce esta diferencia, se podría configurar incorrectamente la orientación de los paneles, lo que afectaría drásticamente al rendimiento del sistema.

En el hemisferio norte, donde se encuentra España, la orientación óptima para los paneles solares suele ser hacia el sur (180 grados). Esta orientación permite que los paneles reciban la mayor cantidad de luz solar durante todo el día. La razón es que, en el hemisferio norte, el sol se mueve de este a oeste, pero siempre se encuentra hacia el sur en su punto más alto en el cielo. Al orientar los paneles hacia el sur, se maximiza el tiempo que los paneles están expuestos a la luz solar directa.

Sin embargo, hay situaciones donde la orientación puede variar. Si hay obstáculos como edificios, árboles u otras estructuras que puedan bloquear la luz solar en ciertas horas del día, los paneles pueden orientarse ligeramente al este o al oeste para evitar las sombras y captar la máxima cantidad de luz solar disponible. En instalaciones avanzadas, se pueden usar sistemas de seguimiento solar que ajustan automáticamente la orientación de los paneles durante el día para seguir la trayectoria del sol, optimizando la captación de energía.

Es importante tener en cuenta que tanto el ángulo de inclinación como el ángulo de azimut deben ser cuidadosamente considerados y ajustados durante la instalación de paneles fotovoltaicos. Un ajuste adecuado de estos ángulos asegura que los paneles solares capturen la mayor cantidad posible de energía solar, mejorando significativamente la eficiencia y el rendimiento de la instalación fotovoltaica. [52]

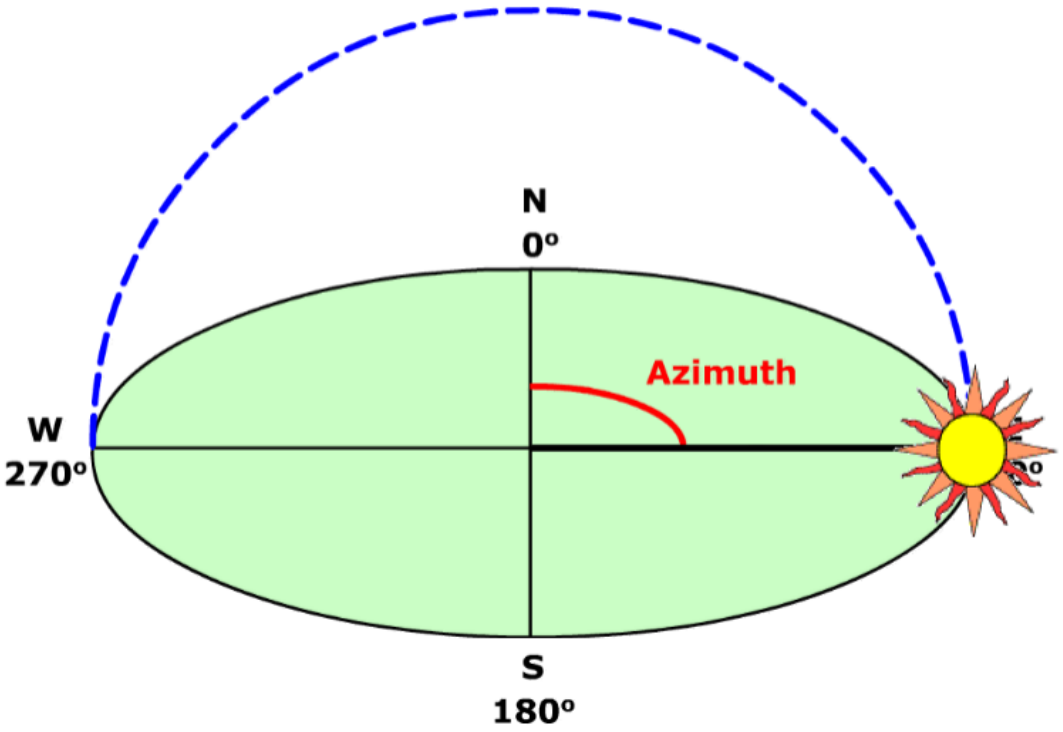


Figura 34. Ángulo de azimut (I). [52]

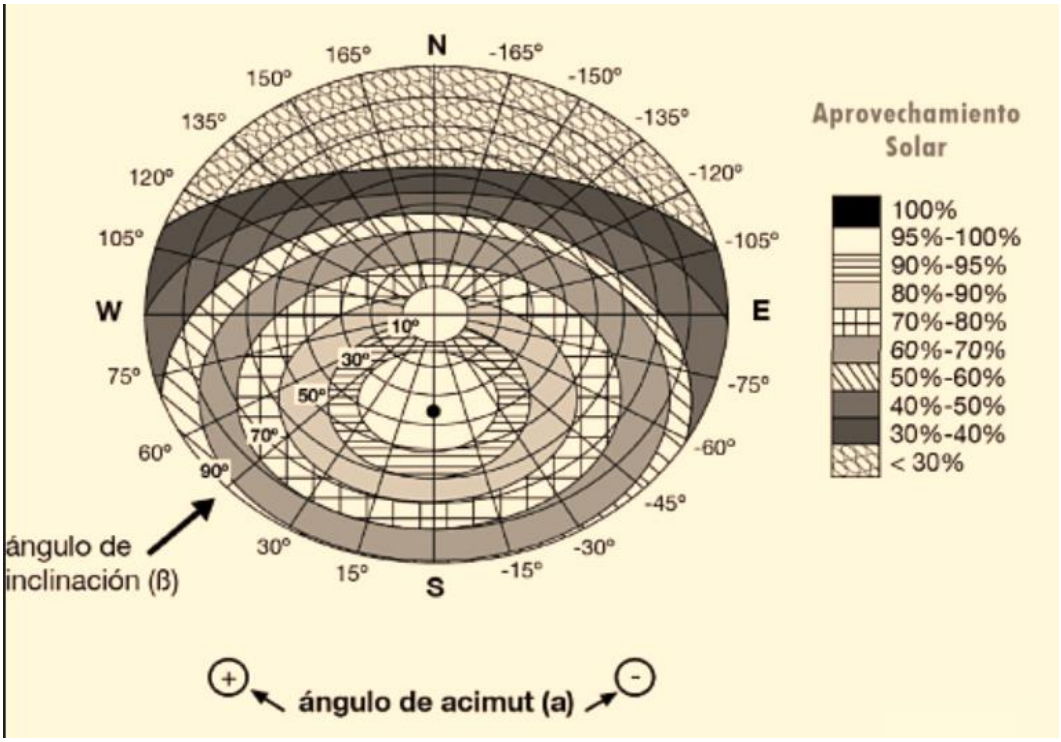


Figura 35. Ángulo de azimut (II). [53]

La imagen muestra un diagrama que ayuda a entender cómo varían el ángulo de inclinación y el ángulo de azimut de los paneles solares y su impacto en el aprovechamiento solar. Este tipo de diagrama es fundamental para optimizar la orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos para maximizar la captación de energía solar.

El ángulo de inclinación se representa en el diagrama como círculos concéntricos etiquetados con diferentes valores (10°, 20°, 30°, etc.), yendo desde el centro del diagrama hacia el borde exterior.

El ángulo de azimut está representado en el borde del diagrama y se mide en grados a partir del sur (0°). En este diagrama, los valores positivos (+) indican orientación hacia el este, mientras que los valores negativos (-) indican orientación hacia el oeste, siendo el sur 0º:

El diagrama también muestra cómo varía el aprovechamiento solar dependiendo de los ángulos de inclinación y azimut. Esto se indica con diferentes tonos y patrones que representan porcentajes de aprovechamiento solar.

Para maximizar el aprovechamiento solar, se debe buscar una combinación de inclinación y azimut que esté dentro de la zona negra (100%) o lo más cercano posible a ella.

Esto generalmente se encuentra alrededor del sur (0° de azimut) y una inclinación que depende de la latitud del lugar (en este caso, alrededor de 30-40 grados para villarta de Escalona).

11.2.1 – Orientación e inclinación en *PVsyst*

Después de explicar los conceptos de ángulo de inclinación y ángulo de azimut, se procederá a configurar estos valores en *PVsyst* para optimizar la instalación de paneles solares.

En la siguiente ilustración se muestran los resultados obtenidos:

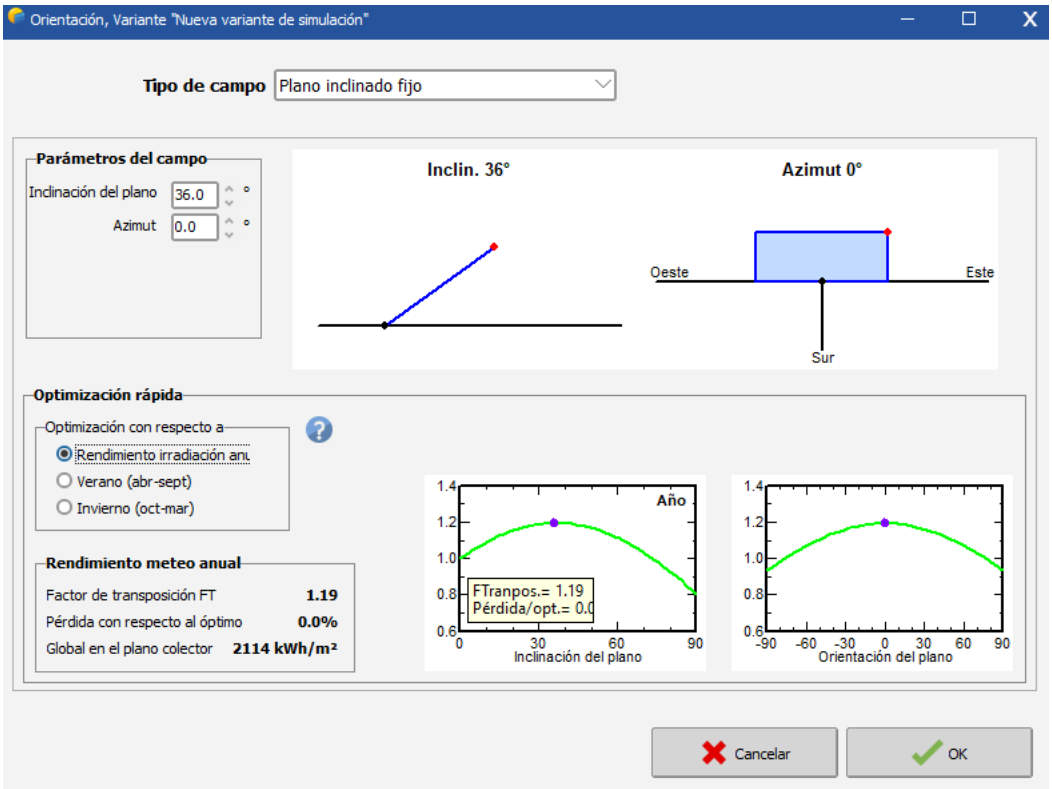


Figura 36. Parámetros de inclinación del sistema.

En la parte superior, se especifica el tipo de campo como "Plano inclinado fijo". Esto significa que los paneles solares estarán instalados en un plano fijo con un ángulo constante de inclinación y orientación (azimut), sin mecanismos que ajusten estos ángulos automáticamente a lo largo del año.

A continuación, se ven dos parámetros clave:

- Inclinación del plano: este valor está configurado en 36 grados. Esto significa que los paneles solares estarán inclinados 36 grados con respecto a la horizontal. La inclinación óptima depende de la latitud del lugar y tiene en cuenta la trayectoria del sol durante el año para maximizar la captación de energía. El diseño se realiza para todo el año como se puede comprobar en la imagen.

- Azimut: este valor está configurado en 0 grados. En *PVsyst*, un azimut de 0º indica que los paneles están orientados hacia el sur, lo cual es ideal en el hemisferio norte para maximizar la exposición al sol a lo largo del día como ya se comentó con anterioridad.

En la parte gráfica, a la izquierda, se muestra un diagrama que ilustra la inclinación de los paneles (Inclin. 36°) y a la derecha otro que ilustra la orientación (Azimut 0°). La línea azul representa la orientación e inclinación seleccionadas, mientras que el punto rojo indica la posición exacta de estos ángulos en el diagrama.

En la sección de optimización rápida, hay tres opciones para optimizar el rendimiento:

- Rendimiento irradiación anual: esta opción está seleccionada y optimiza el sistema para maximizar la captación de energía solar a lo largo de todo el año.

- Verano (abr-sept): optimiza el rendimiento para los meses de verano.

- Invierno (oct-mar): optimiza el rendimiento para los meses de invierno.

Al optimizar para la irradiación anual, se asegura que los paneles solares capten la mayor cantidad de energía posible durante todo el año, en lugar de solo en una estación específica.

En ls sección *Rendimiento Meteo Anual* , se muestra el "Factor de transposición FT," que es 1.19. Este factor mide la eficiencia de la captación de energía solar en la superficie inclinada en comparación con una superficie horizontal. Un FT mayor que 1 indica que la inclinación seleccionada es eficiente. En “Pérdida con respecto al óptimo” se indica que la pérdida es del 0.0%, lo que significa que la configuración de inclinación y azimut seleccionada es óptima para maximizar la captación de energía solar. Por último, se muestra la cantidad total de energía solar recibida en la superficie de los paneles, que es de 2114 kWh/m² anualmente en el apartado “Global en el plano colector”.

Hay dos gráficos en la parte inferior:

- El gráfico de la izquierda muestra cómo varía el factor de transposición (FT) con diferentes ángulos de inclinación. El punto morado indica la inclinación actual (36°) y su eficiencia.

- El gráfico de la derecha muestra cómo varía el rendimiento con diferentes orientaciones (azimut). El punto morado en este gráfico también indica la orientación actual (0°) y su eficiencia.

Estos gráficos ayudan a visualizar y entender cómo los cambios en la inclinación y el azimut afectan el rendimiento del sistema fotovoltaico.

11.3 – Módulo e inversor

A continuación, se presenta un análisis detallado y exhaustivo de la selección del módulo fotovoltaico (FV) y el inversor. Se explicarán los términos clave para garantizar una comprensión completa.

Módulo fotovoltaico (FV)

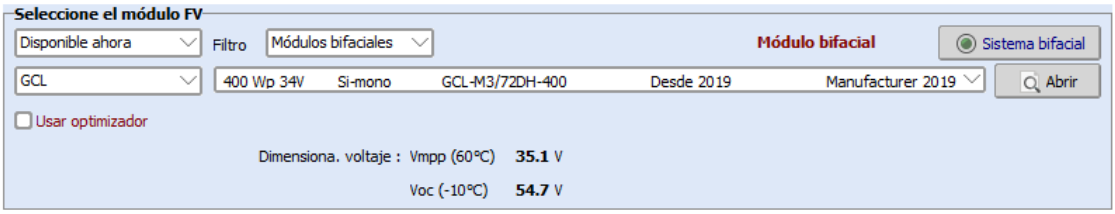


Figura 37. Módulo seleccionado.

- Fabricante: GCL

GCL está reconocido por Bloomberg como fabricante de *Tier* 1, lo que indica alta calidad y fiabilidad de la empresa. Los módulos de las empresas *Tier* 1 son más fiables porque cumplen altos estándares de producción y han demostrado un buen rendimiento y durabilidad a lo largo del tiempo.

- Modelo: GCL-M3/72DH-400

- Potencia nominal (Wp): 400 Wp. Esta medida indica la cantidad de energía que el módulo puede generar en condiciones de prueba estándar (STC), que son 25°C, 1000 W/m² de irradiancia y una masa de aire (AM) de 1,5.

- Tipo de módulo: bifacial, Si-mono (silicio monocristalino).

- Los módulos bifaciales captan la luz solar tanto en su parte delantera como trasera, lo que aumenta la eficiencia y la producción de energía.
- Estos módulos son más eficientes que los de silicio policristalino. Tienen una estructura cristalina uniforme que permite una mejor conductividad y una mayor eficiencia en la conversión de la luz solar en electricidad.

- Tensión de potencia máxima (Vmpp) a 60°C: 35,1 V. Vmpp es la tensión a la que el módulo genera la máxima potencia.

- Tensión de circuito abierto (Voc) a -10°C: 54,7 V. Voc es la tensión máxima que puede alcanzar el módulo cuando no está conectado a una carga y el circuito está abierto.

Las especificaciones de Vmpp y Voc aseguran que el módulo puede funcionar eficientemente bajo diversas condiciones ambientales, manteniendo una alta producción de energía incluso en climas fríos y cálidos.

Inversor

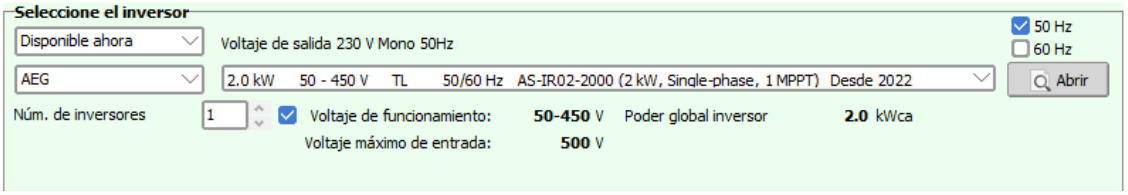


Figura 38. Inversor seleccionado.

- Fabricante: AEG

- Modelo:AS-IR02-2000

- Potencia nominal: 2,0 kW (kilovatios). Indica la capacidad máxima del inversor para convertir energía de corriente continua (CC) en corriente alterna (CA).

- Rango de tensión de funcionamiento: 50-450 V. Este es el rango dentro del cual el inversor puede funcionar eficientemente.

- Tensión de entrada máxima: 500 V. Es la tensión máxima que puede aceptar el inversor sin sufrir daños.

- Número de MPPT (seguidor del punto de máxima potencia): un MPPT es una tecnología que maximiza la energía producida por los módulos fotovoltaicos ajustando constantemente la resistencia eléctrica para mantener el módulo funcionando en su punto de máxima potencia.

- Frecuencia de funcionamiento: 50/60 Hz. Indica que el inversor puede funcionar en sistemas eléctricos tanto de 50 Hz (utilizados en Europa, como en el caso del presente proyecto) como de 60 Hz (utilizados en América).

Compatibilidad entre inversor y módulos.

El rango de tensión de funcionamiento del inversor (50-450 V) es adecuado para la tensión de funcionamiento de los módulos FV seleccionados (Vmpp entre 210 V y 251 V a diferentes temperaturas), garantizando que el sistema funcione dentro de los límites óptimos de eficiencia.

Con una capacidad de 2,0 kW, el inversor puede gestionar la producción de energía de los 6 módulos FV (400 Wp cada uno) sin sobrecarga, ya que la potencia total del generador FV es de 2,4 kW.

Los inversores AEG son conocidos por su alta eficiencia (la cantidad de energía que pueden convertir de CC a CA) y sus características de seguridad, como la protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

Configuración del sistema

- 6 módulos en una cadena. Conectar módulos en serie significa que la tensión de cada módulo se suma mientras que la corriente permanece constante como ya se explicó previamente en el presente proyecto.
- 1 cadena. Una cadena es un grupo de módulos conectados en serie.
- 12 m². La superficie ocupada por los módulos en el tejado o superficie disponible.



Figura 39. Diseño de strings y nº de módulos del sistema.

Condiciones de funcionamiento

- Vmpp a 60°C: 210 V. Tensión máxima de alimentación a 60°C.
- Vmpp a 20°C: 251 V. Tensión de potencia máxima a 20°C.
- Voc a -10°C: 328 V. Tensión en circuito abierto a -10°C.

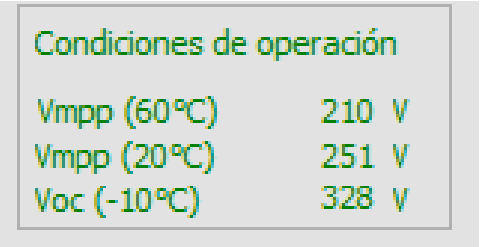


Figura 40. Condiciones de operación de los módulos.

Dimensionamiento del voltaje del conjunto

- El gráfico de dimensionamiento de la tensión muestra que el sistema funciona dentro de los límites de tensión del inversor en diferentes condiciones de temperatura, lo que garantiza un funcionamiento seguro y eficiente. La curva representa cómo cambian la potencia y la tensión del conjunto de módulos con la temperatura.

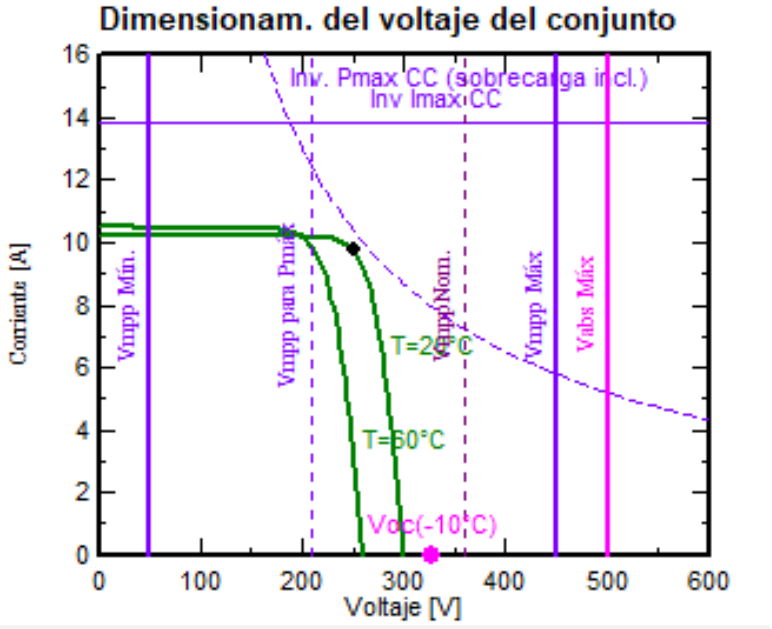


Figura 41. Dimensionamiento de la caída de tensión del conjunto.

Características de dimensionamiento de la potencia

- Potencia del generador fotovoltaico (STC): 2,4 kWp. La potencia total del sistema en condiciones de prueba estándar.

- Proporción de potencia del generador FV respecto al inversor:1,20. Indica la relación entre la potencia del generador FV y la capacidad del inversor.

- Pérdida por sobrecarga:0,0 kWh. Significa que el inversor puede gestionar toda la energía producida por los módulos sin limitaciones.

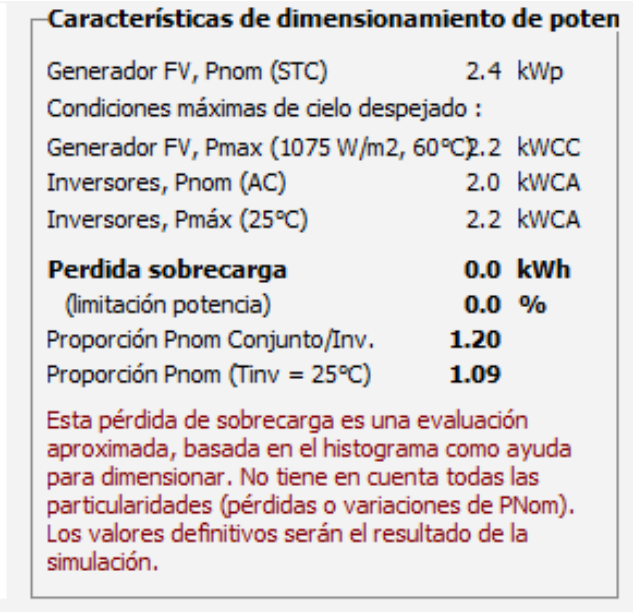


Figura 42. Características de dimensionamiento y pérdida de sobrecarga.

Distribución de la producción del inversor

- El gráfico muestra la distribución de la energía generada por el array a diferentes niveles de potencia. La energía del conjunto en el MPP (punto de máxima potencia) está bien alineada con la capacidad del inversor, maximizando la eficiencia del sistema.

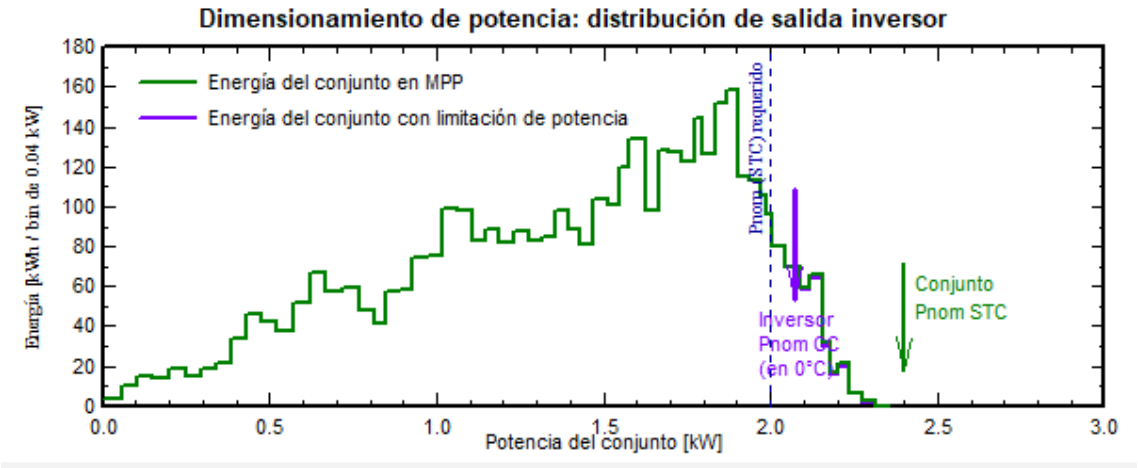


Figura 43. Dimensionamiento de potencia.

11.4 – Pérdidas

Factor anual de pérdidas por suciedad

La primera imagen muestra el "Factor de pérdida de suciedad anual", que está fijado en el 3,0%. Este valor indica la reducción anual de la eficiencia de los paneles solares debido a la acumulación de suciedad, polvo y otros residuos en su superficie. Este factor es importante porque los paneles sucios no pueden captar tanta luz solar, lo que reduce la producción total de energía del sistema.

La casilla por defecto indica que el valor puede cambiarse si es necesario, pero el 3,0% es una estimación estándar comúnmente utilizada.

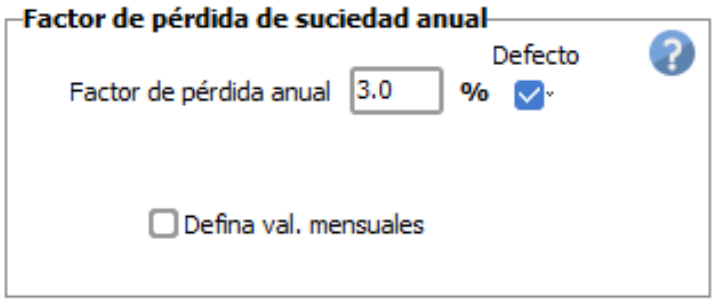


Figura 44. Factor de pérdida de suciedad anual.

Calidad del módulo y pérdidas por desajuste

La segunda imagen aborda dos tipos específicos de pérdidas: “Pérdida de calidad del módulo” y “Pérdidas por desajuste del módulo”.

La “Pérdida de calidad del módulo” se establece en -0,7%, lo que indica una desviación de la eficiencia especificada por el fabricante y, en este caso, es una desviación positiva (lo que significa que el módulo funciona ligeramente mejor de lo especificado).

Las “Pérdidas por desajuste del módulo” se fijan en el 2,0%, lo que se refiere a las pérdidas que se producen cuando diferentes módulos de la misma cadena tienen características eléctricas ligeramente diferentes. Estas diferencias pueden causar pérdidas porque el rendimiento de la cadena sólo es tan fuerte como el del módulo más débil.

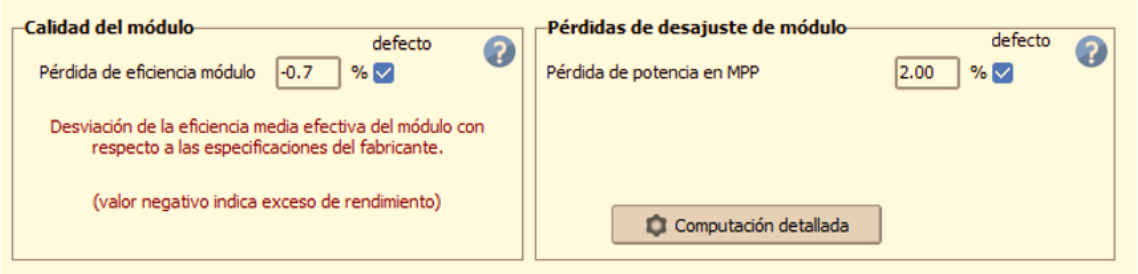


Figura 45. Pérdida de eficiencia de los módulos y por desajuste.

Degradación inducida por la luz (LID)

La tercera imagen se refiere a la “Degradación Inducida por Luz (LID)” con un factor de pérdida del 2,0%. La LID se produce cuando los paneles solares experimentan una reducción de su rendimiento tras ser expuestos a la luz solar por primera vez. Esta degradación se produce en las primeras horas o días de exposición y es un fenómeno común en las células solares de silicio cristalino.

Esto significa que los paneles perderán inicialmente un 2% de su eficiencia cuando empiecen a funcionar.

El LID es especialmente relevante para los módulos de silicio cristalino, muy utilizados en la industria. Esta degradación inicial es un problema bien conocido y los fabricantes lo tienen en cuenta a la hora de calificar el rendimiento de sus paneles.

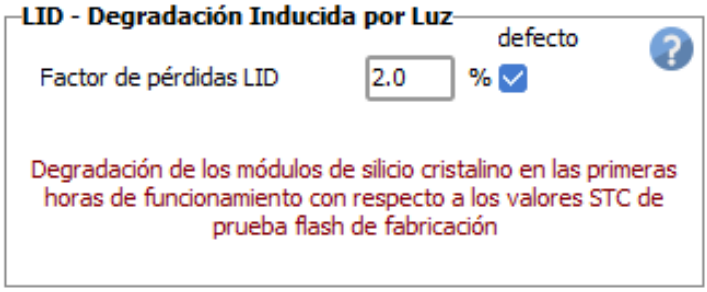


Figura 46. Pérdidas LID.

Pérdidas del circuito de CC

1- Resistencia de cableado global: representa la resistencia eléctrica total del cableado utilizado en el circuito de CC. La resistencia se mide en miliohmios (mΩ). Una mayor resistencia significa más pérdida de energía en forma de calor. El valor mostrado es 376,7 mΩ, que puede ser introducido manualmente o calculado automáticamente por el sistema.
2- Fracción de pérdida en condiciones de prueba estándar (STC): especifica el porcentaje de energía perdida en el circuito de CC en condiciones de prueba estándar (STC), que suelen incluir una irradiancia específica (1000 W/m²) y la temperatura del módulo (25°C). El valor seleccionado aquí es 1,50%, lo que indica que el 1,50% de la energía CC generada se pierde debido a la resistencia en el cableado. Se trata de un ajuste por defecto o estándar.
3- Caída de tensión a través del diodo en serie: mide la caída de tensión causada por un diodo en el circuito, que se utiliza normalmente para la protección contra corrientes inversas. El valor dado es de 0,7 voltios (V), que es una caída de tensión común para los diodos de silicio. Una caída de tensión mayor puede provocar una pérdida de potencia significativa, especialmente en circuitos de baja tensión. Se trata de un valor por defecto o estándar.

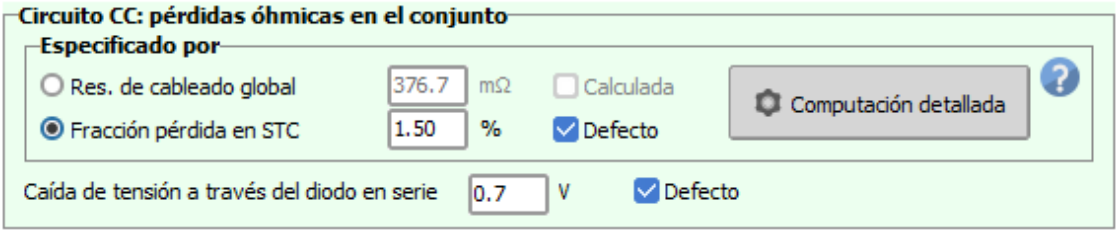


Figura 47. Pérdidas óhmicas (CC).

Pérdidas en el circuito de CA

En este apartado se detalla las pérdidas en el circuito de CA después de que el inversor haya convertido la potencia de CC.

1- El sistema tendrá en cuenta las pérdidas resistivas (óhmicas) en el circuito de CA. Las pérdidas resistivas se producen debido a la resistencia en el cableado eléctrico, que hace que la energía se disipe en forma de calor.
2- Longitud del inversor a inyección: es la distancia desde el inversor hasta el punto en el que la electricidad se inyecta en la red o punto de consumo. En la instalación será de unos 2 metros. Distancias mayores pueden aumentar las pérdidas resistivas.
3- Pérdida fraccional en STC: de forma similar a las pérdidas del circuito de CC, este porcentaje representa la energía perdida en el circuito de CA en condiciones de prueba estándar. El valor es del 0,13%, lo que indica unas pérdidas relativamente bajas, algo deseable para la eficiencia.
4- Sección del cable: se refiere al área de la sección transversal del cable utilizado, medida en milímetros cuadrados (mm^2). Se utiliza un cable de cobre (Cobre) de 2,5 mm^2. El cobre se elige por su excelente conductividad eléctrica. El sistema también permite elegir aluminio (Alu), menos conductor, pero más barato y ligero.

Los datos adicionales proporcionados incluyen:

- Condiciones STC: detalla las condiciones estándar para el sistema, incluyendo:

- Pca: potencia de salida de CA, 2,32 kW.

- Vca: Tensión de CA, 230 V (monofásica).

- I: Corriente, 10,07 A.

- Caída de tensión en STC: indica la caída de tensión en el circuito en condiciones estándar, expresada en 0,2 V (0,07%).

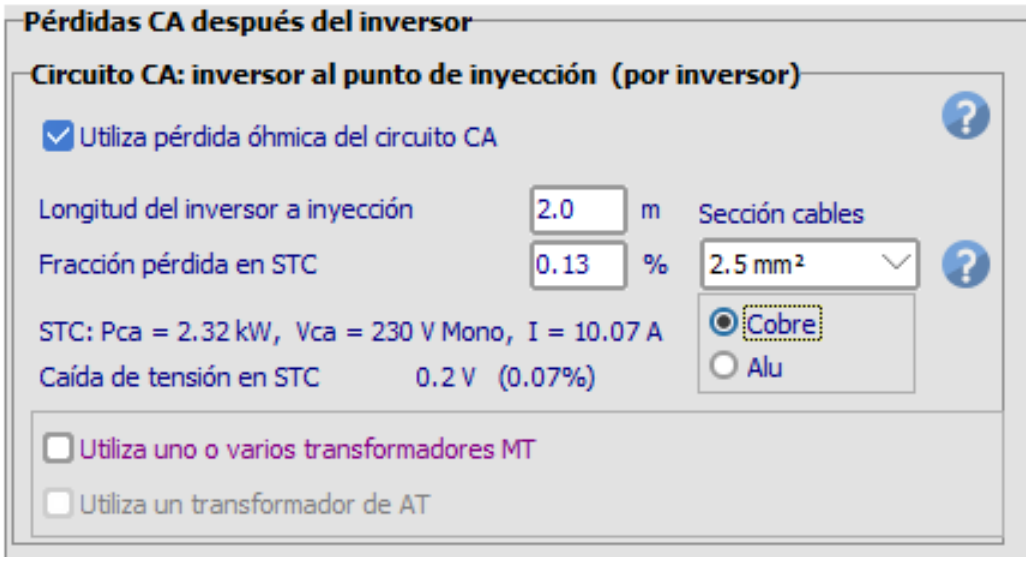


Figura 48. Pérdidas de CA.

Pérdidas por envejecimiento

En este apartado se cubren los parámetros de degradación considerados en la simulación del sistema FV, cruciales para la predicción del rendimiento a largo plazo.

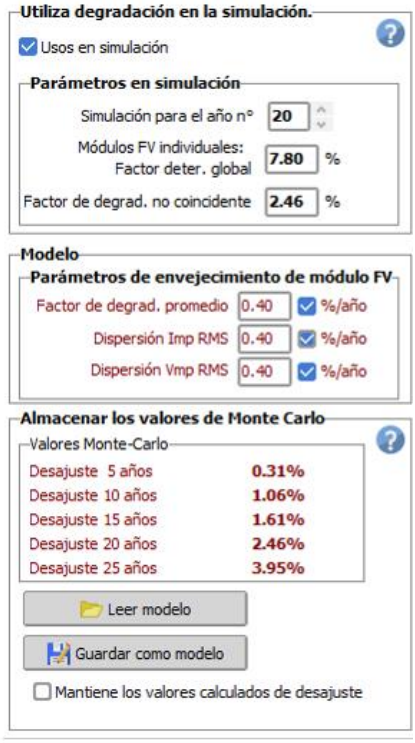


Figura 49. Parámetros de pérdida por envejecimiento (I).

1- Degradación en la simulación: una casilla de verificación indica si los efectos de la degradación se incluyen en la simulación.

2- Parámetros de simulación

- Simulación para el año X: el año hasta el que se ejecuta la simulación, fijado en 20 años, lo que indica un análisis de rendimiento a largo plazo.

- Factor de degradación de los módulos individuales: representa el factor de degradación de los módulos individuales, que se muestra como 7,80%. Este porcentaje indica la pérdida de rendimiento total esperada durante el periodo especificado de 20 años.

- Factor de degradación no coincidente: un factor de 2,46%, que representa la degradación que no se produce simultáneamente en todos los módulos.

3- Parámetros de envejecimiento de módulo FV: estos parámetros detallan los índices de degradación anual:

- Factor de degradación medio: 0,40% anual, que indica la pérdida de rendimiento anual prevista.

- Dispersión RMS Imp: 0,40% anual, que representa la variación de la corriente de potencia máxima.

- Dispersión RMS de Vmp: 0,40% anual, que representa la variación de la tensión de máxima potencia.

4- Almacenamiento de los valores de Monte Carlo: muestra la dispersión estadística de la degradación en diferentes periodos (5, 10, 15, 20, 25 años). Estos valores muestran el rango esperado de pérdida de rendimiento debido a variaciones aleatorias:

Año	Degradación (%)
5	0,31
10	1,06
15	1,61
20	2,46
25	3,95

Tabla 5. Valores de Monte Carlo. Elaboración propia.

5- Gráfico: el gráfico muestra la degradación a lo largo del tiempo, con diferentes escenarios: degradación básica, desajuste anual creciente y garantía de módulo. En el año 20, la pérdida total es de aproximadamente el 10,3%.

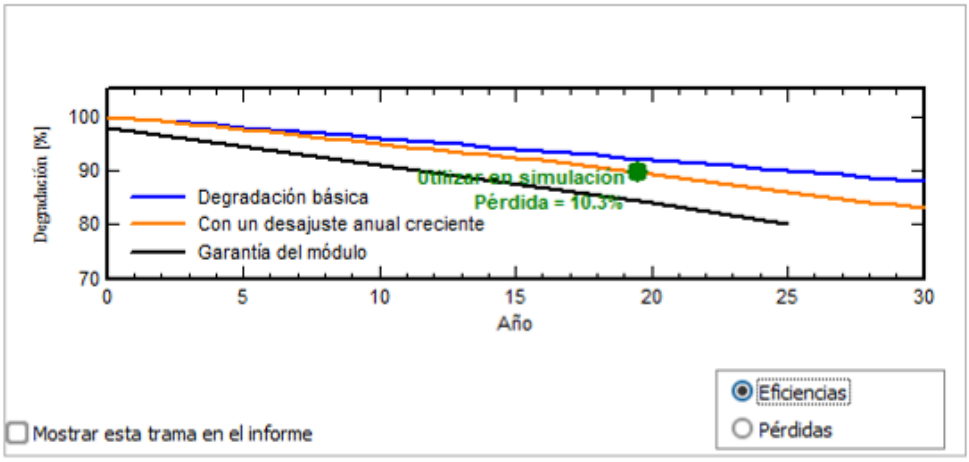


Figura 50. Gráfica de degradación por envejecimiento de los módulos.

Tipos de pérdidas y su impacto

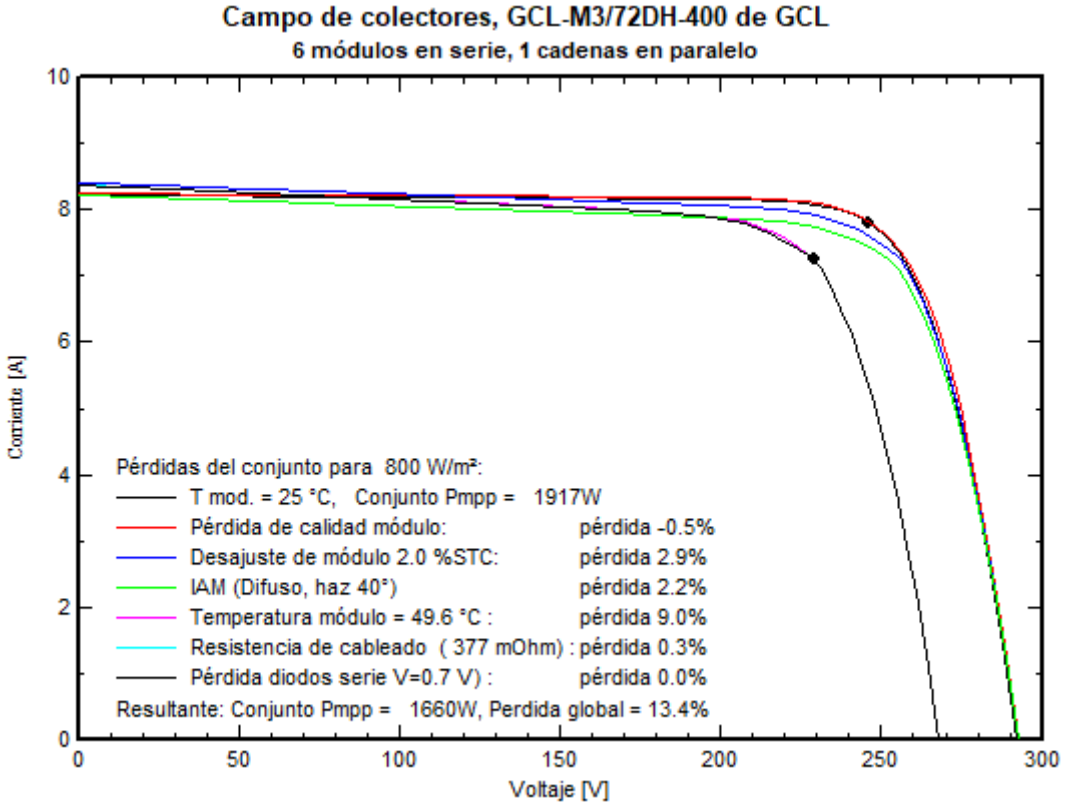


Figura 51. Representación gráfica de todas las pérdidas del módulo.

El gráfico representa la corriente (A) en el eje vertical frente a la tensión (V) en el eje horizontal. Este tipo de gráfico, denominado curva I-V, muestra cómo cambia la corriente producida por el campo fotovoltaico al variar los niveles de tensión.

En el gráfico se ve el punto de máxima potencia (Pmax), este punto es en el que el producto de la corriente y la tensión (I*V) es máximo. Para este conjunto en las condiciones dadas, la potencia máxima inicial (Pmax) es 1917W.

Cada tipo de línea del gráfico representa diferentes condiciones o pérdidas que afectan al rendimiento del campo fotovoltaico.

- Línea negra - Condiciones ideales (T mod. = 25°C, Conjunto Pmpp = 1917W)

Esta línea representa el rendimiento ideal del conjunto FV en condiciones perfectas sin pérdidas. La temperatura del módulo es de 25°C, y la potencia de salida es de 1917W.

- Línea roja - Pérdida de calidad del módulo:

Representa una ganancia del 0,5% debido a que los módulos son de una calidad superior a lo que se presupone.

Esto supone una pequeña aumento de la corriente y el voltaje, lo que aumenta ligeramente la potencia total.

- Línea verde - Pérdida por desajuste

Indica una pérdida del 2,9% por desajuste en condiciones de prueba estándar (STC). Esto ocurre porque los módulos individuales pueden tener características eléctricas ligeramente diferentes, causando ineficiencias cuando se conectan entre sí.

Implica una reducción moderada del rendimiento, más notable que la pérdida de calidad.

- Línea azul - Modificador del ángulo de incidencia

Muestra una pérdida del 2,2% debida al ángulo con el que la luz solar incide en los módulos. Cuando la luz incide en un ángulo, se absorbe menos, lo que reduce la eficiencia.

Implica una mayor reducción tanto de la corriente como del voltaje, disminuyendo la potencia de salida.

- Línea magenta - Pérdida de temperatura

Ilustra una pérdida significativa del 9,0% debida a las altas temperaturas de los módulos. A medida que aumenta la temperatura de los módulos fotovoltaicos, disminuye su eficiencia. En el tórrido calor del verano toledano los módulos pueden llegar a alcanzar entre 60-70ºC en pleno mes de julio.

Implica una reducción significativa del rendimiento, con caídas notables tanto de la corriente como de la tensión.

- Línea naranja - Resistencia de cableado

Representa una pérdida del 0,3% debida a la resistencia del cableado eléctrico. Se trata de una pérdida pequeña pero inevitable, ya que la electricidad fluye a través de los cables.

Casi insignificante en comparación con otras pérdidas.

- Línea púrpura - Caída de tensión serie V = 0,7V = 0,0%

Sin efecto significativo en el rendimiento global.

- Línea negra discontinua - Rendimiento resultante

Esta línea muestra el efecto combinado de todas las pérdidas mencionadas anteriormente. El punto de máxima potencia final (Pmpp) desciende a 1660W, lo que indica una pérdida total de rendimiento del 13,4% con respecto a la condición ideal.

Todas estas pérdidas suponen una reducción significativa tanto de la corriente como de la tensión, lo que se traduce en una potencia de salida muy inferior a la ideal de 1917W.

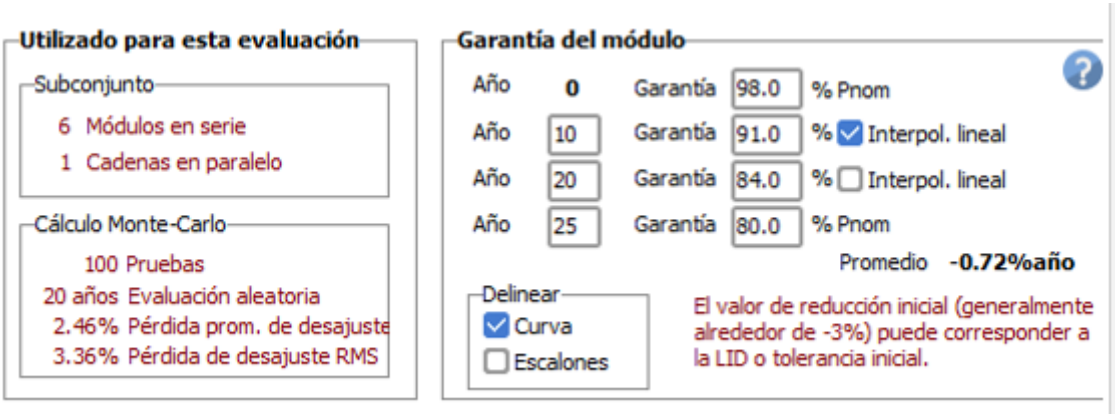


Figura 52. Parámetros de pérdida por envejecimiento (II).

Evaluación de parámetros

- 6 módulos en serie, 1 cadena en paralelo.

- Simulación Monte Carlo: realiza 100 ensayos para tener en cuenta la variabilidad, mostrando una degradación media del 2,46% por desajuste y del 3,36% por dispersión RMS.

Garantía del módulo

- Año inicial (Año 0): 98,0% de la potencia nominal.

- Años siguientes: las garantías disminuyen a los 10, 20 y 25 años, con valores respectivos de 91,0%, 84,0% y 80,0%.

- Degradación media: -0,72% al año, lo que indica la pérdida de rendimiento anual.

11.5 - Sombreado

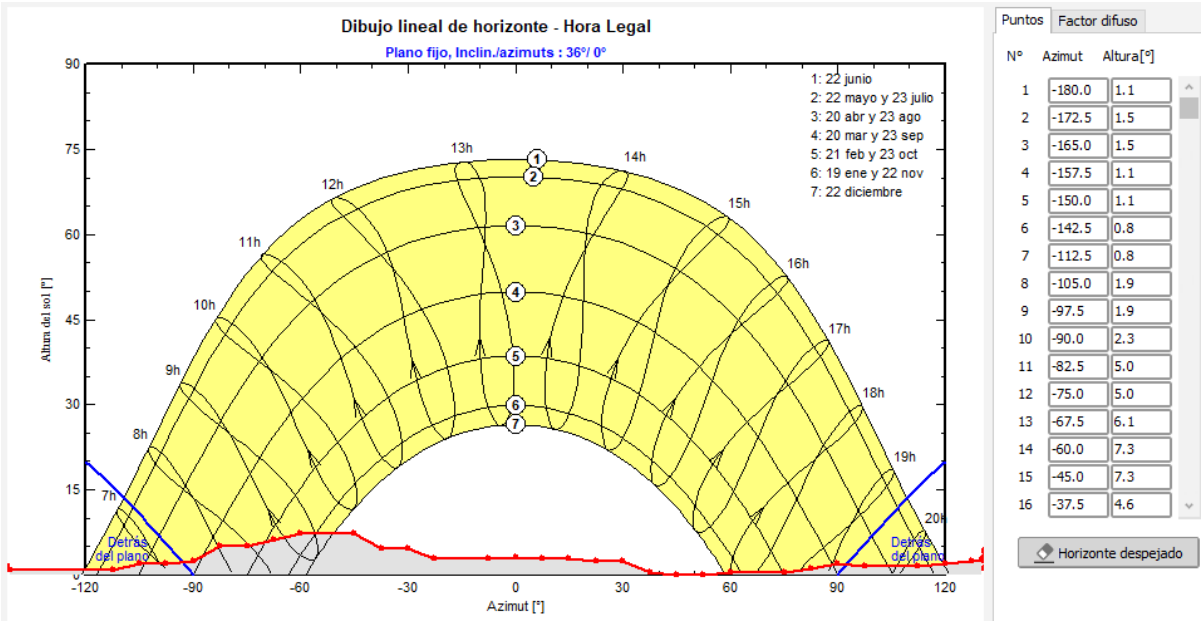


Figura 53. Sombreado que ven los módulos.

Esta imagen muestra el mismo diagrama de la trayectoria solar utilizado previamente para comprender la posición del sol en el cielo a lo largo del día y del año. Es crucial para analizar el sombreado de los sistemas fotovoltaicos.

Las sombras se producen cuando los obstáculos impiden que la luz solar llegue a los paneles fotovoltaicos, reduciendo su eficiencia.

La zona gris por debajo de la línea del horizonte indica los momentos en los que el sol está bloqueado por obstáculos.

La zona amarilla por encima de la línea del horizonte indica cuándo el sol puede alcanzar directamente los paneles fotovoltaicos.

A continuación, se explica la importancia de las sombras:

Causas de las sombras

- Obstáculos naturales como árboles o colinas.

- Estructuras artificiales como edificios u otras partes del campo fotovoltaico.

Impacto de las sombras

- Reduce la producción de energía porque los paneles sombreados producen menos electricidad.

- Puede causar puntos calientes, que dañan los paneles con el tiempo.

Evitar el sombreado

- Hay que escoger una ubicación con un mínimo de obstáculos.

- Se deben colocar los paneles de forma que se reduzca al mínimo el sombreado utilizando el diagrama de trayectoria solar.

- Es muy importante podar regularmente los árboles cercanos, en la casa del proyecto hay árboles, pero si el estudio económico tiene como resultado que la inversión es viable, se procederá a talar los árboles o a podar con asiduidad.

11.6 – Simulación



Figura 54. Visión general de la instalación FV.

Esta primera imagen muestra los parámetros de simulación de un proyecto fotovoltaico. Se trata de un paso crucial en la planificación y optimización de un sistema fotovoltaico para garantizar su rendimiento eficiente a lo largo de su vida útil.

Resultados de la simulación

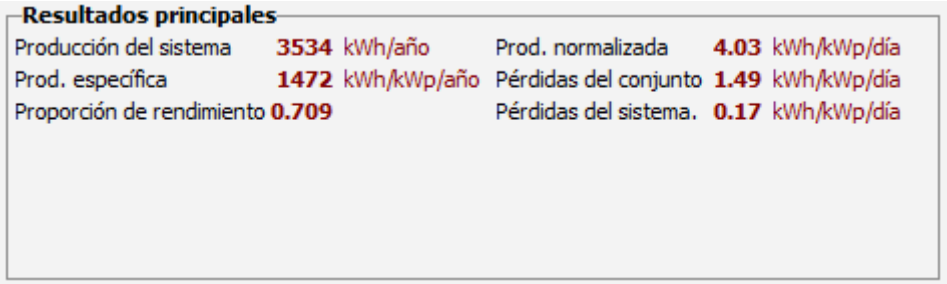


Figura 55. Resultados generales de la simulación.

En esta segunda imagen presenta los resultados principales de la simulación del sistema FV. Estos resultados ofrecen una visión general del rendimiento y la eficiencia del sistema a lo largo del año simulado.

La producción anual total del sistema es de 3534 kWh/año, lo que indica la cantidad de energía eléctrica generada por el sistema FV en un año. Se trata de una medida clave de la producción del sistema y de su contribución a la reducción de la dependencia de la red eléctrica.

La producción específica es de 1472 kWh/kWp/año. Esta métrica normaliza la producción de energía en relación con el tamaño del sistema, permitiendo la comparación con otros sistemas fotovoltaicos de diferentes capacidades. Nos indica cuánta energía se produce por kilovatio pico de capacidad fotovoltaica instalada a lo largo de un año.

El coeficiente de rendimiento (0,709) compara la producción real de energía con el máximo teórico posible en condiciones ideales. Un rendimiento del 70% es bastante aceptable.

La producción normalizada es de 4,03 kWh/kWp/día, lo que representa la producción media diaria de energía por kilovatio pico de capacidad instalada. Esto ayuda a comprender las tendencias del rendimiento diario y las variaciones estacionales.

También se detallan las pérdidas, lo que es esencial para comprender dónde pueden introducirse mejoras. Las pérdidas del campo fotovoltaico son de 1,49 kWh/kWp/día. Las pérdidas del sistema, que ascienden a 0,17 kWh/kWp/día.

Diagrama de entrada/salida diaria y coeficiente de rendimiento

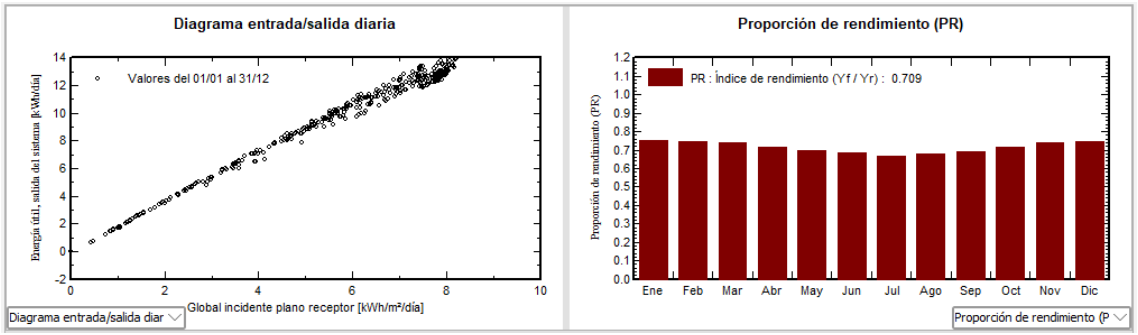


Figura 56. Diagrama de entrada/salida diaria y coeficiente de rendimiento.

La imagen muestra dos gráficos importantes relacionados con el rendimiento diario de la instalación fotovoltaica y su eficiencia global.

El diagrama de entrada/salida diaria de la izquierda muestra un diagrama de dispersión con la irradiancia plana global incidente (kWh/m²/día) en el eje horizontal y la producción energética diaria del sistema (kWh/día) en el eje vertical. Este diagrama ayuda a visualizar la relación entre la cantidad de energía solar recibida por los paneles fotovoltaicos y la energía eléctrica que producen. Cada punto del gráfico representa los datos de un día entre el 1 de enero y el 31 de diciembre. La estrecha agrupación de puntos a lo largo de una línea diagonal indica una fuerte correlación positiva entre la irradiancia y la producción de energía, lo que demuestra que a medida que aumenta la energía solar, la producción de energía del sistema fotovoltaico también aumenta proporcionalmente.

El gráfico de la proporción de rendimiento de la derecha muestra la relación de rendimiento mensual a lo largo del año. La PR es una medida de la eficacia de una instalación fotovoltaica, calculada como la relación entre la energía real producida y la energía teórica máxima posible. Es un número adimensional que suele expresarse en porcentaje. La PR medio del año es de 0,709, como ya se ha mencionado antes. Los valores mensuales de PR se muestran en forma de barras, mostrando cierta variación a lo largo del año, probablemente debida a los cambios estacionales y a la variación de las condiciones ambientales.

Distribución de la potencia de salida del sistema y temperatura en función de la irradiancia efectiva

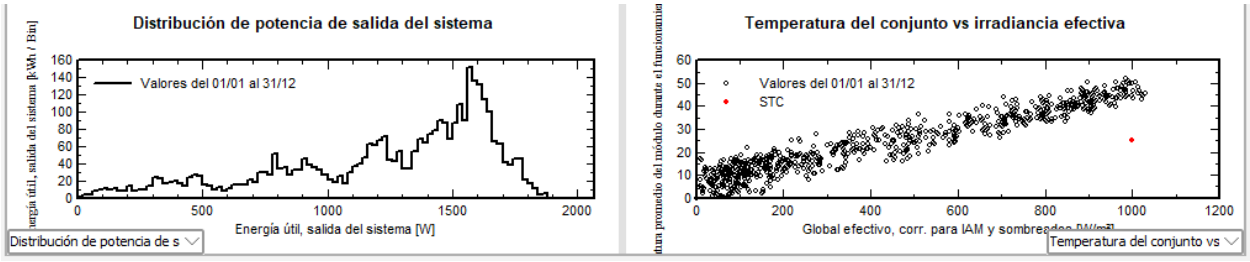


Figura 57. Distribución de la potencia de salida del sistema y temperatura en función de la irradiancia efectiva

En esta segunda imagen presenta dos gráficos adicionales que detallan aún más las características de rendimiento del sistema fotovoltaico.

El gráfico distribución de la potencia de salida del sistema de la izquierda muestra un histograma de la potencia de salida del sistema a lo largo del año. El eje horizontal representa la salida de energía útil del sistema, y el eje vertical muestra la frecuencia o el número de ocurrencias para cada nivel de potencia. Esta distribución ayuda a comprender la frecuencia con la que el sistema funciona a distintos niveles de potencia. Los picos del histograma indican las salidas de potencia más comunes, lo que permite comprender las condiciones de funcionamiento típicas del sistema y ayuda a identificar los periodos de rendimiento óptimo y subóptimo.

El gráfico temperatura frente a irradiancia efectiva de la derecha representa la irradiancia efectiva (corregida para tener en cuenta el ángulo de incidencia y los efectos del sombreado, en W/m²) en el eje horizontal frente a la temperatura media del campo fotovoltaico (en °C) en el eje vertical. Cada punto representa los datos de un momento concreto del año. Este gráfico es crucial para comprender la correlación entre la temperatura de los módulos fotovoltaicos y la irradiancia solar que reciben. A mayor irradiancia, mayor temperatura de los módulos. Un punto rojo indica las condiciones de prueba estándar (STC), que suelen ser 1000 W/m² de irradiancia y 25°C de temperatura.

11.7 – Producción del sistema y comparación con el consumo

A continuación, se muestran la gráfica de producción del sistema que resulta de la simulación del sistema, así como la gráfica detallada de consumos horarios en la vivienda unifamiliar:

Producción del sistema fotovoltaico

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Enero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.67	0.94	1.14	1.06	0.98	0.95	0.80	0.46	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Febrero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.32	0.63	0.90	1.09	1.06	1.25	1.11	0.93	0.60	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Marzo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.50	0.83	1.02	1.20	1.27	1.30	1.15	1.02	0.66	0.30	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
Abril	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.27	0.68	1.06	1.33	1.50	1.45	1.38	1.21	1.05	0.67	0.36	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00
Mayo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.33	0.65	0.99	1.20	1.43	1.45	1.43	1.26	1.07	0.75	0.38	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00
Junio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.09	0.36	0.75	1.08	1.26	1.42	1.47	1.39	1.24	1.05	0.75	0.41	0.12	0.03	0.00	0.00	0.00
Julio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.32	0.67	1.04	1.29	1.42	1.50	1.50	1.38	1.17	0.84	0.46	0.13	0.03	0.00	0.00	0.00
Agosto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.29	0.73	1.11	1.39	1.54	1.65	1.55	1.41	1.14	0.86	0.44	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.25	0.71	1.07	1.37	1.41	1.48	1.34	1.21	1.02	0.63	0.21	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
Octubre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.55	0.95	1.21	1.33	1.36	1.33	1.13	0.89	0.50	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Noviembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.33	0.58	0.77	0.98	1.03	0.96	0.82	0.62	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diciembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.16	0.72	1.03	1.11	1.16	1.13	1.02	0.75	0.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Año	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.17	0.52	0.90	1.14	1.30	1.33	1.30	1.16	0.96	0.61	0.24	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 6. Producción a lo largo de un año de la instalación FV. Extraída de PVsyst.

Consumos horarios de la vivienda

	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24
Enero	0,101	0,087	0,069	0,062	0,058	0,087	0,090	0,112	0,186	0,369	0,483	0,470	0,580	0,635	0,598	0,479	0,368	0,280	0,258	0,237	0,224	0,178	0,137	0,131
Febrero	0,116	0,100	0,079	0,071	0,067	0,100	0,103	0,129	0,214	0,425	0,555	0,541	0,667	0,730	0,687	0,550	0,423	0,322	0,296	0,273	0,257	0,204	0,158	0,151
Marzo	0,091	0,078	0,062	0,056	0,052	0,078	0,081	0,101	0,167	0,332	0,434	0,423	0,522	0,571	0,538	0,431	0,331	0,252	0,232	0,213	0,202	0,160	0,124	0,118
Abril	0,122	0,105	0,083	0,075	0,070	0,105	0,108	0,135	0,225	0,445	0,582	0,567	0,699	0,766	0,721	0,577	0,444	0,338	0,311	0,286	0,270	0,214	0,166	0,158
Mayo	0,134	0,116	0,091	0,082	0,077	0,115	0,119	0,149	0,247	0,490	0,641	0,624	0,769	0,842	0,793	0,635	0,489	0,371	0,342	0,315	0,297	0,236	0,182	0,174
Junio	0,357	0,309	0,299	0,292	0,090	0,135	0,139	0,174	0,289	0,573	0,749	0,729	0,900	0,985	0,927	0,742	0,571	0,434	0,400	0,368	0,347	0,275	0,213	0,204
Julio	0,341	0,271	0,254	0,253	0,098	0,146	0,151	0,188	0,312	0,619	0,810	0,789	0,973	1,065	1,003	0,803	0,618	0,470	0,433	0,398	0,376	0,298	0,231	0,220
Agosto	0,298	0,269	0,260	0,252	0,135	0,201	0,208	0,260	0,430	0,854	1,116	1,087	1,341	1,468	1,382	1,106	0,851	0,647	0,596	0,548	0,518	0,410	0,318	0,304
Septiembre	0,316	0,278	0,263	0,257	0,090	0,135	0,140	0,174	0,289	0,573	0,750	0,730	0,900	0,986	0,928	0,743	0,572	0,435	0,400	0,368	0,348	0,276	0,213	0,204
Octubre	0,299	0,280	0,237	0,233	0,064	0,095	0,099	0,123	0,205	0,406	0,531	0,517	0,638	0,698	0,657	0,526	0,405	0,308	0,283	0,261	0,246	0,195	0,151	0,144
Noviembre	0,274	0,251	0,229	0,230	0,053	0,079	0,082	0,102	0,169	0,335	0,438	0,426	0,526	0,576	0,542	0,434	0,334	0,254	0,234	0,215	0,203	0,161	0,125	0,119
Diciembre	0,406	0,336	0,302	0,277	0,033	0,050	0,052	0,064	0,107	0,212	0,277	0,270	0,333	0,364	0,343	0,274	0,211	0,161	0,148	0,136	0,128	0,102	0,079	0,075

Tabla 7. Consumos horarios de la vivienda. Elaboración propia.

Capítulo 12

Estudio de viabilidad económica

En este apartado se realizará un análisis exhaustivo de la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica en dos escenarios diferentes: uno con venta del excedente de energía y otro sin ella.

Los principales interrogantes son si la inversión será rentable y cómo influyen en el resultado económico global distintos factores, como la posibilidad de vender el excedente de electricidad.

Para ofrecer un análisis detallado, evaluaremos varios parámetros financieros fundamentales, como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR). Estos parámetros se utilizan ampliamente en el análisis de inversiones para evaluar la rentabilidad y el riesgo de un proyecto. El VAN mide la diferencia entre el valor actual de las entradas y salidas de efectivo a lo largo de un periodo de tiempo. Un VAN positivo indica que los beneficios previstos, descontados en función del tiempo, superan los costes previstos, lo que sugiere que es probable que la inversión sea rentable. Por otro lado, la TIR representa el tipo de descuento que hace que el VAN de todos los flujos de caja sea igual a cero, proporcionando una indicación de la eficiencia del proyecto y de su rentabilidad potencial.

En el primer escenario, consideraremos el impacto económico de una instalación fotovoltaica en la que el exceso de electricidad generado por el sistema puede venderse de nuevo a la red. Este acuerdo con las empresas se servicios públicos puede afectar significativa y positivamente a la rentabilidad financiera, ya que proporciona una fuente de ingresos adicional y puede acortar el periodo de amortización de la inversión.

El segundo escenario se centra en una instalación fotovoltaica en la que el exceso de electricidad no se vende, se desperdicia si no se utiliza. Representa un modelo de inversión más conservador y pone de relieve la importancia de la optimización del autoconsumo.

Comparando estos dos escenarios, se pretende ofrecer una imagen clara de cómo influye la posibilidad de vender el excedente de energía en la viabilidad económica de las instalaciones solares fotovoltaicas. El análisis tendrá en cuenta los costes iniciales, los gastos de mantenimiento, las estimaciones de producción de energía y los ingresos o ahorros potenciales.

12.1 – CAPEX (Capital Expenditure)

Representa la inversión realizada en el activo fijo (activo no corriente). [54]

Elementos	Coste unitario	Unidades	Coste total
Inversor	€ 763,28	1	€ 763,28
Módulos	€ 271,50	6	€ 1.629,00
Estructuras de montaje	€ 335,85	1	€ 335,85
Interruptor magnetotérmico	€ 65,37	1	€ 65,37
Contador bidireccional	€ 48,80	1	€ 48,80
Descargador de sobretensiones	€ 78,99	1	€ 78,99
Transporte y mano de obra	€ 584,26	1	€ 584,26
			€ 3.505,55

Tabla 8. CAPEX. Elaboración propia.

La tabla presenta un desglose detallado de los costes iniciales de la instalación diseñada para vender el exceso de energía a la red. El inversor tiene un precio de 763,28 euros.

La instalación incluye seis paneles o módulos solares, cada uno de los cuales cuesta 271,50 euros. Estos paneles se encargan de captar la luz solar y convertirla en energía eléctrica. El coste total de los seis paneles asciende a 1.629,00 euros. Las estructuras de montaje, necesarias para fijar los paneles solares, cuestan 335,85 euros. Estas estructuras garantizan que los paneles estén colocados correctamente para maximizar la exposición a la luz solar y la eficiencia.

Para proteger el circuito eléctrico, se incluye un interruptor magnetotérmico que cuesta 65,37 euros. El magnetotérmico es crucial para evitar sobrecargas y cortocircuitos. Además, se incluye un contador bidireccional, que cuesta 48,80 euros, para medir tanto la energía consumida como la energía sobrante devuelta a la red. Este contador es esencial para controlar con precisión la cantidad de energía solar generada y utilizada, así como la energía exportada a la red.

Se incluye un descargador de sobretensiones con un coste de 78,99 euros para proteger el sistema de picos de tensión y transitorios. El protector garantiza que estas tensiones transitorias se desvíen de forma segura lejos de los componentes críticos.

Los costes también cubren transporte y mano de obra, que ascienden a 584,26 euros, un 20% del coste total de los equipos. Esto incluye los gastos asociados al transporte del equipo al lugar de instalación y la mano de obra e ingeniería necesarias para montar el sistema.

12.2 – OPEX (Operating Expenditure)

Se refiere a las inversiones en bienes operativos, como mantenimiento en el caso de este proyecto. [55]

En una instalación fotovoltaica doméstica típica, los costes de mantenimiento suelen incluir la limpieza de los paneles y una visita anual del técnico. Sin embargo, en este caso, los costes de mantenimiento se reducen sólo a la visita anual del técnico. Esto se debe a que el usuario se encargará de limpiar los paneles con agua y jabón una vez cada seis meses, que es lo recomendado si la limpieza la realiza el usuario final.

Al encargarse él mismo de la limpieza, el usuario puede ahorrarse los costes de la limpieza profesional. La limpieza regular con agua y jabón ayuda a garantizar que los paneles sigan siendo eficientes al eliminar el polvo, las hojas y otros residuos que pueden bloquear la luz solar (3% de pérdidas como ya detalló anteriormente). El usuario puede realizar fácilmente esta sencilla tarea de mantenimiento, lo que reduce los gastos generales de mantenimiento.

Por lo tanto, el principal coste de mantenimiento será la visita anual del técnico. Durante esta visita, el técnico inspeccionará el sistema, comprobará el inversor y otros componentes y se asegurará de que todo funciona correctamente. Esta inspección profesional es esencial para detectar a tiempo cualquier problema potencial y mantener el rendimiento óptimo del sistema. El coste de la visita anual del técnico será de unos 200 euros [56].

En cuanto al seguro de la instalación, la diferencia clave es cómo clasifica cada compañía de seguros los paneles solares: como parte de la estructura del edificio (continente) o como contenido de la vivienda (contenido).

La compañía de seguros de la casa en cuestión considera los paneles solares como parte del contenido de la vivienda. Si los paneles solares se consideran contenido, es aconsejable contratar un seguro de contenido. El seguro de hogar no suele cubrir los daños a las instalaciones fijas, que se consideran parte del mobiliario. [57]

El valor del seguro quedará fijado en unos 210 euros al año.

12.3 – Ahorro en la factura mensual

Normativa española sobre autoconsumo fotovoltaico (RD244/2019):

Esta normativa permite a hogares y empresas generar su propia electricidad a través de fuentes renovables como paneles solares y recibir una compensación por el excedente de energía que produzcan y vuelvan a verter a la red. [58]

Se distinguen entre dos tipos principales de autoconsumo:

- Autoconsumo sin excedentes: esta modalidad consiste en utilizar toda la energía generada para autoconsumo y emplear dispositivos antiderrames para evitar que cualquier exceso de energía se vierta a la red. Es adecuado para aquellos que quieren ser totalmente autosuficientes y evitar tratar con las compañías energéticas.
- Autoconsumo con excedentes: este modo permite verter a la red la energía sobrante. A cambio, debes solicitar a tu comercializadora que te compense esos excedentes con un descuento en el consumo de tu factura. Dentro de esta modalidad existen dos subcategorías:

- Instalaciones sin compensación (Más de 100 kW): adecuada para grandes instalaciones en las que la energía excedente generada se vende a precios de mercado.

- Instalaciones con compensación (menos de 100 kW): destinadas a pequeñas instalaciones en las que la energía sobrante se abona en la factura eléctrica, reduciendo de forma efectiva los costes energéticos totales.

Para beneficiarse de la compensación de excedentes, es necesario cumplir una serie de requisitos específicos:

- Un contador bidireccional es esencial para medir tanto la energía consumida de la red como la energía realimentada. Este dispositivo garantiza un seguimiento preciso de los flujos de energía y el cálculo correcto de los créditos.
- La instalación debe cumplir la normativa local, incluido el registro ante las autoridades competentes. Esto suele implicar la obtención de los permisos necesarios y la garantía de que la instalación cumple las normas técnicas y de seguridad.

Para aprovechar al máximo la venta de excedentes lo mejor es tener la tarifa regulada para consumidores domésticos o Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Desde junio de 2019, esta tarifa tiene tres periodos con precios diferentes (punta, llano y valle). [59]

El periodo de punta es de las 10h a las 14h y de las 18h a las 22h.

El periodo de llano es de las 8h a las 10h, de las 14h a las 18h y de las 22h a las 00h.

El periodo de valle es de las 00h a las 8h, sábados y domingos y festivos.[60]

El precio del kWh cambia cada hora según la oferta y demanda de electricidad, así que cada día tiene 24 precios diferentes. El Ministerio de Industria, Comercio y Turismo regula esta tarifa y ofrece total transparencia. Se puede consultar los precios por hora en la web de la Red Eléctrica.

Puedes elegir esta tarifa si tienes una potencia contratada de hasta 10 kW, y no necesitas contratar servicios de mantenimiento obligatorios.

Los precios en cada periodo horario quedarían de la siguiente manera:

	Punta (€/kWh)	Llano (€/kWh)	Valle (€/kWh)
Enero	0,209276	0,145561	0,10995
Febrero	0,165303	0,106646	0,081346
Marzo	0,155161	0,091466	0,066041
Abril	0,133676	0,083186	0,062618
Mayo	0,144326	0,09634	0,079384
Junio	0,204453	0,155759	0,122174
Julio	0,203462	0,154719	0,11725
Agosto	0,206483	0,155377	0,12359
Septiembre	0,217576	0,163725	0,13183
Octubre	0,209276	0,154487	0,12501
Noviembre	0,17955	0,125719	0,073732
Diciembre	0,195156	0,142342	0,102521

Tabla 9. Precios punta, valle y llano en el último año. [61]

Se han escogido los datos más recientes del último año, desde junio de 2023 hasta mayo de 2024 y se ha hecho una media para los diferentes periodos.

Para el precio de los excedentes se tomará 0,11 €/kWh. Este valor suele ser común entre las comercializadoras [62].

De esta manera se tendrá en cuenta:

- Sin venta de excedentes: ahorro que proviene del gasto que evita el consumidor al no tener que usar energía de la red.
- Con venta de excedentes: lo mismo que el caso anterior pero el usuario puede vender aquello que le sobre de energía producida por su instalación de vuelta a la red.

Con venta de excedentes

	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	Mensual (€)
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0	0,02474537	0,10734277	0,14675124	0,16537393	0,1693615	0,12692303	0,12223693	0,10180152	0,06277431	0,00209276	0	0	0	0	0	0	31,9115042
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	0	0,03342234	0,09072502	0,12625258	0,14430603	0,14954433	0,12985187	0,11556902	0,09665723	0,06281391	0,03140757	0	0	0	0	0	0	27,455397
Marzo	0	0	0	0	0	0	0	0,01113801	0,04857064	0,10132802	0,12596528	0,14333956	0,1557856	0,1251242	0,11040844	0,09832473	0,06317221	0,04389418	0,00155161	0	0	0	0	0	31,886677
Abril	0	0	0	0	0	0	0,00125236	0,0247235	0,06422511	0,12099851	0,15261169	0,16909964	0,16855634	0,12512319	0,10887386	0,09529375	0,05953192	0,04737013	0,0066838	0	0	0	0	0	34,3303142
Mayo	0	0	0	0	0	0	0,00635072	0,03245491	0,06409613	0,12071595	0,14839526	0,17065387	0,17910661	0,13991673	0,12309648	0,1046759	0,07321182	0,05446251	0,01154608	0	0	0	0	0	38,0891721
Junio	0	0	0	0	0	0,00122174	0,01099566	0,04570802	0,09109785	0,16782302	0,20422316	0,21818078	0,24095678	0,19391261	0,17571141	0,14639187	0,10684733	0,08382573	0,02453436	0,00613359	0	0	0	0	51,526917
Julio	0	0	0	0	0	0	0,0082075	0,04230362	0,08408548	0,16808618	0,21279756	0,22360964	0,25065241	0,20828159	0,19288398	0,16093133	0,11780121	0,09359252	0,02645006	0,00610386	0	0	0	0	55,6693947
Agosto	0	0	0	0	0	0	0,0049436	0,04337112	0,09683022	0,20190201	0,25786131	0,26975788	0,3077688	0,23628911	0,21755025	0,17527388	0,13314474	0,09085252	0,01858347	0	0	0	0	0	63,6779963
Septiembre	0	0	0	0	0	0	0	0,03610534	0,0894149	0,17440197	0,22513321	0,22683209	0,25386012	0,19681646	0,18015449	0,14934962	0,09943128	0,04569096	0,00435152	0	0	0	0	0	50,4462588
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	0,02172333	0,06614863	0,13935555	0,17899826	0,18948394	0,20566389	0,17102995	0,14881294	0,11766611	0,072056	0,01674208	0	0	0	0	0	0	41,1581009
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0,03734078	0,08463476	0,11182698	0,13191766	0,144832	0,11080718	0,09594398	0,07316132	0,03142975	0	0	0	0	0	0	0	24,656832
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0,02051932	0,09214802	0,12934507	0,13665721	0,14764406	0,1284162	0,11651749	0,08662038	0,03994084	0	0	0	0	0	0	0	27,8320667

Tabla 10. Ahorro con venta de excedentes. Elaboración propia.

Sin venta de excedentes

	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	Mensual (€)
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0	0,02474537	0,077261	0,10102464	0,09838693	0,1213445	0,09240503	0,08701816	0,06965281	0,05359158	0,00209276	0	0	0	0	0	0	22,5532058
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	0	0,02282384	0,07018098	0,09176699	0,08937098	0,11022478	0,07785617	0,07331743	0,0586862	0,04515376	0,03140757	0	0	0	0	0	0	18,7820839
Marzo	0	0	0	0	0	0	0	0,00923871	0,01531964	0,05155443	0,06741134	0,06565126	0,0809703	0,052258	0,04921155	0,03939089	0,03030775	0,03908259	0,00155161	0	0	0	0	0	15,5603898
Abril	0	0	0	0	0	0	0,00125236	0,01126279	0,01867598	0,05953619	0,0778481	0,07581552	0,09350629	0,06370706	0,05999317	0,04802093	0,03694779	0,04513343	0,0066838	0	0	0	0	0	17,9515017
Mayo	0	0	0	0	0	0	0,00635072	0,01434812	0,02379208	0,07070739	0,09245531	0,09004134	0,11105155	0,08115899	0,07642771	0,06117579	0,04706928	0,05360215	0,01154608	0	0	0	0	0	22,9315219
Junio	0	0	0	0	0	0,00122174	0,01099566	0,02711869	0,04496826	0,11709568	0,15311153	0,14911385	0,18390803	0,15339467	0,14445232	0,1156254	0,08896336	0,08382573	0,02453436	0,00613359	0	0	0	0	39,1338864
Julio	0	0	0	0	0	0	0,0082075	0,02913367	0,04830951	0,12602793	0,16479112	0,16048849	0,19793683	0,16479228	0,15518549	0,12421666	0,09557356	0,09359252	0,02645006	0,00610386	0	0	0	0	43,4250938
Agosto	0	0	0	0	0	0	0,0049436	0,04032255	0,06686294	0,17626964	0,23048599	0,22446809	0,27684541	0,2280813	0,21478498	0,17192248	0,1322789	0,09085252	0,01858347	0	0	0	0	0	58,1777574
Septiembre	0	0	0	0	0	0	0	0,02853231	0,04731234	0,12472827	0,16309172	0,15883346	0,19589561	0,16139075	0,15198225	0,12165266	0,09360079	0,04569096	0,00435152	0	0	0	0	0	38,9118796
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	0,01906265	0,03160971	0,08494593	0,11107328	0,10817319	0,1334143	0,10782633	0,10154044	0,08127702	0,06253537	0,01674208	0	0	0	0	0	0	26,6042091
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0,02121852	0,06011654	0,07860696	0,07655456	0,09441779	0,07238011	0,06816061	0,05455847	0,03142975	0	0	0	0	0	0	0	16,7232996
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01519269	0,0413217	0,05403127	0,05262053	0,06489899	0,05182497	0,04880376	0,03906448	0,03005661	0	0	0	0	0	0	0	12,3322649

Tabla 11. Ahorro sin venta de excedentes. Elaboración propia.

12.4 – Elementos del análisis económico

En el estudio de viabilidad económica de la instalación de paneles solares, se han considerado cuidadosamente varios factores clave para garantizar proyecciones exactas. Uno de los principales supuestos es una tasa de inflación del 3,25%, que se ha incorporado al análisis financiero para tener en cuenta el valor futuro del dinero y las fluctuaciones de los costes a lo largo del tiempo. Además, el cálculo de la degradación del rendimiento de los paneles a lo largo de su vida útil se ha derivado de los datos proporcionados en la ilustración número 51. Esta ilustración ofrece una visión detallada de la degradación del rendimiento de los paneles a lo largo de su vida útil, lo cual es crucial para estimar la producción de energía a largo plazo y la rentabilidad global de la inversión.

Para el estudio se han tenido en cuenta 25 años siendo el año cero aquel en el que se hace la inversión de capital de todo el sistema y, los años siguientes, aquellos donde se tienen en cuenta los años de explotación y el ahorro con o sin venta de excedentes.

12.4.1 – Flujo de caja acumulado con venta de excedentes

Flujo de caja acumulado (€)	Año
-3505,548	0
-3236,907369	1
-2945,500177	2
-2460,283732	3
-1932,297595	4
-1458,911948	5
-941,8542725	6
-478,1289279	7
30,16787586	8
485,7435471	9
986,0301826	10
1434,218307	11
1926,970729	12
2367,425608	13
2851,897325	14
3284,370847	15
3760,841389	16
4185,252455	17
4652,841124	18
5067,175917	19
5523,297532	20
5925,935602	21

6369,350632	22
6758,252489	23
7186,492446	24
7559,631678	25

Tabla 12. Flujo de caja acumulado con venta de excedentes. Elaboración propia.

12.4.2 – Flujo de caja acumulado sin venta de excedentes

Flujo de caja acumulado (€)	Año
-3505,548	0
-3236,907369	1
-3107,896798	2
-2973,155318	3
-2832,667868	4
-2686,293131	5
-2533,83297	6
-2375,050308	7
-2209,803306	8
-2038,441001	9
-1860,929924	10
-1677,470798	11
-1488,417899	12
-1294,36158	13
-1095,640743	14
-892,3308538	15
-684,723315	16
-473,2804658	17
-258,6649964	18
-42,08250949	19
176,0166215	20
395,2077545	21
614,6674299	22
833,5688805	23
1051,089244	24
1266,872837	25

Tabla 13. Flujo de caja acumulado con venta de excedentes. Elaboración propia.

12.4.3 – Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Payback Period

El Valor Actual Neto (VAN) es un concepto financiero utilizado para evaluar la rentabilidad de una inversión o proyecto. El VAN se calcula descontando los flujos de caja futuros de un proyecto a su valor actual y restando a continuación la inversión inicial. En otras palabras, el VAN mide cuánto valor añade (o resta) una inversión, teniendo en cuenta el valor temporal del dinero.

Un VAN positivo indica que el proyecto o inversión generará más dinero del que cuesta, lo que significa que es rentable. Por el contrario, un VAN negativo indica que la inversión no recuperará su coste inicial y, por tanto, no será rentable.

El cálculo del VAN es una herramienta clave en la toma de decisiones de inversión, ya que permite comparar distintos proyectos o inversiones en función de su rentabilidad, ajustada al riesgo y al valor temporal del dinero. [63]

La tasa de rentabilidad requerida para el VAN, también conocida como tasa de descuento, es la tasa mínima de rentabilidad que un inversor espera obtener de una inversión o proyecto. Representa el coste de oportunidad del capital, es decir, la rentabilidad que podría obtenerse de una inversión alternativa de riesgo equivalente. Esta tasa se utiliza para descontar los flujos de caja futuros de un proyecto a su valor actual al calcular el Valor Actual Neto (VAN). Para este proyecto se ha tenido en cuenta una tasa del 7%.

La Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) es una medida financiera utilizada para evaluar la rentabilidad de una inversión o proyecto. La TIR es el tipo de descuento al que el Valor Actual Neto (VAN) de todos los flujos de caja (tanto entradas como salidas) de un determinado proyecto o inversión es igual a cero. En términos más sencillos, la TIR es la tasa de rentabilidad a la que una inversión alcanza el punto de equilibrio en términos de VAN.

Si la TIR de un proyecto es superior a la tasa de rentabilidad exigida o al coste del capital, se considera que el proyecto es rentable y que puede merecer la pena. Por el contrario, si la TIR es inferior a la tasa de rentabilidad exigida, el proyecto puede no ser viable desde el punto de vista financiero. [63]

El plazo de amortización es un parámetro financiero que mide el tiempo que tarda una inversión en recuperar su coste inicial a través de los flujos de caja que genera. En otras

palabras, indica cuánto tiempo tardará la inversión en "devolver" el dinero que se invirtió inicialmente.

El periodo de recuperación es una forma sencilla de evaluar el riesgo y la liquidez de una inversión. En general, se prefiere un periodo de recuperación más corto porque significa que el inversor recupera la inversión más rápidamente, reduciendo la exposición al riesgo.

RESULTADOS

	Con venta	Sin venta
VAN	1.519,55 €	-1.298,59 €
TIR	9%	-13%
Payback period	7-8 años	19-20 años

Tabla 14. VAN, TIR y Payback Period. Elaboración propia.

La tabla proporciona el análisis comparativo de la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica bajo los dos escenarios: con venta de excedentes y sin venta. Se han utilizado tres indicadores financieros fundamentales para evaluar estos escenarios: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Payback Period. Cabe destacar que, para el cálculo del VAN, se ha considerado una tasa de rentabilidad exigida del 7%, lo que implica que cualquier proyecto cuyo VAN sea positivo a esta tasa estaría superando el mínimo requerido para considerarse rentable.

En el escenario en el que se permite la venta de los excedentes de energía, el análisis muestra un VAN positivo de 1.519,55 €. Este resultado indica que el proyecto no solo recupera la inversión inicial, sino que además genera un valor neto adicional después de descontar el costo del capital a la tasa establecida del 7%. En términos de rentabilidad, la TIR en este escenario es del 9%, lo cual es significativo, ya que excede la tasa de rentabilidad exigida, lo que confirma que el proyecto es viable y rentable desde un punto de vista financiero. Esta TIR superior al 7% sugiere que el proyecto tiene un buen margen de retorno sobre la inversión, haciendo que sea una opción atractiva para el inversor (propietario de la vivienda unifamiliar).

Además, el Payback Period, que es el tiempo necesario para que los flujos de caja netos acumulados igualen la inversión inicial, se sitúa entre 7 y 8 años en este escenario. Este plazo relativamente corto es una ventaja adicional, ya que reduce el riesgo financiero

asociado al proyecto, permitiendo que el inversor recupere su capital en un tiempo razonable, después del cual comienza a generar beneficios netos.

En contraste, el escenario en el que no se vende el excedente de energía muestra un panorama financiero muy distinto. En este caso, el VAN es negativo, con un valor de

-1.298,59 €. Este resultado negativo implica que el proyecto no solo no recuperaría la inversión inicial cuando se considera la tasa de rentabilidad exigida del 7%, sino que además resultaría en una pérdida neta para el inversor. El VAN negativo es una clara indicación de que, sin la venta de excedentes, el proyecto pierde valor en lugar de crearlo.

La TIR en este escenario es aún más reveladora, con un valor de -13%. Una TIR negativa significa que el proyecto no solo no genera la rentabilidad mínima esperada, sino que también genera un retorno negativo, lo que lo hace completamente inviable desde un punto de vista financiero. Este resultado subraya el hecho de que, sin la venta de excedentes, el proyecto no cumple con los criterios básicos de inversión.

El Payback Period en este escenario es extremadamente largo, estimado entre 19 y 20 años. Este extenso periodo de tiempo necesario para recuperar la inversión inicial no solo es financieramente desfavorable, sino que también representa un riesgo significativo. Un periodo de recuperación tan largo implica que el capital estaría inmovilizado durante un tiempo excesivo, lo que aumenta la exposición a riesgos futuros y la incertidumbre económica.

En resumen, el análisis comparativo de los dos escenarios muestra de manera concluyente que la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica está fuertemente condicionada por la capacidad de vender el excedente de energía generada. Cuando se permite la venta de estos excedentes, el proyecto es claramente rentable, con un VAN positivo, una TIR que supera la tasa de rentabilidad exigida, y un periodo de recuperación razonablemente corto. Sin embargo, en ausencia de la venta de excedentes, el proyecto se convierte en una inversión no viable, caracterizada por pérdidas financieras, un retorno negativo y un periodo de recuperación excesivamente largo. Esto pone de manifiesto la importancia crucial de la venta de excedentes como factor determinante en la toma de decisiones de inversión en proyectos de energía fotovoltaica para viviendas unifamiliares.

12.4.4 – LCOE (Levelized Cost of Energy)

El LCOE (Coste Nivelado de la Energía) es una métrica utilizada en la industria energética para calcular el coste total de producción de electricidad a lo largo de la vida útil de un proyecto de generación de energía, expresado por unidad de energía producida. El LCOE tiene en cuenta todos los costes asociados al proyecto, incluidos el CAPEX, el OPEX y los costes de combustible (si procede, que en este caso no, haría que considerar solo CAPEX y OPEX).

El cálculo del LCOE permite una comparación directa entre distintas tecnologías de generación de energía, como la solar, la eólica, la nuclear o los combustibles fósiles, independientemente de las diferencias en los costes iniciales o la vida útil del proyecto.

Matemáticamente, el LCOE se define como la relación entre el valor actual de todos los costes durante la vida útil del proyecto y el valor actual de la energía producida por el proyecto:

$$LCOE = \frac{\Sigma(Costes\ totales\ a\ lo\ largo\ de\ la\ vida\ del\ proyecto)}{\Sigma(Energía\ producida\ a\ lo\ largo\ de\ la\ vida\ del\ proyecto)}$$

Ecuación 3. LCOE.

Un LCOE más bajo indica una tecnología o un proyecto de generación de energía más competitivo, ya que significa que la energía se produce a un coste por unidad más bajo.

El LCOE es una herramienta crucial en la planificación energética y la toma de decisiones de inversión, ya que proporciona una base para evaluar la rentabilidad y la viabilidad económica de diferentes proyectos de generación de energía en función de su coste por unidad de energía producida. [64]

EL LCOE de la instalación resulta:

$$LCOE = \frac{10231{,}91\ €}{62{,}86\ MWh} = 162{,}763\ \frac{€}{MWh}$$

Se compara el LCOE de la instalación a lo largo de los 25 años de vida útil frente al precio medio del MWhe desde el primer año de vida hasta el último:

Precio de la energía eléctrica medio (€/MWh)	Año	LCOE frente a precio medio
142,306	1	Desfavorable
146,931	2	Desfavorable
151,706	3	Desfavorable
156,636	4	Desfavorable
161,727	5	Desfavorable
166,983	6	Favorable
172,410	7	Favorable
178,013	8	Favorable
183,799	9	Favorable
189,772	10	Favorable
195,940	11	Favorable
202,308	12	Favorable
208,883	13	Favorable
215,672	14	Favorable
222,681	15	Favorable
229,918	16	Favorable
237,390	17	Favorable
245,106	18	Favorable
253,071	19	Favorable
261,296	20	Favorable
269,788	21	Favorable
278,557	22	Favorable
287,610	23	Favorable
296,957	24	Favorable
306,608	25	Favorable

Tabla 15. LCOE durante la vida útil de la instalación. Elaboración propia.

En los primeros cinco años, el precio medio de la energía eléctrica está por debajo del LCOE de 162,763 €/MWh. Esto significa que, durante estos años, el coste de generar electricidad mediante la instalación fotovoltaica es mayor que el precio al que se podría comprar la electricidad de la red. En este período, la instalación no es competitiva desde un punto de vista económico, ya que estarías pagando más por la energía generada que por la energía comprada directamente de la red.

A partir del sexto año, el precio medio de la electricidad comienza a superar el LCOE. Esto marca un punto de inflexión, donde la energía generada por la instalación fotovoltaica se vuelve más barata que la energía comprada de la red. Este cambio refleja

que, con el tiempo, la instalación se vuelve cada vez más rentable a medida que los precios de la electricidad continúan subiendo. Huelga decir que no es coincidencia que sea justo en este periodo del año 6, 7 y 8 donde el flujo de caja acumulado comienza a ser positivo y que coincide, a su vez, con el Payback Period.

Desde el año 6 hasta el 25, el precio de la electricidad sigue aumentando, lo que hace que la diferencia favorable en comparación con el LCOE se amplíe. Esto significa que cada año que pasa, la decisión de invertir en la instalación fotovoltaica se justifica más desde un punto de vista financiero.

Capítulo 13

Conclusión

El análisis de una instalación fotovoltaica se ha realizado bajo dos escenarios distintos: uno en el que el exceso de energía generado por la instalación se vende de nuevo a la red, y otro en el que este exceso de energía no se vende. La evaluación financiera de estos escenarios se ha llevado a cabo utilizando indicadores clave como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Periodo de Recuperación y el Coste Nivelado de la Energía (LCOE). Cada uno de estos indicadores proporciona información valiosa sobre la viabilidad económica, la rentabilidad y la sostenibilidad a largo plazo del proyecto fotovoltaico en ambas circunstancias.

13.1 – Con venta de energía excedentaria

En el primer escenario, en el que se permite al sistema fotovoltaico vender a la red el exceso de energía que genera, las métricas financieras indican un resultado muy favorable:

El VAN en este escenario es de 1.519,55 euros, una cifra positiva que demuestra la capacidad del proyecto para generar valor más allá de la inversión inicial y el coste del capital. Esta plusvalía refleja la ganancia neta tras contabilizar todas las entradas y salidas de efectivo, descontadas a la tasa de rentabilidad requerida del 7%. Un VAN positivo es una de las señales más sólidas de viabilidad financiera, ya que sugiere que la inversión es sólida y que los beneficios son adecuados para compensar los riesgos asumidos por los inversores.

La TIR de este escenario es del 9%, por encima de la tasa de descuento elegida del 7%. Esta cifra significa que se espera que el proyecto produzca rendimientos superiores al umbral mínimo exigido por los inversores. El hecho de que la TIR supere el coste del capital confirma que la inversión es rentable. La TIR del 9% también proporciona un amortiguador frente a posibles riesgos futuros, ya que indica que el proyecto podría seguir siendo viable, aunque las condiciones futuras fueran menos favorables de lo previsto.

El Payback Period, estimado en 7-8 años, indica que la inversión inicial se recuperará totalmente en este plazo. Un periodo de amortización de esta duración se considera favorable, sobre todo en el contexto de los proyectos de energías renovables, en los que los gastos de capital iniciales pueden ser considerables. El periodo de amortización relativamente corto sugiere que los inversores podrán recuperar sus fondos a tiempo, minimizando así la exposición a riesgos e incertidumbres a largo plazo. Una vez alcanzado el periodo de amortización, todos los flujos de caja posteriores del proyecto contribuyen directamente a los beneficios, lo que hace que el proyecto sea financieramente lucrativo.

El LCOE, calculado en 162,763 euros/MWh, resulta cada vez más competitivo si se compara con el aumento de los precios medios de la electricidad durante el periodo de 25 años analizado. Inicialmente, el LCOE es ligeramente superior al precio medio del mercado, pero a medida que el precio de la electricidad aumenta con el tiempo, el LCOE se vuelve más favorable. Esta tendencia subraya los beneficios económicos a largo plazo de la instalación fotovoltaica, ya que proporciona un coste estable y predecible de generación de energía que se vuelve cada vez más ventajoso a medida que suben los precios del mercado. La capacidad de fijar un coste de energía más bajo a largo plazo es una ventaja estratégica significativa, especialmente en mercados energéticos volátiles. Este escenario pone de relieve la importancia de considerar las tendencias futuras de los precios de la electricidad a la hora de evaluar la viabilidad financiera de los proyectos de energías renovables.

13.2 – Sin venta de energía excedentaria

En el segundo escenario, en el que el exceso de energía generado por el sistema fotovoltaico no se vende a la red, las perspectivas financieras son notablemente menos favorables:

El VAN en este escenario es de -1.298,59 euros, una cifra negativa que sugiere que el proyecto dará lugar a una pérdida neta en lugar de a una ganancia. Un VAN negativo indica que el proyecto no genera entradas de efectivo suficientes para cubrir la inversión inicial y alcanzar la tasa de rentabilidad requerida. Este resultado sugiere que el proyecto, tal y como está estructurado sin la venta del exceso de energía, perdería valor en lugar de crearlo. Para los inversores, un VAN negativo es una señal clara para reconsiderar o evitar la inversión, ya que implica que el proyecto no proporcionará una rentabilidad adecuada.

La TIR de este escenario es de -13%, lo que está muy por debajo de la tasa de rentabilidad requerida e indica una pérdida. Una TIR negativa es un claro indicador de que el proyecto no sólo no es rentable, sino que además erosionará activamente el capital con el tiempo. Esta rentabilidad negativa sugiere que los costes asociados al proyecto superarán cualquier beneficio potencial, convirtiéndolo en una mala elección de inversión.

El Payback Period es de 19-20 años en este escenario, lo que es excepcionalmente largo y sugiere un alto nivel de riesgo financiero. Un periodo de recuperación de esta duración indica que la inversión inicial tardaría casi dos décadas en recuperarse totalmente, lo que dista mucho de ser ideal para la mayoría de los inversores. El prolongado plazo de recuperación aumenta la exposición a diversos riesgos, como los cambios en las condiciones del mercado, la obsolescencia tecnológica y los cambios normativos. Para la mayoría de los inversores, un periodo de recuperación tan largo es inaceptable, ya que inmoviliza el capital durante un periodo prolongado con rendimientos limitados.

Aunque el LCOE sigue siendo el mismo, 162,763 euros/MWh, su impacto es mucho menos favorable en este escenario. Sin la posibilidad de compensar los costes mediante la venta del excedente de energía, el LCOE representa un coste relativo más elevado en comparación con el escenario con ventas. La incapacidad de generar ingresos adicionales a partir del exceso de energía disminuye significativamente el atractivo económico del proyecto. El LCOE, en este caso, no proporciona la misma ventaja competitiva que en el

primer escenario, haciendo que el proyecto sea menos sostenible financieramente a largo plazo.

13.3 – Conclusión Final

El análisis comparativo de los dos escenarios pone de manifiesto una clara distinción en la viabilidad económica y el atractivo financiero de la instalación fotovoltaica en función de si se vende o no el exceso de energía a la red. Cuando se permite la venta del excedente de energía, el proyecto es financieramente sólido, con un VAN positivo, una TIR satisfactoria, un periodo de amortización relativamente corto y un LCOE competitivo. Este escenario garantiza que el proyecto no sólo recupere su inversión inicial, sino que también genere un rendimiento razonable a lo largo de su vida útil. La capacidad de vender el exceso de energía proporciona un flujo de ingresos crucial que mejora la rentabilidad global de la instalación, convirtiéndola en una opción convincente para el inversor que busca rendimientos a largo plazo para su vivienda unifamiliar.

Por el contrario, en el escenario en el que no se vende el exceso de energía, las perspectivas financieras son significativamente menos favorables. El VAN negativo, la TIR negativa y el largo periodo de amortización indican que el proyecto arrojaría pérdidas netas, lo que lo convierte en una inversión poco atractiva. La incapacidad de capitalizar el exceso de energía generado por la instalación limita seriamente el potencial económico del proyecto, haciéndolo financieramente insostenible a largo plazo. Este escenario demuestra la importancia de tener acceso a mercados donde se pueda vender el exceso de energía, ya que es un factor crítico para determinar el éxito global de los proyectos de energías renovables.

En conclusión, la decisión de invertir en una instalación fotovoltaica debe sopesar en gran medida el potencial de venta del exceso de energía, ya que este factor altera fundamentalmente el panorama financiero del proyecto. La capacidad de generar ingresos adicionales mediante la venta de energía no sólo mejora la rentabilidad global del proyecto, sino que también mitiga los riesgos financieros, por lo que es un factor determinante en el éxito del proyecto.

13.4 – Acciones futuras

Dada la variabilidad del mercado eléctrico y el análisis realizado en esta proyecto, una posible acción futura podría consistir en integrar estrategias de precios dinámicos y soluciones de almacenamiento en baterías. Esto podría permitir a los propietarios almacenar el exceso de energía durante los periodos de precios bajos de la electricidad o cuando la demanda de la red es baja, y luego vender o utilizar esta energía almacenada durante los periodos de máxima demanda, cuando los precios son más altos. Además, explorar acuerdos con proveedores de energía para fijar precios en función del tiempo de uso podría aumentar los beneficios económicos del sistema fotovoltaico, haciendo que el proyecto fuera más resistente a las fluctuaciones del mercado energético. Esta estrategia proporcionaría una mayor flexibilidad y maximizaría los beneficios financieros, incluso en un entorno de mercado volátil.

Capítulo 14

Bibliografía

[1] Nations, U. "¿Qué son las energías renovables?" | Naciones Unidas. United Nations. Website: https://www.un.org/es/climatechange/what-is-renewableenergy

[2] Renewable Energy Sources and Integration: Other renewables. Curso 2023-2024. *https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/4212471/mod_resource/content/6/5.1%20Other%20renewables_2023.pdf*

[3] Esther Martín. (Nov, 2021) MotorPasion: "Cómo funciona una central hidroeléctrica de bombeo, la mejor forma que tenemos de almacenar energía actualmente en España" |

https://www.motorpasion.com/futuro-movimiento/como-funciona-central-hidroelectrica-bombeo-mejor-forma-que-tenemos-almacenar-energia-actualmente-espana

[4] Renewable Energy Sources and Integration: Wind. Curso 2023-2024.

https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/4206304/mod_resource/content/0/RESI_WP_2_Aerodinamics.pdf

https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/4206305/mod_resource/content/0/RESI_WP_3_WTG_types.pdf

https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/4226843/mod_resource/content/0/RESI_WP_4_Wind_ressource.pdf

[5] Renewable Energy Sources and Integration: Solar. Curso 2023-2024.

https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/4212462/mod_resource/content/2/PV%20-%20Sector%202023.pdf

https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/4212463/mod_resource/content/1/SPV%2003%20Solar%20Radiation.pdf

https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/4212464/mod_resource/content/3/PV%20-%20Cells%20and%20modules.pdf

[6] Maximiliano Bueno López. (Abr, 2015) "Sistema de Control para Aerogeneradores Empleando Lógica Difusa" | Research Gate

https://www.researchgate.net/figure/Figura-2-Principales-partes-de-un-aerogenerador_fig1_321807468

[7] "España – Consumos de electricidad" Datosmacro.com *https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-consumo/espana*

[8] El Mundo. (2021, abril 6). ¿Qué es la regla del minuto 90? La estrategia que podría salvar vidas en desastres naturales. *El Mundo*. https://www.elmundo.es/ciencia-y-salud/medio-ambiente/2021/04/06/606afb33fdddffbb1a8b457e.html

[9] La Vanguardia. (2022, mayo 19). Plan europeo de 210.000 millones para desconectarse de la energía rusa. *La Vanguardia*. https://www.lavanguardia.com/economia/20220519/8277213/plan-europeo-210-000-millones-desconectarse-energia-rusa.amp.html

[10] Morningstar. (2024). La crisis del gas en Europa no ha acabado. *Morningstar*. https://www.morningstar.es/es/news/243141/la-crisis-del-gas-en-europa-no-ha-acabado.aspx

[11] El País. (2024, abril 6). Las reservas europeas de gas en máximos anticipan precios estables el resto del año. *El País*. https://elpais.com/economia/2024-04-06/las-reservas-europeas-de-gas-en-maximos-anticipan-precios-estables-el-resto-del-ano.html

[12] La Vanguardia. (2022, junio 14). España y Argelia: Conflicto por el Sáhara y el suministro de gas. *La Vanguardia*. https://www.lavanguardia.com/vida/junior-report/20220614/8336273/espana-argelia-conflicto-sahara-suministro-gas.html

[13] El Independiente. (2024, marzo 2). Argelia aspira a mejorar su posición de proveedor de gas fiable y promete cumplir sus contratos. *El Independiente*. https://www.elindependiente.com/internacional/2024/03/02/argelia-aspira-a-mejorar-su-posicion-de-proveedor-de-gas-fiable-y-promete-cumplir-sus-contratos/

[14] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023, diciembre). El Gobierno prorroga las medidas energéticas de protección por la situación económica. *MITECO*. https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2023/12/el-gobierno-prorroga-las-medidas-energeticas-de-proteccion-por-l.html

[15] Gobierno de España. (n.d.). Componente 7: Despliegue e integración de energías renovables. *Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. https://planderecuperacion.gob.es/politicas-y-componentes/componente-7-despliegue-e-integracion-de-energias-renovables

[16] Sciencing. (n.d.). Pros and cons of solar thermal energy. *Sciencing*. https://sciencing.com/list-6705250-pros-cons-solar-thermal-energy.html

[17] EnergySage. (n.d.). Pros and cons of biomass energy. *EnergySage*. https://www.energysage.com/about-clean-energy/biomass/pros-and-cons-biomass/

[18] U.S. Energy Information Administration (EIA). (n.d.). Biomass explained. *EIA*. https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/

[19] United Nations. (n.d.). Objetivos de desarrollo sostenible. *United Nations*. https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/

[20] Soria, A. "Legislación fotovoltaica en España (2021)." Censolar. Mayo, 2021. https://www.censolar.org/legislacionfotovoltaica2021/#iLightbox[gallery7554]/0

[21] Universidad de Cantabria. (n.d.). Energía fotovoltaica: Conceptos básicos. *OCW Universidad de Cantabria*. https://ocw.unican.es/pluginfile.php/2111/course/section/1905/17-Fotovoltaica.pdf

[22] TuVatio. (n.d.). Cómo funcionan los paneles solares. *TuVatio*. https://tuvatio.es/blog/como-funcionan-paneles-solares/

[23] APREAN. (n.d.). Panel fotovoltaico: Cómo funciona y aplicaciones. *APREAN*. https://www.aprean.com/energia-fotovoltaica/panel-fotovoltaico/

[24] Reasolar. (n.d.). Different types of a silicon cell. *Reasolar*. https://www.reasolar.co.uk/different-types-of-a-silicon-cell/

[25] ChintGlobal. (n.d.). Amorphous photovoltaic technology. *ChintGlobal*. https://chintglobal.com/blog/amorphous-photovoltaic-technology/

[26] DamiaSolar. (n.d.). Conexión de paneles solares en serie y en paralelo. *DamiaSolar*. https://www.damiasolar.com/blog/conexion-paneles-solares-en-serie-en-paralelo/

[27] EDP Energía. (n.d.). Conexión de paneles solares. *EDP Energía*. https://www.edpenergia.es/es/blog/energia-fotovoltaica/conexion-paneles-solares/

[28] Solar Power World. (2019, junio). What does a solar inverter do? *Solar Power World*. https://www.solarpowerworldonline.com/2019/06/what-does-a-solar-inverter-do/

[29] SFE Solar. (n.d.). Funcionamiento del inversor fotovoltaico. *SFE Solar*. https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/funcionamiento-inversor-fotovoltaico/

[30] Solar.com. (n.d.). How does a solar inverter work? *Solar.com*. https://www.solar.com/learn/solar-inverter/

[31] PV Magazine. (2021, septiembre 20). ¿Cuánto duran los inversores solares residenciales? *PV Magazine*. https://www.pv-magazine.es/2021/09/20/cuanto-duran-los-inversores-solares-residenciales/

[32] Palmetto. (n.d.). How does a solar battery work? *Palmetto*. https://palmetto.com/learning-center/blog/how-does-a-solar-battery-work

[33] Suministros del Sol. (n.d.). Monoblock solar batteries. *Suministros del Sol*. https://suministrosdelsol.com/en/19-monoblock-solar-batteries

[34] Britannica. (n.d.). Stationary battery. *Britannica*. https://www.britannica.com/technology/stationary-battery

[35] Saclima Fotovoltaica. (n.d.). Baterías Monoblock AGM. *Saclima Fotovoltaica*. https://www.saclimafotovoltaica.com/energia-solar/baterias-monoblock-agm-saclima-12-v/

[36] Morningstar Corporation. (n.d.). How does a solar charge controller work? *Morningstar Corporation*. https://www.morningstarcorp.com/faq/how-does-solar-charge-controller-work/

[37] Cetronic. (n.d.). Regulador de carga solar. *Cetronic*. https://www.cetronic.es/sqlcommerce/disenos/plantilla1/seccion/producto/DetalleProducto.jsp?idIdioma=&idTienda=93&codProducto=999441110&cPath=1386

[38] Energía 2050. (n.d.). Medidores bidireccionales. *Energía 2050*. https://www.energia2050.cl/medidores-bidireccionales/

[39] DirEnergy. (n.d.). ¿Qué instalaciones solares de autoconsumo existen? *DirEnergy*. https://www.direnergy.net/index.php/blog/tipos-instalaciones-solares/

[40] Comercial Mascaró. (n.d.). Energía solar en Mallorca. *Comercial Mascaró*. https://www.comercialmascaro.com/productos/energia-solar-mallorca-fotovoltaica

[41] FormeSolar. (n.d.). What are considered tier 1 solar panels? *FormeSolar*. https://formesolar.com/what-are-considered-tier-1-solar-panels/

[42] Impulso Solar. (n.d.). Cómo funciona una placa solar térmica. *Impulso Solar*. https://www.impulsosolar.es/como-funciona-una-placa-solar-termica/

[43] Ovacen. (n.d.). Energía solar térmica. *Ovacen*. https://ovacen.com/energias-renovables/solar/termica/

[44] Vaillant. (n.d.). Colector de tubos de vacío. *Vaillant*. https://www.vaillant.es/servicios/temas-de-ayuda/glosario/colector-de-tubos-de-vacio/

[45] Renewable Energy Hub. (n.d.). The different types of solar thermal panel collectors. *Renewable Energy Hub*. https://www.renewableenergyhub.co.uk/main/solar-thermal-information/the-different-types-of-solar-thermal-panel-collectors

[46] Vaillant. (n.d.). Colector plano. *Vaillant*. https://www.vaillant.es/servicios/temas-de-ayuda/glosario/colector-plano/

[47] Ecoinventos. (n.d.). Paneles solares termodinámicos. *Ecoinventos*. https://ecoinventos.com/paneles-solares-termodinamicos/

[48] NASA. (2008). Azimuth angle analysis. *NASA*. https://ntrs.nasa.gov/citations/20080012141

[49] Smart Spain. (n.d.). PVGIS España. *Smart Spain*. https://smartspain.es/pvgis-espana/

[50] RatedPower. (n.d.). PV panel tilt and efficiency. *RatedPower*. https://ratedpower.com/blog/pv-panel-tilt/

[51] Yakan Lighting. (n.d.). Tilt angle of solar panels and its effect on efficiency. *Yakan Lighting*. https://www.yakanlighting.com/tilt-angle-of-solar-panels-and-its-effect-on-efficiency

[52] PV Education. (n.d.). Azimuth angle and sunlight properties. *PV Education*. https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/azimuth-angle

[53] Certificación Energética. (n.d.). Pérdidas por inclinación y orientación. *Certificación Energética*. https://certificacionenergetica.info/perdidas-por-inclinacion-y-orientacion/

[54] Sage. (n.d.). Qué es el CAPEX. *Sage*. https://www.sage.com/es-es/blog/que-es-el-capex-entiende-las-cifras-mas-alla-de-la-formula-de-calculo/

[55] Sydle. (n.d.). CAPEX y OPEX. *Sydle*. https://www.sydle.com/es/blog/capex-y

[56] The Eco Experts. (n.d.). Mantenimiento de placas solares. *The Eco Experts*. https://www.theecoexperts.com/es/placas-solares/mantenimiento

[57] Sol Valencia. (n.d.). Seguro para paneles solares: Qué tipo de seguro necesitas. *Sol Valencia*. https://solvalencia.es/seguro-para-paneles-solares/#que-tipo-de-seguro-para-paneles-solares-necesito

[58] Cambio Energético. (n.d.). Cómo acogerse a la modalidad de autoconsumo con compensación por excedentes. *Cambio Energético*. https://www.cambioenergetico.com/blog/como-acogerse-a-la-modalidad-de-autoconsumo-con-compensacion-por-excedentes/

[59] Cambio Energético. (n.d.). Tarifa de autoconsumo con excedentes. *Cambio Energético*. https://www.cambioenergetico.com/blog/tarifa-autoconsumo-excedentes/

[60] Selectra. (n.d.). Qué es la discriminación horaria. *Selectra*. https://selectra.es/energia/info/que-es/discriminacion-horaria

[61] OCU. (n.d.). Informe de precio de la luz. *Organización de Consumidores y Usuarios (OCU)*. https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/informe/precio-luz

[62] Tarifas Gas Luz. (n.d.). Tarifas de autoconsumo. *Tarifas Gas Luz*. https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/tarifas

[63] ESAN. (n.d.). VAN, TIR y Payback: Qué son y en qué se diferencian. *ESAN*. https://www.esan.edu.pe/conexion-esan/van-tir-y-pay-back-que-son-y-en-que-se-diferencian

[64] Transición Energética. (n.d.). ¿Qué es el LCOE? *Transición Energética*. https://www.transicionenergetica.es/energias-renovables/que-es-el-lcoe/

Anexos: Informe y Hojas de Datos

Version 7.4.1

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 2400 Wp

Hormigos - Spain

Author

PVsyst TRIAL

PVsyst V7.4.1
VC0, Simulation date:
03/06/24 18:25
with v7.4.1

Project summary

Geographical Site
Hormigos
Spain

Situation

Latitude	40.14 °N
Longitude	-4.44 °W
Altitude	425 m
Time zone	UTC+1

Project settings
Albedo 0.20

Meteo data
Hormigos
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System
Simulation for year no 20

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation
Fixed plane
Tilt/Azimuth 36 / 0 °

Near Shadings
No Shadings

User's needs
Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules	6 units
Pnom total	2400 Wp

Inverters

Nb. of units	1 unit
Pnom total	2000 W
Pnom ratio	1.200

Results summary

Produced Energy	3533.96 kWh/year	Specific production	1472 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	70.88 %

Table of contents

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

PVsyst TRIAL

General parameters

Grid-Connected System — **No 3D scene defined, no shadings**

PV Field Orientation

Orientation		Sheds configuration	Models used	
Fixed plane		No 3D scene defined	Transposition	Perez
Tilt/Azimuth	36 / 0 °		Diffuse	Imported
			Circumsolar	separate

Horizon		Near Shadings	User's needs
Average Height	2.4 °	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer	Generic
Model	GCL-M3/72DH-400
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	400 Wp
Number of PV modules	6 units
Nominal (STC)	2400 Wp
Modules	1 String x 6 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	2171 Wp
U mpp	221 V
I mpp	9.8 A

Inverter

Manufacturer	Generic
Model	AS-IR02-2000 (2 kW, Single-phase, 1 MPPT)
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	2.00 kWac
Number of inverters	1 unit
Total power	2.0 kWac
Operating voltage	50-450 V
Max. power (=>25°C)	2.20 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.20

Total PV power

Nominal (STC)	2.40 kWp
Total	6 modules
Module area	12.2 m²
Cell area	10.8 m²

Total inverter power

Total power	2 kWac
Max. power	2.2 kWac
Number of inverters	1 unit
Pnom ratio	1.20

Array losses

Array Soiling Losses
Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor
Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses
Global array res. 377 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Serie Diode Loss
Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.3 % at STC

LID - Light Induced Degradation
Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss
Loss Fraction -0.5 %

Module mismatch losses
Loss Fraction 2.0 % at MPP

Module average degradation
Year no 20
Loss factor 0.4 %/year
Mismatch due to degradation
Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

IAM loss factor
Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.997	0.992	0.967	0.893	0.818	0.731	0.000

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage	230 Vac mono
Loss Fraction	0.13 % at STC

Inverter: AS-IR02-2000 (2 kW, Single-phase, 1 MPPT)

Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 2 x 3 mm²
Wires length	2 m

PVsyst TRIAL

Horizon definition

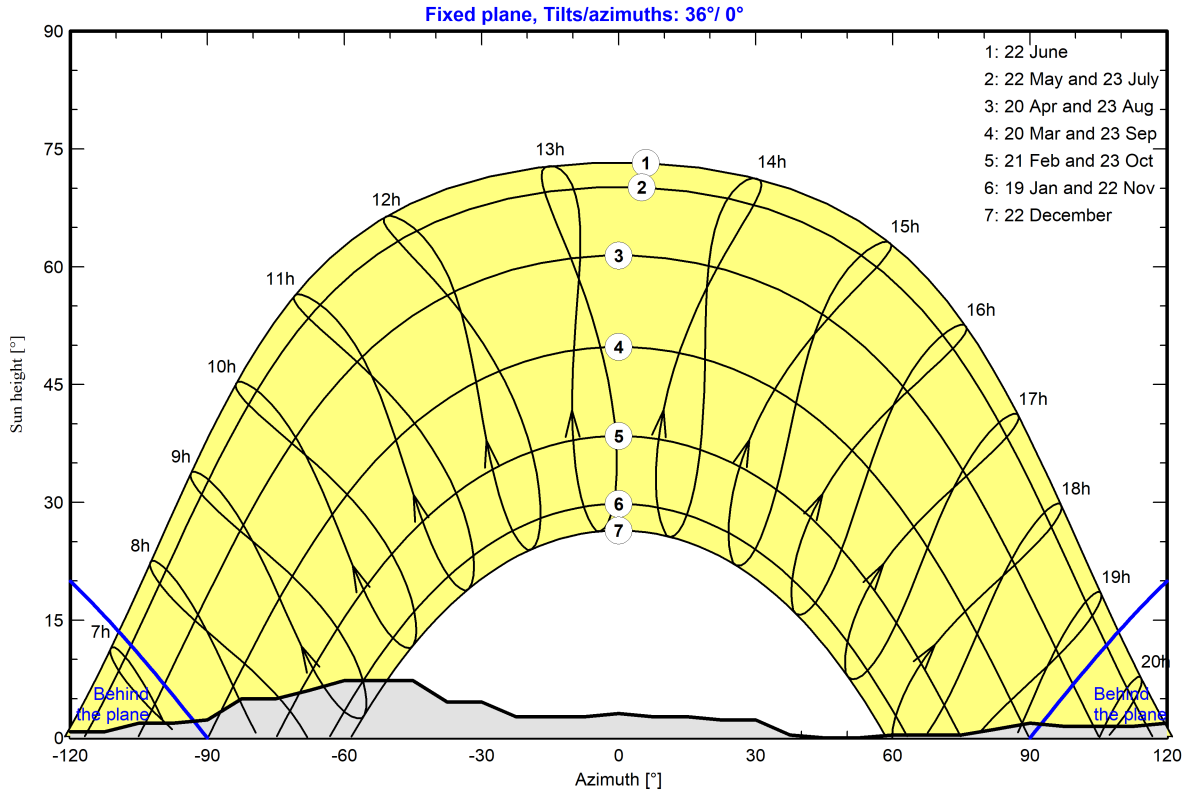
Horizon from PVGIS website API, Lat=40°8'10", Long=-4°26'36", Alt=425m

Average Height	2.4 °	Albedo Factor	0.85
Diffuse Factor	0.97	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-113	-105	-98	-90	-83	-75	-68	-60
Height [°]	1.1	1.5	1.5	1.1	1.1	0.8	0.8	1.9	1.9	2.3	5.0	5.0	6.1	7.3
Azimuth [°]	-45	-38	-30	-23	-8	0	8	15	23	30	38	45	53	60
Height [°]	7.3	4.6	4.6	2.7	2.7	3.1	2.7	2.7	2.3	2.3	0.4	0.0	0.0	0.4
Azimuth [°]	75	83	90	98	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	0.4	1.1	1.9	1.5	1.5	1.9	2.3	3.1	4.2	2.7	3.1	2.7	2.3	1.1

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

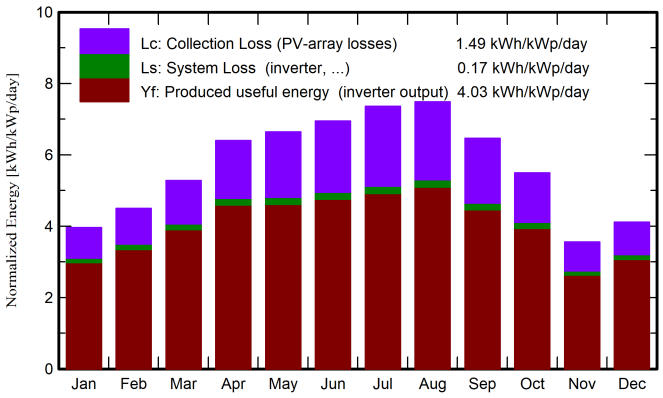


Main results

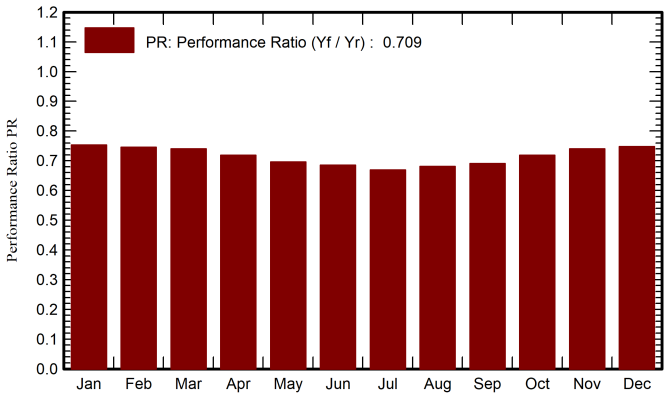
System Production

Produced Energy	3533.96 kWh/year	Specific production	1472 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	70.88 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh
January	69.2	26.07	4.38	122.8	115.6	231.6
February	83.1	30.23	7.48	126.1	119.7	235.1
March	131.0	54.75	8.32	163.6	154.9	302.7
April	174.4	54.26	12.12	192.1	181.9	344.7
May	212.4	67.07	19.09	205.9	194.4	358.3
June	226.8	67.66	23.49	208.5	196.6	357.2
July	241.5	59.16	27.84	228.1	215.5	381.7
August	220.6	51.58	24.07	232.0	219.9	395.1
September	160.1	49.60	22.18	193.9	184.2	334.6
October	118.6	41.87	15.78	170.3	161.8	305.9
November	65.7	28.70	10.94	106.7	101.4	198.2
December	67.5	26.17	7.79	127.4	120.2	238.3
Year	1770.9	557.13	15.33	2077.6	1966.0	3683.5

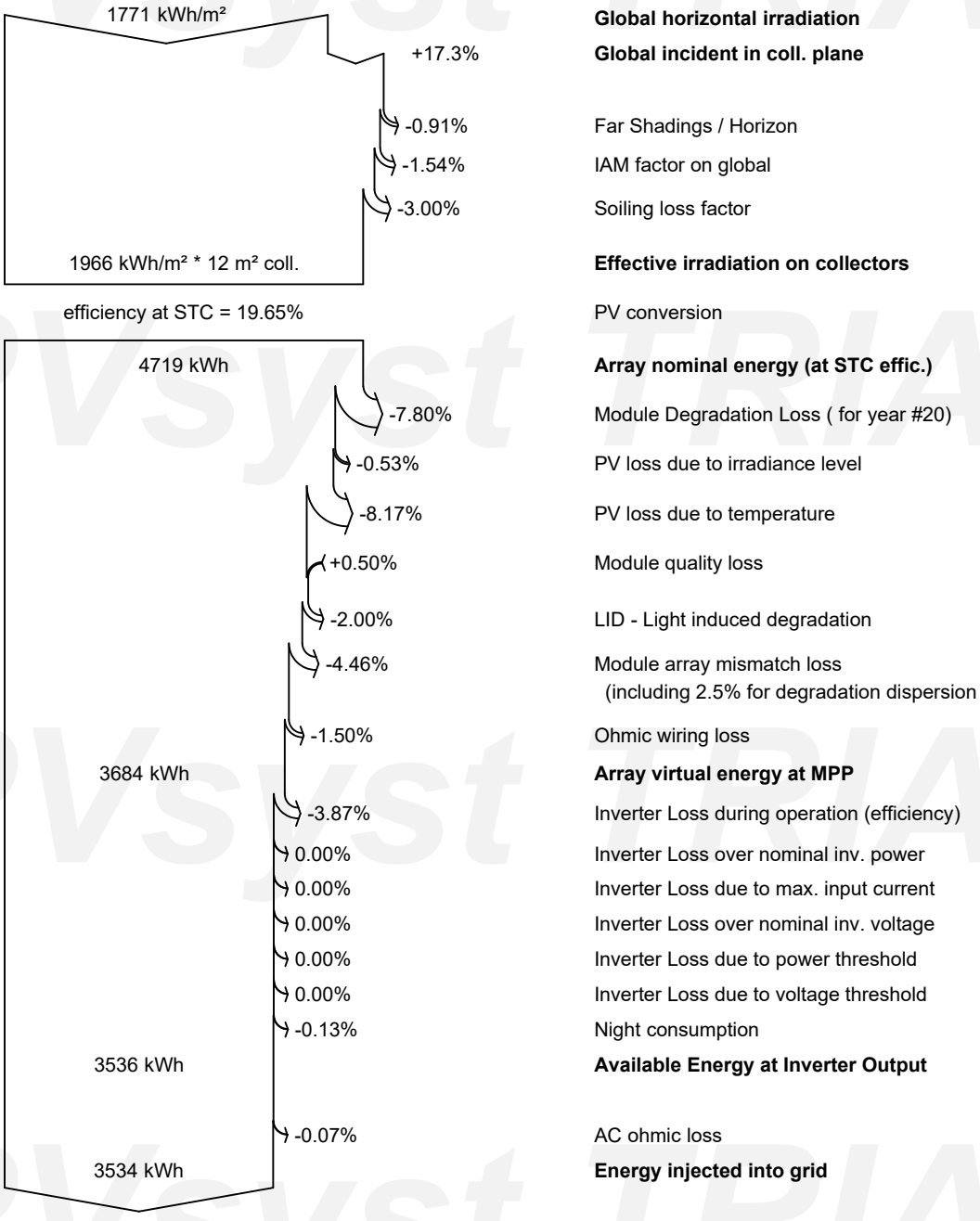
Legends

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

PVsyst TRIAL

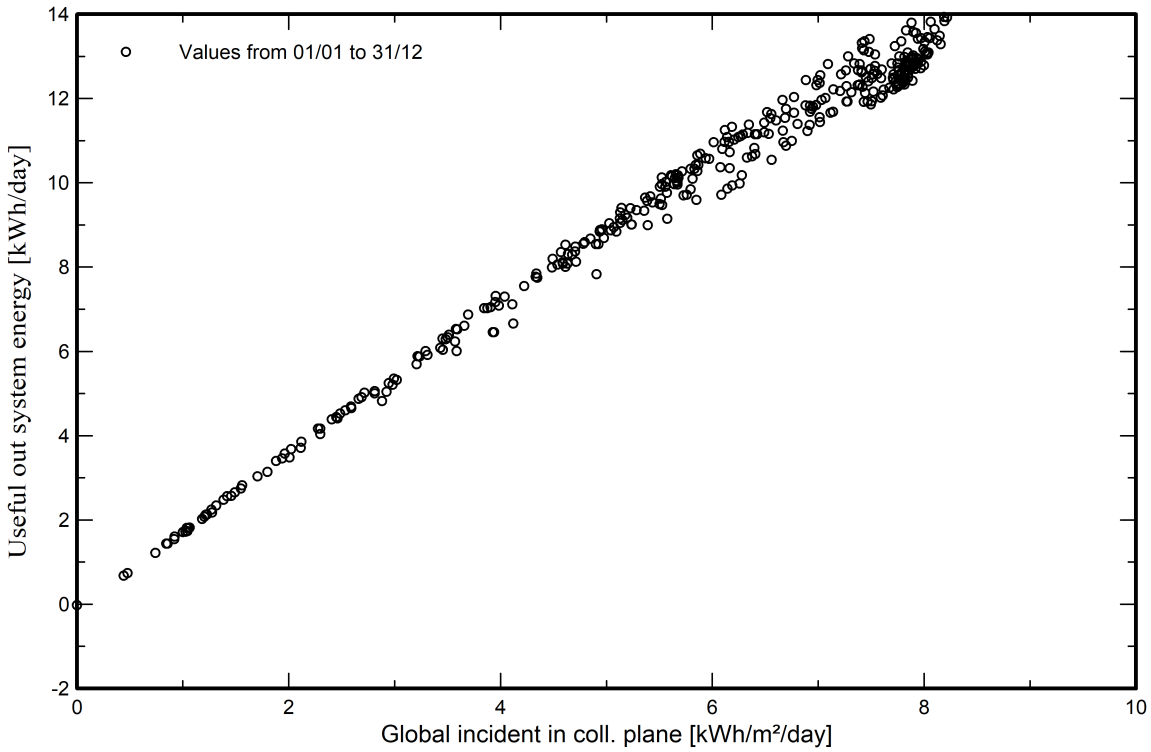
PVsyst V7.4.1
VC0, Simulation date:
03/06/24 18:25
with v7.4.1

Loss diagram

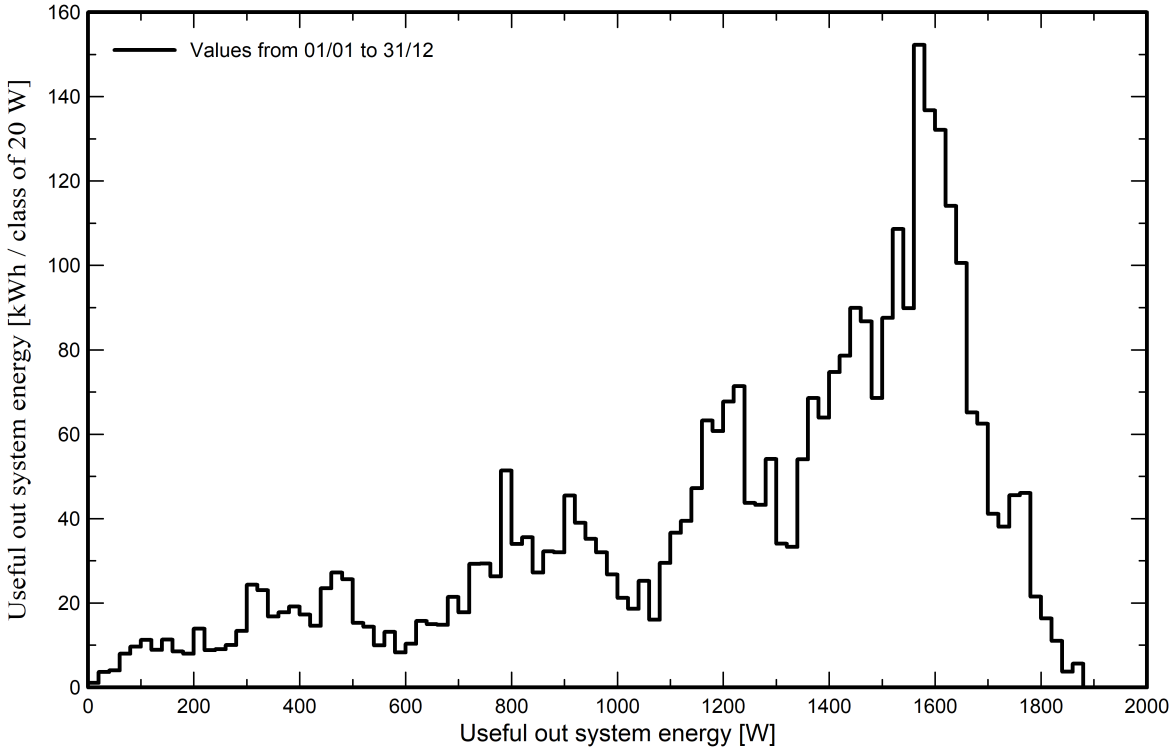


Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria

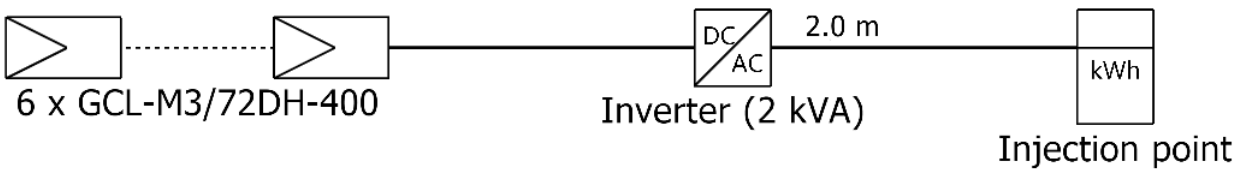


Distribución de potencia de salida del sistema



Single-line diagram

PVsyst V7.4.1
VC0, Simulation date:
03/06/24 18:25
with v7.4.1



PV module	GCL-M3/72DH-400
Inverter	AS-IR02-2000 (2 kW, Single-phase, 1 MPPT)
String	6 x GCL-M3/72DH-400

	Nuevo Proyecto	
	VC0 : Nueva variante de simulación	03/06/24

GCL-M3/72DH

Bifacial Cast Mono Module

370-405W

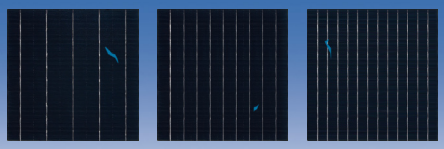


405W
Maximum Power Output

19.9%
Maximum Module Efficiency

0~+5W
Power Output Guarantee

Cell Type



5BB 9BB 12BB

Use the Tedlar® PVF film produced by DUPONT

Selected encapsulating material and stringent production process control ensure the product is highly PID resistant and snail trails free

Sand blowing test, salt mist test and ammonia test passed to endure harsh environments

Higher lifetime power yield: 0.6% annual power degradation 30 years power warranty

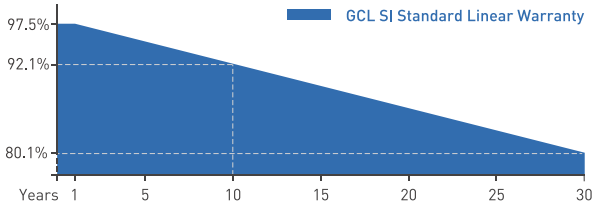
Special cell process ensures great performance under low irradiance conditions

Transparent backsheet, double-sided sun capturing, power generation increase in returns

GCL Delivers Reliable Performance Over Time

- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Fully automatic facility and world-class technology
- Rigorous quality control to meet the highest standard: ISO 9001, ISO 14001 and ISO 45001
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing test: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2- 68)
- Long term reliability tests
- 2×100% EL inspection ensuring defect-free modules

Linear Performance Warranty



12 Years Product Warranty 30 Years Linear Power Warranty

* Please refer to GCL standard warranty for details

* Please refer to GCL for details

GCL-M3/72DH

Bifacial Cast Mono Module

370-405W

Electrical Specification (STC*)

Test Condition		Front	Rear	Front	Rear	Front	Rear	Front	Rear	Front	Rear	Front	Rear	Front	Rear
Maximum Power	Pmax(W)	370	262	375	265	380	269	385	272	390	276	395	279	400	283	405	286
Maximum Power Voltage	Vmp(V)	39.79	40.19	39.98	40.38	40.17	40.57	40.36	40.76	40.55	40.95	40.73	41.13	40.90	41.30	41.08	41.48
Maximum Power Current	Imp(A)	9.30	6.51	9.38	6.57	9.46	6.62	9.54	6.68	9.62	6.73	9.70	6.79	9.78	6.85	9.86	6.90
Open Circuit Voltage	Voc(V)	48.09	47.39	48.28	47.58	48.47	47.77	48.66	47.96	48.85	48.15	49.03	48.33	49.20	48.50	49.37	48.67
Short Circuit Current	Isc(A)	9.80	6.88	9.88	6.94	9.96	6.99	10.04	7.05	10.12	7.10	10.20	7.16	10.28	7.22	10.36	7.27
Module Efficiency	(%)	18.2	12.9	18.4	13.0	18.7	13.2	18.9	13.4	19.2	13.5	19.4	13.7	19.6	13.9	19.9	14.1
Power Output Tolerance	(W)	0~+5															

* Irradiance 1000W/m², Module Temperature 25°C, Air Mass 1.5

Electrical Specification (NOCT*)

Test Condition		Front	Rear	Front	Rear	Front	Rear	Front	Rear	Front	Rear	Front	Rear	Front	Rear	Front	Rear
Maximum Power	Pmax (W)	276.02	194.40	279.74	196.94	283.49	199.50	287.26	202.07	291.06	204.66	294.88	207.26	298.72	209.88	302.59	212.50
Maximum Power Voltage	Vmp (V)	37.00	37.10	37.20	37.30	37.40	37.50	37.60	37.70	37.80	37.90	38.00	38.10	38.20	38.30	38.40	38.50
Maximum Power Current	Imp (A)	7.46	5.24	7.52	5.28	7.58	5.32	7.64	5.36	7.70	5.40	7.76	5.44	7.82	5.48	7.88	5.52
Open Circuit Voltage	Voc(V)	44.80	44.20	45.00	44.40	45.20	44.60	45.40	44.80	45.60	45.00	45.80	45.20	46.00	45.40	46.20	45.60
Short Circuit Current	Isc (A)	7.92	5.56	7.98	5.60	8.04	5.64	8.10	5.68	8.16	5.72	8.22	5.76	8.28	5.80	8.34	5.84

* Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

Mechanical Data

Number of Cells	144 Cells (6×24)
Dimensions of Module L*W*H (mm)	2036×1000×35mm (80.16×39.37×1.38 inches)
Weight (kg)	23.4 kg
Glass	High transparency solar glass 3.2mm (0.13 inches)
Backsheet	Use Tedlar® PVF film produced by DUPONT
Frame	Silver, anodized aluminium alloy
J-Box	IP68 Rated
Cable	4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 200/200mm (7.87 inches)
Number of diodes	3
Wind/Snow Load	2400Pa/ 5400Pa*
Connector	MC Compatible

* For more details please check the installation manual of GCLSI

Temperature Ratings

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	44±2°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.06%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.39%/°C

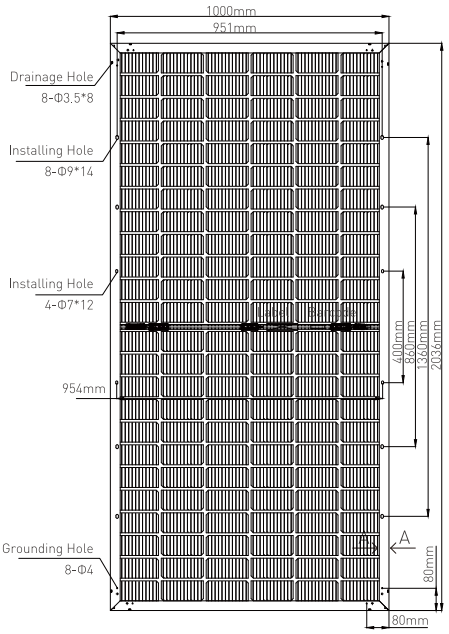
Maximum Ratings

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC
Max Series Fuse Rating	20A

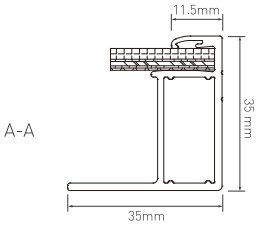
Packaging Configuration

Module per box	30 pieces
Module per 40' container	660 pieces

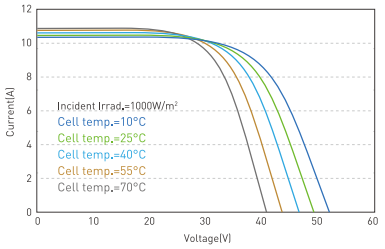
Module Dimension



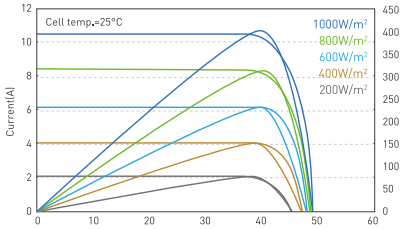
Back View



I-V Curve at Different Temperature (405W)



I-V/P-V Curve at Different Irradiation (405W)



CAUTION: READ INSTALLATION MANUAL BEFORE USING THE PRODUCT

Contact Us for More Information

website: www.gclsi.com email: gclsisales@gclsi.com

AEG

GRID-TIED SOLAR INVERTERS



AS-IR02 / SINGLE-PHASE GRID-TIED SOLAR INVERTER

Characteristics

Power classes: 0.7 kW - 3 kW
single-phase, 1 MPPT
Matte black housing, compact size
RS485+WiFi

Product Name Code (PNC)

AS-IR02-700/-1000/1500/2000/2500/3000

Extra peace of mind

Extensive certifications and Quality Control
5+5 years product warranty
(optionally extendable to 15/20 years)

Advantages

Compact size and light weight
Sleek looks designed for residential installations
Global monitoring

AS-IR02 / SINGLE-PHASE GRID-TIED SOLAR INVERTER

TECHNICAL SPECIFICATIONS

	AS-IR02-700	AS-IR02-1000	AS-IR02-1500
PV String Input Data			
Max. DC Input Power (W)	910	1300	1950
Max. DC Input Voltage (V)	500	500	500
MPPT Range (V)	40~450	40~450	50~450
MPPT Voltage Range at Nominal Power (V)	80~450	80~450	125~450
Start-up Voltage (V)	40	40	50
Nominal DC Input Voltage (V)	360	360	360
Max. Input Current per MPPT (A)	12.5	12.5	12.5
Max. Short Current per MPPT (A)	15.6	15.6	15.6
No. of MPPT	1	1	1
No. of Input Strings per MPPT	1	1	1
Max inverter backfeed current to the array (A)	0	0	0
AC Output Data			
Nominal Output Power (W)	700	1000	1500
Nominal Output Apparent Power (VA) [1]	700	1000	1500
Max. AC Active Power (W)	800	1100	1650
Max. AC Apparent Power (VA) [1]	800*	1100*	1650*
Nominal Output Voltage (V)	230	230	230
Nominal AC Grid Frequency (Hz)	50/60	50/60	50/60
Max. Output Current (A)	3.5	4.8	7.2
Max. Output Fault Current (peak and duration) (A/ms)	25/5	25/5	25/5
Inrush current (peak and duration) (A/ms)	50/2	50/2	50/2
Nominal Output Current (A)	3	4.3	6.5
Output Power Factor	~1 (Adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)		
Max. Total Harmonic Distortion	<3%	<3%	<3%
Efficiency			
Max. Efficiency	97.2%	97.2%	97.3%
European Efficiency	96.0%	96.4%	96.6%
Protection			
DC Insulation Resistance Detection	Integrated		
Residual Current Monitoring Unit	Integrated		
Anti-islanding Protection	Integrated		
AC Overcurrent Protection	Integrated		
AC Short Circuit Protection	Integrated		
AC Overvoltage Protection	Integrated		
DC Switch	Integrated		
DC Surge Arrester	Type III		
AC Surge Arrester	Type III		
General Data			
Operating Temperature Range (°C)	-25~60		
Relative Humidity	0~100%		
Operating Altitude (m)	≤4000		
Cooling	Natural Convection		
User Interface	LCD & LED		
Communication	WIFI (optional: LAN or RS485)		
Communication Protocol	Modbus		
Weight (kg)	5.8		
Size (Width*Height*Depth mm)	295*230*113		
Noise Emission (dB)	25		
Topology	Transformerless		
Night Power Consumption (W)	<1		
Ingress Protection Rating	IP65		
DC Connector	MC4 (2.5~4 mm²)		
AC Connector	Plug-and-play connector		
Environmental Category	4K4H		
Pollution Degree	III		
Overvoltage Category	DC II / AC III		
Protective Class	Class I		
Decisive Voltage Class (DVC)	C		
Certifications & Standards			
Grid Regulation & Safety Regulation	Visit www.aeg-industrialsolar.de for more information		

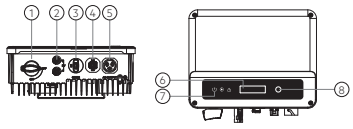
[1] *For Belgium Max. Output Apparent Power (VA): AS-IR02-700 is 700; AS-IR02-1000 is 1000; AS-IR02-1500 is 1500.

	AS-IR02-2000	AS-IR02-2500	AS-IR02-3000
PV String Input Data			
Max. DC Input Power (W)	2600	3250	3900
Max. DC Input Voltage (V)	500	500	500
MPPT Range (V)	50~450	50~450	50~450
MPPT Voltage Range at Nominal Power (V)	165~450	205~450	245~450
Start-up Voltage (V)	50	50	50
Nominal DC Input Voltage (V)	360	360	360
Max. Input Current per MPPT (A)	12.5	12.5	12.5
Max. Short Current per MPPT (A)	15.6	15.6	15.6
No. of MPPT	1	1	1
No. of Input Strings perMPPT	1	1	1
Max inverter backfeed current to the array (A)	0	0	0
AC Output Data			
Nominal Output Power (W)	2000	2500	3000
Nominal Output Apparent Power (VA) [1]	2000	2500	3000
Max. AC Active Power (W)	2200	2750	3300
Max. AC Apparent Power (VA) [1]	2200*	2750*	3300*
Nominal Output Voltage (V)	230	230	230
Nominal AC Grid Frequency (Hz)	50/60	50/60	50/60
Max. Output Current (A)	9.6	12	14.3
Max. Output Fault Current (peak and duration) (A/ms)	25/5	30/5	30/5
Inrush current (peak and duration) (A/ms)	50/2	50/2	50/2
Nominal Output Current (A)	8.7	10.93	13.0
Output Power Factor	~1 (Adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)		
Max. Total Harmonic Distortion	<3%	<3%	<3%
Efficiency			
Max. Efficiency	97.5%	97.6%	97.6%
European Efficiency	97.0%	97.2%	97.2%
Protection			
DC Insulation Resistance Detection	Integrated		
Residual Current Monitoring Unit	Integrated		
Anti-islanding Protection	Integrated		
AC Overcurrent Protection	Integrated		
AC Short Circuit Protection	Integrated		
AC Overvoltage Protection	Integrated		
DC Switch	Integrated		
DC Surge Arrester	Type III		
AC Surge Arrester	Type III		
General Data			
Operating Temperature Range (°C)	-25~60		
Relative Humidity	0~100%		
Operating Altitude (m)	≤4000		
Cooling	Natural Convection		
Display	LCD & LED		
Communication	WIFI (optional: LAN or RS485)		
Communication Protocol	Modbus		
Weight (kg)	5.8		
Size (Width*Height*Depth mm)	295*230*113		
Noise Emission (dB)	42		
Topology	Transformerless		
Night Power Consumption (W)	<1		
Ingress Protection Rating	IP65		
DC Connector	MC4 (2.5~4 mm²)		
AC Connector	Plug-and-play connector		
Environmental Category	4K4H		
Pollution Degree	III		
Overvoltage Category	DC II / AC III		
Protective Class	Class I		
Decisive Voltage Class (DVC)	C		
Certifications & Standards			
Grid Regulation & Safety Regulation	Visit www.aeg-industrialsolar.de for more information		

[1] *For Belgium Max. Output Apparent Power (VA): AS-IR02-2000 is 2000; AS-IR02-2500 is 2500; AS-IR02-3000 is 3000.

TECHNICAL DRAWINGS

AS-IR02-700 | **AS-IR02-1000** | **AS-IR02-1500**
AS-IR02-2000 | **AS-IR02-2500** | **AS-IR02-3000**



Nr.	Item	Description
1	DC Switch	During normal operation it is „on". It can shut down the inverter after it is disconnected from the grid by the AC breaker
2	PV Input Terminal	For PV string connection
3	WiFi/LAN Module Port	For WiFi/LAN communication
4	CT /Remote Shutdown/ RS485 Communication Port	For CT and & Remote Shutdown & RS485 Communication
4	CT /Remote Shutdown/ RS485 Communication Port	For CT and & Remote Shutdown & RS485 Communication
5	AC Output Terminal	For AC cable connection
6	LCD Display	For viewing inverter operation data and for parameter configuration
7	Indicator Lights	Displays the inverter state
8	Button	For accessing the inverter menu and parameter configuration

CONTACT US

info@aeg-industrialsolar.de | www.aeg-industrialsolar.de

Version 2022.05.V1-EN © Solar Solutions Group.

Specifications in this datasheet are subject to change without notice.

AEG is a registered trademark used under license from AB Electrolux (publ).

R1-12/20

Ficha técnica

Soporte coplanar continuo atornillado para cubierta de teja

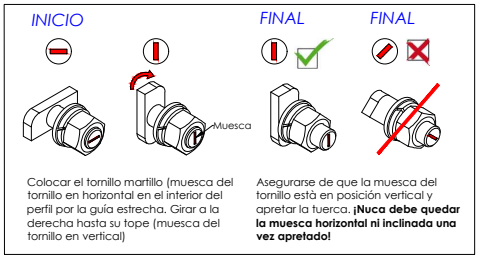
01V

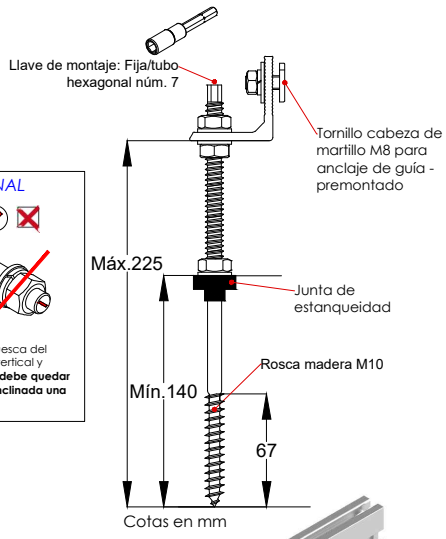






Broca para hormigón Nº12
Broca para madera Nº9



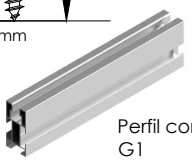


- Soporte coplanar para anclaje a losa de hormigón y/o madera.
- Válido para todo tipo de tejas, excepto pizzara.
- Sin necesidad de desmontar la cubierta.
- La fijación incluye junta de estanqueidad.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

Viento:	Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)
Materiales:	Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6 Tornillería de acero inoxidable A2-70

Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.



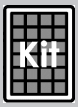


Perfil compatible G1

Nota
La fijación L no se debe montar hasta haber fijado el anclaje.

Dos opciones:

Para módulos de hasta **2279x1150 - Sistema Kit**

2279x1150 

(Ver página 2)

Para módulos de hasta **2400x1350 - Sistema PS**

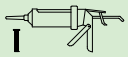
2400x1350 

(Ver página 3)

Carga de nieve: 40 kg/m²

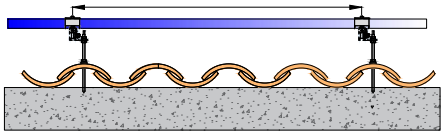


*Para losa de hormigón, se recomienda utilizar taco químico.



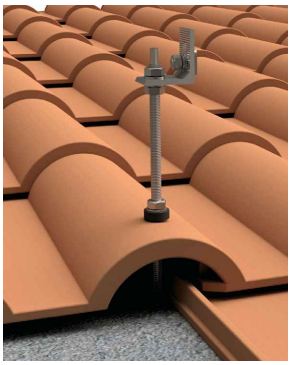
*Para anclaje a madera se recomienda un pretaladro con una broca del núm. 9

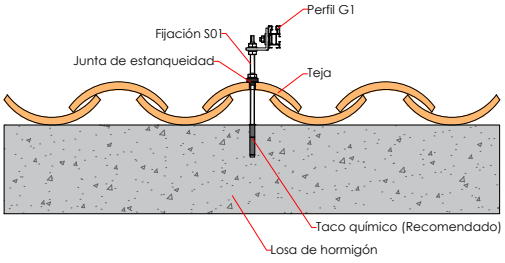
Para la distancia de anclajes de los módulos consultar ficha técnica del módulo

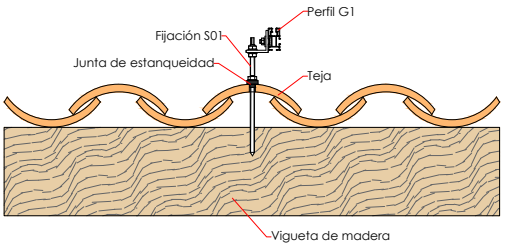




Perfiles paralelos a la cumbrera









Perfiles perpendiculares a la cumbrera

Par de apriete:	
Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

Herramientas necesarias:



Seguridad:

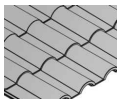



Anclaje a hormigón


Anclaje a madera


Tornillería incluida


EPDM


Teja

100% Reciclable

Marcado CE
ES19/86524

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

Velocidades de viento

Soporte coplanar continuo atornillado para cubierta de teja

01V
Sistema kit

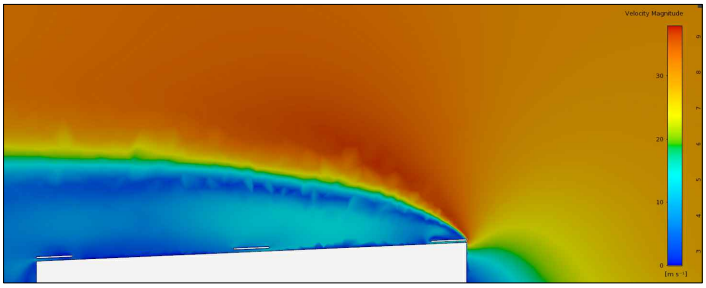


- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

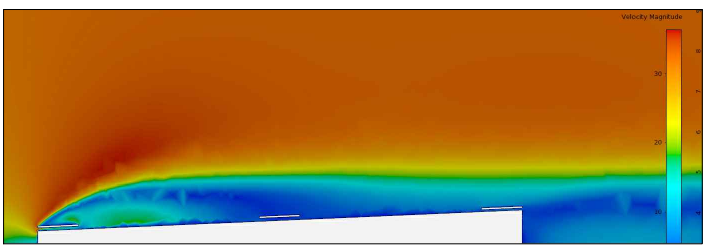
Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento							
Tamaño del módulo	1	2	3	4	5	6	nº de módulos
2000x1000	150	150	150	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150	150	150	150	150	150	150	

Tabla 1 - *Velocidades máximas de viento admisibles.*

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



Flujo viento norte - *En estructura coplanar.*



Flujo viento sur - *En estructura coplanar.*

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

Marcado CE
ES19/86524

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

Ficha técnica del producto

Especificaciones



iPF K 20 modular surge arrester - 3 poles + N - 340V

A9L15693

Principal

Range of product	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iPRC
Tipo de producto o componente	Disipador de sobrevoltaje
Nombre corto del dispositivo	IPF K
Aplicación del dispositivo	Distribución Eléctrica Residencial y Comercial
Número de polos	3P + N
Señalización remota	Sin
Tipo de limitador de sobretensiones	Red de distribución eléctrica
Sistema de conexión a tierra	TT TN-S

Complementario

Tipo y clase de limitador de sobretensiones	Tipo 2
Tecnología de limitador de sobretensiones	MOV + GDT
[Ue] tensión asignada de empleo	230/400 V AC - tipo de cable: +/- 10 %) en 50/60 Hz
[In] nominal discharge current	Modo común, estado 1 5 kA - tipo de cable: L/PE) Modo común, estado 1 5 kA - tipo de cable: N/PE) Modo diferencial, estado 1 5 kA - tipo de cable: L/N)
[Imax] maximum discharge current	Modo común, estado 1 20 kA L/PE Modo común, estado 1 20 kA N/PE Modo diferencial, estado 1 20 kA L/N
[Uc] tensión de funcionamiento máxima continua	Modo común, estado 1 340 V L/PE Modo común, estado 1 260 V N/PE Modo diferencial, estado 1 340 V L/N
[Up] nivel de protección de tensión	Modo común <1,5 kV tipo 2 N/PE Modo diferencial <1,1 kV tipo 2 L/N
[Ut] sobretensión temporal	337 V L/N 5 s mantenido 442 V L/PE 5 s mantenido 1200 V N/PE 200 ms mantenido 1453 V L/PE 200 ms mantenido
Tipo de dispositivo seccionador	Interruptor automático asociado iK60N 20 A curva C - Icu 6 kA Fusible asociado gG 25 A - Icu 25 kA
[Isccr] short-circuit current rating	25 kA

Descargo de responsabilidad: Esta documentación no ha sido diseñada como reemplazo, ni se debe utilizar para determinar la idoneidad o la confiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de usuarios

Tensión del circuito de señalización	0.25 A 250 V CA 50/60 Hz
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Tipo de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	8
Altura	81 mm
Ancho	72 mm
Profundidad	69 mm
Peso del producto	420 g
Color	Blanco - tipo de cable: RAL 9003
Tiempo de respuesta	<= 25 ns
[Ipe] Ground residual current	0,003 mA
Conexiones - terminales	Terminal tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) 25 mm² rígido Terminal tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) 16 mm² Flexible Terminal tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) 16 mm² flexible con terminal
Longitud de cable pelado para conectar bornas	11 mm
Par de apriete	3,5 N.m

Entorno

Normas	IEC 61643-11:2011
Certificaciones de producto	CE EAC
Grado de protección IP	En cara frontal, estado 1 IP40 acorde a Activar / desactivar Ig En terminal, estado 1 IP20 acorde a Activar / desactivar Ig
Grado de protección IK	IK03 acorde a accesorio de aislamiento
Humedad relativa	5…95 %
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25…60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40…85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de Unidad de Paquete 1	PCE
Número de Unidades en el Paquete 1	1
Paquete 1 Peso	383 g
Paquete 1 Altura	7 cm
Paquete 1 ancho	8 cm
Paquete 1 Largo	8,1 cm
Tipo de Unidad de Paquete 2	BB1
Número de Unidades en el Paquete 2	3
Paquete 2 Peso	1,223 kg
Paquete 2 Altura	10 cm
Paquete 2 Ancho	8 cm
Paquete 2 Largo	28 cm

Tipo de Unidad de Paquete 3	S03
Número de Unidades en el Paquete 3	36
Paquete 3 Peso	15,257 kg
Paquete 3 Altura	30 cm
Paquete 3 Ancho	30 cm
Paquete 3 Largo	40 cm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACh	Declaración de REACh
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Si
Información sobre exenciones de RoHS	Si
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months

Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor magnetotérmico; Acti9 iC60N; 2P; 16 A; curva C; 6000 A/ 10 kA

A9F79216

Principal

Función	Para corriente> 0,1 A
Gama	Acti 9
Nombre Del Producto	Acti 9 iC60 RCBO
Tipo De Producto O Componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre Abreviado Del Equipo	iC60N
Número De Polos	2P
Número De Polos Protegidos	2
[In] Corriente Nominal	16 A
Tipo De Red	AC Corriente continua
Tecnología De Unidad De Disparo	Térmico-magnético
Código De Curva	C
Capacidad De Corte	6000 A Icn en 400 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 36 kA Icu en 12...60 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en <= 125 V corriente continua acorde a Icu 10 kA Icu en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 20 kA Icu en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 6 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 36 kA Icu en 100...133 V AC 50/60 Hz acorde a Icu
Categoría De Empleo	Categoría A acorde a HB1 Categoría A acorde a En> 50 A
Poder De Seccionamiento	Sí acorde a EN 60898-1 Sí acorde a HB1 Sí acorde a IEC 60898-1 Sí acorde a En> 50 A
Normas	EN 60898-1 En> 50 A HB1 IEC 60898-1

Complementario

Frecuencia De Red	50/60 Hz
Límite De Enlace Magnético	8 x In +/- 20%

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios

[Ics] Poder De Corte En Servicio	15 kA 75 % acorde a HB1 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a HB1 - 380...415 V AC 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a HB1 - 440 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % acorde a En> 50 A - 220...240 V AC 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a En> 50 A - 380...415 V AC 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a En> 50 A - 440 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % acorde a En> 50 A - 12...133 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % acorde a HB1 - 12...133 V AC 50/60 Hz 6000 A 100 % acorde a EN 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 6000 A 100 % acorde a IEC 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 10 kA 100 % acorde a En> 50 A - 72...125 V corriente continua 10 kA 100 % acorde a HB1 - 72...125 V corriente continua
Clase De Limitación	3 acorde a EN 60898-1 3 acorde a IEC 60898-1
[Ui] Tensión Nominal De Aislamiento	500 V AC 50/60 Hz acorde a HB1 500 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A
[Uimp] Resistencia A Picos De Tensión	6 kV acorde a HB1 6 kV acorde a En> 50 A
Indicador De Posición Del Contacto	Sí
Tipo De Control	Maneta
Señalizaciones En Local	Indicador de disparo
Tipo De Montaje	Fijo
Soporte De Montaje	Carril DIN
Compatibilidad De Bloque De Distribución Y Embarrado Tipo Peine	Arriba o abajo, estado 1 SÍ
Pasos De 9 Mm	4
Altura	85 mm
Ancho	36 mm
Profundidad	78,5 mm
Peso Del Producto	0,25 kg
Color	Blanco
Durabilidad Mecánica	20000 ciclos
Durabilidad Eléctrica	10000 ciclos
Conexiones - Terminales	Terminal simple - tipo de cable: arriba o abajo) 1…25 mm^2 rígido Terminal simple - tipo de cable: arriba o abajo) 1…16 mm^2 flexible
Longitud De Cable Pelado Para Conectar Bornas	14 mm for arriba o abajo connection
Par De Apriete	2 N.m arriba o abajo
Protección Contra Fugas A Tierra	Bloque independiente

Entorno

Grado De Protección Ip	IP20 conforming to IEC 60529 IP20 conforming to EN 60529
Grado De Contaminación	3 acorde a HB1 3 acorde a En> 50 A
Categoría De Sobretensión	IV
Tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
Humedad Relativa	95 % en 55 °C
Altitud Máxima De Funcionamiento	0...2000 m
Temperatura Ambiente De Funcionamiento	-35…70 °C

Temperatura Ambiente De Almacenamiento	-40…85 °C

Unidades de embalaje

Tipo De Unidad De Paquete 1	PCE
Número De Unidades En El Paquete 1	1
Paquete 1 Altura	3,5 cm
Paquete 1 Ancho	7,5 cm
Paquete 1 Longitud	9,5 cm
Paquete 1 Peso	218 g
Tipo De Unidad De Paquete 2	BB1
Número De Unidades En El Paquete 2	6
Paquete 2 Altura	8,5 cm
Paquete 2 Ancho	10 cm
Paquete 2 Longitud	22 cm
Paquete 2 Peso	1,36 kg
Tipo De Unidad De Paquete 3	S03
Número De Unidades En El Paquete 3	66
Paquete 3 Altura	30 cm
Paquete 3 Ancho	30 cm
Paquete 3 Longitud	40 cm
Paquete 3 Peso	15,492 kg

Información Logística

País De Origen	ES

Garantía contractual

Periodo De Garantía	18 months

Sostenibilidad

La etiqueta **Green Premium™** es el compromiso de Schneider Electric para ofrecer productos con el mejor desempeño ambiental. Green Premium promete cumplir con las regulaciones más recientes, transparencia en cuanto al impacto ambiental, así como productos circulares y de bajo CO_2.

La guía para evaluar la sostenibilidad de los productos es un white paper que aclara los estándares globales de etiqueta ecológica y cómo interpretar las declaraciones ambientales.

Obtenga más información sobre Green Premium >

Guía para evaluar la sostenibilidad del producto >

Transparencia RoHS/REACh

Rendimiento de la sostenibilidad

Sin Mercurio	
Información Sobre Exenciones De Rohs	Sí
Producto Libre De Halógenos	

Certificaciones y estándares

Reglamento Reach	Declaración de REACh
Directiva Rohs Ue	Compatible con las excepciones
Normativa De Rohs China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación Ambiental	Perfil ambiental del producto
Raee	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.
Perfil De Circularidad	No se necesitan operaciones de reciclaje específicas