



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Instalación de placas solares fotovoltaicas en una vivienda
unifamiliar.

Autor: Irene Novo Rodríguez

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Instalación de placas solares fotovoltaicas en una vivienda unifamiliar”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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



Fdo.: Irene Novo Rodríguez

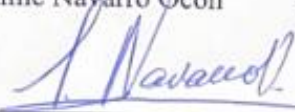
Fecha: 16 / 06 / 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Jaime Nayarro Ocón

Fecha: 17/ 06 / 2025



AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

La autora Dña. Irene Novo Rodríguez

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: “Instalación de placas solares fotovoltaicas en una vivienda unifamiliar”, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción

de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 16 de junio de 2025

ACEPTA



Fdo.: Irene Novo Rodríguez

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Instalación de placas solares fotovoltaicas en una vivienda
unifamiliar.

Autor: Irene Novo Rodríguez

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Agradecimientos

Quiero agradecer a mis padres y mi hermano su apoyo incondicional, por estar ahí siempre y por guiarme en cada etapa.

A Carlos por animarme en todo momento y por creer en mí.

A mis compañeros de ICAI por haber sido un apoyo a lo largo de estos años.

A mi tutor, Jaime Navarro, por darme la oportunidad de realizar este proyecto.

INSTALACIÓN DE PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR.

Autor: Novo Rodríguez, Irene.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Actualmente hay una tendencia hacia uso de energías renovables por la creciente necesidad de reducir las emisiones contaminantes derivadas del uso de combustibles fósiles. En este contexto, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un notable crecimiento en los últimos años, especialmente en España, gracias a las condiciones climáticas favorables, el gran desarrollo tecnológico del sector y el menor coste de paneles solares e inversores. Como consecuencia, se ha convertido en una alternativa económicamente asequible y accesible para el pequeño consumidor y muchos usuarios han optado por esta alternativa para reducir el impacto ambiental y, asimismo, abaratar la factura energética.

El objetivo de este proyecto es contribuir a esta transición energética mediante el diseño y dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica para el autoconsumo de una vivienda unifamiliar ubicada en Torrelodones (Madrid). Para ello, se analizan dos configuraciones: una instalación con batería y otra sin ella. Ambas serán simuladas y evaluadas técnica y económicamente con el fin de determinar cuál resulta más rentable económicamente.

Por último, se ha querido ampliar el estudio a un escenario con mayor demanda energética considerando la adquisición de un coche híbrido enchufable. Con ello, se pretende llegar a una conclusión sobre si el uso de baterías como sistema de almacenamiento llegaría a compensar en el caso de una vivienda unifamiliar o si su coste es demasiado caro como para resultar rentable.

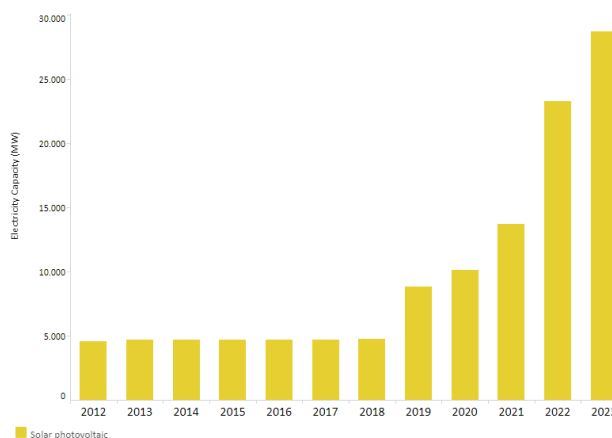
Palabras clave: Energía solar fotovoltaica, autoconsumo, instalación solar fotovoltaica sin batería, instalación solar fotovoltaica con batería, rentabilidad económica.

1. Introducción

En la actualidad, los niveles de dióxido de carbono en la atmósfera han alcanzado cifras alarmantes que amenazan con provocar daños irreversibles en nuestro planeta. Este aumento de emisiones no solo contribuye al calentamiento global, sino que también tiene un impacto directo sobre la salud humana. Según un estudio realizado por la Universidad de Harvard, la contaminación atmosférica es responsable de millones de muertes prematuras cada año, convirtiéndose en uno de los principales problemas de salud pública a nivel mundial. [1]

En este contexto, y siendo la quema de combustibles fósiles la principal causa de estas emisiones, la lucha contra el cambio climático exige un cambio profundo en la forma en que producimos y consumimos energía. [2] La transición hacia fuentes renovables, limpias y sostenibles se presenta como una necesidad urgente. En particular, la energía solar fotovoltaica ha emergido como una de las soluciones más accesibles y eficientes, especialmente en países como España, que cuentan con condiciones climáticas altamente favorables para su aprovechamiento.

En los últimos años, España ha experimentado un crecimiento exponencial en la instalación de sistemas solares fotovoltaicos, impulsado por varios factores: el abaratamiento de los paneles solares y del resto de los componentes, el aumento de su eficiencia, y un marco normativo más favorable que promueve el autoconsumo energético, como la derogación del impuesto al sol mediante el Real Decreto 15/2018. [4] Con ello, la potencia instalada de energía solar fotovoltaica ha aumentado considerablemente desde 2018, marcando un punto de inflexión en la adopción de esta tecnología, tal y como se muestra en la Gráfica 1.



*Gráfica 1: Evolución de la potencia instalada de energía solar fotovoltaica en España.
Fuente: IRENA. [3]*

Este proyecto nace con el objetivo de contribuir a esta transición energética mediante el diseño y dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica para el autoconsumo de una vivienda unifamiliar ubicada en Torrelodones, Madrid. A través de un enfoque técnico y económico, se evaluarán dos configuraciones: una instalación con batería y otra sin ella. Además, se analizará el impacto de un aumento en la demanda energética debido a la incorporación de un vehículo híbrido enchufable, con el fin de determinar en qué escenarios la opción con batería puede resultar más rentable.

En definitiva, este trabajo busca no solo aportar una solución práctica para una vivienda concreta, sino también servir como ejemplo replicable que fomente el uso de energías renovables en el ámbito doméstico, contribuyendo a la reducción de emisiones contaminantes y al avance hacia un modelo energético más sostenible.

2. Metodología

El proyecto comienza con un estudio del emplazamiento de la vivienda, evaluando su ubicación y orientación, y seleccionando la cubierta más adecuada para la instalación de los paneles solares fotovoltaicos. Asimismo, se realiza un análisis climatológico del entorno, donde se toman los datos de temperatura proporcionados por la AEMET y datos de irradiancia solar de la base de PVGIS SARA. Luego, se analiza el perfil de demanda energética de la vivienda.

En segundo lugar, se lleva a cabo el dimensionamiento de la instalación y la selección de componentes. Se calcula la potencia necesaria en función del consumo medio diario, lo que permite determinar el número de paneles requeridos y la potencia total de la instalación. Para optimizar el sistema, se realizan simulaciones con tres modelos de paneles de distintos fabricantes manteniendo el mismo inversor, con el fin de encontrar la combinación más eficiente. Posteriormente, se seleccionan las estructuras de soporte, la batería (cuando aplica), y se dimensiona el cableado necesario en cuanto a sección y longitud. También se eligen los elementos de aparamenta adecuados para proteger tanto los componentes como el sistema frente a sobrecargas y fallos eléctricos.

En tercer lugar, se realizan las simulaciones correspondientes en el programa PVSyst para las dos instalaciones diseñadas: con y sin batería. Esto permite estimar con precisión la energía generada, autoconsumida y vertida a la red, así como analizar el rendimiento global y las pérdidas asociadas a cada sistema.

Por último, se lleva a cabo un análisis económico que incluye la estimación del presupuesto, el cálculo de subvenciones aplicables y una evaluación de los principales indicadores de rentabilidad, como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Estos últimos nos permitirán comparar la rentabilidad de las dos instalaciones.

Además, se incorpora un capítulo adicional en el que se estudia un caso de aumento de la demanda energética, derivado de la incorporación de un coche híbrido enchufable. Este análisis tiene como objetivo evaluar si, bajo estas condiciones, la instalación con batería se vuelve más rentable o si su elevado coste sigue sin justificarse.

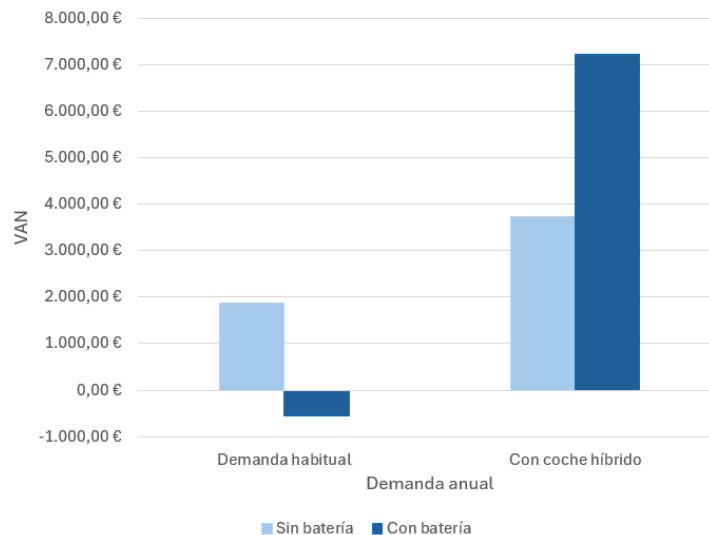
Finalmente, se analiza el balance de emisiones de CO₂ evitadas gracias a la instalación solar fotovoltaica y se expone la alineación del proyecto con los objetivos de desarrollo sostenible.

3. Conclusiones

Los resultados del proyecto revelan que la instalación solar fotovoltaica sin batería es más rentable para la demanda energética actual de la vivienda (2.954,8 kWh). La instalación diseñada supone una inversión inicial de 4.203,27 € y consta de los siguientes componentes:

- 5 paneles solares de 440 Wp, resultando en una potencia pico de 2,2 kW. Modelo *Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH* del fabricante LONGi.
- 5 unidades de estructura de soporte del modelo *Sunfer 02V*.
- Inversor de 2 kW de potencia nominal de salida. Modelo *SUN2000-5KTL-L1* de la marca Huawei.
- Cableado *Exzhellent Solar RZ1-K (AS)* para el tramo de corriente alterna y *Exzhellent Solar ZZ-F* para el de continua.
- Un interruptor seccionador de corriente continua. Modelo *GD025AT2* del fabricante Lovato Electric.
- Un interruptor automático magnetotérmico de calibre 16 A y Curva C. Modelo *MUN216A* de la marca Häger.

Sin embargo, en un escenario de mayor demanda energética por la adquisición de un coche híbrido enchufable, la instalación con batería pasa a ser la más rentable económicamente, tal y como se muestra en la Gráfica 2.



Gráfica 2: Comparativa de rentabilidad económica entre una instalación con y otra sin batería, en el caso de la demanda habitual y con un coche híbrido. Elaboración propia.

En definitiva, este estudio no solo se diseña una instalación solar fotovoltaica para una vivienda concreta, sino que también demuestra que el uso de baterías en instalaciones solares no está limitado a proyectos a gran escala. De hecho, puede ser una opción económicamente viable en el ámbito residencial, especialmente en un contexto como el actual, donde se prevén cambios en los hábitos de consumo energético por la creciente adopción de vehículos eléctricos.

4. Referencias

- [1] Burrows, L. Harvard John A. Paulson School of Engineering and Applied Sciences. (2021). Deaths from fossil fuel emissions higher than previously thought. Recuperado de: <https://seas.harvard.edu/news/2021/02/deaths-fossil-fuel-emissions-higher-previously-thought>
- [2] US EPA. (Marzo, 2025). Global Greenhouse Gas Overview. Recuperado de: <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-overview>
- [3] IRENA (International Renewable Energy Agency). (n.d.). Solar Energy. Recuperado de: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>
- [4] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (n.d.). Normativa de Autoconsumo. Recuperado de: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/oficina-de-autoconsumo/normativa-de-autoconsumo>

PHOTOVOLTAIC SOLAR PANEL INSTALLATION IN A SINGLE-FAMILY RESIDENCE.

Author: Novo Rodríguez, Irene.

Supervisor: Navarro Ocón, Jaime.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

There is currently a growing shift toward the use of renewable energy sources, driven by the urgent need to reduce pollutant emissions associated with fossil fuel consumption. In this context, solar photovoltaic energy has seen significant growth in recent years, particularly in Spain, thanks to favorable climatic conditions, rapid technological advancements, and the decreasing cost of solar panels and inverters. As a result, solar PV has become an economically viable and accessible option for consumers, many of whom have adopted this technology to lower their environmental impact and reduce electricity costs.

The objective of this project is to contribute to this energy transition by designing a solar photovoltaic installation for the self-consumption of a single-family home located in Torrelodones (Madrid). Two system configurations will be analyzed: one including a battery and the other without. Both setups will be simulated and evaluated from a technical and economic perspective in order to determine which option is more financially viable.

Additionally, the study extends to a scenario involving increased energy demand due to the integration of a plug-in hybrid vehicle. This aims to assess whether battery storage systems become cost-effective under such conditions or if their high investment cost outweighs their potential benefits for residential use.

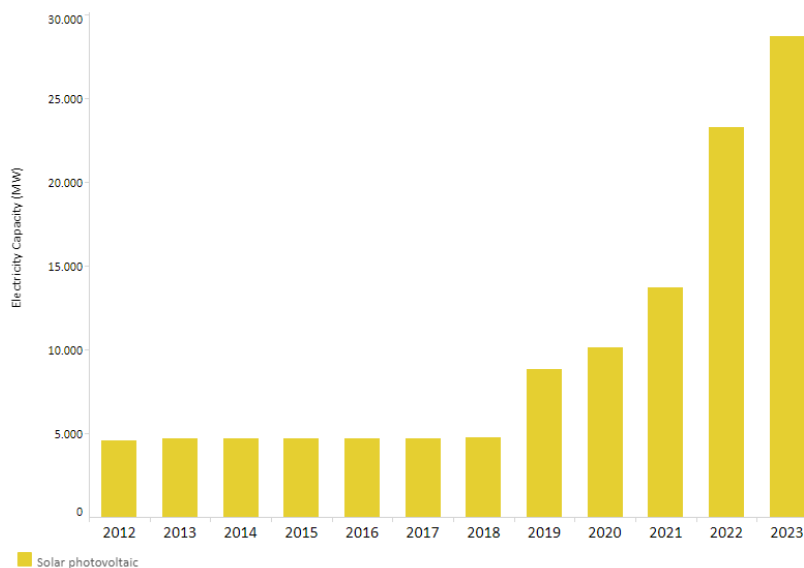
Keywords: Solar photovoltaic energy, self-consumption, PV system without battery, PV system with battery, economic feasibility.

1. Introduction

Today, atmospheric carbon dioxide levels have reached alarming figures that threaten to cause irreversible damage to our planet. This rise in emissions not only accelerates global warming, but also has a direct impact on human health. According to a study conducted by Harvard University, air pollution is responsible for millions of premature deaths every year, making it one of the most pressing public health issues worldwide. [1]

In this context, where the burning of fossil fuels remains the primary source of these emissions, fighting climate change demands a fundamental transformation in how we produce and consume energy. [2] The transition to renewable, clean, and sustainable energy sources is no longer optional, but a critical necessity. Among these, solar photovoltaic (PV) energy has emerged as one of the most accessible and efficient solutions, especially in countries like Spain, where climatic conditions are particularly favorable for solar energy generation.

In recent years, Spain has witnessed exponential growth in the deployment of photovoltaic systems, driven by several key factors: the decreasing cost of solar panels and related components, improved efficiency of system elements, and a more supportive regulatory framework that encourages self-consumption. A pivotal moment in this transition came with the abolition of the so-called "sun tax" through Royal Decree 15/2018, which marked a shift in national energy policy. [4] As a result, the installed capacity of solar PV energy has grown significantly since 2018, as illustrated in Graph 1.



Graph 1: Evolution of installed solar photovoltaic energy in Spain. Source: IRENA. [3]

This project aims to contribute to the energy transition by designing a solar PV system for self-consumption in a single-family home located in Torreldones, Madrid. Through a technical and economic analysis, two system configurations will be evaluated: one with battery storage and one without. In addition, the project will examine the effect of increased energy demand due to the acquisition of a plug-in hybrid vehicle, in order to determine under which conditions the battery option becomes more financially viable.

Ultimately, this study seeks not only to provide a practical solution for a specific household, but also to serve as a replicable model that encourages the use of renewable energy in residential settings, helping to reduce harmful emissions and move toward a more sustainable energy future.

2. Methodology

The project begins with a thorough site analysis of the property, assessing its geographic location, roof orientation, and selecting the most suitable surface for the installation of photovoltaic solar panels. In addition, a climatological study of the area is carried out using temperature data from AEMET and solar irradiance data from the PVGIS SARA database. This is followed by an evaluation of the household's electricity consumption profile.

The next phase involves designing and sizing the solar PV system. Based on the average daily energy demand, the required installed capacity is calculated, which determines both the number of panels and the system's overall power output. To optimize performance, several simulations are conducted using three different panel models (each from a different manufacturer) paired with a fixed inverter, to identify the most efficient combination. Once the optimal configuration is selected, the supporting structures, battery (if applicable), and necessary electrical wiring are specified, including cable lengths and cross-sections. Protective electrical equipment is also selected to safeguard the system from overloads and electrical faults.

Subsequently, the system configurations (with and without battery storage) are simulated using the PVSyst software. This provides an accurate estimation of key performance metrics such as total energy generation, self-consumption, grid export, system efficiency, and energy losses.

The final stage of the project focuses on the economic analysis. This includes a detailed cost breakdown of each system, estimation of applicable subsidies, and a financial evaluation

using key indicators such as Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR). These metrics provide a clear comparison of the profitability of both configurations.

Lastly, an additional section explores a scenario with increased household energy demand due to the integration of a plug-in hybrid electric vehicle. This analysis aims to determine whether the use of a battery becomes more economically viable under higher energy consumption conditions, or if its higher upfront cost still outweighs the benefits.

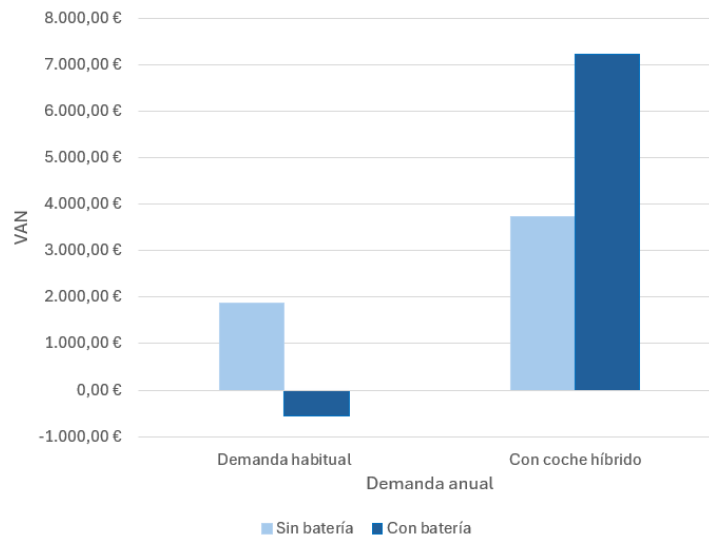
The project concludes with an assessment of the CO₂ emissions avoided thanks to the solar PV installation and evaluates its contribution to the United Nations Sustainable Development Goals (SDGs).

3. Conclusions

The results of this project reveal that a grid-connected photovoltaic solar installation without battery storage is more cost-effective for the current energy demand of the household (2,954.8 kWh/year). The proposed system involves an initial investment of €4,203.27 and includes the following components:

- 5 solar panels with 440 W_p each, resulting in a total peak power of 2.2 kW. Model: *Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH* by LONGi.
- 5 units of the *Sunfer 02V* mounting structure.
- A 2 kW output power inverter, model *SUN2000-5KTL-L1* by Huawei.
- *Exzhellent Solar RZ1-K (AS)* cable for the AC section and *Exzhellent Solar ZZ-F* for the DC section.
- One DC isolator switch, model *GD025AT2* by Lovato Electric.
- One 16 A circuit breaker, curve C, model *MUN216A* by Hager.

However, under a scenario of increased energy consumption, such as the acquisition of a plug-in hybrid vehicle, the battery-based installation becomes more economically viable, as shown in Graph 2.



*Graph 2: Economic profitability comparison between a solar installation with and without battery storage, considering both standard demand and the inclusion of a hybrid vehicle.
Source: Own elaboration.*

In summary, this study not only proposes a photovoltaic solar system tailored to a specific residential case but also demonstrates that battery storage is not limited to large-scale installations. On the contrary, it can be a cost-effective solution at the residential level, especially in today's context, where shifts in energy consumption patterns, driven by the growing adoption of electric vehicles, are becoming increasingly relevant.

4. References

- [1] Burrows, L. Harvard John A. Paulson School of Engineering and Applied Sciences. (2021). Deaths from fossil fuel emissions higher than previously thought. Recuperado de: <https://seas.harvard.edu/news/2021/02/deaths-fossil-fuel-emissions-higher-previously-thought>
- [2] US EPA. (Marzo, 2025). Global Greenhouse Gas Overview. Recuperado de: <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-overview>
- [3] IRENA (International Renewable Energy Agency). (n.d.). Solar Energy. Recuperado de: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>
- [4] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (n.d.). Normativa de Autoconsumo. Recuperado de: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/oficina-de-autoconsumo/normativa-de-autoconsumo>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	10
1.1 Motivación del proyecto.....	10
1.2 Estado de la cuestión	12
1.3 Objetivos del proyecto.....	16
1.4 Recursos empleados	17
Capítulo 2. Estado del arte	18
2.1 Radiación.....	18
2.1.1 Espectro solar.....	19
2.1.2 Clasificación de la radiación según su trayectoria.....	22
2.1.3 Posición del sol.....	22
2.2 Efecto fotovoltaico	25
2.3 Pérdidas e ineficiencias	29
2.3.1 Irradiancia.....	29
2.3.2 Temperatura	30
2.3.3 Velocidad del viento	33
2.3.4 Naturaleza del material.....	33
2.3.5 Acumulación de polvo	34
2.4 Esquema de la instalación solar fotovoltaica.....	35
2.5 Elementos de una instalación solar fotovoltaica	37
2.5.1 Placas solares.....	38
2.5.2 Inversor	39
2.5.3 Batería.....	42
2.6 Legislación y normativa vigente	45
Capítulo 3. Diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	48
3.1 Emplazamiento.....	48
3.2 Análisis climatológico.....	51
3.2.1 Temperatura	51
3.2.2 Irradiancia.....	53
3.3 Consumo energético de la vivienda.....	55
3.4 Diseño y elección de los componentes de la instalación.....	62

3.4.1 Estructura de soporte	62
3.4.2 Paneles solares	65
3.4.3 Inversor	78
3.4.4 Batería	85
3.4.5 Cableado	86
3.4.6 Aparamenta	100
3.5 Energía generada por la instalación.....	106
3.5.1 Resultados PVSystem y comparativa de instalación con y sin batería	106
3.5.2 Análisis instalación solar fotovoltaica sin batería	109
3.5.3 Análisis instalación solar fotovoltaica con batería	113
3.5.4 Cálculos adicionales	116
Capítulo 4. Análisis económico.....	118
4.1 Presupuesto.....	118
4.2 Subvenciones.....	121
4.3 Análisis de rentabilidad.....	123
4.3.1 Instalación solar fotovoltaica sin batería.....	125
4.3.2 Instalación solar fotovoltaica con batería.....	129
Capítulo 5. Análisis con coche híbrido enchufable.....	133
5.1 Consumo energético y dimensionamiento de la instalación.....	133
5.2 Simulaciones en PVSystem.....	136
5.3 Análisis económico	138
5.3.1 Presupuesto	138
5.3.2 Subvenciones	140
5.3.3 Rentabilidad del proyecto.....	142
Capítulo 6. Resultados y conclusiones.....	151
Capítulo 7. Objetivos de Desarrollo Sostenible	155
7.1 Balance de las emisiones de CO ₂ ahorradas	156
7.2 Alineación con los ODS	158
Capítulo 8. Bibliografía.....	160
Anexo	168

Índice de figuras

Figura 1: Evolución del nivel de dióxido de carbono en la atmósfera en los últimos 800.000 años. Fuente: NASA.....	11
Figura 2: Evolución del consumo de energía primaria en el mundo por fuente de energía. Fuente: Our World in Data. [5].....	12
Figura 3: Evolución de la potencia instalada de fuentes renovables al año en el mundo. Fuente: International Energy Agency (IEA). [9]	13
Figura 4: Evolución del coste de generación (LCOE) medio de energía solar fotovoltaica en España. Fuente: IRENA. [10]	14
Figura 5: Evolución del precio medio a nivel mundial de las baterías de litio-ion entre 2013 y 2023. Fuente: BloombergNEF. [12]	15
Figura 6: Evolución de la potencia instalada en España procedente de placas solares fotovoltaicas. Fuente: IRENA. [10]	16
Figura 7: Irradiancia del espectro solar en función de su longitud de onda. Fuente: SunWind. Recuperado de: https://sunwindsolar.com/blog/solar-radiation-spectrum/	21
Figura 8: Estructura atómica en las zonas N (izquierda) y P (derecha). Fuente: Elaboración propia.	26
Figura 9: Unión P-N y región de agotamiento. Fuente: Elaboración propia.....	27
Figura 10: Efecto fotovoltaico en las células solares. Fuente: Elaboración propia.....	28
Figura 11: Desplazamiento de la curva IV de la célula solar con la irradiancia. Fuente: https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html	30
Figura 12: Desplazamiento de la curva IV de la célula solar con la temperatura. Fuente: https://www.prostarsolar.net/es/como-afecta-la-temperatura-a-una-placa-solar.html	32
Figura 13: Eficiencia de la célula solar en función de su temperatura. Fuente: https://scijournals.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ese3.1043 [29]	32
Figura 14: Reducción de la eficiencia de las células solares en función de la densidad de polvo. Fuente: https://scijournals.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ese3.1043	34
Figura 15: Esquema instalación solar conectada a red (sin batería). Fuente: Elaboración propia.....	35
Figura 16: Esquema instalación solar conectada a red con batería. Fuente: Elaboración propia.....	36
Figura 17: Esquema instalación solar aislada. Fuente: Elaboración propia.	37
Figura 18: Estructura de los paneles solares. Fuente: https://solar1360.com/que-es-un-modulo-solar/	39
Figura 19: Ondas de inversores.	41

Figura 20: Curvas características I-V para distintos niveles de radiación (panel solar Longi Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 440M). Fuente: PVsyst.	74
Figura 21: Comprobación límites de voltaje y corriente en PVsyst. Elaboración propia. Fuente: PVsyst.	83
Figura 22: Gráfico explicativo del funcionamiento del inversor ante limitaciones de corriente. Fuente: PVsyst. [60]	84
Figura 23: Esquema del cableado del conjunto de la instalación. Elaboración propia.....	87
Figura 24: Alzado y planta de la vivienda con longitudes del cableado. Elaboración propia.	90
Figura 25: Esquema unifilar. Elaboración propia.	105
Figura 26: Configuración Orientación del sistema en PVSyst.	107
Figura 27: Configuración elementos del sistema en PVSyst.	107
Figura 28: Diagrama de pérdidas (Sankey) de la instalación solar fotovoltaica sin batería. Fuente: Informe PVSyst, Anexo C.	111
Figura 29: Regresión de la energía generada a lo largo de la vida útil del sistema fotovoltaico sin batería. Elaboración propia. Datos recuperados de los informes de PVSyst.....	112
Figura 30: Diagrama de pérdidas (Sankey) de la instalación solar fotovoltaica con batería. Fuente: Informe PVSyst, Anexo C.	114
Figura 31: Regresión de la energía generada a lo largo de la vida útil del sistema fotovoltaico con batería. Elaboración propia. Datos recuperados de los informes de PVSyst.....	115
Figura 32: Presupuesto instalación solar fotovoltaica sin batería. Elaboración propia.	120
Figura 33: Presupuesto instalación solar fotovoltaica con batería. Elaboración propia.	121
Figura 34: Disposición de los paneles solares en el tejado de la vivienda (caso coche híbrido). Elaboración propia. Fuente: PVSyst.....	136
Figura 35: Presupuesto instalación solar fotovoltaica sin batería (con coche híbrido). Elaboración propia.	139
Figura 36: Presupuesto instalación solar fotovoltaica con batería (con coche híbrido). Elaboración propia.	140
Figura 37: Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Organización de Naciones Unidas (ONU).....	155
Figura 38: Evolución del balance de emisiones de CO ₂ a lo largo de la vida útil de la instalación solar fotovoltaica sin batería. Fuente: PVSyst.	157

Índice de tablas

Tabla 1: Tipos de baterías y características. Fuente: https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/baterias-energia-solar-tipos-caracteristicas	44
Tabla 2: Valores climatológicos normales en Cuatro Vientos, recogidos entre 1981 y 2010. Fuente: AEMET, https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos?l=3196&k=28...	53
Tabla 3: Irradiancia global media diaria por horas (W/m^2). Fuente: Elaboración propia. Datos recogidos de PVGIS-SARAH3.....	54
Tabla 4: Consumo medio diario por horas y consumo mensual. Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos de: Compañía distribuidora Endesa.....	57
Tabla 5: Estimación del consumo anual de la vivienda a partir de los consumos individuales de cada aparato eléctrico y sus respectivas horas de uso. Fuente: Elaboración propia.	59
Tabla 6: Estimación y cálculo de las horas anuales de uso de cada aparato eléctrico. Fuente: Elaboración propia.	60
Tabla 7: Comparativa de irradiancia sobre planos inclinados de 25º, 30º y 35º. Elaboración propia. Fuente: PVGIS SARAH3.	63
Tabla 8: Comparativa de características básicas y precios de los paneles solares preseleccionados. Elaboración propia. Fuentes: [49][50][51][52][53][54]	69
Tabla 9: Características eléctricas de los paneles solares preseleccionados. Elaboración propia. Fuentes: [49][51][53]	69
Tabla 10: Resultados de simulaciones en PVsyst de los paneles preseleccionados Longi, Trina y JA Solar. Fuente: Elaboración propia.	70
Tabla 11: Características y especificaciones técnicas del panel solar Longi Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 440M. Elaboración propia. Datos recuperados de: Longi. [49]	73
Tabla 12: Especificaciones técnicas del inversor (Huawei SUN2000-2KTL-L1). Elaboración propia. Datos recuperados de: https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products/SUN2000-3-4-5-6KTL-L1/support	79
Tabla 13: Especificaciones técnicas de la batería (Huawei LUNA 2000-5-S0). Elaboración propia. Datos recuperados de: https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products/LUNA2000-5-10-15-S0/specs [56]	85
Tabla 14: Tabla A.52.3 del Anexo A (UNE-HD 60.364-5-52) – Métodos de instalación. Fuente: REBT (ITC-BT-19).....	93
Tabla 15: Tabla C-52-UNE-HD 60.364-5-52 – Intensidad máxima admisible para cables enterrados y no enterrados. Fuente: REBT (ITC-BT-19).	93

<i>Tabla 16: Cálculos de secciones y comprobaciones en Excel. Elaboración propia.....</i>	<i>99</i>
<i>Tabla 17: Calibres normalizados Interruptores Automáticos (en amperios). Fuente: REBT.</i>	<i>103</i>
<i>Tabla 18: Balance de energía del sistema solar fotovoltaico sin batería. Datos recuperados de PVSyst (Anexo C).</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 19: Balance de energía del sistema solar fotovoltaico con batería. Datos recuperados de PVSyst (Anexo C).</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 20: Energía generada por la instalación solar fotovoltaica sin batería en su vida útil. Elaboración propia.</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 21: Energía generada por la instalación solar fotovoltaica con batería en su vida útil. Elaboración propia.</i>	<i>116</i>
<i>Tabla 22: Cálculo de la factura energética por mes (instalación sin batería). Elaboración propia.</i>	<i>124</i>
<i>Tabla 23: Cálculo de la factura energética por mes (instalación con batería). Elaboración propia.</i>	<i>124</i>
<i>Tabla 24: Estimación de la factura total en la instalación sin batería durante su vida útil. Elaboración propia.</i>	<i>126</i>
<i>Tabla 25: Balance de caja durante la vida útil de la instalación solar sin batería. Elaboración propia.....</i>	<i>127</i>
<i>Tabla 26: Estimación de la factura total en la instalación con batería durante su vida útil. Elaboración propia.</i>	<i>130</i>
<i>Tabla 27: Balance de caja durante la vida útil de la instalación solar fotovoltaica con batería. Elaboración propia.</i>	<i>131</i>
<i>Tabla 28: Balance de energía del sistema solar fotovoltaico con batería (caso con coche híbrido). Datos recuperados de PVSyst (Anexo C).</i>	<i>137</i>
<i>Tabla 29: Balance de energía del sistema solar fotovoltaico sin batería (caso con coche híbrido). Datos recuperados de PVSyst (Anexo C).</i>	<i>137</i>
<i>Tabla 30: Cálculo de la factura energética por mes (instalación sin batería) con coche híbrido. Elaboración propia.</i>	<i>143</i>
<i>Tabla 31: Cálculo de la factura energética por mes (instalación con batería) con coche híbrido. Elaboración propia.</i>	<i>143</i>
<i>Tabla 32: Estimación de la factura total en la instalación sin batería durante su vida útil (con coche híbrido). Elaboración propia.</i>	<i>145</i>
<i>Tabla 33: Balance de caja durante la vida útil de la instalación solar fotovoltaica sin batería (con coche híbrido). Elaboración propia.</i>	<i>146</i>
<i>Tabla 34: Estimación de la factura total en la instalación con batería durante su vida útil (con coche híbrido). Elaboración propia.</i>	<i>149</i>

<i>Tabla 35: Balance de caja durante la vida útil de la instalación solar fotovoltaica sin batería (con coche híbrido). Elaboración propia.</i>	<i>150</i>
<i>Tabla 36: Resultados del análisis de rentabilidad de las instalaciones con y sin batería para la demanda anual habitual. Elaboración propia.</i>	<i>151</i>
<i>Tabla 37: Resultados del análisis de rentabilidad de las instalaciones con y sin batería para la demanda anual habitual y con coche híbrido. Elaboración propia.....</i>	<i>152</i>

Índice de ilustraciones

<i>Ilustración 1: Representación esquemática del espectro solar y su alcance tras atravesar la atmósfera terrestre en función de su longitud de onda. Fuente: Geoengineering.global. Recuperado de:</i>	
<i>https://geoengineering.global/solar-radiation-management/.....</i>	<i>20</i>
<i>Ilustración 2: Esquema visual de la altura y el azimut solar. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>23</i>
<i>Ilustración 3: Incidencia de los rayos solares sobre la Tierra. Fuente: CSIC. https://abzlocal.mx/total-92-imagen-modelo-de-la-tierra-y-el-sol/.....</i>	<i>24</i>
<i>Ilustración 4: Mapa de la radiación solar incidente sobre la superficie terrestre. Fuente: World Bank Group and Solargis. https://globalsolaratlas.info/map.....</i>	<i>25</i>
<i>Ilustración 5: Localidad de Torreldones, Madrid. Fuente: Google Earth Pro.....</i>	<i>48</i>
<i>Ilustración 6: Localización del emplazamiento. Fuente: Google Earth Pro.....</i>	<i>49</i>
<i>Ilustración 7: Techados de la vivienda. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>50</i>
<i>Ilustración 8: Distancia entre Torreldones y la estación meteorológica de Cuatro Vientos. Fuente: Google Maps.....</i>	<i>52</i>
<i>Ilustración 9: Montaje estructura coplanar para teja, modelo Sunfer 02V. Fuente:</i>	
<i>https://sunferenergy.com/product/02v-coplanar-para-teja/.....</i>	<i>64</i>
<i>Ilustración 10: Panel solar Longi Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 440M. Fuente: Longi.</i>	
<i>https://www.longi.com/es/products/modules/hi-mo-6-explorer/ [49].....</i>	<i>72</i>
<i>Ilustración 11: Representación gráfica de la vivienda y disposición de módulos solares. Elaboración propia en PVsyst.....</i>	<i>76</i>
<i>Ilustración 12: Inversor Huawei SUN2000-2KTL-L1. Fuente: https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products/SUN2000-3-4-5-6KTL-L1/support [55].....</i>	<i>79</i>
<i>Ilustración 13: Batería Huawei LUNA 2000-5-S0. Fuente: https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products/LUNA2000-5-10-15-S0/specs [56].....</i>	<i>86</i>
<i>Ilustración 14: Cableado Exzhellent Solar RZ1-K (AS) para el tramo de corriente alterna. Fuente:</i>	
<i>https://es.prysmian.com/sites/es.prysmian.com/files/media/products/Exzhellent-Compact-1000V-RZ1-K-Cca-s1b-d1-a1-OCT23.pdf.....</i>	<i>98</i>
<i>Ilustración 15: Interruptor seccionador Lovato Electric GD025AT2. Fuente: Lovato Electric. [67].....</i>	<i>101</i>
<i>Ilustración 16: Interruptor automático Hager MUN216A. Fuente: Hager. [69].....</i>	<i>104</i>

Índice de gráficos

<i>Gráfico 1: Curvas de irradiancia global diaria media por meses. Fuente: Elaboración propia.</i>	55
<i>Gráfico 2: Consumo medio diario por horas y meses. Fuente: Elaboración propia.</i>	58
<i>Gráfico 3: Factura eléctrica mensual. Fuente: Elaboración propia.</i>	61
<i>Gráfico 4: Consumo medio diario por horas y meses (con coche híbrido). Fuente: Elaboración propia.</i>	134
<i>Gráfico 5: Comparativa de rentabilidad económica entre una instalación con y otra sin batería, en el caso de la demanda habitual y con un coche híbrido. Elaboración propia.</i>	154

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, uno de los principales problemas a los que se enfrenta la humanidad es el cambio climático, que está potenciado por el aumento de emisiones de efecto invernadero en la atmósfera. Este fenómeno se refiere al aumento de la temperatura media global, con las consecuencias que conlleva, tanto para el medio ambiente como la salud de las personas. Representa un problema complejo que requiere atención y acción urgentemente a nivel global, buscando alternativas a los combustibles fósiles, como son las fuentes de energía renovables.

La intención de este proyecto es, por tanto, apoyar el desarrollo de fuentes de energía no contaminantes, en este caso la solar, y llevar a cabo el diseño y análisis de una instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar. En este capítulo se explica la motivación de este proyecto, se expone la situación actual y la solución a estudiar, y se presentan los principales objetivos que se persiguen.

1.1 Motivación del proyecto

La emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera es la principal causa del calentamiento global, que tiene consecuencias devastadoras para el planeta y puede llevarnos a una situación de no retorno. Los niveles de dióxido de carbono en la atmósfera han aumentado exponencialmente desde la Revolución industrial al ser la quema de combustibles fósiles la principal fuente de estas emisiones. En la Figura 1 se puede observar la evolución del nivel de dióxido de carbono en la atmósfera en los últimos 800.000 años. Según la NASA, en las últimas décadas se han alcanzado niveles nunca vistos, aumentando un 50% respecto del máximo histórico hasta 1911.[1]

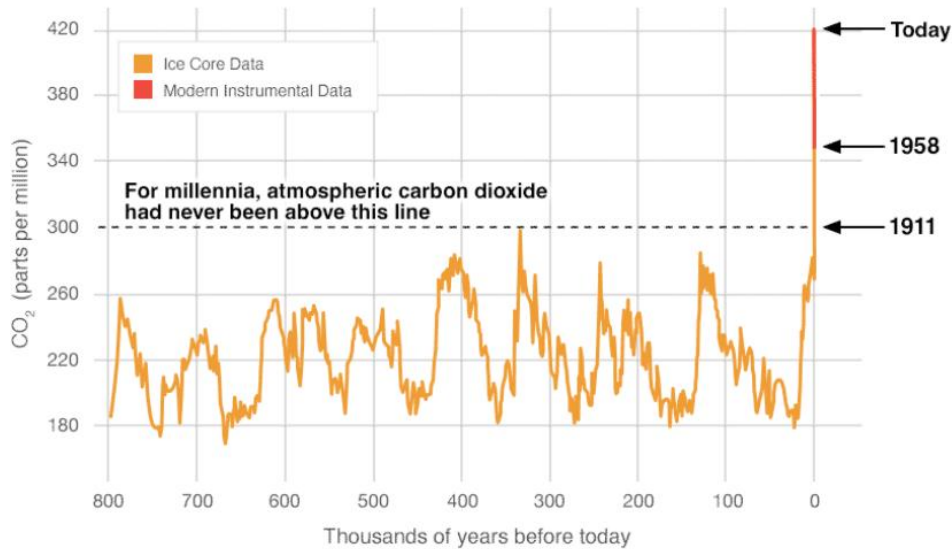


Figura 1: Evolución del nivel de dióxido de carbono en la atmósfera en los últimos 800.000 años. Fuente: NASA.

Esto tiene repercusiones tanto en el medio ambiente como en la salud de las personas. El Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC) de la ONU revela en su último informe que el incremento de emisiones es responsable de un aumento de 1,1°C de la temperatura global de la Tierra respecto a la media en el año 1900, y si sigue aumentando a este ritmo podríamos alcanzar un punto de no retorno.[2] Esto tiene consecuencias catastróficas para el planeta, como cambios en los patrones de precipitaciones, subida del nivel del mar debido al deshielo de los casquetes polares y destrucción de la capa de ozono (aumento de la llegada de radiación solar), entre otros.[2]

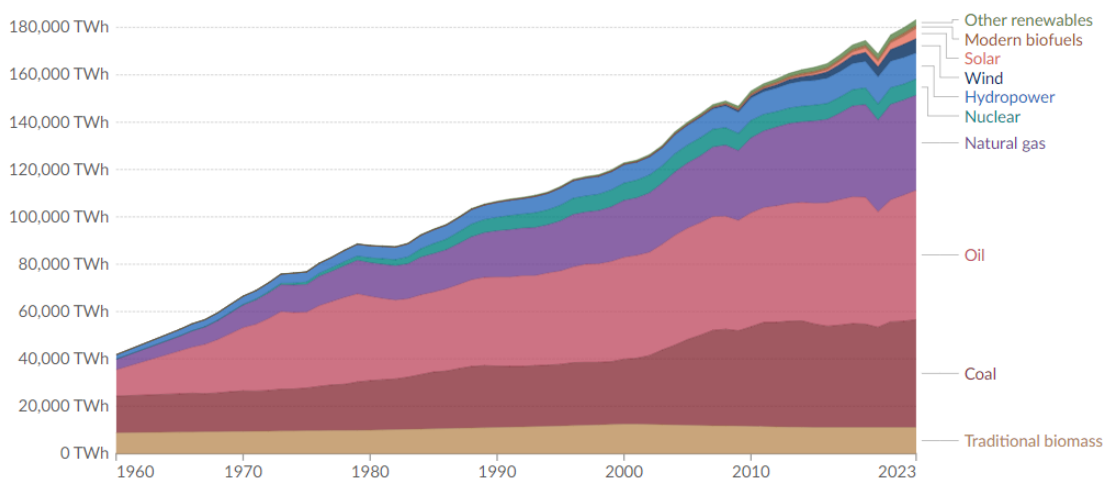
Según un estudio realizado por la Universidad de Harvard, el 18% del total de muertes en el mundo en 2018 fueron consecuencia de la exposición a partículas contaminantes procedentes de la quema de combustibles fósiles. Es decir, unas 8 millones de las muertes que tuvieron lugar durante ese año fueron consecuencia de la contaminación atmosférica.[3] Estos datos son una prueba de la urgencia y necesidad de frenar el aumento de emisiones contaminantes en la atmósfera.

Según la Agencia de Protección de Medioambiente (EPA) de los EEUU, el 34% de las emisiones de gases de efecto invernadero provienen de la quema de combustibles fósiles.[4] Por

ello, actualmente el principal objetivo a nivel mundial para combatir la contaminación atmosférica y el consecuente calentamiento global es acelerar la transición energética hacia fuentes de energía renovables y limpias.

1.2 Estado de la cuestión

En la Figura 2 se muestra la evolución del consumo de energía mundial y el desglose según la fuente de energía de donde proviene. Se puede observar que en el último siglo han prevalecido los combustibles fósiles como fuente de energía, siendo estos los más contaminantes.[5] El constante aumento de la demanda energética global ha provocado que el uso de estas fuentes haya aumentado también. Sin embargo, dado que el petróleo, gas natural y carbón son recursos limitados y muy contaminantes, en la última década se ha potenciado el desarrollo de fuentes de energía renovables y limpias, como son la hidráulica, solar y eólica.



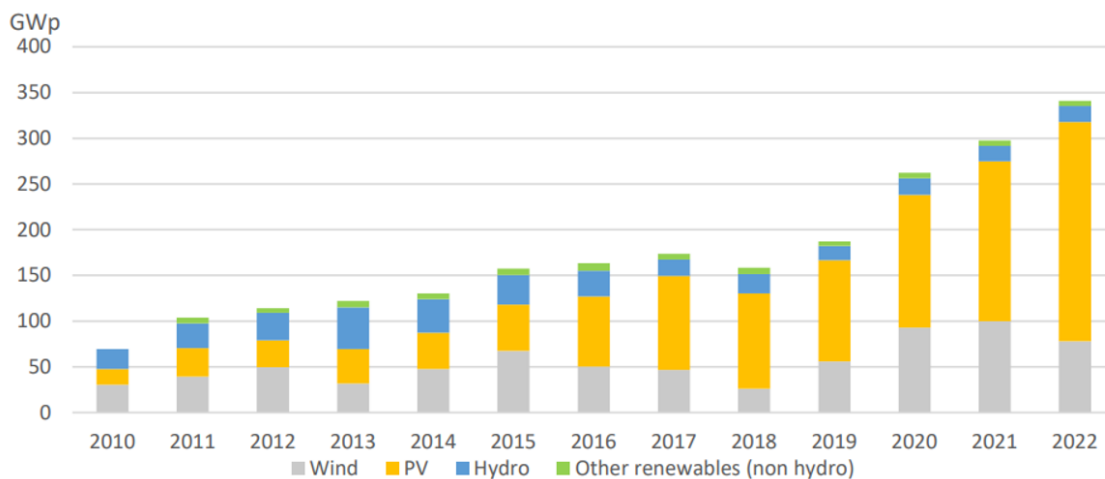
*Figura 2: Evolución del consumo de energía primaria en el mundo por fuente de energía.
Fuente: Our World in Data. [5]*

En diciembre de 2015, en la conferencia de las Naciones Unidas, tuvo lugar el Acuerdo de París entre los líderes mundiales con el fin de abordar el cambio climático y el impacto que tiene para el planeta. En este pacto se establece como objetivo reducir las emisiones de efecto invernadero para limitar el aumento de temperatura global en el siglo XXI a 1,5°C.[6] Para ello, los países se comprometen a presentar cada 5 años las medidas que están llevando a

cabo para acelerar la transición hacia fuentes de energía renovables. Además, se comprometen a proporcionar ayudas económicas a los países más pobres para que puedan mitigar también el cambio climático. [6]

Por otro lado, una de las iniciativas que ha tomado la Unión Europea es el plan de ayudas de NextGenerationEU para promover proyectos que impulsen la transición a fuentes de energía renovables. Un tercio de los fondos de este proyecto fueron destinados a “The European Green Deal”, cuyo objetivo es que Europa se convierta en el primer continente de emisiones netas nulas en 2050. [7] Con ese fin, la Unión Europea ha duplicado la energía renovable producida entre 2004 y 2022, llegando a alcanzar el 23% del total de energía generada y se espera llegar al 45% en 2030. [8]

El Acuerdo de París y muchas otras iniciativas que están tomando los países a nivel nacional han logrado que las energías renovables hayan tomado mayor peso en la última década, tal y como se observa en la Figura 3. La potencia de energía solar constituye el 70% del total de la potencia instalada de fuentes renovables en 2022, siendo la fuente de energía con mayor desarrollo, seguida por la eólica. [9]



*Figura 3: Evolución de la potencia instalada de fuentes renovables al año en el mundo.
Fuente: International Energy Agency (IEA). [9]*

Hay varias razones que han fomentado el desarrollo de la energía solar frente al resto de energías renovables, como la accesibilidad para el pequeño consumidor y viviendas y la

reducción del precio de instalación. Una de las principales ventajas que presenta la energía solar fotovoltaica es que es muy modular, lo que permite que sea apta su instalación tanto en viviendas unifamiliares con pequeños módulos, como en grandes instalaciones y fábricas con capacidad de cientos de megavatios. Por otro lado, el precio de los módulos solares ha disminuido un 93% entre 2010 y 2020, así como el LCOE se ha reducido en un 85% entre 2010 y 2022 a nivel mundial.[10] Esto se debe a las continuas mejoras de eficiencia, la optimización en el diseño de las placas y el desarrollo de nuevos materiales y tecnologías.

En la Figura 4 se muestra la evolución del coste de generación de energía solar (LCOE) en España en la última década pasando de ser 0,35 \$/kWh en 2010 a 0,046 \$/kWh en 2022. [10] Todo ello, la convierte en la fuente de energía más competitiva y asequible económicamente, siendo un factor determinante en su desarrollo y crecimiento en los últimos años. Además, presenta la ventaja de que no requiere prácticamente mantenimiento durante su vida útil, de más de 25 años. [11]

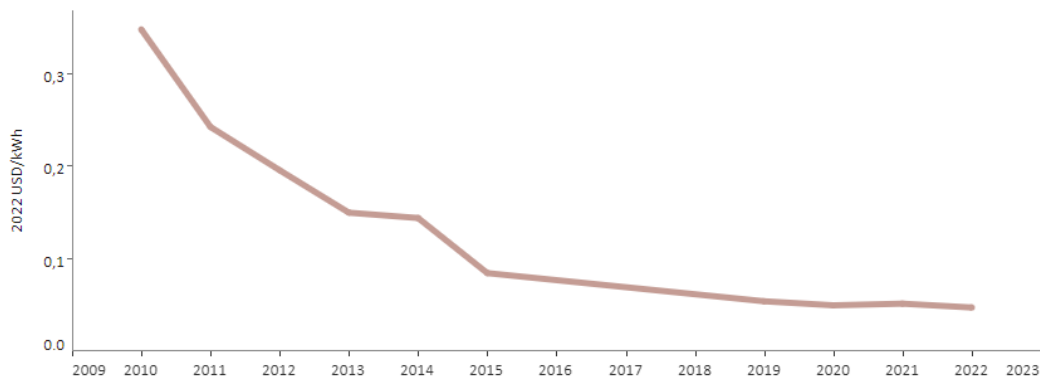


Figura 4: Evolución del coste de generación (LCOE) medio de energía solar fotovoltaica en España. Fuente: IRENA. [10]

Sin embargo, una de las desventajas que presenta es que la energía tan sólo puede obtenerse durante el día en las horas de sol, lo cual hace necesaria la instalación de baterías si se quiere un modelo de autoconsumo independiente de la red. No obstante, las baterías no han sido un obstáculo en el desarrollo y crecimiento de las instalaciones solares fotovoltaicas. La Figura 5 muestra la evolución del precio medio a nivel mundial de las baterías de litio, que ha disminuido un 82% en los últimos 10 años. El principal motivo es la bajada del precio de la

materia prima y el aumento de la capacidad de producción. Además, en este proyecto se realizará un estudio para estimar si es más rentable una instalación con o sin batería.

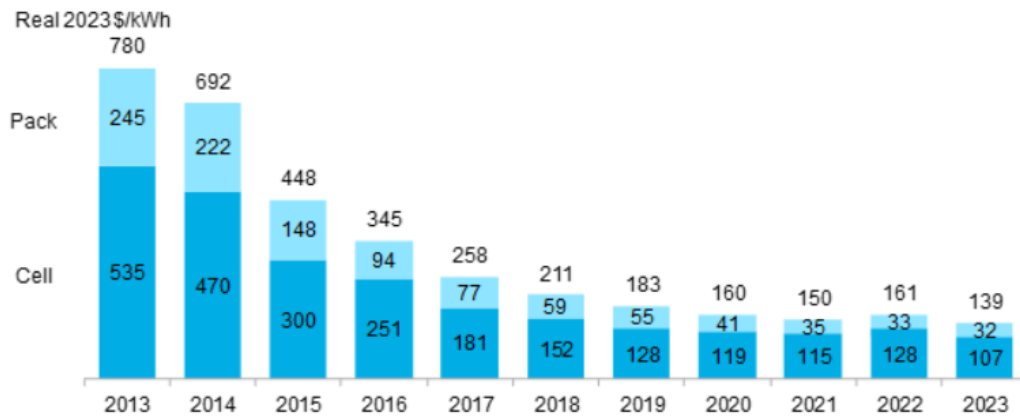


Figura 5: Evolución del precio medio a nivel mundial de las baterías de litio-ion entre 2013 y 2023. Fuente: BloombergNEF. [12]

Este escenario favorable, junto con las iniciativas y acuerdos realizados entre los países líderes con el objetivo de promover las energías renovables y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, han potenciado el uso de la energía solar en las últimas décadas. En concreto, en España ha experimentado un desarrollo exponencial en los últimos 5 años (Figura 6) tras realizarse modificaciones en la legislación para favorecer el autoconsumo. Algunos de estos cambios legislativos son la derogación del impuesto al sol mediante el Real Decreto 15/2018 y la simplificación de los trámites administrativos para las instalaciones de pequeña potencia (Real Decreto 244/2019), impulsando así el crecimiento de la energía solar en España. [13]

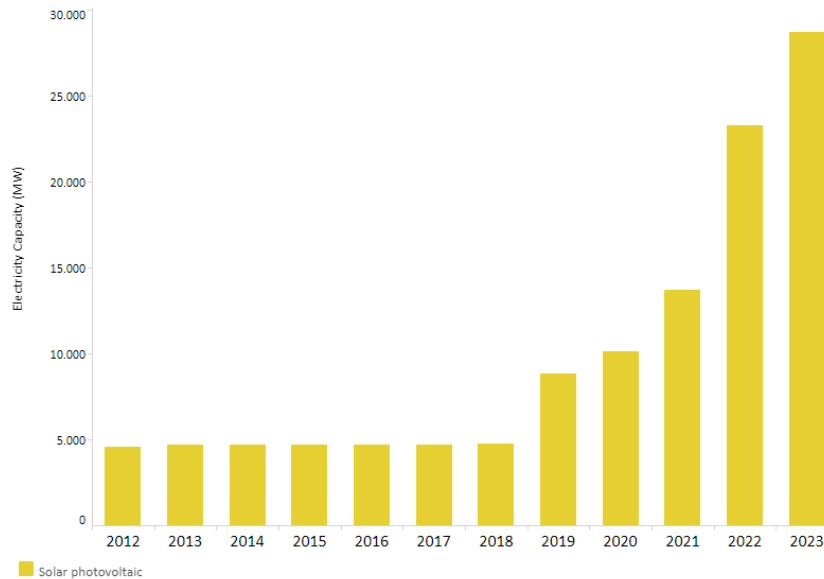


Figura 6: Evolución de la potencia instalada en España procedente de placas solares fotovoltaicas. Fuente: IRENA. [10]

1.3 Objetivos del proyecto

Se plantea, por tanto, la idea de diseñar y analizar una instalación de placas solares fotovoltaicas en una vivienda unifamiliar, con el fin de contribuir a la tan necesaria transición energética, aprovechando además el crecimiento actual de esta fuente de energía. Se establecen para ello los siguientes objetivos:

- Analizar e identificar las cargas y consumo energético de la vivienda. Este punto será clave para elegir posteriormente las placas, inversor, baterías y otros elementos a utilizar en el diseño de la instalación, según la demanda energética de la vivienda.
- Realizar el diseño y dimensionamiento de la instalación fotovoltaica. Esto incluye tanto la elección de las placas, inversor y batería, diseño del cableado y protecciones, y dimensionamiento y disposición de los módulos.
- Llevar a cabo un análisis de rentabilidad económica del proyecto. Se realizará un presupuesto y se calculará el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial y el ahorro económico que supondría, así como una comparativa de la rentabilidad de la instalación fotovoltaica si incluimos o no una batería en el diseño.

- Analizar un escenario de mayor demanda energética por la incorporación de un coche híbrido enchufable. Se evaluará si en este caso sería más rentable la instalación con batería o si, por el contrario, el elevado coste de la batería nunca llegaría a amortizarse.

1.4 Recursos empleados

Para realizar este proyecto se recopilará información de distintas fuentes oficiales de gran fiabilidad, como IRENA, IDAE, Red Eléctrica Española y el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), entre otras. Además, se usarán todos los conocimientos adquiridos a lo largo del Máster y el Grado acerca de los sistemas de energía eléctrica, el diseño de la instalación y el cableado, y el análisis económico del proyecto.

Por otro lado, se utilizarán distintas herramientas comunes en el análisis de sistemas de energía solar, que nos permitirán realizar un cálculo y análisis completo y detallado. Se usará el programa PVSyst para analizar las pérdidas y realizar un informe de la energía producida en la instalación, entre otros. También se empleará el programa PVGIS para calcular la irradiancia y el potencial de generación de energía solar fotovoltaica en la ubicación escogida. Además, para la realización de los planos de los anexos se ha empleado AutoCAD, permitiendo una representación precisa y detallada de la instalación eléctrica y asegurando la correcta interpretación por parte de los operarios encargados de la ejecución del proyecto.

Por último, se utilizará Excel para realizar gráficas explicativas, ordenar y analizar datos y realizar los cálculos correspondientes, como el análisis económico de rentabilidad.

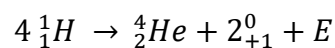
Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

Antes de realizar el diseño de la instalación es necesario entender qué es la energía solar, por qué es importante la radiación y cuál es el funcionamiento de las placas fotovoltaicas. Además, se expondrán algunos puntos importantes de la legislación vigente en España y las normativas que se deberán tener en cuenta.

2.1 Radiación

En el Sol tienen lugar reacciones de fusión nuclear, que son la fuente de energía de todas las estrellas del universo. Para que esta reacción tenga lugar, es necesario que estos átomos se encuentren a temperaturas muy elevadas (superiores a 10 millones de grados Kelvin) para poder vencer las fuerzas repulsivas que hay entre ellos.[14] Teniendo en cuenta que la temperatura del Sol es de 15 millones de grados Kelvin y que hay una presión muy elevada por la atracción gravitatoria del núcleo, los núcleos de los átomos chocan entre sí a velocidades muy altas, dando lugar a las reacciones de fusión nuclear.[15] Estas estrellas están formadas principalmente por hidrógeno (H) y helio (He), y la reacción de fusión consiste en la formación de un núcleo de helio a partir de la unión de 4 átomos de hidrógeno.[15]

Dado que la masa del helio es 0,7% inferior a la masa de los cuatro átomos de hidrógeno, esa pérdida de masa se transforma en energía.[16] El proceso químico que tiene lugar se representa con la siguiente fórmula:



Einstein, en 1905 descubrió la Teoría de la Relatividad, donde unos principales hitos que expuso es que la masa y a energía son intercambiables.[17] Formuló la siguiente ecuación relacionando ambos conceptos, donde m es la masa y c la velocidad de la luz:

$$E = m \cdot c^2$$

Esta energía se transmite a través del espacio en forma de ondas electromagnéticas hasta llegar a la Tierra, transfiriéndose en forma de radiación. Estas ondas electromagnéticas tienen una longitud de onda uniforme al salir de la superficie solar, típico de un cuerpo negro, pero al atravesar la atmósfera solar, los átomos, iones y otras partículas que la constituyen absorben parte de esta radiación en algunas longitudes de onda y añaden radiación en otras. De esta forma, la radiación solar que llega a la Tierra son ondas electromagnéticas con diferentes longitudes de onda que transportan energía, formando lo que se denomina espectro solar. [15]

2.1.1 ESPECTRO SOLAR

En función de la longitud de onda, la radiación o espectro solar se puede clasificar en varios grupos:

- *Radiación infrarroja (IR)*: Constituye el 53% de la radiación solar y su rango de longitudes de onda se encuentra entre 750 nm y 1 mm. Este tipo de radiación no puede ser percibido por el ojo humano, pero notamos su presencia en forma de calor, por ejemplo, al exponernos al sol durante un tiempo. [18] Es un factor clave en el efecto invernadero y hace que la Tierra sea habitable. Parte de esta radiación es absorbida por las nubes y otras partículas del aire (tal y como se muestra en la Ilustración 1), manteniendo una temperatura apta para la vida en la superficie terrestre.
- *Luz visible*: Representa el 42% del espectro solar y constituye ondas electromagnéticas con longitudes de onda entre 380 nm y 750 nm. Es la parte de radiación que podemos percibir por el ojo humano y abarca casi todos los colores del arcoíris, siendo el violeta el de menor longitud de onda y el rojo el de mayor dentro de este tipo. [18] Es la que proporciona la luz e ilumina la Tierra, siendo esencial para que haya vida en la Tierra, por ejemplo, al ser necesaria para que las plantas realicen la fotosíntesis.
- *Radiación ultravioleta (UV)*: Constituye aproximadamente el 5% de la radiación total y abarca longitudes de onda entre 100 nm y 400 nm. Este tipo de radiación tiene

un impacto directo sobre la salud de las personas y los seres vivos, pudiendo provocar quemaduras, envejecimiento de la piel y aumentando el riesgo de cáncer de piel. [18] Afortunadamente, gran parte de esta radiación es absorbida por la capa de ozono de la atmósfera, haciendo que llegue un porcentaje bajo de este tipo a la superficie terrestre (ver Ilustración 1).

- *Rayos X, Gamma, ondas de radio y microondas*: El 1% restante está constituido por estos tipos de radiación, donde los rayos X abarcan de 100 nm a 100.000nm, los rayos Gamma hasta 10.000.000 nm, las ondas de radio entre 1000 km y 1 m, y las microondas entre 1 m y 1 mm. Tanto los rayos Gamma como los X son altamente energéticos y muy perjudiciales para la salud de las personas, pero afortunadamente esta radiación es frenada por la atmósfera (ver Ilustración 1). Por otro lado, las ondas de radio se utilizan en la Tierra para las comunicaciones y el envío de señales, al tener frecuencias muy bajas. [19]

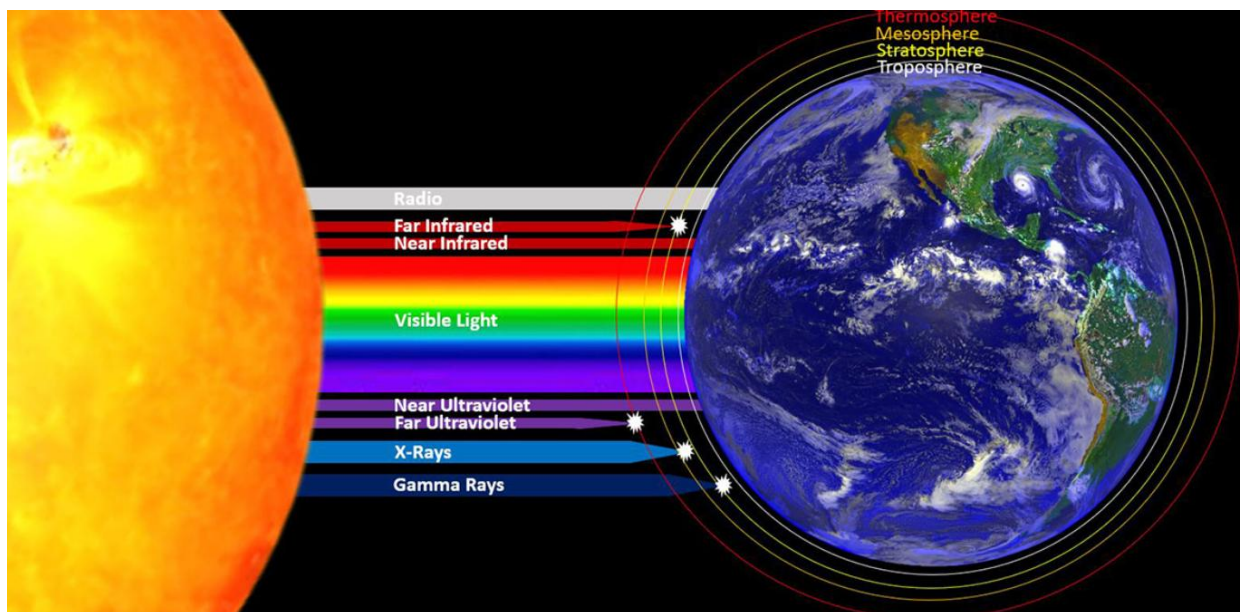


Ilustración 1: Representación esquemática del espectro solar y su alcance tras atravesar la atmósfera terrestre en función de su longitud de onda. Fuente: Geoengineering.global. Recuperado de: <https://geoengineering.global/solar-radiation-management/>.

Existe una relación entre la energía transportada y la frecuencia y longitud de dicha onda, que viene determinada por la siguiente fórmula:

$$E = h \cdot f = h \cdot \frac{c}{\lambda}$$

Donde:

- f es la frecuencia en Hz.
- E es la energía en J.
- h es la constante de Planck con un valor de $6,626 \cdot 10^{-34}$ J·s.
- c hace referencia a la velocidad de la luz, con un valor de $2,998 \cdot 10^8$ m/s. [20]

Por tanto, la radiación con menor longitud de onda (mayor frecuencia) será la de mayor importancia para la obtención de energía solar al ser la parte que contiene mayor cantidad de energía, tal y como se muestra en la Figura 7. En color gris se representa la parte de la energía que es absorbida por vapor de agua, gases, partículas y nubes presentes en la atmósfera, siendo la representada en marrón la que llega a la superficie terrestre.

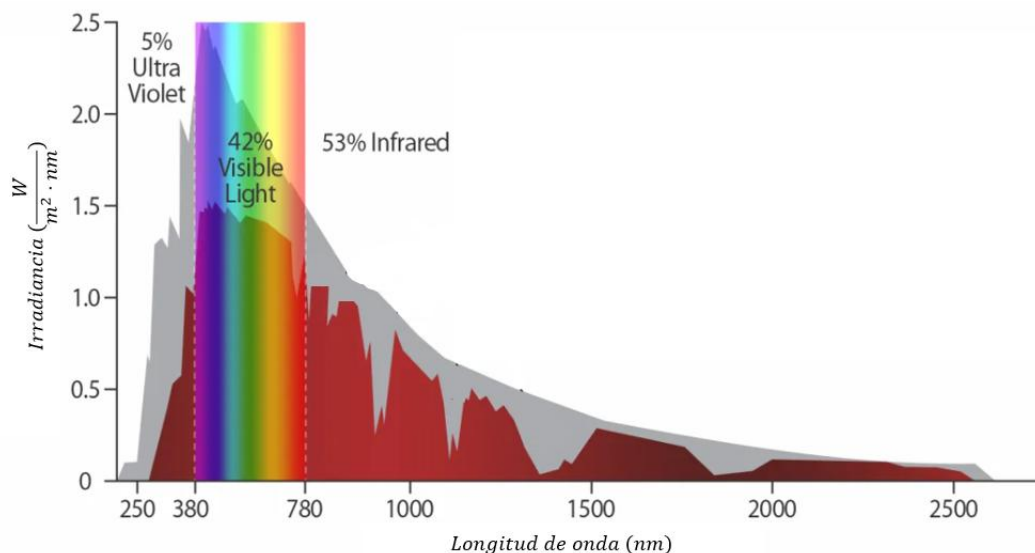


Figura 7: Irradiancia del espectro solar en función de su longitud de onda. Fuente: SunWind. Recuperado de: <https://sunwindsolar.com/blog/solar-radiation-spectrum/>

2.1.2 CLASIFICACIÓN DE LA RADIACIÓN SEGÚN SU TRAYECTORIA

La radiación solar se puede clasificar en tres grupos en función de su trayectoria a través de la atmósfera hasta llegar a la superficie terrestre.

- *Directa*: es aquella que atraviesa la atmósfera e incide en la superficie terrestre sin chocar con ningún obstáculo. Se da sobre todo en áreas con cielos despejados y poca nubosidad. Es la radiación más intensa, que más energía transporta y la más relevante a la hora de obtener energía a partir de placas solares fotovoltaicas.
- *Difusa*: es la parte de radiación que choca contra partículas de la atmósfera y nubes, dispersándose en todas las direcciones. Tiene por tanto menor intensidad, pero también se tendrá en cuenta en el diseño de las placas solares fotovoltaicas.
- *Reflejada*: constituye la radiación que incide sobre una superficie y es reflejada a la atmósfera. Cuando incide sobre una superficie, una parte de esa energía es absorbida y otra parte es reflejada, según el coeficiente de reflexión de la superficie. Por tanto, la intensidad de esta radiación es menor que en los casos anteriores. [21]

La suma de la radiación directa y difusa se conoce como radiación global. Para realizar el diseño de las placas se analizará el valor de la radiación global horizontal (GHI).

2.1.3 POSICIÓN DEL SOL

Al realizar el diseño de las placas solares fotovoltaicas habrá que tener en cuenta estos factores dado que cuanto más perpendiculares incidan los rayos solares sobre las placas, mayor será la irradiación o energía captada. Para ello, se estudiará la posición del sol, que depende de la hora del día, del mes y del lugar geográfico.

La posición del sol en cualquier lugar de la Tierra viene determinada por la altura solar (medida en perpendicular a la superficie terrestre) y el azimut solar (ψ). Este último es el ángulo que forma la proyección del sol en el plano horizontal con la dirección sur, siendo 0° si está orientado hacia el sur y 180° si está orientado hacia el norte, positivos hacia el noroeste

(ver Ilustración 2). Cuanto menor sea el ángulo entre la posición del sol y la perpendicular a la superficie (zenit) la irradiación o energía que llega a la superficie terrestre será mayor.[22]

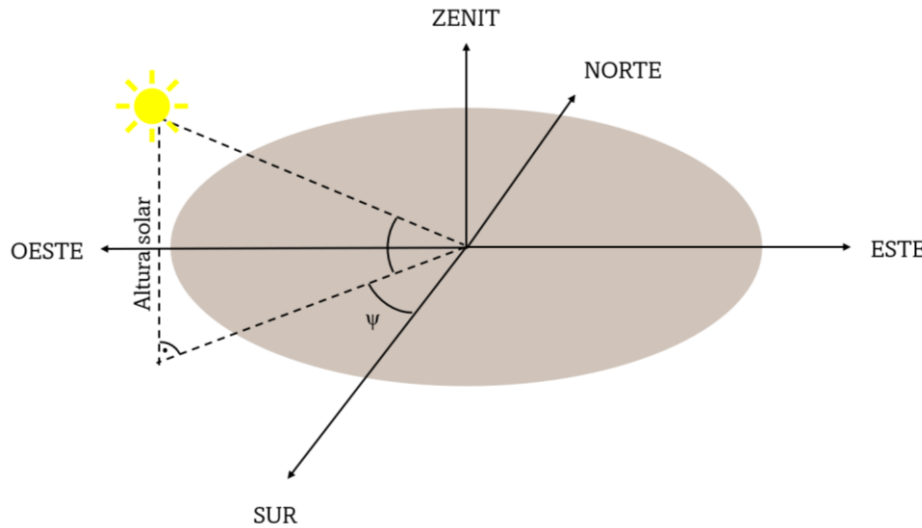


Ilustración 2: Esquema visual de la altura y el azimut solar. Fuente: Elaboración propia.

Según la época del año la distancia entre la Tierra y el sol varía debido a la órbita elíptica que sigue, siendo mayor en verano (afelio) y menor en invierno (perihelio).[22] Por tanto, la irradiación incidente en la superficie terrestre será mayor en invierno. Sin embargo, hay que tener en cuenta que en verano hay más horas de sol.

Dado que la irradiancia varía según la hora del día, para el diseño de las placas solares se define el concepto de hora solar pico (HPS), siendo 1 HPS equivalente a recibir una irradiancia de $1000 \frac{W}{m^2}$ durante 1 hora.[23] Para calcular las horas solares pico se divide la irradiancia solar diaria en un lugar concreto entre 1000, luego depende de la localización geográfica, de la época del año y de las horas de luz. Este valor lo usaremos para calcular la energía que pueden generar las placas solares.

La localización geográfica es un factor clave, siendo la irradiancia prácticamente nula en las zonas cercanas a los polos. Tal y como se puede observar en la Ilustración 3, la orientación óptima de las placas será hacia el sur en el caso de encontrarnos en el hemisferio norte y

hacia el norte en caso contrario, de forma que los rayos incidan lo más perpendiculares posible sobre la superficie terrestre.

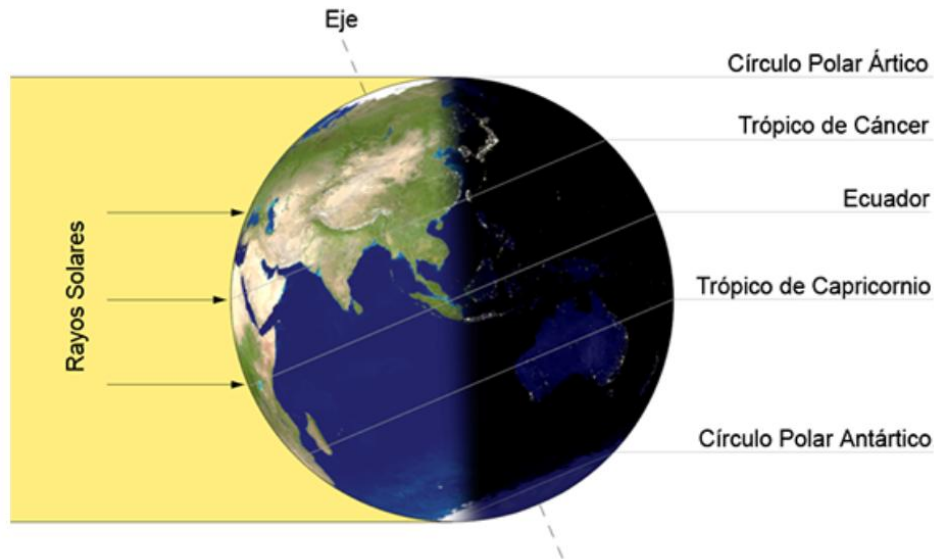


Ilustración 3: Incidencia de los rayos solares sobre la Tierra. Fuente: CSIC. <https://abzlocal.mx/total-92-imagen-modelo-de-la-tierra-y-el-sol/>

En la Ilustración 4 se muestra la radiación solar incidente en la Tierra, siendo la zona ecuatorial y cercana a los trópicos la que recibe mayor radiación. Por tanto, las zonas indicadas en color rojo y naranja serán las más adecuadas para construir instalaciones fotovoltaicas y obtener energía solar. Sin embargo, habrá que tener en cuenta también la situación política, económica y regulatoria del país. Por ello, en el caso de Europa, en países con gran potencial como España, con un marco económico y regulatorio estable, se ha fomentado el desarrollo de las instalaciones solares fotovoltaicas y la causa de su gran crecimiento en la última década.

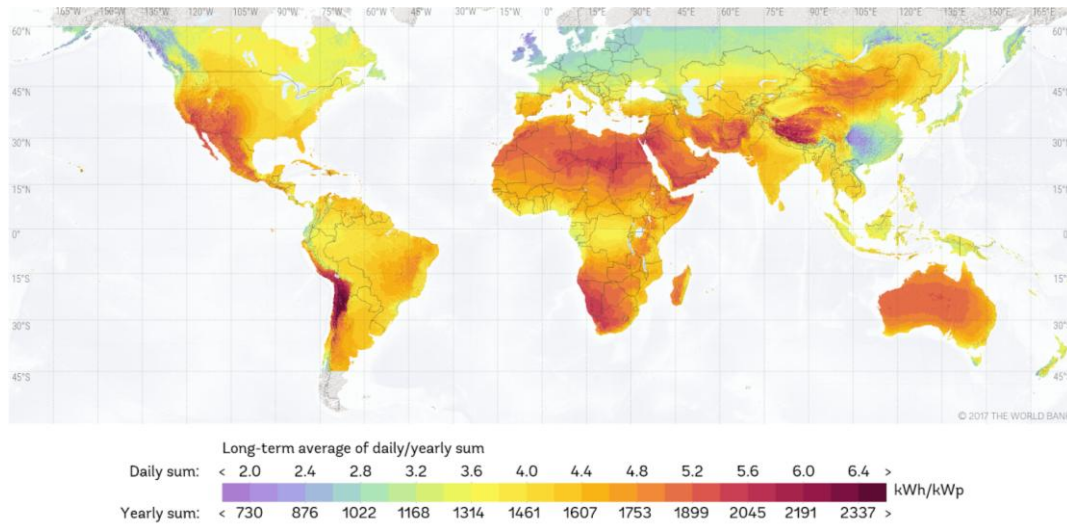


Ilustración 4: Mapa de la radiación solar incidente sobre la superficie terrestre. Fuente: World Bank Group and Solargis. <https://globalsolaratlas.info/map>

2.2 Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es la base del funcionamiento de las instalaciones solares fotovoltaicas y consiste en la generación de corriente eléctrica a partir de la incidencia de radiación electromagnética (fotones) sobre dos materiales semiconductores.

Las células solares están formadas por un material semiconductor para ofrecer una resistencia media al paso de corriente. Los elementos semiconductores como el silicio contienen 4 electrones en su capa de valencia, pero si tenemos un material formado únicamente por silicio se forma una estructura estable al formarse enlaces covalentes entre los átomos. Para que haya movimiento de electrones libres y se produzca corriente eléctrica es necesario dopar este material semiconductor de otros elementos. Si dopamos silicio de fósforo (P), que cuenta con 5 electrones en la capa de valencia, se completan los 4 enlaces covalentes y queda un electrón libre. Por otro lado, si combinamos silicio con boro (B), que contiene 3 electrones en su capa de valencia, en las uniones de estos elementos queda un hueco libre. Estas combinaciones de elementos constituyen una zona N que tiene exceso de electrones, o carga

eléctrica negativa, y otra zona P con carencia de electrones y, por tanto, carga positiva, respectivamente.[24]

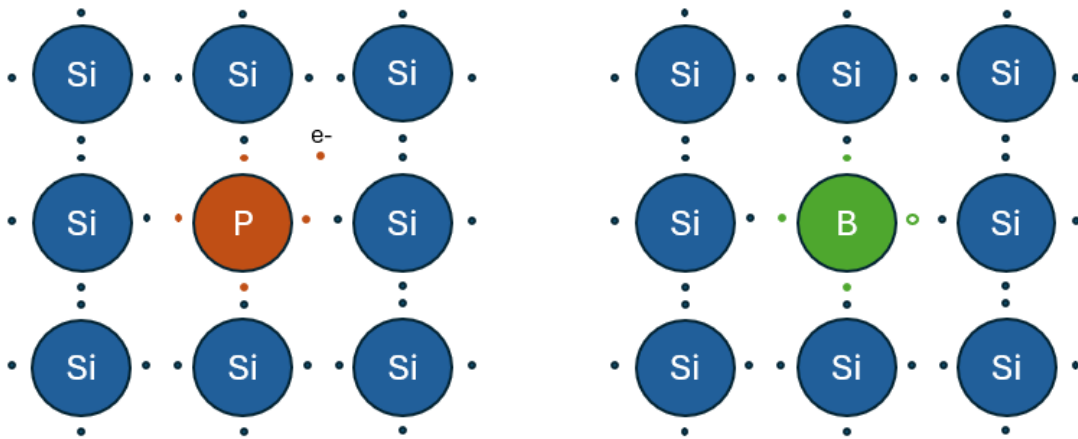


Figura 8: Estructura atómica en las zonas N (izquierda) y P (derecha). Fuente: Elaboración propia.

Si ponemos en contacto estas dos zonas, se forma una unión P-N, donde los electrones libres de la zona cargada negativamente tienden a dirigirse hacia la zona P y los huecos de la zona cargada positivamente tienden a desplazarse hacia la zona N. De esta manera, se neutraliza la unión de estas zonas, formándose lo que se denomina región de agotamiento (sin electrones libre ni huecos). [24]

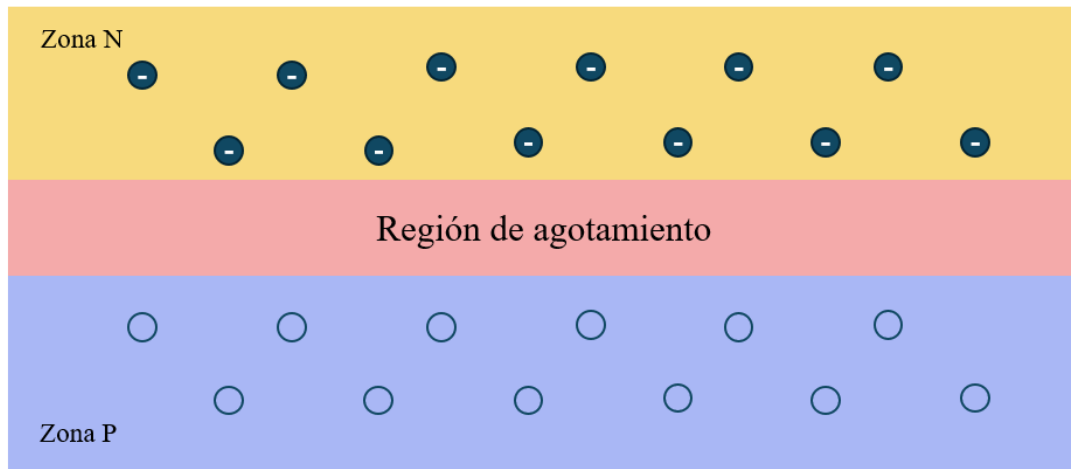


Figura 9: Unión P-N y región de agotamiento. Fuente: Elaboración propia.

El límite superior de esta región quedará cargado positivamente, mientras que el límite inferior se carga negativamente, creando una diferencia de potencial y formando por tanto un campo eléctrico.

Los fotones son las partículas portadoras de la radiación solar. Al incidir en la región N, los fotones penetran hasta llegar a la región de agotamiento, donde excitan a los electrones y los liberan, produciendo pares de electrones y agujeros que son repelidos hacia las regiones N y P, respectivamente, gracias al campo eléctrico formado. La cantidad de electrones concentrados en la región N y de huecos en la P crea una diferencia de potencial entre ambas zonas.[24]

Para aumentar el rendimiento de las celdas solares, la capa N es más delgada, pero está más dopada, mientras que la P es más ancha y menos dopada. De esta forma, la región de agotamiento será mayor, luego se genera una mayor cantidad de electrones al incidir los fotones. Además, los fotones atraviesan una capa más fina, incidiendo más energía luminosa en la región de agotamiento. Todo ello aumentará el rendimiento de las células solares. [24]

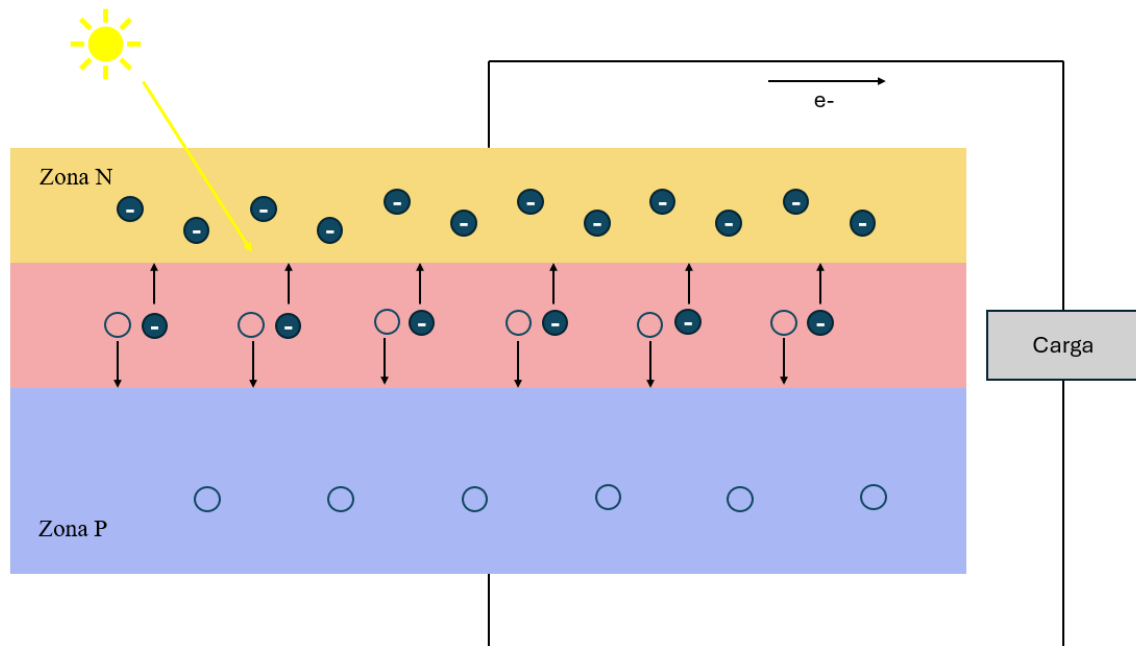


Figura 10: Efecto fotovoltaico en las células solares. Fuente: Elaboración propia.

La energía necesaria para liberar los electrones se denomina energía de enlace (E_{gap}) y la energía de los fotones incidentes en la región de agotamiento debe ser mayor o igual que esta para que tenga lugar el efecto fotovoltaico. En caso de que la energía sea menor, no serán capaces de liberar los electrones en dicha región y no se formarán los pares electrón-hueco. Por ello, solo la radiación con menor longitud de onda será útil, tal y como se explicó en el apartado 2.1.1. El rendimiento máximo que puede obtenerse de una célula solar depende de E_{gap} , que varía según el semiconductor empleado. [25]

$$E_{fotón} = \frac{h \cdot c}{\lambda} \geq E_{gap}$$

El elemento empleado para fabricar las células solares es el silicio debido a su abundancia en la naturaleza (se obtiene de la arena) y a sus excelentes propiedades eléctricas. Sin embargo, hay tres tipos de paneles solares: monocristalino, policristalino y amorfo. Los monocristalinos son los más comercializados en la actualidad dada su mayor eficiencia. Al estar compuestas por un único cristal de silicio los electrones se mueven con mayor fluidez y presentan menos pérdidas en su movimiento.[26]

Una célula de silicio monocristalino produce cerca de 1,5 W de energía a 0,5V. [27] Dado que la potencia obtenida es muy pequeña, se conectan con uniones de cobre varias células solares para aumentar el rendimiento. Para aumentar el voltaje se conectan en serie, uniendo el polo positivo de una célula con el polo negativo de la siguiente. De esta forma, el voltaje resultante es mayor, manteniendo la corriente constante. Además, al suministrar energía a mayor voltaje las pérdidas de energía por resistencia del cableado son menores, dado que la corriente es menor. Asimismo, se pueden conectar tiras de celdas en serie en paralelo con el fin de aumentar la corriente manteniendo el voltaje constante. Esto permite alimentar cargas de alta potencia.[28]

2.3 Pérdidas e ineficiencias

La eficiencia de las instalaciones solares fotovoltaicas suele tener un valor de entorno al 21%. Esto se debe tanto a factores internos como externos que aún suponen un desafío. Dado que los módulos solares deben estar en el exterior expuestos a la luz solar, su eficiencia se ve fuertemente influida por diversos factores ambientales, entre los cuales destacan los que se explican a continuación.[29]

2.3.1 IRRADIANCIA

La irradiancia es la energía que llega a una superficie y es clave para el diseño de instalaciones solares fotovoltaicas. Tal y como se ha explicado en la sección 2.1.3, la radiación que llega a la superficie depende de diversos factores como la ubicación geográfica, la hora del día, la estación del año y el clima, siendo necesario realizar un estudio de la variabilidad de la irradiancia a lo largo del año en el emplazamiento escogido (sección 3.1). Uno de los factores más condicionantes y difíciles de predecir es la nubosidad, que provoca que gran parte de la radiación sea difusa y se reduzca considerablemente la directa.

La irradiancia determina la potencia máxima que la célula solar es capaz de generar y afecta directamente a la curva IV que caracteriza a cada célula solar. A medida que la irradiancia

aumenta, un mayor número de fotones inciden en la región de agotamiento de la célula solar, generando más pares electrón-hueco. Como resultado, en la zona N se concentran más electrones y en la zona P más huecos, lo que eleva la diferencia de potencial entre ambas regiones y, a su vez, la corriente en el circuito. Como se puede observar en la Figura 11, a mayor irradiancia la curva IV se desplaza hacia arriba, aumentando la potencia máxima que la célula puede generar.

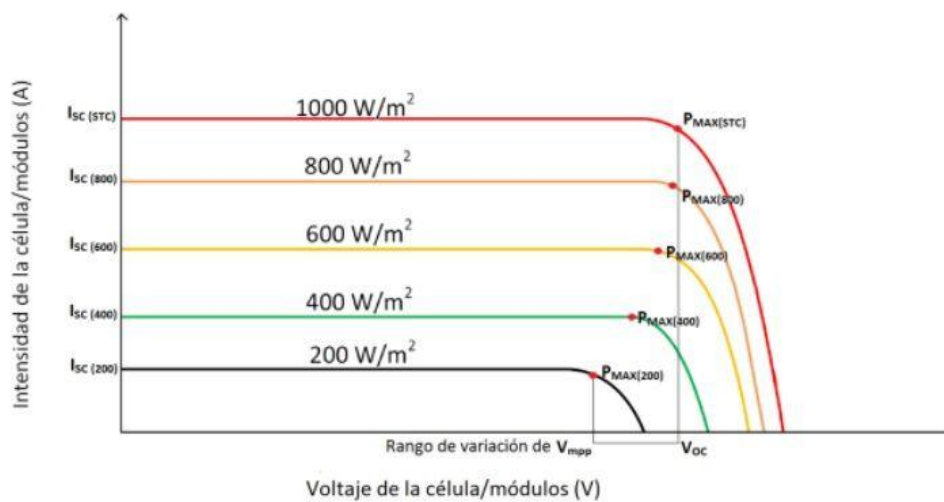


Figura 11: Desplazamiento de la curva IV de la célula solar con la irradiancia. Fuente: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html>

Por lo tanto, es fundamental realizar un estudio de la irradiancia en el emplazamiento escogido, con el objetivo de analizar posteriormente la generación de energía y las posibles pérdidas.

2.3.2 TEMPERATURA

La temperatura de las células solares depende de factores ambientales como la irradiancia, la velocidad del viento, la temperatura ambiente y los materiales empleados. Dicha temperatura se puede calcular según la siguiente fórmula: [29]

$$T_{\text{modulo}} = T_{\text{amb}} + \text{Irradiancia} \cdot e^{-a-b \cdot v} + \Delta T \cdot \frac{\text{Irradiancia}}{1000}$$

Donde:

- a , b y ΔT son constantes y dependen del material
- v hace referencia a la velocidad del viento (m/s)
- *irradiancia* se mide en W/m^2
- T_{amb} en $^{\circ}C$

A medida que aumenta la temperatura del módulo disminuye su eficiencia. Esto se debe a que a altas temperaturas los electrones liberados tienden a recombinarse más rápidamente con los huecos antes de ser extraídos por el circuito, provocando una reducción de la energía de gap.[29] Esto implica, en primer lugar, que la célula solar será capaz de absorber radiación de mayor longitud de onda que antes:

$$E_{fotón} = \frac{h \cdot c}{\lambda} \geq E_{gap}$$

Como resultado, se genera un mayor número de pares electrón-hueco, lo que provoca un ligero aumento en I_{sc} . Sin embargo, por otro lado, la mayor recombinación de electrones y huecos reduce la concentración de electrones en la zona N y de huecos en la zona P. Esto disminuye la diferencia de potencial entre ambas regiones, lo que provoca que la curva IV se desplace hacia la izquierda y, en consecuencia, se reduzca la potencia máxima que la célula solar es capaz de generar (Figura 12).

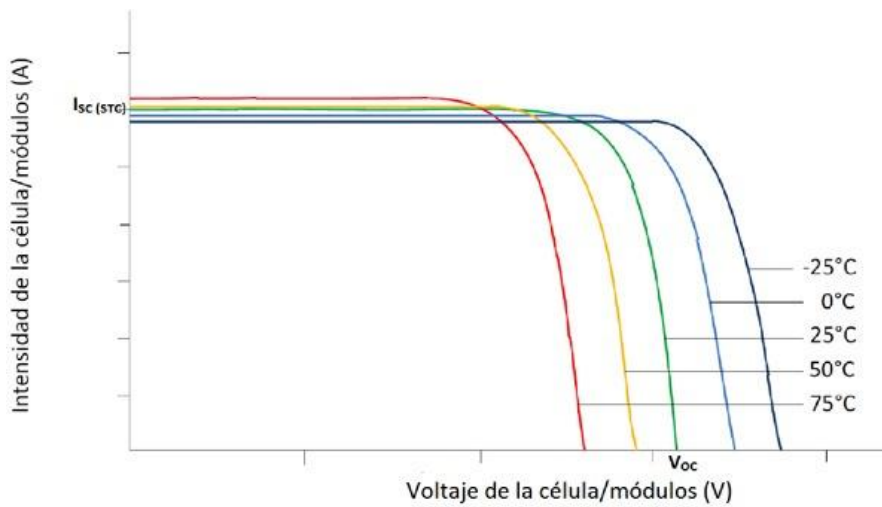


Figura 12: Desplazamiento de la curva IV de la célula solar con la temperatura. Fuente: <https://www.prostarsolar.net/es/como-afecta-la-temperatura-a-una-placa-solar.html>

Como resultado, la Figura 13 muestra cómo varía la eficiencia de las células solares según su temperatura, siendo óptima para una temperatura de 36°C, a partir de la cual cae considerablemente.

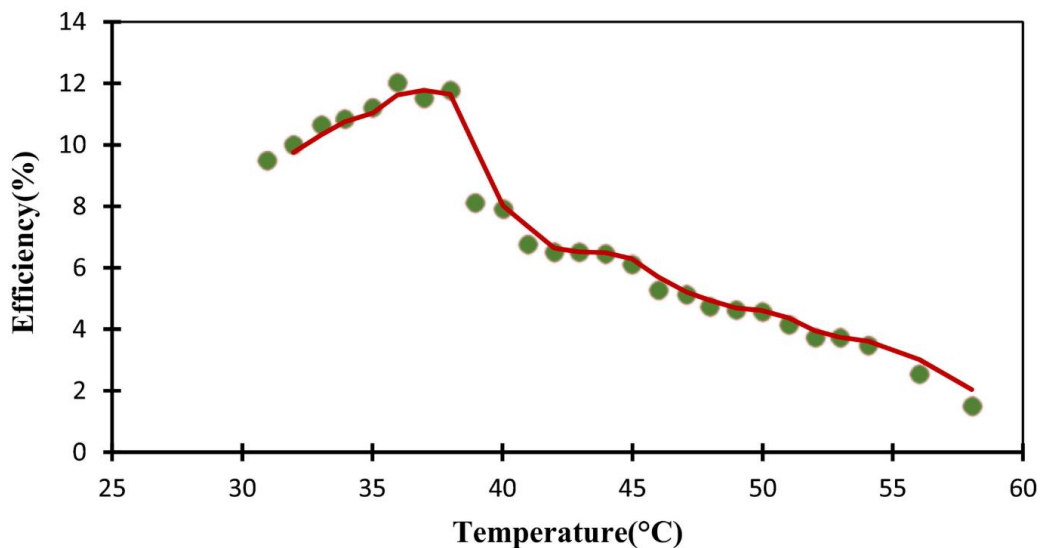


Figura 13: Eficiencia de la célula solar en función de su temperatura. Fuente: <https://scijournals.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ese3.1043> [29]

2.3.3 VELOCIDAD DEL VIENTO

Tanto la velocidad como la dirección del viento tienen un impacto en la eficiencia de los módulos solares. El flujo de viento reduce por convección la temperatura de los módulos, que tal y como se ha explicado en la sección anterior tiene un efecto directo sobre la eficiencia. Por otro lado, el viento también arrastra partículas de polvo, pudiendo contribuir a la disminución de la acumulación de partículas según la superficie.

El efecto de refrigeración del viento será mayor en superficies planas, donde serán necesarias velocidades más bajas que en el caso de superficies ranuradas. Estudios realizados en Estados Unidos confirman que una velocidad de viento de 10 m/s supone una reducción de la temperatura en paneles ranurados de unos 3,5°C.[30] Por tanto, no solo habrá que tener en cuenta la velocidad del viento, sino también la superficie y estructura de las placas.

2.3.4 NATURALEZA DEL MATERIAL

La eficiencia de las células solares y las pérdidas por recombinación varían según el tipo de material utilizado:

- Silicio monocristalino: Está compuesto por un único cristal de silicio. Al ser una estructura cristalina uniforme, no presenta defectos y tienen mayor pureza, luego las pérdidas por recombinación son bajas y tiene una mayor eficiencia.
- Silicio policristalino: Está formado por múltiples cristales de silicio, lo que provoca que los límites de grano actúen como puntos de recombinación, aumentando las pérdidas. Al tener más impurezas que el monocristalino, la eficiencia de este material es menor.
- Silicio amorfo: No presenta una estructura cristalina, sino desordenada, lo que limita la movilidad de los portadores y reduce su eficiencia. Debido a defectos estructurales las pérdidas por recombinación son elevadas.

Por ello, aunque tengan un coste mayor, las más empleadas y comercializadas son las células solares de silicio monocristalino al ser las que mejores prestaciones tienen.

2.3.5 ACUMULACIÓN DE POLVO

La eficiencia de los paneles solares se reduce considerablemente por la acumulación de partículas contaminantes, polvo y vapor de agua, al impedir que la radiación solar llegue a la región de agotamiento de las células solares. Una capa de polvo puede aumentar la reflexión y reducir la transmisibilidad de la luz. La acumulación de estas partículas depende de diversos factores ambientales como la velocidad del viento, la superficie y estructura de las placas solares, las precipitaciones y la fuente de estas partículas, agravándose el problema en las zonas desérticas donde la densidad de polvo es elevada y las precipitaciones son poco frecuentes.

La Figura 14 muestra cómo afecta la concentración de polvo a la eficiencia de las placas solares:

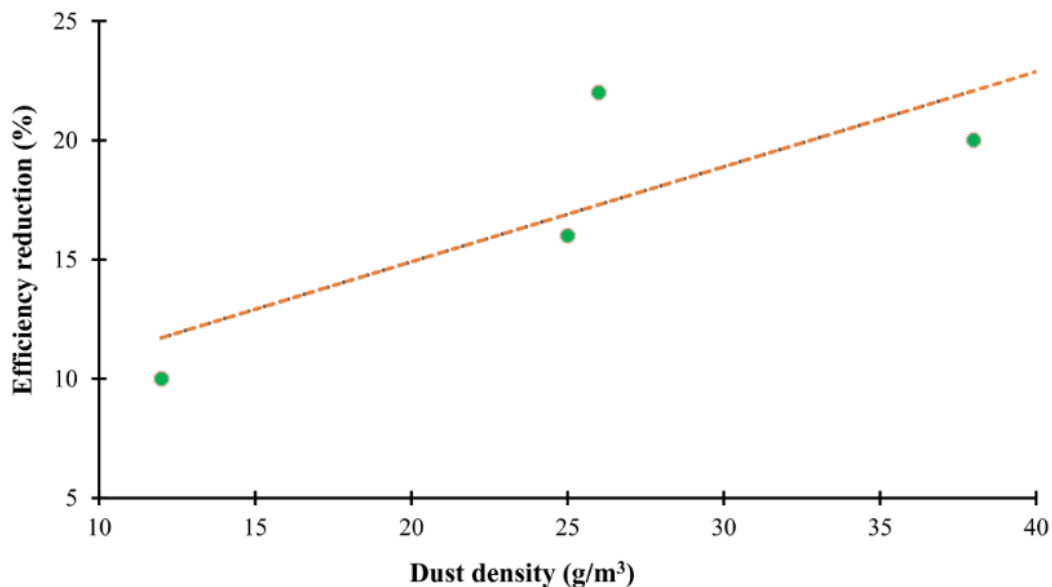


Figura 14: Reducción de la eficiencia de las células solares en función de la densidad de polvo. Fuente: <https://scijournals.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ese3.1043>

Esto resalta la necesidad y la importancia de llevar a cabo el correcto mantenimiento y limpieza de las placas solares para lograr que la eficiencia sea la máxima posible.

En base a lo anterior, será crucial obtener los datos de temperatura e irradiancia en el emplazamiento seleccionado, mientras que el resto de las pérdidas se considerarán al utilizar la

herramienta PVsyst para estimar la generación de energía de la instalación solar fotovoltaica.

2.4 Esquema de la instalación solar fotovoltaica

Hay tres posibles tipos de instalaciones de placas solares fotovoltaicas: conectada a red, conectada a red con batería, o aislada. [31]

- Conectada a red: Se conectan los paneles solares al inversor que transforma toda la corriente a alterna. De ahí se conecta al cuadro de distribución, alimentando los consumos de la casa. A su vez, los excesos generados podrán ser vertidos a la red, y durante las horas sin generación de energía se consumirá energía de la red.

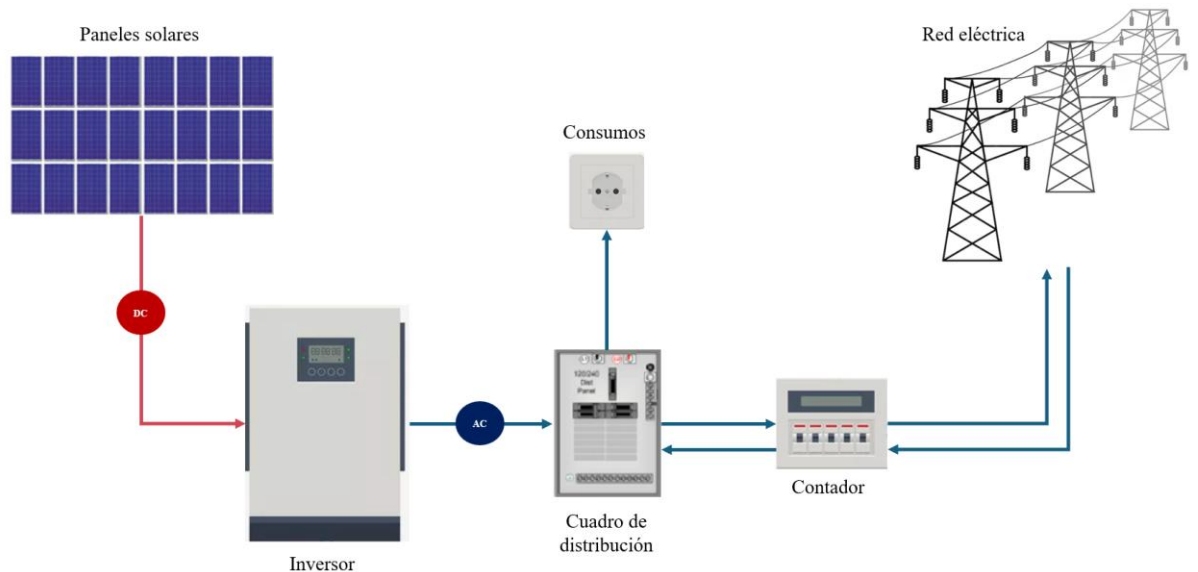


Figura 15: Esquema instalación solar conectada a red (sin batería). Fuente: Elaboración propia.

- Conectada a red con batería: Presenta las ventajas de la instalación conectada a red y de un sistema aislado debido a que permite generar energía y usarla al momento o almacenarla para las horas sin luz. En caso de que se acabe la energía almacenada en las baterías, se consumirá energía de la red. Los paneles solares se conectan a un inversor híbrido, que permite cargar las baterías (en continua) y a su vez convertir

otra parte en corriente alterna, la cual se conecta al cuadro de distribución para alimentar los consumos de la vivienda.

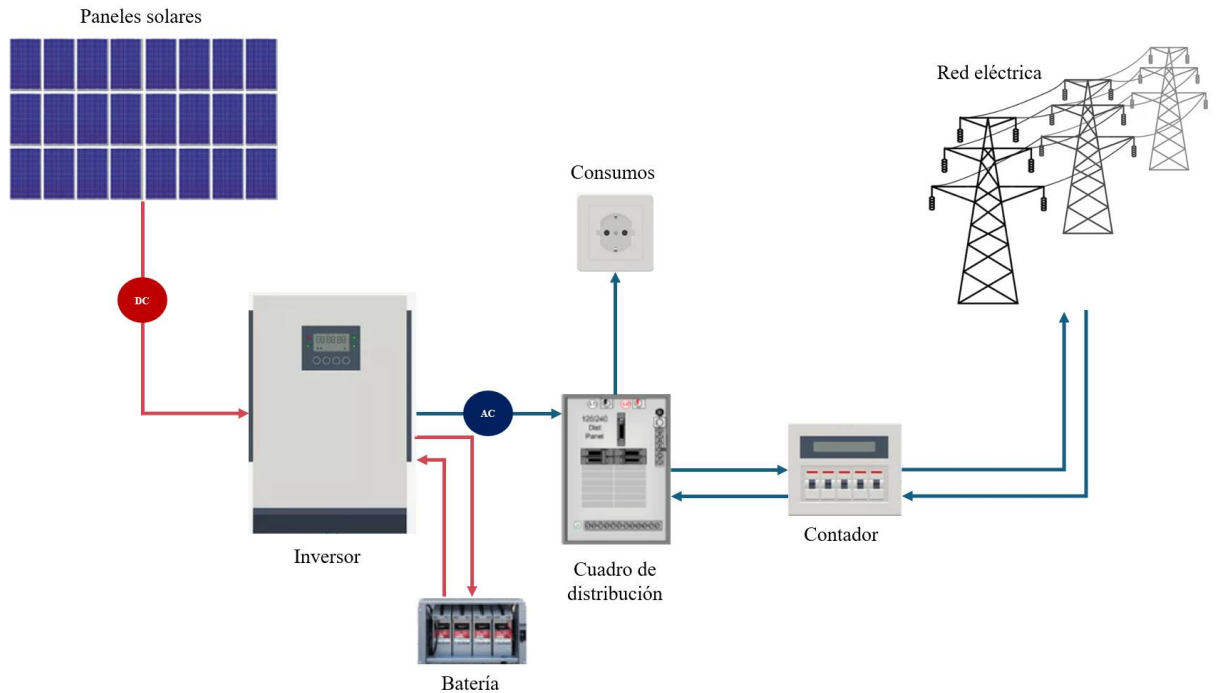


Figura 16: Esquema instalación solar conectada a red con batería. Fuente: Elaboración propia.

- Aislada: No se conecta a la red, de tal forma que actúa como una instalación de autoconsumo independiente. Al no contar con un respaldo de la red eléctrica, será necesario incluir un generador que se utilizará ante un corte de suministro. En este caso, se conectan los paneles solares a un regulador para monitorear y regular la carga de las baterías. Posteriormente se conecta al inversor y a los consumos. Este tipo de instalación se emplea en lugares remotos con difícil acceso.

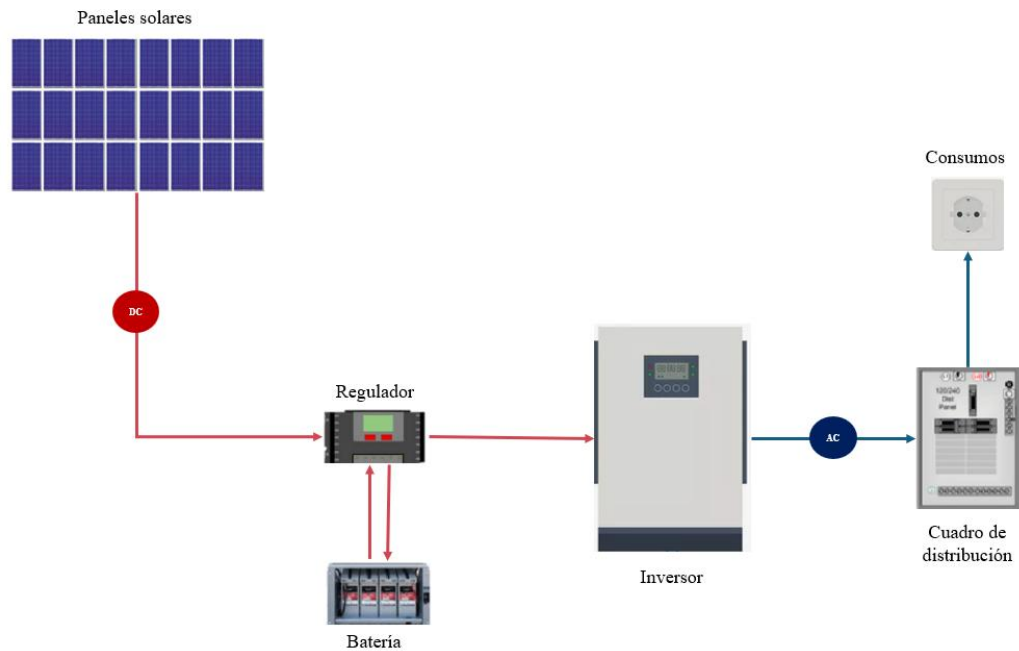


Figura 17: Esquema instalación solar aislada. Fuente: Elaboración propia.

En los casos de conexión a red con o sin batería es necesario contar con un contador bidireccional que mide tanto la energía vertida a la red eléctrica como la consumida y permite calcular la compensación de excedentes. En el caso de haber exceso de energía generada, al verterlo en la red la compañía eléctrica paga un precio por dicho excedente o te los descuenta de la potencia consumida.[32]

Para el fin de este proyecto, diseñaremos una instalación solar fotovoltaica con conexión a red con y sin batería, y posteriormente compararemos la rentabilidad de cada una de ellas, viendo si compensa instalar baterías o si, por el contrario, es más económico volcar todo el excedente en la red.

2.5 Elementos de una instalación solar fotovoltaica

Tras lo indicado en el apartado anterior, los principales componentes y elementos a elegir en el diseño de la instalación son los paneles solares, el inversor y la batería, además del cableado y elemento de protección.

2.5.1 PLACAS SOLARES

Los paneles solares están constituidos por varias capas que permiten maximizar el rendimiento. A continuación, se describen los principales componentes: [33]

- Material semiconductor: Es el componente más importante de la célula solar, ya que en él tiene lugar la generación de electrones a partir del efecto fotovoltaico. El 90% de las células solares están fabricadas con silicio, siendo las preferidas las de silicio monocristalino, que alcanzan una eficiencia del 25% en condiciones de laboratorio. Otras alternativas son el policristalino y el silicio amorfo, que son más económicos, pero con una eficiencia del 20% y 10% respectivamente.[27]
- Capa antirreflectante: Con el fin de maximizar la cantidad de luz captada por la célula solar se añade una capa antirreflectante sobre ellas. Esta capa, generalmente compuesta por nitrato de silicio, aumenta la cantidad de luz absorbida por el semiconductor, mejorando la eficiencia de la célula.
- Electrodos: Los electrones generados en el material semiconductor son captados por electrodos para conducir esa electricidad generada. Se colocan dos electrodos: uno frontal y otro posterior. El electrodo frontal consiste en una malla de hilos de plata muy finos diseñada para recolectar los electrones sin obstruir el paso de luz al material semiconductor y minimizando así la sombra proyectada. El electrodo posterior está compuesto por materiales conductores, como el aluminio, y permite cerrar el circuito.
- Capa protectora y de encapsulamiento: Las células solares están encapsuladas en un material para protegerlas de factores externos, evitando que entre humedad o polvo, garantizando la durabilidad y fiabilidad de las células. Está compuesta por dos capas: una frontal y otra trasera. Se coloca una capa de vidrio templado en la parte frontal para proporcionar resistencia mecánica y protección sin afectar a la captación de luz solar al ser transparente. En la parte trasera se sitúa una lámina de encapsulamiento de material plástico que permite fijar la célula.
- Marco: Estructura de soporte que permite fijar la célula solar, dando rigidez al panel y proporcionando una mayor durabilidad al protegerlo de elementos externos, como

viento, nieve y lluvia. Por su exposición al entorno, se fabrica con materiales resistentes a la corrosión, como aluminio o acero inoxidable.

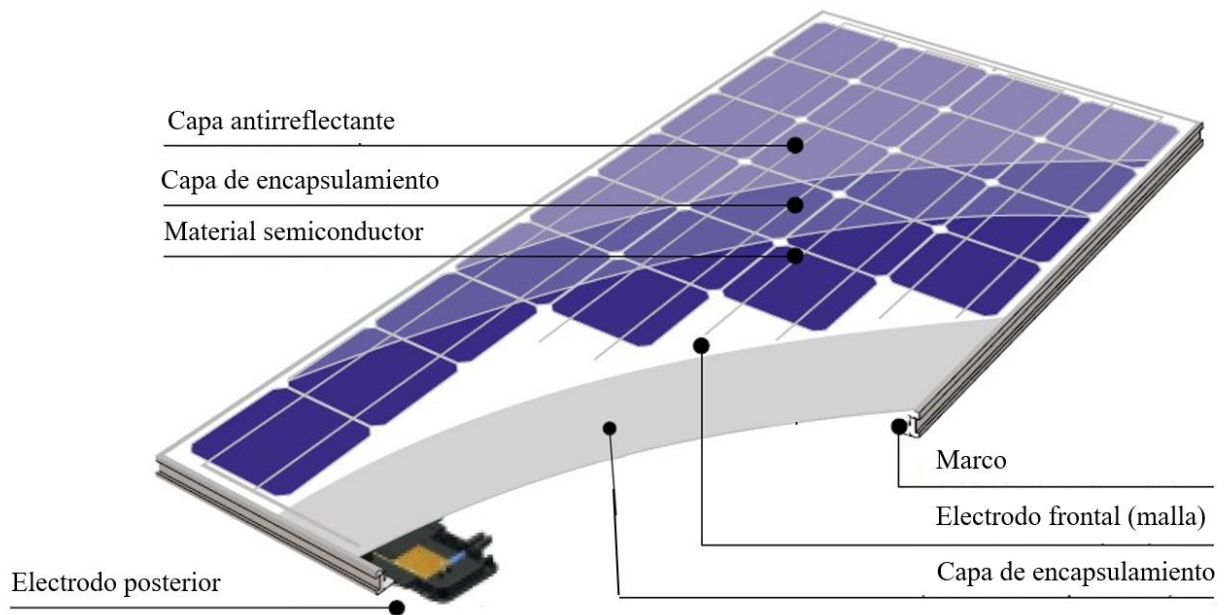


Figura 18: Estructura de los paneles solares. Fuente: <https://solar1360.com/que-es-un-modulo-solar/>

Con el fin de adaptar los paneles solares a las necesidades de cada edificio en función del diseño, y electricidad generada, se conectan varias celdas solares en serie para aumentar el voltaje manteniendo constante la corriente, o en paralelo para aumentar la corriente manteniendo el voltaje. [33]

2.5.2 INVERSOR

El inversor es esencial en cualquier instalación solar fotovoltaica y su función principal es convertir la energía generada por los paneles solares, de corriente continua (CC) a alterna (AC), con el fin de poder alimentar los consumos de la vivienda o vertidos a la red eléctrica. En este último caso, los inversores aseguran que la electricidad vertida a la red esté completamente sincronizada en frecuencia y en fase con la red, garantizando la seguridad y el flujo correcto de la energía. Para ello, el funcionamiento se basa en obtener una onda senoidal mediante el uso de conmutadores que se cierran y se abren, y aplicando filtros de potencia

para minimizar la distorsión armónica de la señal de salida. También es necesario regular el valor de la tensión de salida para garantizar que la potencia suministrada a los equipos sea estable y esté dentro de un rango aceptable, bien antes del inversor (convertidores CC/CC), en el propio inversor (usando, por ejemplo, un PWM) o a su salida (mediante un autotransformador). Además, cuentan con funciones de monitoreo y protección que los desconecta automáticamente en caso de fallos, sobretensiones o cortocircuitos para evitar dañar los equipos.

Para maximizar la eficiencia de los paneles solares, el inversor realiza un seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), es decir, ajusta la carga eléctrica para optimizar la potencia generada, según las condiciones variables de luz solar o temperatura, entre otros. [34]

Los inversores se pueden clasificar en varios tipos en función de su conexión y funciones en la instalación: [35]

- Inversores conectados a red: convierten toda la corriente continua que viene de los paneles solares en corriente alterna. Esta sirve para alimentar los consumos de la vivienda o verterlos a la red en caso de que haya excesos.
- Inversores híbridos: además de convertir parte de la corriente continua en alterna, permite cargar baterías con corriente continua. Es el que usaremos en el diseño de la instalación conectada a red con batería. Se suele integrar en el inversor un regulador que permite controlar la carga y descarga de las baterías y simplifica la instalación.
- Inversor aislado de la red: convierte la corriente continua en alterna sin verter los excedentes a la red, y requieren del uso de baterías. También suelen integrar el regulador en el inversor.

Por otro lado, los inversores también se pueden clasificar en función de la calidad y del tipo de onda generada: [36]

- Inversores de onda cuadrada: Se basan en un diseño simple que genera la onda cuadrada mediante la conmutación de interruptores. Producen muchos armónicos que

generan interferencias que pueden dañar los equipos. Por ello, este tipo de inversores está en desuso.

- Inversores de onda senoidal modificada: producen una onda que simula la senoidal pura, pero con interrupciones. Son más económicos que los de onda pura, pero pueden ser más problemáticos para aparatos sensibles como televisores, sistemas informáticos o frigoríficos.
- Inversores de onda senoidal pura: producen una onda idéntica a la de la red. Son más sofisticados y caros y son los ideales para alimentar todo tipo de dispositivos.

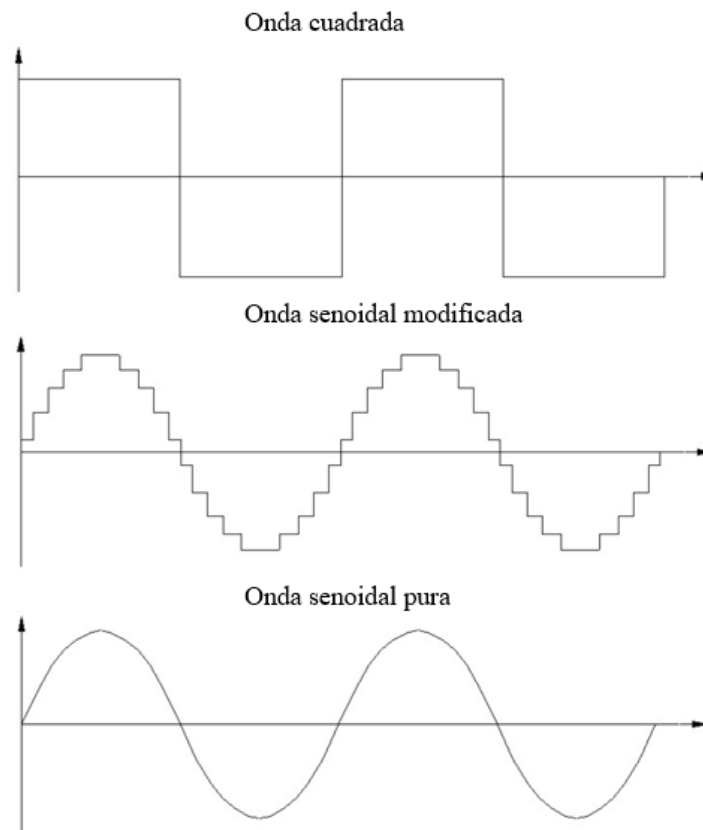


Figura 19: Ondas de inversores.

A la hora de elegir un inversor hay que considerar factores como la potencia, el tipo de onda generada, su eficiencia y tensión nominal (debe coincidir con el rango de voltaje de las placas solares). Para optimizar la eficiencia de la instalación se escoge el inversor de forma que la potencia instalada de las placas solares sean un 25-30% superior a la del inversor, debido a

que las placas solares nunca alcanzan los valores nominales. [35] Los inversores suelen tener una eficiencia entorno al 90-98% debido a pérdidas en la conmutación u otros elementos como transistores y filtros. [36]

2.5.3 BATERÍA

Las baterías empleadas en instalaciones solares fotovoltaicas cuentan con una o varias celdas electroquímicas que permiten transformar la energía química almacenada en electricidad. Cada una de estas celdas cuenta con dos electrodos, normalmente de plomo, uno positivo (cátodo) y otro negativo (ánodo), y una solución de ácido sulfúrico y agua (electrolito) que actúa como medio conductor de iones entre los electrodos. Las baterías sirven para almacenar el excedente de energía generado por las placas solares que no se consume en el momento, para ser utilizada en los momentos que no haya suficiente generación.

Durante el proceso de carga, se aplica corriente eléctrica externa a la batería, provocando la liberación de electrones en el cátodo (oxidación), que se desplazan y almacenan en el ánodo (reducción). Por otro lado, el ácido sulfúrico (H_2SO_4) se disocia en protones (H^+) e iones de sulfato (SO_4^{2-}), donde estos últimos reaccionan con los electrodos de plomo para formar sulfato de plomo (PbSO_4). La densidad del electrolito o concentración de ácido sulfúrico se toma como referencia para saber el estado o nivel de carga de la batería. Se considera que la batería está totalmente cargada cuando se ha transferido la máxima cantidad de iones al ánodo. [37]

En la descarga ocurre lo contrario. En el cátodo se capturan electrones (reducción), mientras que en el ánodo se liberan electrones (oxidación), circulando iones en el electrolito para equilibrar las reacciones que tienen lugar en los electrodos. El sulfato de plomo (PbSO_4) de los electrodos se descompone, liberando sulfato (SO_4^{2-}) y protones de hidrógeno (H^+) que se combinan formando ácido sulfúrico de nuevo (H_2SO_4).

Las baterías se caracterizan por varios factores que deberán tenerse en cuenta a la hora de elegir la más adecuada a las necesidades de nuestra instalación. Cabe destacar que cuanto

mayor sea el tiempo de descarga de la batería, mayor será la energía que puede almacenar. Otras de las principales características se explican a continuación: [38]

- Capacidad: se refiere a la cantidad de electricidad que pueden almacenar, dependiente de la intensidad de descarga, temperatura y tensión de corte final. Se distingue entre la capacidad útil (energía que se suministra durante varios días de autonomía sin recarga) y la capacidad nominal, que suele ser de 100 kWh.
- Profundidad de descarga (DOD): indica cuánta energía se usa de la batería, expresada como un porcentaje de su capacidad total, es decir, la capacidad de la batería sobre la capacidad nominal. Para las baterías de plomo-ácido, se recomienda no descargar más del 40-50% para asegurar una mayor durabilidad.
- Autodescarga: es la pérdida de capacidad cuando la batería no está conectada a un sistema de carga. Se recomienda recargar periódicamente para evitar daños irreparables, especialmente a altas temperaturas que aceleran este proceso.
- Sobrecarga: ocurre cuando la batería sigue recibiendo corriente después de estar completamente cargada, lo cual puede dañarla. Las sobrecargas prolongadas reducen la durabilidad de la batería.
- Eficiencia: Se mide como la relación entre la energía utilizada para cargar la batería y la realmente almacenada, con diferentes métodos de cálculo según el fabricante (eficiencia promedio, máxima...).

De acuerdo con lo establecido por el IDAE en el “Pliego de condiciones técnicas de instalaciones solares fotovoltaicas”, las baterías deben protegerse de sobrecargas y sobredescargas con reguladores, que pueden estar incorporados en las propias baterías. Además, se recomienda que las baterías sean de plomo-ácido y que la máxima profundidad de descarga no exceda el 80%. [39]

Según las aplicaciones y prestaciones de cada batería se pueden distinguir varios tipos, cuyas características se muestran a continuación en la Tabla 1:

Tabla 1: Tipos de baterías y características. Fuente: <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/baterias-energia-solar-tipos-caracteristicas>

TIPO DE BATERÍA	APLICACIÓN	VIDA ÚTIL	VENTAJAS	DESVENTAJAS	COSTE
Monoblock	Pequeñas instalaciones aisladas	4 a 10 años	-Económicas -Fáciles de instalar -Adecuadas para equipos básicos	- Necesitan mantenimiento anual en los niveles de electrolitos - No aptas para espacios cerrados - Menor duración de ciclos de descarga profundas	Bajo
Ciclo Profundo	Uso continuo y medio consumo	6 a 7 años	- Resisten descargas frecuentes - Fiables en instalaciones de uso diario	- Menor duración que otros tipos - Mayor tamaño que las monoblock	Medio
AGM	Lugares con difícil mantenimiento o cerrados	Media (variable)	- Sin mantenimiento - Resistentes a golpes y derrames - Más rápidas que monoblock - Aptas para motores de arranque	- Vida útil inferior a las baterías estacionarias y de litio	Medio-alto
Estacionarias	Consumo diario prolongado	Hasta 20 años	- Alta durabilidad - Gran capacidad de almacenamiento - Resisten uso continuo	- Más caras que las monoblock - Requieren espacio para instalación	Alto
Litio	Autoconsumo fotovoltaico	Muy larga	- Compactas y ligeras - Sin mantenimiento - Alta durabilidad - Descargas totales sin daño - Sin emisión de gases	- Coste inicial elevado	Muy alto

Las más populares en el mercado y las que tienen mejores prestaciones para las instalaciones solares fotovoltaicas son las de litio y las estacionarias, luego serán las empleadas en el diseño de nuestra instalación.

2.6 Legislación y normativa vigente

A la hora de diseñar una instalación solar fotovoltaica, es necesario cumplir con la legislación que hace referencia al autoconsumo y otros factores a tener en cuenta en la instalación de este sistema. Las principales normativas que han impulsado el desarrollo de la energía solar en nuestro país y que influyen de forma directa en nuestro proyecto son las siguientes:

- Real Decreto 15/2018: es la ley de medidas urgentes para la transición energética, protegiendo así a los consumidores. Una de las novedades que supuso es la derogación del impuesto al sol para favorecer la instalación de placas solares fotovoltaicas. Su objetivo era promover el uso de energías renovables en España, en concreto la solar, con el fin de adoptar un modelo energético sostenible. Esta ley estableció en 2018 las bases de la regulación de autoconsumo energético.
- Real Decreto 244/2019: regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de autoconsumo. Amplía y detalla las medidas expuestas en el RD 15/2018. Actualmente se han simplificado los trámites administrativos para las instalaciones de pequeña potencia (menos de 100 kW) y se ha eliminado el límite de potencia instalada (antes tenía que ser menor o igual a la contratada). Esta normativa recoge la regulación de las instalaciones de autoconsumo sin y con inyección de excedentes a la red, con la posibilidad de recibir una compensación económica por la energía producida y no consumida. El precio de la energía en ese caso estará regulado por el mercado (precio de la energía a la hora de la inyección de excedentes) o por un acuerdo con la comercializadora. [41]
- Real Decreto 1183/2020: regula el acceso y conexión de la instalación a la red eléctrica. Establece la obligación de obtener los permisos de conexión a la red correspondientes, con el fin de evitar la saturación de capacidad en ciertos puntos de la red. [42]
- Real Decreto 23/2020: se creó con el objetivo de impulsar la reactivación económica tras la crisis de la pandemia del COVID-19. Incorpora medidas para impulsar el desarrollo de las energías renovables, un mecanismo de subastas basadas en precio fijo

para proporcionar estabilidad en los precios, criterios de cumplimiento y garantías en los permisos de acceso y conexión a red. [40]

Todas estas normativas que facilitan y favorecen la adopción de sistemas de autoconsumo a partir de energía solar son un incentivo y un impulso a la instalación de placas solares fotovoltaicas, como el caso de este proyecto.

Por otro lado, el IDAE establece una serie de condiciones y normativas a cumplir en el diseño de instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red, como es nuestro caso. Dichas normas y leyes se exponen a continuación: [43]

- Ley 54/1997: Regula el Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Establece requisitos mínimos para la documentación, puesta en marcha e inspección de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- Resolución de 31/05/2001: Define el modelo de contrato y factura para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000: Regula la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000: Regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002: Aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Real Decreto 314/2006: Aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007: Regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007: Aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008: Establece la retribución para la producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite del Real Decreto 661/2007.

Estas normativas y condiciones aseguran la correcta conexión, operación y regulación de las instalaciones solares fotovoltaicas en España.

Por último, en el caso de nuestro proyecto se utilizará un mecanismo de compensación de excedentes, que permite que la energía sobrante de la instalación se inyecte a la red, y se compense con el coste de la energía comprada al final del periodo de facturación. El excedente de energía se valora al precio medio horario del mercado o precio pactado según el contrato con la comercializadora, pero la compensación nunca podrá superar el importe de energía comprada, ni cubrir peajes de acceso.

El IDAE establece una serie de condiciones y requisitos que una instalación debe cumplir para poder acogerse al mecanismo de compensación de excedentes, las cuales se muestran a continuación: [44]

- La instalación debe ser de fuente renovable.
- La potencia de la instalación debe ser igual o inferior a 100 kW.
- Tener un contrato único de consumo y servicios auxiliares (si aplica).
- Contar con un contrato de compensación de excedentes.
- La instalación no debe tener un régimen retributivo adicional específico.

Por último, el consumidor deberá comunicar a la compañía distribuidora directamente, o a través de la comercializadora, su intención de acogerse al sistema de compensación, para que se proceda a la adaptación del contrato.

Capítulo 3. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.1 Emplazamiento

La vivienda escogida para el diseño de la instalación solar fotovoltaica se encuentra en la localidad de Torreldones, en la Comunidad de Madrid (España). Se trata de una vivienda unifamiliar adosada, cuyas coordenadas se han obtenido de la aplicación Google Earth Pro y se presentan a continuación:

- Latitud: 40.576550° ($40^\circ 34' 35''$ N)
- Longitud: -3.921065° ($3^\circ 55' 16''$ O)
- Altura: 846 m

A continuación, se muestran imágenes satélites de la localidad y de la vivienda que será objeto de estudio.



Ilustración 5: Localidad de Torreldones, Madrid. Fuente: Google Earth Pro.

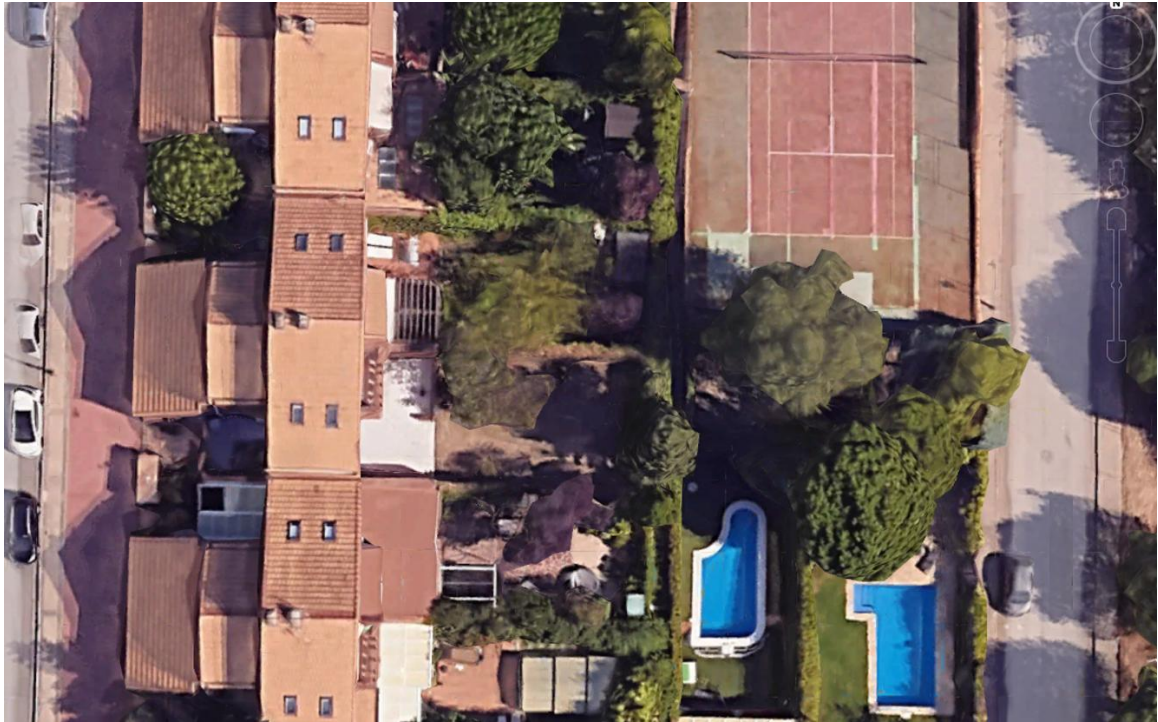


Ilustración 6: Localización del emplazamiento. Fuente: Google Earth Pro.

Se trata de una vivienda de tres plantas, sin sótano, con 247 m² construidos. Carece de piscina y cuenta con tres dormitorios, 3 baños, un salón comedor, una cocina y la planta superior abohardillada. La cubierta cuenta con 3 tejados de diferentes inclinaciones, tal y como aparece indicado en la Ilustración 7.



Ilustración 7: Tejados de la vivienda. Fuente: Elaboración propia.

Las superficies e inclinaciones de cada uno de ellos son las siguientes:

- Tejado rojo: Tiene una superficie de $44,3\text{m}^2$ y una inclinación de $25,4^\circ$ respecto del plano horizontal. Está orientado hacia el sur. Es el punto más bajo del tejado se encuentra a 8,16 metros y el punto más elevado de la vivienda con una altura de 12 metros, luego no hay ningún obstáculo que le pueda dar sombra.
- Tejado azul: Tiene una superficie de $20,18\text{m}^2$ y una inclinación de $25,4^\circ$ respecto del plano horizontal. Está orientado hacia el sur. El punto más alto se encuentra a una altura de 8,16 metros, lo que provoca que durante las primeras horas del día esté cubierto por la sombra del resto de la vivienda, tal y como se puede observar en la Ilustración 7.
- Tejado verde: Tiene una superficie de 27m^2 y una inclinación de 20° respecto del plano horizontal. Está orientado hacia el oeste. El punto más alto se encuentra a 4,8 metros de altura. Al igual que en el caso del tejado azul, al estar a una altura inferior está cubierto por sombra durante la mañana (Ilustración 7).

Teniendo en cuenta que la localidad objeto de estudio se encuentra en el hemisferio norte, será óptimo orientar las placas solares fotovoltaicas hacia el sur. Tal y como se puede observar en la esquina superior derecha de la Ilustración 7, tanto el tejado en rojo como el azul están orientados hacia el sur, mientras que el verde tiene una orientación hacia el oeste, por lo tanto, este último será descartado. Por otro lado, el tejado indicado en azul durante las primeras horas del día estará cubierto por la sombra de la vivienda tal y como se puede observar en la imagen, lo cual reduciría considerablemente la generación de energía de la instalación. Por tanto, el tejado donde instalaremos las placas solares fotovoltaicas será el indicado en color rojo, al ser el más elevado y no verse afectado por ninguna sombra a lo largo de todo el día y estar orientado hacia el sur, maximizando así el rendimiento de la instalación solar fotovoltaica.

3.2 Análisis climatológico

La localidad de Torrelodones se caracteriza por veranos cortos, cálidos, secos y mayormente despejados, mientras que los inviernos son muy fríos y parcialmente nublados. Estas condiciones de poca nubosidad y temperaturas no muy elevadas (raramente superiores a 35°C), lo convierten en un lugar ideal para la instalación de placas solares fotovoltaicas, ya que ofrece un alto nivel de radiación solar durante gran parte del año. [45] Dado que tanto la temperatura como la irradiancia que llegue a las placas son factores fundamentales en el rendimiento y eficiencia de éstas, se realizará a continuación un análisis detallado de las condiciones climatológicas en esta localidad.

3.2.1 TEMPERATURA

Tal y como se ha explicado en el apartado 2.3.2, uno de los principales factores que afecta a la eficiencia y rendimiento de las placas solares fotovoltaicas es la temperatura. Por ello, será necesario analizar la temperatura esperada en la zona de estudio. Estos datos serán utilizados más adelante para simular el funcionamiento y rendimiento de la instalación solar fotovoltaica.

Para obtener una estimación lo más verídica posible de los valores de temperatura en los próximos años, vamos a basarnos en los datos recogidos entre 1981 y 2010 por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). En la Comunidad de Madrid cuentan con 7 estaciones meteorológicas, de las cuales Colmenar Viejo es la más cercana a la localidad de Torreldones. Sin embargo, dado que la estación de Cuatro Vientos se encuentra a una altitud similar a la localidad de estudio, cuenta con datos más precisos y está también bastante próxima a la localidad de Torreldones, tomaremos esta estación meteorológica como referencia.

Los datos de localización exacta de la estación meteorológica de Cuatro Vientos son los siguientes:

- Latitud: 40° 22' 32'' N
- Longitud: 3° 47' 10'' O
- Altura: 690 m
- Distancia a Torreldones: 26,12 km

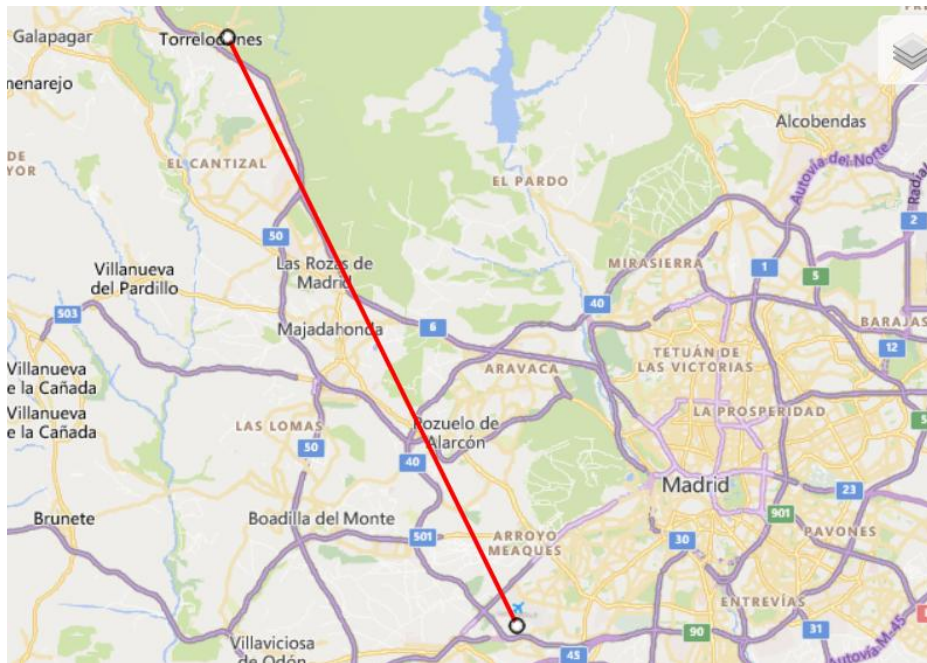


Ilustración 8: Distancia entre Torreldones y la estación meteorológica de Cuatro Vientos.

Fuente: Google Maps.

En la Tabla 2 se recogen los valores medios mensuales y anuales de temperatura, humedad relativa, días despejados y horas de sol, que serán fundamentales a la hora de simular el rendimiento de la instalación.

Tabla 2: Valores climatológicos normales en Cuatro Vientos, recogidos entre 1981 y 2010.

Fuente: AEMET, <https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valores-climatologicos?l=3196&k=28>

Mes	T	T máx	T mín	H	DD	I
Enero	6.0	10.4	1.6	75	7.7	158
Febrero	7.6	12.5	2.7	67	5.9	173
Marzo	10.8	16.5	5.1	57	7.1	221
Abril	12.6	18.3	6.8	56	4.9	238
Mayo	16.5	22.6	10.4	53	4.3	280
Junio	22.2	28.9	15.4	43	8.9	316
Julio	25.6	32.8	18.3	36	17.0	364
Agosto	25.1	32.2	18.1	39	13.3	335
Septiembre	21.0	27.3	14.6	49	7.7	250
Octubre	15.2	20.4	9.9	65	6.4	203
Noviembre	9.8	14.3	5.4	73	6.3	161
Diciembre	6.7	10.7	2.7	77	6.0	135
Anual	14.9	20.6	9.3	58	94.7	2838

Donde:

- T es la temperatura media (°C)
- T máx es la media de las temperaturas máximas alcanzadas (°C)
- T mín es la media de las temperaturas mínimas alcanzadas (°C)
- H es la humedad relativa media (%)
- DD es el número medio de días despejados
- I es el número medio de horas de sol

3.2.2 IRRADIANCIA

Para obtener los datos de irradiancia correspondientes a la localización objeto de estudio, utilizaremos el programa PVGIS, reconocido por su capacidad para proporcionar información precisa en este ámbito. Es una herramienta desarrollada por la Comisión Europea y

diseñada para proporcionar información detallada sobre el potencial de generación de energía solar. En su plataforma, existe la posibilidad de usar dos bases de datos distintas: SARA3 y ERA5. El conjunto de datos PVGIS SARA3 presenta una alta resolución y detalle en la información sobre radiación solar en todas las regiones de Europa, África y Asia. Aunque el conjunto de datos ERA5 resulta muy útil para proyectos de escala global, su resolución y precisión son inferiores al abarcar un rango más amplio de localizaciones. Por esta razón, PVGIS SARA3 se presenta como una opción más adecuada para el análisis de la irradiancia en este proyecto, ya que proporciona mayor detalle y exactitud en áreas geográficas específicas. [46]

En la Tabla 3 se recogen los valores de irradiancia global sobre un plano con una inclinación de 25° y orientación sur en la localización de la vivienda objeto de estudio (latitud 40.577, longitud -3.921), indicando en rojo las horas clave para generación de energía.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,42	13,99	3,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	0,00	27,11	79,25	91,94	69,78	37,76	7,53	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	1,31	82,31	184,35	249,41	266,44	255,90	221,28	172,70	103,32	6,27	0,00
9:00	108,46	181,13	278,59	367,67	450,98	467,35	476,26	443,12	387,05	294,94	191,40	119,33
10:00	285,78	356,73	462,06	546,08	625,31	647,36	676,13	651,25	583,35	459,69	343,56	300,22
11:00	434,82	520,20	614,93	675,93	754,79	789,85	845,00	822,85	745,76	610,40	477,70	439,19
12:00	525,19	631,69	709,22	762,91	829,89	884,48	950,23	933,43	837,42	695,39	562,97	523,87
13:00	574,89	657,14	733,76	788,07	853,51	910,87	995,81	981,67	864,20	713,50	576,91	553,68
14:00	549,47	666,36	722,00	760,44	806,20	873,12	962,66	949,06	824,76	674,50	530,44	519,49
15:00	484,91	588,73	640,05	679,71	716,95	793,09	870,29	842,45	707,90	565,22	433,55	442,81
16:00	372,47	465,64	514,98	552,58	587,39	655,58	716,76	684,88	568,08	429,53	310,86	322,67
17:00	219,79	304,25	354,37	388,01	422,93	491,51	539,85	490,75	384,33	247,45	153,45	145,40
18:00	4,62	111,37	174,82	211,02	248,07	298,11	330,38	282,55	178,31	52,34	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	9,89	52,12	87,52	120,23	133,71	89,57	14,16	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,67	26,80	25,65	2,79	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 3: Irradiancia global media diaria por horas (W/m^2). Fuente: Elaboración propia. Datos recogidos de PVGIS-SARA3.

Con el fin de representar el conjunto de una forma más visual y resaltar las horas de mayor relevancia en el estudio, se ha realizado el Gráfico 1. Se puede observar que las horas de sol se encuentran entre las 8:00h y las 18:00h, siendo el pico a las 13:00h. Estos datos serán clave a la hora de simular el rendimiento de nuestra instalación.

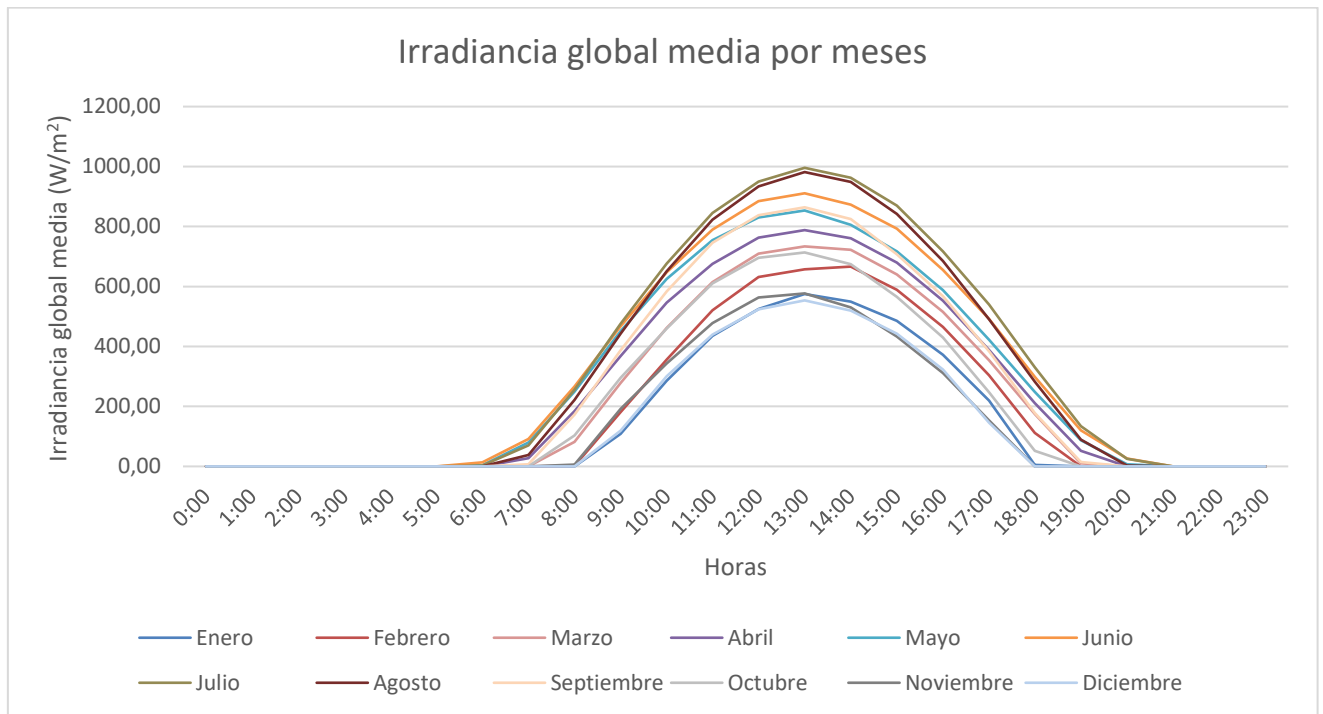


Gráfico 1: Curvas de irradiancia global diaria media por meses. Fuente: Elaboración propia.

3.3 Consumo energético de la vivienda

Se han obtenido de la compañía energética distribuidora Endesa el consumo energético del último año, así como la factura correspondiente. Estos datos serán esenciales para, posteriormente, realizar un análisis del porcentaje de demanda abastecido con la instalación solar fotovoltaica y del ahorro económico que supondría.

El consumo energético por horas y meses se muestra a continuación en la Tabla 4. Además, se incluye el promedio de consumo diario por mes, así como el consumo total anual. Es importante analizar el consumo por horas debido a que la generación solo se realizará en determinadas horas del día, luego durante las horas sin luz habrá que hacer uso de la batería o consumir directamente de la red. Esto supondrá también diferencias entre el ahorro económico de la instalación con o sin batería (Capítulo 4.). En la tabla se aprecian las diferencias estacionales, observando que los meses de diciembre, enero y febrero son los de mayor

consumo. Esto se puede atribuir al menor número de horas de luz solar que implica un mayor uso de iluminación, así como al uso de calefacción. Por otro lado, durante los meses de junio, julio y agosto el consumo es notablemente más bajo, especialmente en julio, dado que las horas de luz son mayores y la vivienda no dispone de sistema de aire acondicionado.

El consumo total anual es de 2.954,8 kWh, que se puede considerar moderado debido a que se trata de un chalet adosado y el consumo medio anual según el IDAE es de unos 3.500 kWh. [47]

Horas	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
0:00	259,68	259,28	186,35	291,83	261,45	226,07	119,84	200,87	293,70	215,34	338,17	412,38	
1:00	189,52	244,28	147,74	257,47	221,81	215,40	119,68	185,65	243,13	169,53	258,57	284,96	
2:00	142,42	193,31	124,13	227,87	153,71	149,30	120,71	179,06	182,27	141,57	189,37	255,86	
3:00	122,45	183,28	103,19	204,90	149,58	123,30	82,19	121,13	140,47	147,08	178,20	212,73	
4:00	140,13	192,52	114,97	201,40	146,13	118,47	76,19	115,26	124,97	134,34	231,87	234,67	
5:00	190,16	211,97	179,39	236,90	191,74	161,17	89,97	125,84	187,03	190,89	256,33	254,73	
6:00	252,29	273,10	211,61	310,43	255,77	234,47	93,48	290,10	246,77	224,89	337,57	296,38	
7:00	279,35	329,59	175,06	249,27	178,97	217,00	108,45	221,48	211,80	181,08	281,83	302,96	
8:00	269,23	366,69	223,58	261,27	248,39	194,67	100,42	202,10	215,40	243,82	378,90	386,41	
9:00	333,26	407,97	313,19	337,10	316,58	279,93	175,97	226,42	310,17	336,44	469,67	415,47	
10:00	418,23	511,59	352,00	351,20	342,55	302,77	125,94	216,35	369,90	345,70	371,47	476,99	
11:00	427,03	509,72	337,77	395,70	338,06	333,20	144,39	258,32	397,43	367,76	407,67	503,02	
12:00	428,32	568,03	392,77	407,90	356,16	367,00	171,48	333,26	442,63	410,73	461,63	471,51	
13:00	438,81	533,66	375,23	355,50	357,61	419,67	173,03	323,52	454,10	408,92	456,73	526,96	
14:00	557,65	634,79	342,35	474,53	372,03	416,33	211,42	312,55	513,27	443,76	517,47	514,93	
15:00	468,00	524,59	298,84	393,50	355,39	446,20	171,35	410,45	405,63	423,21	477,90	587,54	
16:00	440,39	545,10	294,10	345,90	391,13	387,10	157,13	395,65	405,50	373,70	436,67	516,47	
17:00	464,03	520,52	263,97	327,80	280,58	312,30	141,71	307,94	395,03	372,18	399,97	458,28	
18:00	560,81	553,90	305,48	317,43	305,32	344,23	126,23	326,71	438,03	350,89	434,37	645,35	
19:00	710,52	733,07	294,16	427,27	452,77	468,73	174,81	309,19	352,37	478,08	663,10	785,93	
20:00	688,23	756,86	532,06	332,27	456,39	453,93	170,32	264,55	561,30	520,86	643,47	777,35	
21:00	748,94	699,34	494,23	442,37	488,84	428,03	142,29	460,23	578,67	617,11	702,20	804,96	
22:00	547,61	606,41	411,19	528,30	431,19	455,10	190,94	408,52	597,90	456,50	619,17	651,73	
23:00	352,42	346,24	282,19	426,10	360,68	325,17	160,26	279,97	388,23	299,66	421,10	469,51	
Media diaria (Wh)	9429,45	10705,79	6755,58	8104,20	7412,84	7379,53	3348,19	6475,10	8455,70	7854,04	9933,37	11247,06	CONSUMO ANUAL
Total mensual (kWh)	292,31	310,47	209,42	243,13	229,80	221,39	103,79	200,73	253,67	243,48	298,00	348,66	2954,8

Tabla 4: Consumo medio diario por horas y consumo mensual. Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos de: Compañía distribuidora Endesa.

Con el fin de obtener una representación visual del consumo energético medio por horas se han representado los datos de la tabla anterior en el Gráfico 2. Se puede observar que el consumo varía significativamente en función de las horas, siendo las franjas nocturnas de 00:00h a 6:00h las de consumo mínimo. También se puede observar que hay fundamentalmente dos picos, uno a las 14:00h y otro alrededor de las 21:00h probablemente por iluminación, entretenimiento (televisión y dispositivos electrónicos) y uso de electrodomésticos (durante las comidas y cenas), siendo más significativo este último. Por otro lado, destaca el hecho de que estos picos son más pronunciados en los meses más fríos (noviembre, diciembre, enero y febrero). En el caso del mes de julio se observa una curva prácticamente plana, probablemente por la mayor ausencia de la vivienda durante el periodo de vacaciones.

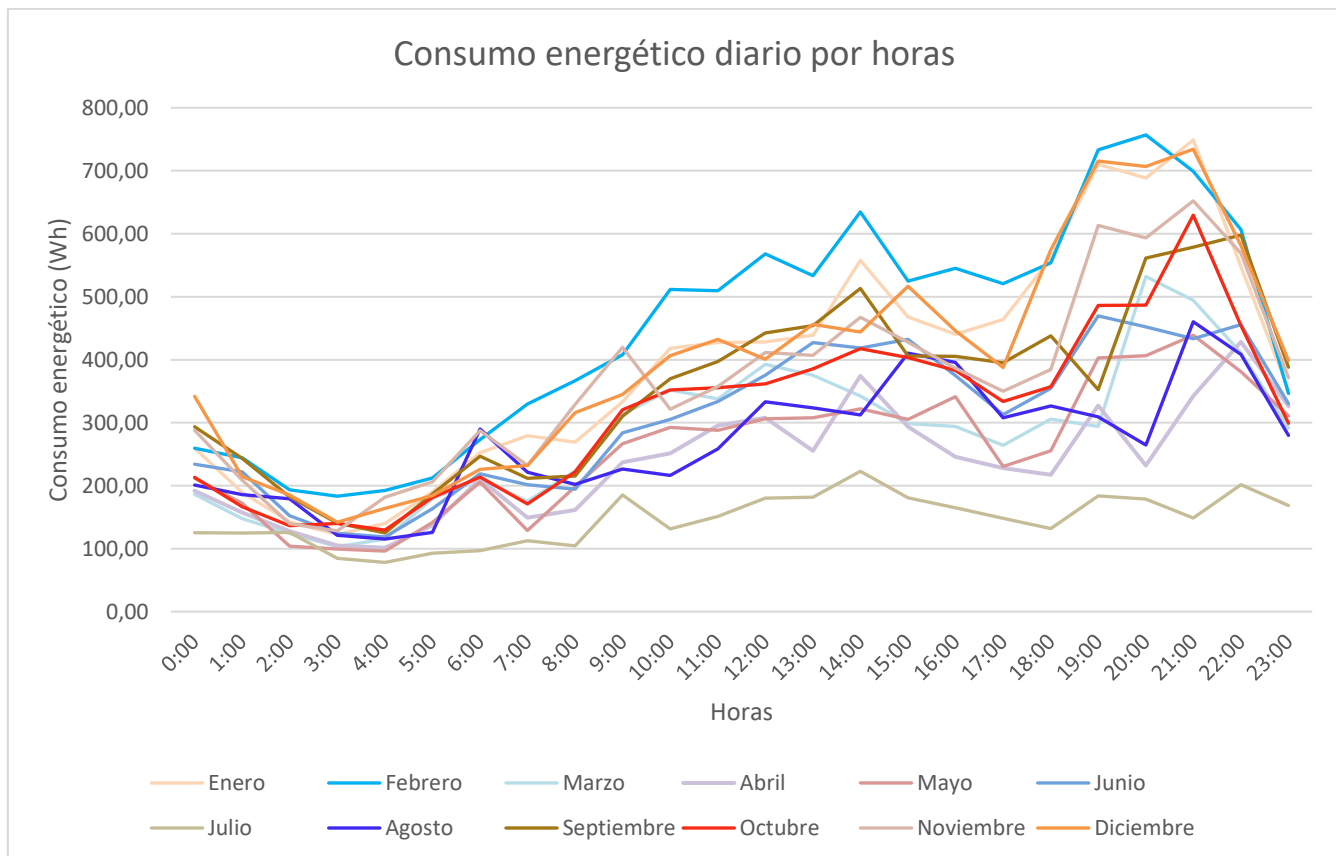


Gráfico 2: Consumo medio diario por horas y meses. Fuente: Elaboración propia.

Se ha llevado a cabo una estimación detallada del consumo energético total de la vivienda para contrastarlo con los datos obtenidos de la compañía distribuidora. Este cálculo está basado en los consumos individuales de cada aparato eléctrico y sus respectivas horas de uso (Tabla 5). Las potencias de cada carga han sido determinadas y estimadas según las especificaciones técnicas y la naturaleza de cada dispositivo. En el caso del gasto de calefacción, se ha estimado que supone un 50% del consumo de los meses fríos (enero, febrero, marzo, octubre, noviembre y diciembre), es decir, 850 kWh al año.

Además, se ha aplicado un factor de simultaneidad, considerando que los equipos con más de una unidad no estarán en funcionamiento simultáneamente. Para la iluminación LED y el alumbrado exterior, se ha adoptado un factor de 0,75 conforme a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (pág. 372, ITC-BT-25).[48] Se observa que la estimación obtenida de 2.995,19 kWh anuales concuerda con los 2.954,8 kWh contabilizados por Endesa.

Tabla 5: Estimación del consumo anual de la vivienda a partir de los consumos individuales de cada aparato eléctrico y sus respectivas horas de uso. Fuente: Elaboración propia.

Cargas	Número	Potencia (W)	Horas anuales	Factor de simultaneidad	Consumo anual (kWh)
Led	27	5	1320	0,75	133,65
Lampara de noche	8	5	40	0,2	0,32
Iluminación exterior	6	10	144	0,75	6,48
Toldo	1	150	1	1	0,15
Televisión	3	160	440	0,33	70,40
Lavadora	1	1100	88	1	96,80
Calefacción	-	-	2160	1	850,00
Nevera	1	270	2640	1	712,80
Congelador	1	300	2640	1	792,00
Utensilios eléctricos de cocina	1	90	88	1	7,92
Tostadora	1	60	27,5	1	1,65
Cafetera	1	70	11	1	0,77
Microondas	1	100	100	1	10,00
Horno	1	1000	120	1	120,00
Vitrocerámica	1	900	160	1	144,00
Lavavajillas	1	1100	33	1	36,30
Impresora	1	80	3,33	1	0,27
Ordenador	4	55	72	0,25	3,96
Móvil y otros dispositivos electrónicos	4	5	330	0,25	1,65
Secador	2	900	6,75	0,50	6,08
					2.995,19

La estimación de las horas anuales de uso se muestra en la Tabla 6 y se ha calculado a partir de las horas diarias previstas, teniendo en cuenta la inactividad de la vivienda durante el mes de agosto. La utilización de luces LED y lámparas se ha estimado en función de la media de horas sin luz natural.

Por último, en el caso del frigorífico y congelador, se ha proyectado que funcionarán a plena potencia durante una media de 8 horas diarias, permaneciendo el resto del tiempo en ciclo pasivo, con un consumo energético considerablemente reducido.

Tabla 6: Estimación y cálculo de las horas anuales de uso de cada aparato eléctrico.
Fuente: Elaboración propia.

Cargas	Horas/día	Días/mes	Meses/año	Horas anuales
Led	4	30	11	1320
Lampara de noche	1	4	10	40
Iluminación exterior	4	12	3	144
Toldo	0,02	30	2	1
Televisión	2	20	11	440
Lavadora	1	8	11	88
Nevera	8	30	11	2640
Congelador	8	30	11	2640
Utensilios eléctricos de cocina	2	4	11	88
Tostadora	0,08	30	11	27,5
Cafetera	0,03	30	11	11
Microondas	0,5	20	10	100
Horno	1,5	8	10	120
Vitrocerámica	1	16	10	160
Lavavajillas	1	3	11	33
Impresora	0,08	5	8	3,3
Ordenador	1	8	9	72
Móvil y otros dispositivos electrónicos	1	30	11	330
Secador	0,25	3	9	6,75

La tarifa contratada con la compañía distribuidora es *One Luz*, que garantiza un mismo precio de la energía y estable para cualquier hora del día con el fin de que el usuario no tenga que preocuparse por los tramos horarios, lo que explica que el consumo no se concentre en las horas valle (de 00:00h a 8:00h). En otros contratos las horas valle u horas de menor consumo son las más baratas.

En este caso, la potencia contratada es de 3,5 kW y los precios de potencia y energía establecidos por la compañía energética en el periodo de estudio fueron 0,12801 €/kW y 0,138 €/kWh, respectivamente. Estos precios podrán ser modificados por la compañía distribuidora cada año en función de si hay cambios en los componentes regulados.

El Gráfico 3 muestra el desglose de las facturas mensuales durante el periodo de estudio. Se puede observar que los factores más significativos son la energía y la potencia contratada, constituyendo aproximadamente el 80% de la factura total. Por otro lado, el IVA aplicado es el 21%, y el impuesto especial sobre la electricidad (IEE) era del 0,5%, aunque actualmente ambos valores se han incrementado. Se aplica también una partida imputada destinada a un bono social y el coste de alquiler del contador, además de un descuento.

Estos datos se utilizarán más adelante para compararlos con la factura energética nueva en el caso de las instalaciones solares fotovoltaicas (con y sin batería).

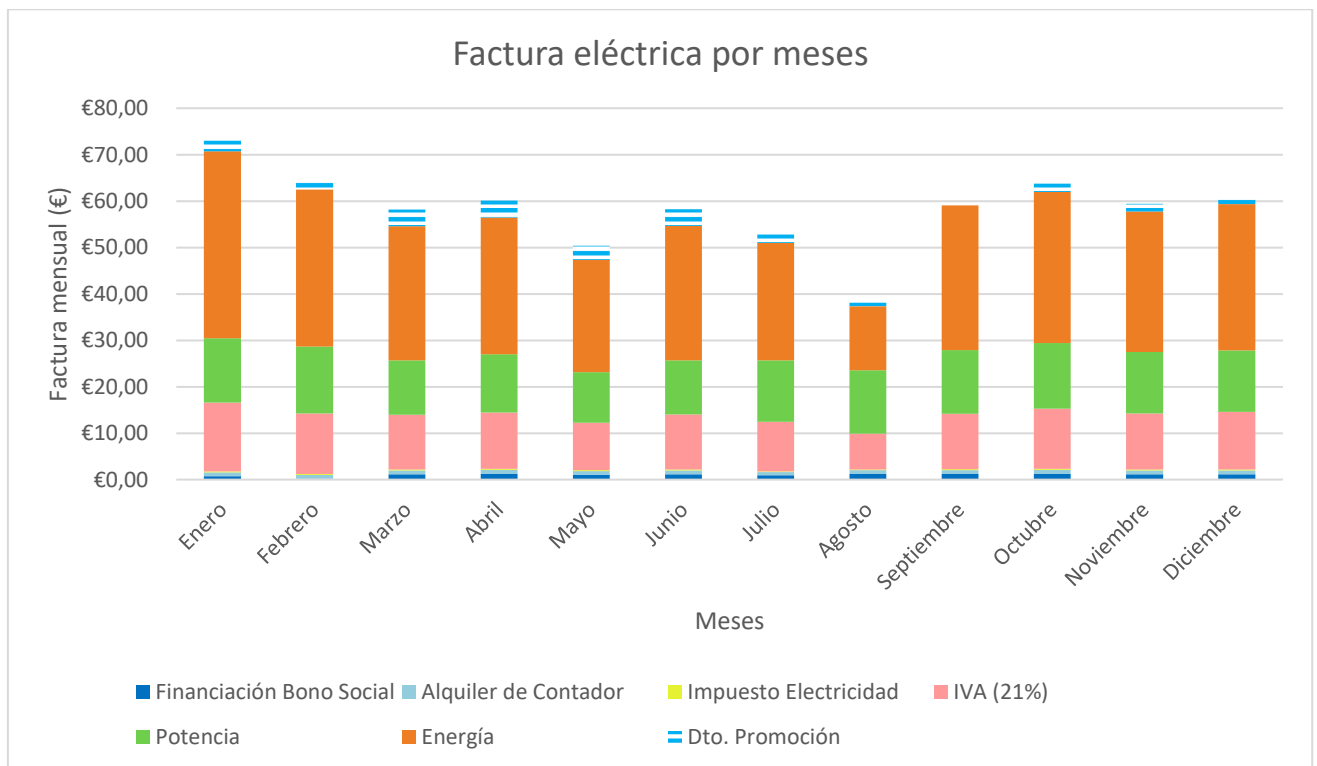


Gráfico 3: Factura eléctrica mensual. Fuente: Elaboración propia.

3.4 Diseño y elección de los componentes de la instalación

La instalación solar fotovoltaica estará compuesta por una estructura de soporte para los módulos, los propios paneles solares, un inversor, así como el cableado y las protecciones necesarias, conforme al esquema general presentado en la sección 2.4. Adicionalmente, se contemplará la inclusión de una batería, con el fin de dimensionar un sistema de autoconsumo con almacenamiento.

En este apartado, no sólo se seleccionarán los elementos de la instalación solar fotovoltaica que mejor se adapten a las necesidades de la vivienda, sino que también se llevarán a cabo las correspondientes verificaciones mecánicas y eléctricas, prestando especial atención a la compatibilidad entre los módulos fotovoltaicos y el inversor.

3.4.1 ESTRUCTURA DE SOPORTE

En primer lugar, es fundamental determinar el tipo de estructura que se empleará para la instalación de los paneles solares, ya sea coplanar o inclinada. Para ello, se ha analizado la inclinación óptima que permita maximizar la captación de radiación solar en el emplazamiento seleccionado. Con este objetivo, se ha llevado a cabo un estudio comparativo de la irradiancia para tres valores de inclinación distintos, utilizando la herramienta PVGIS y la base de datos SARA3, que ofrece alta precisión en esta ubicación concreta.

Los resultados obtenidos, reflejados en la Tabla 7, indican que la inclinación óptima en la zona de estudio es de aproximadamente 30°. Dado que la cubierta de la vivienda donde se realizará la instalación tiene una inclinación de 25°, muy próxima a la óptima, se ha optado por instalar una estructura coplanar, es decir, paralela al tejado y sin inclinación adicional.

Esta elección presenta varias ventajas. Por un lado, las estructuras coplanares suelen ser más económicas, lo que reduce el periodo de retorno de la inversión. Por otro, al no sobresalir del plano del tejado se minimiza la resistencia al viento y se evitan posibles problemas estructurales o daños en caso de condiciones meteorológicas adversas. Además, la diferencia

de irradiancia respecto a la inclinación óptima es mínima, por lo que no se compromete significativamente el rendimiento del sistema.

Tabla 7: Comparativa de irradiancia sobre planos inclinados de 25°, 30° y 35°. Elaboración propia. Fuente: PVGIS SARAH3.

Mes	GHI	Irradiancia sobre plano inclinado		
	<i>kWh/m² al mes</i>	25°	30°	35°
Enero	84,90	110,37	113,77	116,32
Febrero	102,09	125,57	128,63	130,67
Marzo	141,56	164,21	165,62	165,62
Abril	166,56	179,88	178,21	176,55
Mayo	204,30	208,39	206,35	200,22
Junio	219,92	219,92	215,52	208,93
Julio	238,63	243,40	241,02	233,86
Agosto	211,41	230,44	230,44	226,21
Septiembre	158,21	188,27	189,85	191,43
Octubre	115,57	150,23	154,86	158,32
Noviembre	77,98	107,61	111,51	114,63
Diciembre	76,74	104,37	108,20	111,27
Irradiancia total anual (kWh/m ²)	1.797,86	2.032,66	2.043,98	2.034,03

En el proceso de selección de la estructura de soporte, se ha tenido en cuenta la tipología del tejado, compuesto por tejas mixtas sobre forjado de hormigón, lo que implica la necesidad de una solución compatible con este tipo de superficie. Tras realizar un estudio de mercado y valorar las opciones ofrecidas por distintos proveedores, se ha seleccionado la estructura *Sunfer 02V*, por su idoneidad técnica y facilidad de instalación. Una de sus principales ventajas es que permite el anclaje directo sobre el hormigón, evitando perforaciones en las tejas y, por tanto, sin comprometer la integridad de la cubierta (ver Ilustración 9).



Ilustración 9: Montaje estructura coplanar para teja, modelo Sunfer 02V. Fuente: <https://sunferenergy.com/product/02v-coplanar-para-teja/>

Este modelo presenta las siguientes características técnicas: [57]

- Peso: 3,82 kg por unidad.
- Compatibilidad con módulos de espesor entre 30 y 45 mm (los paneles seleccionados en la sección 3.4.2.3 tienen 30 mm de espesor).
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos solares.
- Resistencia al viento de hasta 150 km/h.
- Fabricado con perfilera de aluminio y tornillería de acero inoxidable, lo que garantiza durabilidad y resistencia a la corrosión.
- Apto para módulos de hasta 2279 x 1150 mm. Los paneles escogidos en la sección 3.4.2.3 cumplen este requisito.

Tras analizar las distintas ofertas disponibles, se ha estimado un coste de 59 euros por unidad, considerando que cada estructura está diseñada para soportar un solo módulo solar. [58] Las especificaciones técnicas del fabricante se muestran en detalle en el Anexo A.

3.4.2 PANELES SOLARES

Para seleccionar los paneles solares que mejor se ajusten a los requerimientos de potencia del sistema, se llevará a cabo un análisis exhaustivo de diferentes fabricantes. El objetivo será identificar aquellos modelos que ofrezcan el mejor equilibrio entre prestaciones técnicas y coste económico.

Inicialmente, se realizará una preselección de varios modelos comerciales, para posteriormente realizar simulaciones en el programa PVsyst. Éstas permitirán analizar el rendimiento de cada panel en distintas configuraciones, con el fin de determinar la combinación panel-inversor más adecuada, tanto desde el punto de vista de eficiencia energética como de viabilidad económica.

3.4.2.1 Parámetros relevantes

El primer paso fundamental para dimensionar correctamente el número de paneles solares necesarios en una instalación fotovoltaica es definir la potencia nominal requerida para cubrir el consumo energético de la vivienda. Esta potencia nominal representa la capacidad total del conjunto de paneles solares para generar electricidad en condiciones estándar (STC), que incluyen una irradiancia de 1.000 W/m², una temperatura de célula de 25 °C y una masa de aire de 1,5. A partir de este valor y de la potencia nominal de cada panel solar se calculará posteriormente cuántos módulos se necesitan para satisfacer la demanda diaria del hogar.

Para calcular la potencia nominal del conjunto de paneles solares, se parte del consumo medio diario de la vivienda (8,1 kWh) y de las horas solares de la región en las cuales la instalación solar generará energía. Dado que las condiciones solares varían a lo largo del día y del año, se utiliza el concepto de horas solares pico (HRS), que representan cuántas horas al día, en promedio, el lugar recibe una irradiancia equivalente de 1.000 W/m². Por tanto, permiten convertir el consumo energético (medido en kWh/día) en potencia nominal necesaria (kW) del sistema fotovoltaico, ajustándolo a la radiación solar disponible en una ubicación del emplazamiento. En Madrid, el valor medio de HSP es de 5,56 horas/día, lo que indica una buena disponibilidad solar a lo largo del año.

Por tanto, el cálculo de la potencia nominal se realiza como sigue:

$$Potencia\ nominal\ (kW) = \frac{Consumo\ medio\ diario\ (kWh)}{Horas\ Solares\ Pico\ (h)} = \frac{8,1\ kWh}{5,56\ h} = 1,45\ kW$$

Por tanto, la potencia nominal mínima requerida del conjunto de paneles solares es de aproximadamente 1,45 kW. Este valor representa la capacidad necesaria para generar los 8,1 kWh diarios de consumo, bajo condiciones ideales de irradiancia y sin considerar pérdidas.

No obstante, en la práctica, no todo el consumo energético de la vivienda se realiza durante las horas de sol, por lo que parte de la energía generada deberá almacenarse o complementarse con otras fuentes. Además, existen factores que afectan negativamente al rendimiento real del sistema, como la temperatura elevada de los módulos, posibles sombras, inclinación de los paneles y pérdidas por eficiencia del inversor y cableado.

Por ello, dimensionaremos la instalación con una potencia nominal mínima de 1,7 kW, un poco superior a la estrictamente calculada, que permitirá compensar estas pérdidas y asegurar el suministro energético necesario con mayor fiabilidad.

Por otro lado, un aspecto clave en la selección de los paneles fotovoltaicos es el comportamiento térmico de los módulos, concretamente a través de los factores de corrección por temperatura. Estos coeficientes permiten ajustar los valores eléctricos nominales (la corriente de cortocircuito (I_{sc}), la tensión en circuito abierto (V_{oc}), la potencia máxima (P_{max})) a condiciones reales de operación, ya que el rendimiento de los paneles se ve afectado negativamente con el aumento de la temperatura (ver sección 2.3.2). Existen tres coeficientes principales que caracterizan esta relación:

- Coeficiente de intensidad (α): indica cómo aumenta la corriente de cortocircuito (I_{sc}) por grado de aumento de temperatura ($A/^{\circ}C$). Es un valor positivo.
- Coeficiente de tensión (β): expresa la variación de la tensión en circuito abierto (V_{oc}) con un aumento de temperatura ($V/^{\circ}C$), siendo un valor negativo.
- Coeficiente de potencia (γ): representa la reducción de la potencia máxima (P_{max}) con el incremento de temperatura ($W/^{\circ}C$), también con un valor negativo.

Estos coeficientes son esenciales para estimar con mayor precisión la producción energética de los paneles bajo las condiciones reales de funcionamiento y, por tanto, se integrarán en las simulaciones y análisis posteriores.

3.4.2.2 Comparativa de paneles solares preseleccionados

Para esta instalación se han seleccionado paneles solares monocristalinos de silicio, debido a su mayor eficiencia en comparación con los policristalinos (ver sección 2.3.4). Además, dado que los módulos se instalarán de forma coplanar sobre cubierta, no se requiere bifacialidad. Por tanto, se opta por paneles monofaciales, más adecuados y económicos para este tipo de aplicación.

Con el objetivo de diseñar una instalación óptima en cuanto a eficiencia, coste y pérdidas, se han preseleccionado tres modelos de paneles de fabricantes reconocidos: Longi, Trina y JA Solar. Todos los modelos seleccionados son monofaciales y de silicio monocristalino, y han sido elegidos siguiendo criterios de eficiencia, durabilidad, precio y tecnología incorporada. Posteriormente, se realizarán simulaciones en PVSyst para determinar qué combinación panel-inversor ofrece mejores resultados.

- *Longi Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 420-440M* → Longi ofrece cuatro gamas de productos: X4, X5, X6 y X7. La gama X6 ha sido seleccionada por ofrecer un equilibrio entre alta eficiencia, precio medio y tecnología avanzada. Dentro de ésta, la subgama Explorer está diseñada para instalaciones en cubiertas residenciales y comerciales, lo que la hace adecuada para esta instalación. Entre los modelos Explorer, se ha escogido la versión HTH (High Efficiency with White Backsheet) por su capa trasera blanca, que mejora la reflectancia de la luz y, por tanto, la eficiencia del módulo. Además, incorpora la tecnología HPBC (Hybrid Passivated Back Contact), que mejora la absorción de luz y reduce pérdidas internas, maximizando el rendimiento.[49]

- *Trina VertexS+ NEG9R.28* → Trina divide su oferta en las gamas Vertex N (para instalaciones de gran escala) y Vertex S+ (para instalaciones residenciales o de menor potencia). Dentro de esta última, se ha seleccionado el modelo NEG9R.28, que es más compacto y de menor tamaño que otras variantes como el 18R, lo que facilita su integración en cubiertas. Este modelo presenta como ventaja que cuenta con doble vidrio, lo que mejora la durabilidad y la resistencia frente a condiciones ambientales adversas. También utiliza células N-Type con tecnología i-TOPCon, lo que mejora la eficiencia y reduce tanto la degradación inicial como la degradación anual frente a las células P-Type.[51]
- *JA Solar JAM54S30 400-425 GR* → JA Solar ofrece dos principales líneas: Deep Blue 4.0, con módulos bifaciales y células N-Type, y Deep Blue 3.0, con módulos monofaciales y células P-Type. Para esta instalación se ha optado por Deep Blue 3.0, por ser monofaciales y más económicos. Este modelo incorpora tecnología PERC, que añade una capa reflectante en la parte posterior de la célula, aumentando así la eficiencia al aprovechar los fotones que atraviesan la célula. También utiliza tecnología de media celda (Half-cell), lo que reduce pérdidas por resistencia interna y minimiza el riesgo de puntos calientes.[53]

En la Tabla 8 se presentan las características clave de los tres modelos seleccionados: potencia nominal, dimensiones, eficiencia y precio unitario. Aunque el modelo de Longi destaca por su mejor relación eficiencia-precio, la selección final del panel se realizará tras las simulaciones en PVsyst, eligiendo el que ofrezca mejor rendimiento energético y menores pérdidas. Todos los valores de potencia y eficiencia están medidos bajo Condiciones Estándar de Prueba (STC, Standard Test Conditions), que consisten en que la irradiancia sea de 1000 W/m², la temperatura de la célula 25°C y la masa de aire (AM) 1,5. Estas condiciones representan un escenario ideal y sirven como referencia para comparar paneles de distintos modelos y proveedores, aunque en la práctica las condiciones reales de operación son menos favorables.

Tabla 8: Comparativa de características básicas y precios de los paneles solares preseleccionados. Elaboración propia. Fuentes: [49][50][51][52][53][54]

Fabricante	Modelo	Potencia nominal (W)	Tamaño (m ²)	Eficiencia	Precio por panel	€/Wp
Longi	Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 420-440M	440	1,953	22,5%	96,8	0,220
Trina	VertexS+ NEG9R.28	450	1,998	22,5%	106	0,236
JA Solar	JAM54S30 400-425 GR	415	1,953	21,3%	89,9	0,217

En la Tabla 9, se muestran las características eléctricas de los tres modelos. Todas se muestran en condiciones STC (Standard Test Conditions), a excepción de los marcados con asterisco (*) en condiciones NOCT (Condiciones de operación de la célula a temperatura nominal). Se muestran los valores de potencia nominal, tensión y corriente en máxima potencia, tensión en circuito abierto, corriente de cortocircuito y los factores de corrección de temperatura.

Tabla 9: Características eléctricas de los paneles solares preseleccionados. Elaboración propia. Fuentes: [49][51][53]

	Longi Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH	Trina Vertex S+ NEG9R.28	JA Solar JAM54S30 400-425 GR
Potencia nominal (W)	440 W	450 W	415 W
Tensión en máxima potencia (V _{mp})	33,24 V	44,6 V	31,61 V
Corriente en máxima potencia (I _{mp})	13,24 A	10,09 A	13,13 A
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	39,53 V	52,9 V	37,45 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	14,3 A	10,74 A	14,02 A
Coefficiente de temperatura de P _{max}	-0,29 %/°C	-0,29 %/°C *	-0,35 %/°C
Coefficiente de temperatura de V _{oc}	-0,23 %/°C	-0,24 %/°C *	-0,275 %/°C
Coefficiente de temperatura de I _{sc}	0,05 %/°C	0,04 %/°C *	0,045 %/°C

En el apartado 3.4.3.2 se utilizarán estos datos para verificar la compatibilidad panel-inversor y asegurar su correcto funcionamiento en condiciones reales.

Teniendo en cuenta el inversor seleccionado, cuyas características se detallan en el apartado 3.4.3.1, se han llevado a cabo diversas simulaciones con el objetivo de identificar la combinación óptima de paneles e inversor. Estas simulaciones no solo consideran el coste de los paneles, sino también otros factores determinantes como el comportamiento frente a la temperatura, las pérdidas de eficiencia, la degradación anual y el rendimiento global del sistema, entre otros.

En total, se han realizado seis simulaciones (dos por cada modelo de panel) para evaluar también el impacto de diferentes ratios P_{pico}/P_{nom} en la generación energética. En todos los casos se ha sobredimensionado el sistema, siendo la potencia pico de los paneles solares superior a la potencia nominal del inversor, es decir, el ratio P_{pico}/P_{nom} mayor que 1. Esto se debe a que los paneles solares nunca producen su potencia nominal pico dado que esta se genera en condiciones ideales de irradiancia de 1000 W/m^2 . Sin embargo, si el ratio es demasiado alto (superior a 1,4) puede haber pérdidas significativas en el inversor. Por tanto, buscaremos el ratio que ofrezca mejores prestaciones en términos de pérdidas.

Los resultados se resumen en la Tabla 10, donde se detalla la energía generada durante el primer año, así como la distribución entre energía autoconsumida, vertida a la red y consumida desde la red. Además, se incluye el coste por kWh generado en cada variante.

Tabla 10: Resultados de simulaciones en PVsyst de los paneles preseleccionados Longi, Trina y JA Solar. Fuente: Elaboración propia.

	VARIANTE LONGI <i>Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH</i>		VARIANTE TRINA <i>VertexS+ NEG9R,28</i>		VARIANTE JA SOLAR <i>JAM54S30 400-425 GR</i>	
	Variante 1 (Longi)	Variante 2 (Longi)	Variante 1 (Trina)	Variante 2 (Trina)	Variante 1 (JA Solar)	Variante 2 (JA Solar)
	P _{nom} por panel (W)	440	440	450	450	415
Nº paneles	5	6	5	6	5	6
Potencia pico (kW)	2,2	2,64	2,25	2,7	2,075	2,49
P _{nom} inversor (kW)	2	2	2	2	2	2
Ratio P _{nom}	1,1	1,32	1,13	1,35	1,04	1,25
Energía generada (año 1)	3602 kWh	4301 kWh	3660,1 kWh	4356,4 kWh	3309,3 kWh	3982,6 kWh
Pérdida eficiencia inversor	3,90%	3,60%	3,90%	3,50%	4%	3,70%
Pérdidas inversor por sobrecarga	0%	0,90%	0%	1,20%	0%	0,10%
Energía consumida de la red	1767,6 kWh	1729,5 kWh	1764,9 kWh	1727,1 kWh	1790,6 kWh	1748,5 kWh
Energía autoconsumida	1187,2 kWh	1225,3 kWh	1189,9 kWh	1227,7 kWh	1164,2 kWh	1206,3 kWh
Energía vertida a la red	2414,8 kWh	3075,7 kWh	2470,2 kWh	3128,7 kWh	2145,1 kWh	2276,4 kWh
Coste paneles (€)	484	581	530	636	450	539
Coste por kWh generado (€/kWh)	0,134	0,135	0,145	0,146	0,136	0,135

Como resultado del análisis, se ha optado por instalar 5 paneles del modelo *LONGI Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 440M*, ya que ofrece un buen equilibrio entre bajas pérdidas de eficiencia en el inversor, pérdidas nulas por sobrecarga, una adecuada producción de energía y un coste por kWh competitivo. Aunque los resultados obtenidos con el modelo JA Solar con 6 módulos son también muy similares, la opción seleccionada resulta ligeramente más ventajosa desde el punto de vista técnico y económico.

3.4.2.3 Características del panel solar fotovoltaico seleccionado

El módulo seleccionado para la instalación solar fotovoltaica es el modelo *Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 440M* de la marca LONGI. Este fabricante chino es líder global en tecnología solar reconocido por su innovación, calidad y productos de alto rendimiento. Controlan toda la cadena de valor, desde la producción del silicio hasta el módulo final, que les permite optimizar los costes.

Estos paneles solares monocristalinos incorporan tecnología HPBC (Hybrid Passivated Back Contact), que mejora significativamente la eficiencia del módulo al optimizar la captación de luz, incluso en condiciones de baja irradiancia. Además, el panel cuenta con una capa trasera blanca con el fin de lograr mayor reflectancia y aumentar la eficiencia del módulo (Ilustración 10). Cabe destacar que este modelo de panel cuenta con 3 diodos de bypass para evitar el sobrecalentamiento y el efecto de sombras. Su funcionamiento se basa en poner en cortocircuito las células afectadas, evitando que el problema perjudique al resto del panel o a los paneles conectados en serie. Están compuestos por 108 células y cuentan con unas dimensiones de $1722 \times 1134 \times 30$ mm, lo que supone una superficie de $1,95 \text{ m}^2$ por unidad. [49]

El fabricante garantiza una degradación inferior al 1,5 % en el primer año, y del 0,4 % anual durante los 25 años siguientes, lo que se traduce en una producción estable y sostenida en el tiempo, y una larga vida útil del sistema. [49]



*Ilustración 10: Panel solar Longi Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 440M. Fuente: Longi.
<https://www.longi.com/es/products/modules/hi-mo-6-explorer/> [49]*

Tras haber realizado un estudio de mercado, se identificó un proveedor que vende los módulos a un precio de 96,8 euros por unidad. [50]

A continuación, en la Tabla 11 se presentan las especificaciones técnicas del panel solar seleccionado, incluyendo las principales características eléctricas, que serán fundamentales más adelante para verificar su compatibilidad con el inversor. Asimismo, se han incluido las certificaciones del fabricante, las cuales acreditan el cumplimiento de los estándares de calidad exigidos, garantizando así la fiabilidad del producto. El documento completo del fabricante se encuentra en el Anexo A.

Tabla 11: Características y especificaciones técnicas del panel solar Longi Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 440M. Elaboración propia. Datos recuperados de: Longi. [49]

LONGI Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 440M	
PARÁMETROS MECÁNICOS	
Peso	20,8 kg
Dimensiones	1722 x 1134 x 30 mm
Tipo de célula	Monofacial
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (STC)	
Potencia máxima	440 W
Tensión en circuito abierto (Vo)	39,53 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	14,3 A
Voltaje a máxima potencia (Vmp)	33,24 V
Corriente a máxima potencia (Imp)	13,24 A
Eficiencia	22,50%
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C
Degradación el primer año	1,50%
Degradación anual (2- 25 años)	0,40%
COEFICIENTES DE TEMPERATURA (STC)	
Coeficiente de temperatura de P_{max}	-0,29 %/°C
Coeficiente de temperatura de V_{oc}	-0,23 %/°C
Coeficiente de temperatura de I_{sc}	0,05 %/°C
CERTIFICACIONES	
ISO9001:2015	ISO Quality Management System
ISO14001: 2015	ISO Environment Management System
ISO45001: 2018	Occupational Health and Safety
IEC62941	Guideline for module design qualification and type approval

Tal y como se ha explicado anteriormente en otros capítulos (ver sección 2.3), tanto la irradiancia como la temperatura de operación de los paneles solares desplazan su curva característica I-V, modificando la potencia máxima que son capaces de generar. En la Figura 20, se muestran las curvas características de los paneles solares escogidos, señalando en cada una los puntos de máxima potencia (MPP). Este punto representa la condición óptima de operación de un panel solar, en la que se obtiene la mayor potencia posible bajo unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura.

Dado que las condiciones ambientales varían continuamente, el MPP también lo hace. Por ello, es imprescindible la incorporación de tecnología de seguimiento del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracking, MPPT) en los inversores, que permite ajustar constantemente el punto de funcionamiento del sistema fotovoltaico, de modo que opere en el MPP o lo más próximo posible a este, maximizando así su rendimiento.

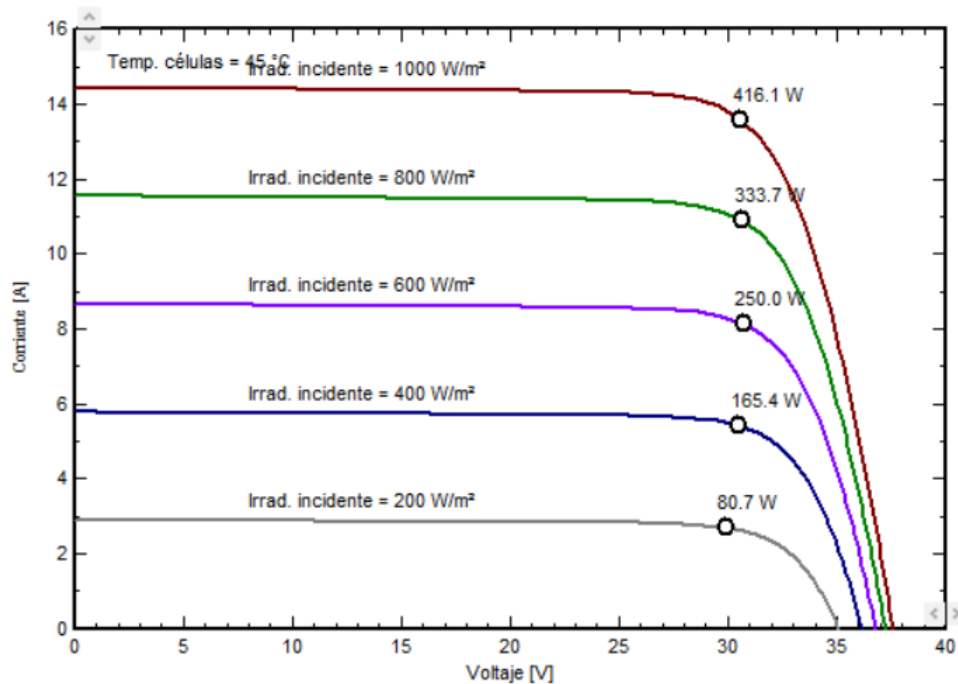


Figura 20: Curvas características I-V para distintos niveles de radiación (panel solar Longi Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 440M). Fuente: PVsyst.

Por otro lado, la calidad de un panel solar puede evaluarse a través del factor de forma (FF). Este parámetro se define como el cociente entre la potencia máxima que puede entregar el panel y el producto de su tensión en circuito abierto (V_{oc}) y su corriente de cortocircuito (I_{sc}). Este producto representa la potencia teórica máxima en ausencia de pérdidas, por lo que el factor de forma siempre será inferior a 1. Cuanto más próximo sea a la unidad, mayor será la calidad del panel.

En el caso de los paneles seleccionados, el cálculo del FF se realiza de la siguiente manera:

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} = \frac{33,24 \text{ V} \cdot 13,24 \text{ A}}{39,53 \text{ V} \cdot 14,3 \text{ A}} = 0,78$$

Dado que los paneles solares de alta calidad presentan factores de forma iguales o superiores al 78%, se puede afirmar que los paneles analizados cumplen con este estándar de calidad.

Otro parámetro importante es la eficiencia, que indica el porcentaje de radiación solar incidente que el panel transforma en energía eléctrica, bajo condiciones estándar (STC). Se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Eficiencia}(\%) = \frac{P_{\text{panel STC}}}{\text{Irradiancia} \left(\frac{W}{m^2}\right) \cdot \text{Superficie} (m^2)} = \frac{440 W}{1000 \frac{W}{m^2} \cdot 1,95 m^2} = 22,56\%$$

Este valor coincide con el especificado por el fabricante, lo que confirma la fiabilidad de los datos proporcionados.

3.4.2.4 Número y disposición de módulos

Dado que el inversor seleccionado (ver sección 3.4.3.1) cuenta con una potencia nominal de salida de 2 kW, se ha determinado que el número mínimo de módulos necesarios es:

$$n^{\circ} \text{módulos} = \frac{2000 W}{440 W} = 4,54 \approx 5 \text{módulos}$$

Se ha optado por sobredimensionar ligeramente el sistema fotovoltaico, ya que, en la práctica, los módulos rara vez operan en condiciones ideales de irradiancia ($1000 W/m^2$), como ya se ha comentado previamente.

Las simulaciones realizadas en PVsyst demostraron que la configuración con 5 módulos ofrece un mejor rendimiento global que la de 6 módulos, debido a que esta última provoca pérdidas por sobrecarga en el inversor. Por tanto, la opción elegida de 5 módulos optimiza el equilibrio entre generación y eficiencia del sistema.

En cuanto a la disposición, tal y como se expone en la sección 3.1, los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre la cubierta de mayor superficie y altitud de la vivienda. Esta cubierta ha sido seleccionada por su orientación sur, su inclinación próxima al ángulo óptimo de captación solar, y su posición elevada respecto al resto de la vivienda, lo que minimiza el riesgo de sombras proyectadas por elementos cercanos.

Con el objetivo de realizar una simulación lo más cercana posible a las condiciones reales del emplazamiento, se ha llevado a cabo una modelización detallada en el software PVsyst. En dicha representación gráfica (Ilustración 11) se ha reproducido no solo la geometría de la vivienda objeto del estudio, sino también las edificaciones vecinas, la topografía del terreno y otros elementos relevantes como árboles y chimeneas. Esta representación permite evaluar con mayor precisión las posibles pérdidas por sombreado y optimizar la disposición de los módulos.

La cubierta seleccionada presenta una serie de obstáculos, dos ventanas y una chimenea, ubicadas en la parte central y superior de la cubierta, respectivamente. Por este motivo, se ha decidido instalar los módulos en la zona superior libre de obstrucciones, garantizando así su exposición directa a la radiación solar a lo largo del día y evitando interferencias con sombras proyectadas por la vivienda colindante.



*Ilustración 11: Representación gráfica de la vivienda y disposición de módulos solares.
Elaboración propia en PVsyst.*

Los cinco módulos fotovoltaicos se han dispuesto en orientación horizontal (modo paisaje), debido a las limitaciones de espacio del tejado, cubriendo una superficie total aproximada de 9,75 m².

En cuanto a la configuración eléctrica, se ha optado por la conexión en serie de todos los módulos. Esta configuración permite aumentar el voltaje de entrada al inversor, reduciendo las pérdidas por caída de tensión y mejorando el rendimiento general del sistema. Además, en instalaciones de pequeña escala como esta, la conexión en serie resulta especialmente adecuada cuando todos los módulos reciben una cantidad similar de radiación solar, ya que se encuentran instalados en la misma pendiente y con la misma orientación, sin sombras que afecten de forma desigual a alguno de ellos.

Cabe destacar que no ha sido necesario calcular distancias mínimas entre módulos, ya que se han instalado de forma coplanar sobre la cubierta, sin estructuras adicionales de elevación. Esta disposición elimina la posibilidad de crear sombras entre módulos, simplificando el diseño y reduciendo los costes de instalación.

3.4.2.5 Comprobación de carga mecánica

Según el CTE DB-SE-AE, el peso de las placas solares fotovoltaicas y la estructura de soporte se clasifica como acción permanente debido a que se trata de elementos fijos no sujetos a variaciones significativas durante la vida útil de la instalación. El peso conjunto de paneles y estructura es: [59]

$$Peso_{total} = Peso_{estructura} + Peso_{paneles} = 3,82 \cdot 5 + 20,8 \cdot 5 = 123,1 \text{ kg}$$

Cada panel solar ocupa 1,95 m², luego el conjunto de paneles ocupa una superficie de:

$$Superficie = 1,95 \text{ m}^2 \cdot 5 = 9,75 \text{ m}^2$$

Por tanto, la carga por unidad de superficie es:

$$Carga = \frac{123,1 \text{ kg}}{9,75 \text{ m}^2} = 12,63 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \approx 0,126 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$$

Las viviendas suelen estar diseñadas para soportar al menos 1 kN/m², luego el peso adicional del conjunto de la estructura y los paneles solares está dentro de los límites y no supondría un problema.

3.4.3 INVERSOR

En este apartado, se expondrán las características del inversor seleccionado y se comprobará que el conjunto de paneles solares fotovoltaicos cumple las limitaciones de corriente, tensión y potencia del inversor.

3.4.3.1 Características del inversor seleccionado

Para la selección del inversor, se estableció como requisito mínimo una potencia nominal de 1,7 kW, tal como se estimó en la sección 3.4.2.1, con el fin de cubrir la demanda diaria de la vivienda. Tras realizar un análisis comparativo, considerando distintos fabricantes de reconocido prestigio, se optó por el modelo *SUN2000-2KTL-L1*, del fabricante Huawei, diseñado específicamente para instalaciones fotovoltaicas residenciales de pequeña potencia.

Tras llevar a cabo un análisis de mercado, se ha identificado un proveedor que ofrece el modelo seleccionado a un precio de 427 euros. Este coste resulta competitivo en comparación con otros inversores de características similares, lo que refuerza la elección realizada desde el punto de vista económico. [61]

Dado que según el fabricante este modelo es apto para instalación en interiores y exteriores, se instalará dentro de la vivienda para aumentar su vida útil, mantenerlo a una temperatura adecuada y protegerlo de condiciones climatológicas adversas. En la Ilustración 12 se muestra el inversor seleccionado, observando que presenta un diseño compacto y estéticamente cuidado, lo cual facilita su integración en entornos residenciales sin generar un impacto visual negativo.



Ilustración 12: Inversor Huawei SUN2000-2KTL-L1. Fuente: <https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products/SUN2000-3-4-5-6KTL-L1/support> [55]

Este modelo ofrece una potencia nominal de 2 kW, lo que supera el mínimo requerido, y presenta una alta eficiencia del 98,2%. Además, se trata de un inversor monofásico con conexión a red, compatible con baterías del mismo fabricante y de distintas capacidades.[55] Esta compatibilidad resulta especialmente relevante en este caso, ya que en fases posteriores del proyecto se analizará la viabilidad económica de incorporar almacenamiento energético mediante baterías.

Las principales características técnicas del inversor se resumen en la Tabla 12, donde también se destaca que el equipo incorpora todas las protecciones necesarias: contra sobretensiones, cortocircuitos, sobrintensidades y sobrecalentamientos, entre otras. Pueden consultarse sus especificaciones con mayor detalle en el Anexo A.

Tabla 12: Especificaciones técnicas del inversor (Huawei SUN2000-2KTL-L1). Elaboración propia. Datos recuperados de: <https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products/SUN2000-3-4-5-6KTL-L1/support>

SUN2000-2KTL-L1	
CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Eficiencia máxima	98,20%
Eficiencia europea	96,70%
Potencia nominal de salida	2.000 W

Conexión a red	Monofásica
Dimensiones	365 mm x 365 mm x 156 mm
Peso	12 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C a +60°C
PARÁMETROS DE ENTRADA (FV)	
Potencia de entrada CC máxima	3.000 Wp
Máxima tensión de entrada	600 V
Tensión nominal de entrada	360 V
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V - 560 V
Máxima intensidad por MPPT	12,5 A
Máxima intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A
Nº de entradas por MPPT	1
Cantidad de MPPTs	2
PARÁMETROS DE ENTRADA (BATERÍA)	
Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh – 30kWh
Rango de tensión de operación	350 - 560 Vdc
Máxima corriente de operación	15 A
Potencia de carga máxima	5.000 W
Potencia máxima de descarga	2.200 W
PARÁMETROS DE SALIDA (A RED)	
Potencia de salida nominal	2.000 W
Tensión nominal de salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac
Máxima intensidad de salida	10 A
Máxima potencia aparente	2.200 VA
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Máxima distorsión armónica total	≤ 3%
PROTECCIONES	
Protección anti-isla	Sí
Protección a polaridad inversa de CC	Sí
Monitorización de aislamiento	Sí
Descargador de sobretensiones CC	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11
Descargador de sobretensiones CA	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11
Monitorización de la corriente residual	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra cortocircuito de CA	Sí
Protección contra sobretensión de CA	Sí
Protección contra sobrecalentamiento	Sí
Protección de falla de arco eléctrico	Sí
Carga inversa de la batería desde la red	Sí

Incorpora 2 seguidores MPPT independientes, lo que permite optimizar la producción solar con dos orientaciones o inclinaciones distintas de los paneles. Sin embargo, en el caso de este proyecto la instalación tan solo cuenta con una cadena de 5 paneles en serie, que se conectarán a un MPPT, quedando el seguidor restante libre. Esto permite la posibilidad de ampliar la instalación en el futuro, instalando más cadenas de paneles solares en caso de aumentar considerablemente el consumo de la vivienda.

El modo de funcionamiento de los MPPTs se basa en algoritmos inteligentes que permiten localizar el punto de máxima potencia. Por ejemplo, si la radiación disminuye, el MPPT detecta la caída de tensión y ajusta automáticamente la tensión y la corriente para encontrar la mejor combinación y seguir sacando el máximo rendimiento. Realiza estos cálculos varias veces por segundo para garantizar que la instalación sea siempre lo más eficiente posible.

3.4.3.2 Comprobaciones de compatibilidad inversor y paneles solares

Una vez escogidos los paneles solares y el inversor, es necesario comprobar que este último es capaz de soportar la tensión y corriente máximas de operación de la instalación fotovoltaica. Tal y como se ha visto anteriormente, la tensión y corriente de los paneles solares varían con la temperatura, luego el primer paso será calcular la temperatura máxima y mínima de operación del módulo en el caso más desfavorable, es decir, con la máxima irradiancia del emplazamiento. Se calcula de la siguiente manera:

$$T_{\text{módulo}}(^{\circ}\text{C}) = T_{\text{ambiente}}(^{\circ}\text{C}) + G \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right) \cdot \frac{\text{NOTC} - 20^{\circ}\text{C}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$$

Donde:

- T_{ambiente} es la temperatura ambiente en la localidad de Torreldones. La máxima alcanzada en los años más calurosos ha sido de 38°C , mientras que la mínima puede llegar a 3°C . [45]
- G es la irradiancia máxima del emplazamiento, aproximadamente 1000 W/m^2 (Tabla 3).

- NOCT es la temperatura de operación de la célula y viene dada por el fabricante (ver Tabla 11).

$$T_{m\acute{a}x}(^{\circ}C) = 38\ ^{\circ}C + 1000 \frac{W}{m^2} \cdot \frac{45^{\circ}C - 20^{\circ}C}{800 \frac{W}{m^2}} = 69,25\ ^{\circ}C$$

$$T_{m\acute{i}n}(^{\circ}C) = -3\ ^{\circ}C + 1000 \frac{W}{m^2} \cdot \frac{45^{\circ}C - 20^{\circ}C}{800 \frac{W}{m^2}} = 28,25\ ^{\circ}C$$

En este punto, calculamos los valores de tensión y corriente de los paneles solares para los casos más limitantes de temperatura. Hay que tener en cuenta que al estar los cinco paneles en serie su corriente será la de un único panel, mientras que la tensión de salida será la suma:

$$I_{conjunto} = I_{panel}$$

$$V_{conjunto} = 5 \cdot V_{panel}$$

Realizamos los cálculos correspondientes:

$$V_{oc\ max}(T_{m\acute{i}n}) = V_{oc} + \alpha \cdot (T - 25^{\circ}C) = 39,53 \cdot 5 - 0,0023 \cdot (28,25 - 25) = 197,49$$

$$V_{m\acute{i}n}(T_{m\acute{a}x}) = V_{mp} + \alpha \cdot (T - 25^{\circ}C) = 33,24 \cdot 5 - 0,0023 \cdot (69,25 - 25) = 166,09$$

$$V_{m\acute{a}x}(T_{m\acute{i}n}) = V_{mp} + \alpha \cdot (T - 25^{\circ}C) = 33,24 \cdot 5 - 0,0023 \cdot (28,25 - 25) = 166,19$$

$$I_{mp}(T_{m\acute{i}n}) = I_{mp} + \alpha \cdot (T - 25^{\circ}C) = 13,24 + 0,0005 \cdot (28,25 - 25) = 13,241\ A$$

Comprobamos que los nuevos valores calculados de tensión se encuentran dentro del rango de operación del inversor y que la corriente calculada es menor que la intensidad máxima de entrada del inversor:

$$V_{oc\ panel} < V_{entrada\ m\acute{a}x\ inversor} \rightarrow 197,49\ V < 600\ V$$

$$V_{mp\ m\acute{i}n\ panel} > V_{entrada\ m\acute{i}n\ inversor} \rightarrow 166,09\ V > 90\ V$$

$$V_{mp\ m\acute{a}x\ panel} < V_{entrada\ m\acute{a}x\ inversor} \rightarrow 166,19\ V < 560\ V$$

$$I_{sc\text{panel}} < I_{sc\text{entrada inversor}} \rightarrow 14,3 \text{ A} < 18 \text{ A}$$

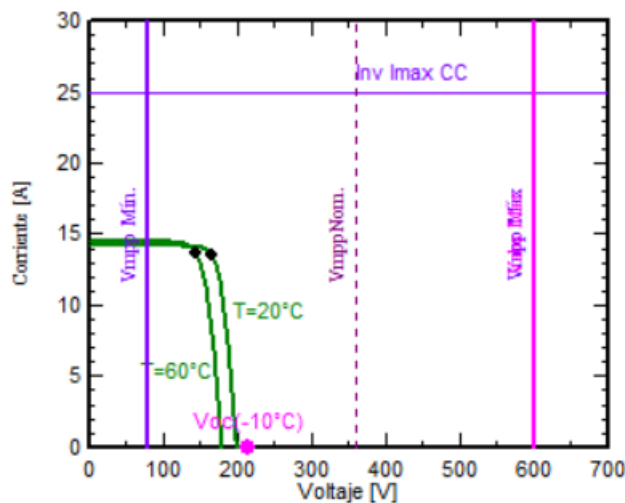
También se comprueba que la potencia máxima del conjunto de paneles es menor que la potencia máxima soportada por el inversor:

$$P_{mp}(T_{\text{mín}}) = I_{mp} \cdot V_{mp} = 13,241 \text{ A} \cdot 166,19 \text{ V} = 2.200,52 \text{ W}$$

$$P_{mp\text{panel}}(T_{\text{mín}}) < P_{\text{máx entrada inversor}} \rightarrow 2.200,52 \text{ W} < 3.000 \text{ W}$$

Estas comprobaciones también se han llevado a cabo en PVsyst, donde se han verificado los resultados obtenidos de forma analítica. Tal como se observa en la Figura 21, los valores simulados coinciden de manera consistente con los cálculos previos y se mantienen dentro de los márgenes aceptables.

Es importante señalar que PVsyst utiliza, por defecto, valores estándar para la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos, considerando una temperatura máxima de 60 °C y una mínima de 20 °C durante el funcionamiento del sistema.



*Figura 21: Comprobación límites de voltaje y corriente en PVsyst. Elaboración propia.
Fuente: PVsyst.*

En lo relativo a la limitación de corriente máxima del inversor (12,5 A), que resulta ligeramente inferior a la corriente del conjunto fotovoltaico en su punto de máxima potencia (13,24 A), es importante destacar que esta discrepancia no constituye un impedimento para el

correcto funcionamiento del sistema. Esto se debe a que el sistema de control del inversor permite desplazar automáticamente el punto de operación sobre la curva característica I-V del conjunto fotovoltaico. De este modo, el dispositivo se ajusta para que opere por debajo del su límite máximo de corriente del inversor, evitando potenciales daños y manteniendo un rendimiento energético óptimo, aunque con una leve pérdida de potencia.

Este proceso se muestra visualmente en la Figura 22, donde se puede observar cómo el punto teórico de máxima potencia (P_{mpp}) se desplaza hacia un punto de operación real ($P_{operating}$) situado sobre la curva de potencia del generador para una temperatura específica (intersección curvas azul y verde) y respetando las limitaciones del inversor (curva naranja).

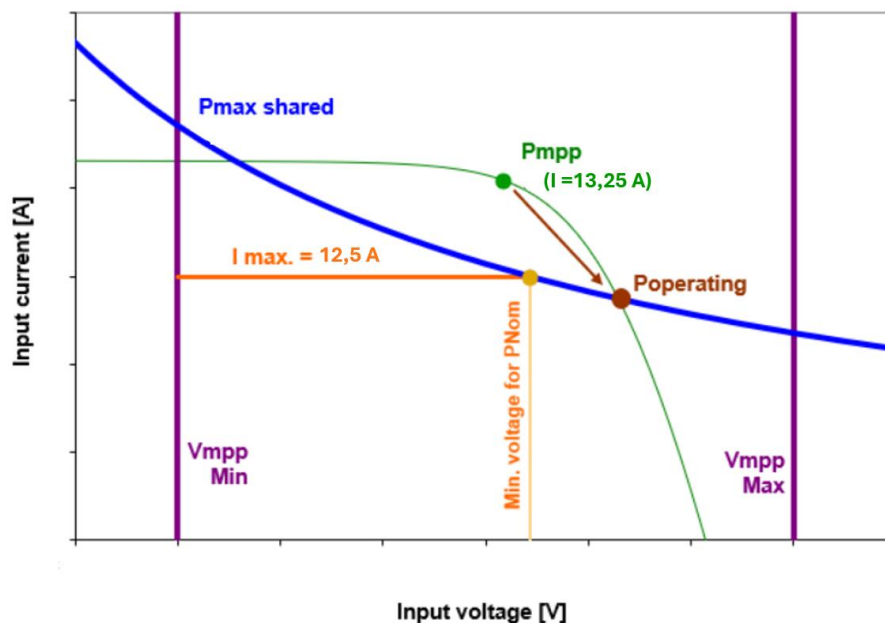


Figura 22: Gráfico explicativo del funcionamiento del inversor ante limitaciones de corriente. Fuente: PVsyst. [60]

Con todo ello, se confirma que el conjunto de paneles solares e inversor seleccionados son compatibles.

3.4.4 BATERÍA

Uno de los objetivos principales de este proyecto es analizar la viabilidad económica y ventajas técnicas de incorporar un sistema de almacenamiento en una instalación fotovoltaica residencial. Dado que previamente se ha seleccionado un inversor del fabricante Huawei, totalmente compatible con las soluciones de almacenamiento energético de esta misma marca, se ha optado por estudiar las baterías ofrecidas por el mismo fabricante para garantizar la integración del sistema y el correcto funcionamiento de todos sus componentes.

En este caso, se ha elegido el modelo *Huawei LUNA2000-5-S0*, una batería modular de litio de 5 kWh, debido a su menor coste respecto a modelos de mayor capacidad, manteniendo unas prestaciones adecuadas para el perfil de consumo de la vivienda. Tras un análisis de mercado, se identificó un proveedor que ofrece este modelo por un precio aproximado de 2.890 euros, con el módulo de control y el módulo de batería vendidos por separado.[62][63]

Las especificaciones técnicas y principales características del modelo se muestran en la Tabla 13, pero puede consultarse una descripción más detallada en el Anexo A.

Tabla 13: Especificaciones técnicas de la batería (Huawei LUNA 2000-5-S0). Elaboración propia. Datos recuperados de: <https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products/LUNA2000-5-10-15-S0/specs> [56]

HUAWEI LUNA 2000-5-S0	
CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Tecnología de célula	Litio-ferrofosfato (LiFePO ₄)
Instalación	Soporte de suelo, montaje en pared
Entorno	Exterior/Interior
Ventilación	Convección natural
Compatibilidad inversores	SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1 y otros
Dimensiones	670 mm x 150 mm x 600 mm
Peso	63,8 kg
Rango de temperatura de operación	-10°C a +55°C
PARÁMETROS ELÉCTRICOS	
Energía por módulo de batería	5 kWh
Número de módulos de batería	1
Potencia máxima de salida	2,5 kW
Potencia pico de salida	3,5 kW, 10 s
Tensión nominal (monofásico)	450 V

Rango de tensión de operación	350 - 560 V
CERTIFICADOS	
CE, RCM, CEC, VDE2510-50 UN38.3 IEC62619, IEC 60730	

La batería se instalará en el interior de la vivienda para protegerla de condiciones climáticas adversas, lo cual permite prolongar su vida útil y mantenerla en un rango óptimo de temperatura de funcionamiento. La Ilustración 13 muestra el modelo seleccionado, con vistas frontal y lateral, donde se aprecia su diseño compacto, elegante y modular, lo que facilita tanto su instalación como una posible ampliación futura del sistema de almacenamiento.



Ilustración 13: Bateria Huawei LUNA 2000-5-S0. Fuente: <https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products/LUNA2000-5-10-15-S0/specs> [56]

3.4.5 CABLEADO

En este apartado se calcularán las secciones y el tipo de cableado necesario en la instalación. Al tratarse de una instalación en una vivienda, los conductores deben ser de cobre (ITC-BT-26), y la sección mínima de cada cable se determinará en función de la intensidad máxima

admisible y la caída de tensión máxima permitida según la normativa vigente. También se comprobará que la temperatura de operación del cableado no supere la máxima admisible. Para ello, primero se ha realizado un esquema del conexionado eléctrico y de los distintos elementos de la instalación.

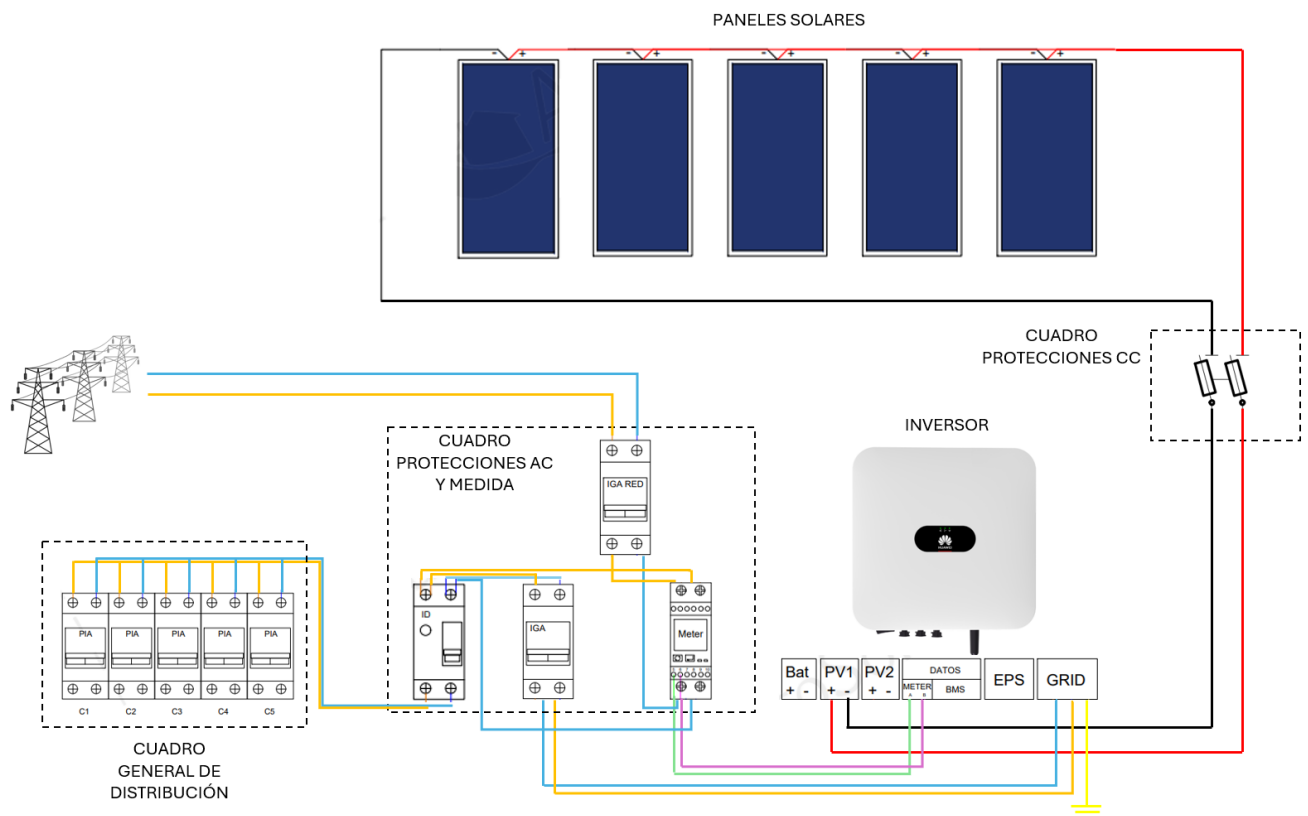


Figura 23: Esquema del cableado del conjunto de la instalación. Elaboración propia.

La Figura 23 muestra el esquema eléctrico de la instalación solar fotovoltaica conectada a la red. Se puede observar la conexión de los principales elementos:

- Paneles solares: Cinco paneles en serie que generan electricidad en corriente continua.
- Cuadro de protecciones CC: Contiene fusibles y seccionadores para proteger el sistema contra sobrecargas y cortocircuitos en la parte de generación.
- Inversor: Convierte la corriente continua en alterna que pueda ser vertida a la red o consumida en la vivienda. Tiene varios puertos de entrada y salida, según las

especificaciones del fabricante, estando conectado a los paneles solares, al contador y la salida a la red. Al tratarse de un solo string de paneles quedará libre una entrada de MMPT.

- Cuadro de protecciones AC y medida: Contiene interruptor general automático (IGA), interruptor diferencial (ID) y un contador bidireccional para medir la energía consumida y vertida a la red.
- Cuadro general de distribución: Distribuye la electricidad finalmente a los diferentes consumos de la vivienda (C1, C2, C3, C4, C5) que representa el alumbrado, tomas de corriente, electrodomésticos...

Para calcular las secciones se van a diferenciar 4 tramos distintos:

1. Conexión de los paneles en serie.
2. Cableado entre el conjunto de paneles y el cuadro de protecciones de CC.
3. Tramo entre dicho cuadro y el inversor.
4. Cableado entre el inversor y el cuadro de protección AC y medida.

Hay normativas distintas en función de si se trata de corriente continua o alterna, por lo tanto, lo separaremos en función de ello y se calcularán las secciones mínimas del cableado teniendo en cuenta la normativa vigente y las comprobaciones de criterios de caída de tensión, máxima temperatura y corriente admisible.

3.4.5.1 Normativa

La normativa vigente que establece los requisitos a cumplir para el caso del cableado en corriente continua de sistemas fotovoltaicos se rige por la norma europea UNE-EN 50618:2015 “*Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos*”, que anula y sustituye la normativa previa EA 0038:2008. En ella se establece lo siguiente:

- Cables diseñados para condiciones severas y de larga duración (superiores a 25 años).
- Adecuados para equipos de aislamiento doble o reforzado clase II.
- Resistentes a temperaturas extremas (entre -40° y $+90^{\circ}$). Temperatura máxima del conductor de 120°C durante 20.000 horas.

- Cables de alta seguridad (AS) que impidan la propagación de llama, fuego y de baja emisión de humos y gases corrosivos.

Por lo tanto, de acuerdo con la normativa vigente, el cableado deberá estar fabricados con aislamiento XLPE (polietileno reticulado), debido a su mayor resistencia térmica (90°C en servicio continuo), mayor durabilidad y mejor comportamiento ante sobretensiones.

Por otro lado, el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión (REBT) establece en el ITC-BT-40 lo siguiente: “*Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o instalación interior, no será superior al 1,5%.*” Por ello, en el siguiente apartado se determinará la sección adecuada para el cableado en cada tramo y se realizarán las comprobaciones correspondientes para asegurarnos de que se cumple la normativa.

3.4.5.2 Cálculos secciones del cableado

Para realizar los cálculos correspondientes, primero es necesario saber la longitud de dichos cables. En el esquema de la Figura 24 se muestra la disposición del cableado de corriente continua en la vivienda, junto con las longitudes. El plano eléctrico completo de la instalación realizado con la herramienta AutoCAD se puede consultar en el Anexo B. Se obtienen por tanto las longitudes de los dos tramos de corriente continua y del de alterna:

- Panel – Cuadro de protección CC (cable azul):

$$L_1 = 9 + 3,2 + 5,7 + 0,1 = 18 \text{ m}$$

- Cuadro de protección CC – Inversor (cable naranja):

$$L_2 = 1 \text{ m}$$

- Inversor – Cuadro de protecciones AC (cable amarillo):

$$L_3 = 2,3 + 2,9 + 2,9 + 1,2 + 0,1 = 9,4 \text{ m}$$

La conexión de los paneles se realizará en serie uniendo el polo negativo con el positivo del siguiente con cables de 4mm², según las especificaciones del fabricante (Anexo A).

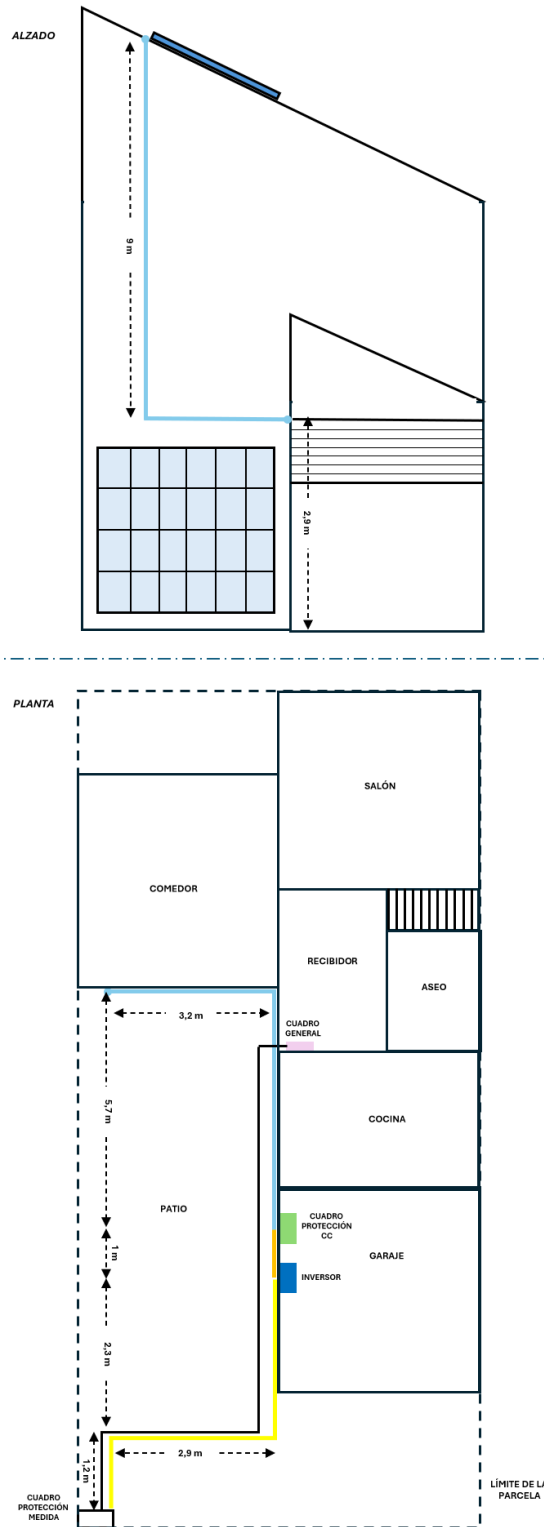


Figura 24: Alzado y planta de la vivienda con longitudes del cableado. Elaboración propia.

3.4.5.2.1 Criterio caída de tensión

Una vez tenemos las medidas, calcularemos la sección mínima teórica siguiendo el criterio de máxima caída de tensión.

$$\Delta U(\%) = \frac{100 \cdot 2 \cdot \rho \cdot I \cdot l}{U_n \cdot S}$$

Donde:

- S es la sección del cable (mm²).
- U_n es la tensión nominal (V).
- I es la corriente a través del conductor (A).
- l es la longitud del cable (mm).
- ρ es la resistividad del conductor (Ω·mm²/m).

Dado que la resistividad aumenta con la temperatura, el valor que usaremos es el que implica el caso más desfavorable de caída de tensión, es decir, a la temperatura máxima de operación (90°C). Por tanto, $\rho_{Cu90} = 0,022 \Omega \cdot \frac{mm^2}{m}$.

La máxima corriente que puede circular por los cables CC es la corriente de cortocircuito de los paneles solares (14,3 A). La tensión nominal es 5 veces la tensión en el punto de máxima potencia de las especificaciones de los paneles, es decir, $U = 5 \cdot 32,44 V = 162,2 V$.

$$\Delta U_{paneles}(\%) = \frac{100 \cdot 2 \cdot \rho \cdot I \cdot l}{U_n \cdot S} = \frac{100 \cdot 2 \cdot 0,022 \cdot 14,3 A \cdot 1,2m}{162,2 V \cdot 4mm^2} = 0,12\%$$

$$\Delta U_{panel-CuadroCC}(\%) = \frac{100 \cdot 2 \cdot \rho \cdot I \cdot l}{U_n \cdot S} = \frac{100 \cdot 2 \cdot 0,022 \cdot 14,3 A \cdot 18m}{162,2 V \cdot 10mm^2} = 0,69\%$$

$$\Delta U_{CuadroCC-Inv}(\%) = \frac{100 \cdot 2 \cdot \rho \cdot I \cdot l}{U_n \cdot S} = \frac{100 \cdot 2 \cdot 0,022 \cdot 14,3 A \cdot 1m}{162,2 V \cdot 10mm^2} = 0,038\%$$

A la salida del inversor, la corriente máxima y tensión de salida son las indicadas en las especificaciones del fabricante (10A y 220V, respectivamente).

$$\Delta U_{Inv-CuadroAC}(\%) = \frac{100 \cdot 2 \cdot \rho \cdot I \cdot l}{U_n \cdot S} = \frac{100 \cdot 2 \cdot 0,022 \cdot 10 \text{ A} \cdot 9,4\text{m}}{220 \text{ V} \cdot 10\text{mm}^2} = 0,188\%$$

Por tanto, la caída de tensión total entre los paneles solares y el punto de interconexión a la instalación interior de la vivienda será la suma de las anteriores:

$$\Delta U_{total}(\%) = 0,12 \cdot 4 + 0,619 + 0,038 + 0,188 = 1,396\% < 1,5\%$$

Se comprueba que con esas secciones se cumplen los requisitos de caída de tensión.

3.4.5.2.2 Criterio Intensidad Máxima Admisible

A continuación, comprobamos que se cumple el criterio de intensidad máxima admisible. Para ello, calcularemos la corriente máxima real admisible teniendo en cuenta el tipo de conductor, su modo instalación, las secciones escogidas y aplicando los factores de corrección correspondientes.

En primer lugar, se trata de cables de cobre, con aislamiento XLPE y monofásicos, tal y como se ha comentado anteriormente. El tipo de montaje viene determinado por la tabla A.52.3 del Anexo A (UNE-HD 60.364-5-52), cuyas descripciones y clasificación se muestran en la Tabla 14.

Teniendo en cuenta el caso de nuestra instalación solar fotovoltaica y la disposición de los cables, se corresponden los siguientes tipos:

- Conexión entre paneles: Tipo C al tratarse de cables unipolares fijados sobre mampostería (tejado). Se encuentran al aire libre y expuestos a la radiación directa del sol.
- Panel – Cuadro de protección CC: Tipo C al tratarse de cables unipolares fijados sobre mampostería (paredes exteriores de la vivienda). Se encuentran al aire libre, sin exposición directa al sol.
- Cuadro de protección CC – Inversor: Tipo C al tratarse de cables unipolares fijados sobre mampostería (paredes interiores de la vivienda). Se encuentran al aire libre.
- Inversor – Cuadro de protecciones AC: Tipo D1 al tratarse de cables unipolares en tubo o conducto cerrado no circular enterrado en el suelo. Se encuentran al aire libre.




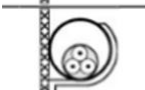
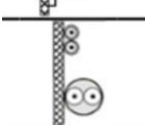
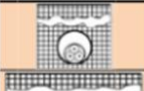
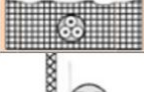
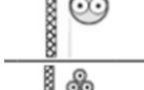
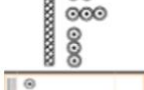

Instalación de referencia		Instalación de referencia	
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D1	
	Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2	
	Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	
	Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	
	Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	

Tabla 14: Tabla A.52.3 del Anexo A (UNE-HD 60.364-5-52) – Métodos de instalación.
Fuente: REBT (ITC-BT-19).

Con estos datos y teniendo en cuenta la sección de cables escogida, podemos obtener la intensidad máxima admisible de cada uno de ellos con la tabla C-52-UNE-HD 60.364-5-52 del REBT (Tabla 15).

INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DE LOS CONDUCTORES																		
Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
	3PVC	2PVC	3XLPE	2XLPE	3XLPE	2XLPE	3XLPE	2XLPE	3XLPE	2XLPE	3XLPE	2XLPE	3XLPE					
A1																		
A2																		
B1																		
B2																		
C																		
E																		
F																		
Sección mm ²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	-	-	-	207	217	216	228	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	-
185	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	-
240	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	-

INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE					
Número de conductores cargados y tipo de aislamiento					
Método de instalación	Sección	2PVC	3PVC	2XLPE	3XLPE
D1/D2 Cobre (Enterrado)	1,5 mm ²	20	17	24	21
	2,5 mm ²	27	22	32	27
	4 mm ²	36	29	42	35
	6 mm ²	44	37	53	44
	10 mm ²	59	49	70	58
	16 mm ²	76	63	91	75
	25 mm ²	98	81	116	96
	35 mm ²	118	97	140	117
	50 mm ²	140	115	166	138
	70 mm ²	173	143	204	170
	95 mm ²	205	170	241	202
	120 mm ²	233	192	275	230
	150 mm ²	264	218	311	260
	185 mm ²	296	245	348	291
240 mm ²	342	282	402	336	
300 mm ²	387	319	455	380	

Tabla 15: Tabla C-52-UNE-HD 60.364-5-52 – Intensidad máxima admisible para cables enterrados y no enterrados. Fuente: REBT (ITC-BT-19).

$$I_{ADM_{paneles}} = 40 A$$

$$I_{ADM_{paneles-CuadroCC}} = 72 A$$

$$I_{ADM_{CuadroCC-Inv}} = 72 A$$

$$I_{ADM_{Inv-CuadroAC}} = 70 A$$

Sin embargo, estos valores de intensidad hacen referencia a unas condiciones específicas, siendo necesario aplicar factores de corrección. En el caso de cables enterrados, será necesario aplicar factor por profundidad de enterramiento, y temperatura y resistividad del terreno, mientras que en el caso de los cables expuestos al aire libre se aplicará el factor por temperatura ambiente y el de exposición al sol cuando corresponda. Dichos valores se determinan con las siguientes tablas del REBT:

- *Por profundidad del enterramiento:* Tabla A-7- UNE 211435 (ITC-BT-07). Si consideramos que el cable está enterrado aproximadamente a 0,7m, el factor que corresponde es 1.
- *Por temperatura del terreno:* Tabla A.52-D2- UNE 20460-5-523 (ITC-BT-19). Tomaremos la temperatura media en el mes más caluroso debido a que al aumentar la temperatura disminuye la corriente máxima admisible, y por tanto será el caso más limitante. Según el IDAE, la temperatura media del aire en la localidad de Torrelodones en el mes de julio es de 23°C, luego suponiendo que la temperatura del terreno es entre 5° y 10°C inferior a la del aire, rondará 15°C en los meses cálidos. Esto se corresponde a un factor de corrección de 1,05.
- *Por resistividad del terreno:* Tabla A-6- UNE 211435 (ITC-BT-07). El terreno de Torrelodones es en su mayoría granito seco. Este tipo de suelo suele tener una resistividad de en torno a 2 K·m/W, luego el factor de corrección que correspondería es de 0,93.
- *Por exposición al sol:* Norma UNE 211435 (ITC-BT-06). En zonas donde la radiación solar es muy fuerte se deberá tener en cuenta el calentamiento de la superficie de los cables, por lo que se aplica un factor de corrección adicional de 0,9.

- *Por temperatura ambiente:* Tabla A-5- UNE 211435 (ITC-BT-07). Tal y como se ha comentado anteriormente, la temperatura media en el emplazamiento en el mes de julio es de 23°C, lo que se traduce en un factor de corrección de 1,14.

Con todo ello, los factores de corrección aplicados a cada tramo de cables son los siguientes:

$$\text{Paneles} \rightarrow FC = 1,14 \cdot 0,9 = 1,026$$

$$\text{Paneles} - \text{Cuadro CC} \rightarrow FC = 1,14$$

$$\text{Cuadro CC} - \text{Inversor} \rightarrow FC = 1,14$$

$$\text{Inversor} - \text{Cuadro AC} \rightarrow FC = 1 \cdot 1,05 \cdot 0,93 = 0,976$$

Aplicando los factores calculados a la intensidad obtenida de tablas, calculamos la intensidad máxima admisible real:

$$I_{REAL_{\text{paneles}}} = 1,026 \cdot 40 = 41,04 \text{ A}$$

$$I_{REAL_{\text{paneles-CuadroCC}}} = 1,14 \cdot 72 = 82,08 \text{ A}$$

$$I_{REAL_{\text{CuadroCC-Inv}}} = 1,14 \cdot 72 = 82,08 \text{ A}$$

$$I_{REAL_{\text{Inv-CuadroAC}}} = 0,976 \cdot 70 = 68,35 \text{ A}$$

Por último, comprobamos que se cumple la normativa expuesta en la sección 3.4.5.1 donde se establece que los cables deben estar dimensionados para una intensidad al menos 125% superior a la intensidad máxima que pase por el conductor.

$$\text{Paneles} \rightarrow 1,25 \cdot 14,3 \text{ A} < 41,04 \text{ A}$$

$$\text{Paneles} - \text{Cuadro CC} \rightarrow 1,25 \cdot 14,3 \text{ A} < 82,08 \text{ A}$$

$$\text{Cuadro CC} - \text{Inversor} \rightarrow 1,25 \cdot 14,3 \text{ A} < 82,08 \text{ A}$$

$$\text{Inversor} - \text{Cuadro AC} \rightarrow 1,25 \cdot 10 \text{ A} < 68,35 \text{ A}$$

Observamos que en todos los casos se cumple el requisito. Todos los cálculos realizados en Excel y comprobaciones correspondientes se muestran en la Tabla 16.

3.4.5.2.3 Criterio térmico

Por último, es necesario comprobar que la temperatura alcanzada por el conductor es siempre menor que la máxima admisible por el aislante (XLPE). Dicha temperatura depende tanto de la corriente que circula por el cable como de la intensidad máxima admisible calculada anteriormente, que a su vez depende de la sección escogida. La fórmula que permite calcular la temperatura del conductor es:

$$T_{cond} = T_{amb} + (T_{m\acute{a}x} - T_{amb}) \cdot \left(\frac{I}{I_{adm\ real}} \right)^2$$

Donde:

- T_{amb} es la temperatura ambiente, considerando 25°C para cables enterrados y una temperatura del aire de 40°C en el caso de cables no enterrados.
- $T_{m\acute{a}x}$ es la temperatura máxima admisible del conductor (90°C para aislante de XLPE).
- I es la corriente que circula por el conductor (A).
- $I_{m\acute{a}x}$ es la corriente máxima admisible por el conductor (A).

Por tanto, la temperatura de operación alcanzada por cada uno de los cables es la siguiente:

$$T_{paneles} = 40^{\circ}C + (90^{\circ}C - 40^{\circ}C) \cdot \left(\frac{14,3}{41,04} \right)^2 = 46,07^{\circ}C$$

$$T_{paneles-Cuadro\ CC} = 40^{\circ}C + (90^{\circ}C - 40^{\circ}C) \cdot \left(\frac{14,3}{82,08} \right)^2 = 41,52^{\circ}C$$

$$T_{Cuadro\ CC-Inv} = 40^{\circ}C + (90^{\circ}C - 40^{\circ}C) \cdot \left(\frac{14,3}{82,08} \right)^2 = 41,52^{\circ}C$$

$$T_{Inv-Cuadro AC} = 25^{\circ}C + (90^{\circ}C - 25^{\circ}C) \cdot \left(\frac{10}{68,35}\right)^2 = 26,39^{\circ}C$$

Observamos que en todos los casos la temperatura de operación del cable es menor que la máxima soportada por el material, en este caso 90°C.

3.4.5.3 Cableado seleccionado

Tras las comprobaciones realizadas, finalmente serán necesarios los siguientes conductores en la instalación solar fotovoltaica:

- *Conexión de paneles solares en serie* → Cuatro cables de 1,2 metros de longitud con una sección de 4 mm². Vienen incorporados en los paneles solares.
- *Conexión de paneles solares con Cuadro de protección CC* → Dos cables unipolares (positivo y negativo) de 18 metros de longitud con una sección de 10 mm².
- *Conexión de Cuadro de protección CC con el Inversor* → Dos cables unipolares (positivo y negativo) de 1 metro de longitud con una sección de 10 mm².
- *Conexión del Inversor con Cuadro de protección AC* → Un cable monofásico de 9,4 metros de longitud con una sección de 10 mm².

El modelo de conductores elegidos para las conexiones en continua, tanto de los paneles solares con el cuadro de protección de continua como de este mismo al inversor, es el modelo *Exzhellent Solar ZZ-F*, debido a que cumple con todos los requisitos normativos expuestos en la sección 3.4.5.1. Se trata conductores de cobre de clase 5 que soportan un rango de temperaturas entre -40°C y 90°C, y 120°C durante 20.000 horas.

Dado que en ambos tramos la sección del conductor es de 10 mm², el código del proveedor del cable seleccionado es 1619110, cuyas características y especificaciones se adjuntan en el Anexo A. Además, tras haber realizado un estudio de mercado, se ha observado que este modelo tiene un coste aproximado de 2.045 euros/km.[64] Teniendo en cuenta que para el caso de nuestra instalación necesitaremos un total de 19 metros de cable positivo y negativo (rojo y negro, respectivamente) supondrá un coste aproximado de:

$$Coste_{cableado\ CC} = 2 \cdot \frac{2.044\ \text{€} \cdot 19\ \text{m}}{1000\ \text{m}} = 77,70\ \text{€}$$

En cuanto al cableado de corriente alterna que conecta el inversor con el cuadro de protección AC y medida, se ha escogido el modelo *Exzhellent Solar RZI-K (AS) 3G10 mm²*, compuesto por cobre (clase 5), aislante XLPE, apto para instalarlo bajo tierra e impiden la propagación de llama, fuego y gases corrosivos. Este conductor es apto para instalaciones eléctricas de baja tensión y corriente alterna, y está compuesto por tres conductores de 10 mm² (Ilustración 14): puesta a tierra (amarillo y verde), neutro (azul) y fase (marrón). En el Anexo A pueden consultarse sus especificaciones con mayor detalle.



Ilustración 14: Cableado Exzhellent Solar RZI-K (AS) para el tramo de corriente alterna.
Fuente: <https://es.prysmian.com/sites/es.prysmian.com/files/media/products/Exzhellent-Compact-1000V-RZI-K-Cca-s1b-d1-a1-OCT23.pdf>

En cuanto a su precio en el mercado, se ha localizado un proveedor que lo proporciona a 6,25 euros/m, luego supondría un coste total de: [65]

$$Coste_{cableado\ CC} = 6,25 \frac{\text{€}}{\text{m}} \cdot 9,4\ \text{m} = 58,75\ \text{€}$$

Finalmente, todo el cableado seleccionado cumple con las normativas expuestas anteriormente y con los requisitos de caída de tensión, corriente máxima y temperatura admisible.

	NOMBRE CONDUCTOR	MATERIAL	AISLAMIENTO	TIPO ALIMENTACIÓN	TIPO DE MONTAJE	DESCRIPCIÓN MONTAJE	SECCIÓN	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A)	SECCION CONDUCTOR ELEGIDO (mm ²)	FACTORES DE CORRECCIÓN				
										Por profundidad enterramiento	Por temperatura del terreno	Por temperatura ambiente	Por exposición al sol	Por resistividad del terreno
CC	Paneles	Cobre	XLPE	Monofásica	C	Cables unipolares y multipolares fijados sobre pared de madera o mampostería o separados de la pared al menos 0,3 veces el diámetro.	4 mm ²	40	300	-	-	1,14	0,9	-
	Paneles - Cuadro de protección CC	Cobre	XLPE	Monofásica	C	Cables unipolares y multipolares fijados sobre pared de madera o mampostería o separados de la pared al menos 0,3 veces el diámetro.	10 mm ²	72	300	-	-	1,14	-	-
	Cuadro de protección CC - Inversor	Cobre	XLPE	Monofásica	C	Cables unipolares y multipolares fijados sobre pared de madera o mampostería o separados de la pared al menos 0,3 veces el diámetro.	10 mm ²	72	300	-	-	1,14	-	-
AC	Inversor - Cuadro de protección AC	Cobre	XLPE	Monofásica	D1	Cables unipolares y multipolares en tubo o conducto cerrado no circular enterrado en el suelo	10 mm ²	70	120	1	1,05	-	-	0,93

	NOMBRE CONDUCTOR	FACTOR DE CORRECCIÓN	I ADMISIBLE REAL	INTENSIDAD QUE CIRCULA (A)	COMPROBACIÓN $1,25 \cdot I < I_{ADM \text{ REAL}}$	TEMPERATURA CABLE	COMPROBACIÓN TEMPERATURA CABLE	CAIDA DE TENSIÓN PARCIAL (%)	CAIDA DE TENSIÓN TOTAL (%)	COMPROBACIÓN CAIDA DE TENSIÓN (<1,5%)
CC	Paneles	1,026	41,04	14,3	CUMPLE	46,07	CUMPLE	0,12%	0,12%	CUMPLE
	Paneles - Cuadro de protección CC	1,14	82,08	14,3	CUMPLE	41,52	CUMPLE	0,69%	1,17%	CUMPLE
	Cuadro de protección CC - Inversor	1,14	82,08	14,3	CUMPLE	41,52	CUMPLE	0,038%	1,208%	CUMPLE
AC	Inversor - Cuadro de protección AC	0,9765	68,355	10	CUMPLE	26,39	CUMPLE	0,188%	1,396%	CUMPLE

Tabla 16: Cálculos de secciones y comprobaciones en Excel. Elaboración propia.

3.4.6 APARAMENTA

La aparamenta es el conjunto de dispositivos que permiten la conexión y desconexión de partes de una instalación eléctrica con el objetivo de evitar situaciones de riesgo y proteger los receptores y a personas. En el REBT se establece como requisito instalar protecciones contra contactos indirectos (ITC-BT-24), sobretensiones (ITC-BT-23) y sobreintensidades o sobrecargas (ITC-BT-22).

Respecto a la protección contra contactos indirectos, se realizará el cálculo de secciones de la puesta a tierra, que permitirá desviar la corriente en caso de fallo o fuga. En el caso de esta instalación solar fotovoltaica no incluiremos protecciones adicionales contra sobretensiones dado que el propio inversor seleccionado cuenta con descargadores de sobretensión en CC y CA de tipo II (especificaciones del inversor en el Anexo A).

Por otro lado, en el cuadro de protección AC y medida será necesario instalar un interruptor automático adicional contra sobreintensidades. No se incorporará un interruptor diferencial en este cuadro debido a que la línea que une dicho cuadro con los consumos ya tiene incorporado un interruptor diferencial que protege esta parte del circuito contra contactos directos o indirectos.

Por último, en instalaciones solares fotovoltaicas con más de un string es recomendable instalar en los paneles diodos de paso para impedir el paso de corriente inversa. Sin embargo, dado que en esta instalación solo se va a implantar una cadena de paneles no es necesario instalar diodos de bloqueo adicionales dado que el propio inversor cuenta la protección de polaridad inversa correspondiente. Por esta misma razón, según el REBT, no es necesario instalar fusibles en el cuadro de protección de CC, dado que el fusible se encarga de abrir el circuito cuando la corriente que circula por un string de paneles es superior a la máxima admisible, lo cual podría darse únicamente en el caso de corriente inversa con varios strings en paralelo. Por tanto, en el cuadro de protección de CC tan solo se instalará un interruptor seccionador que permita cortar la corriente continua de forma segura entre los paneles y el inversor durante operaciones de mantenimiento o intervenciones técnicas.

3.4.6.1 Interruptor Seccionador de CC

Es muy común su uso en instalaciones solares fotovoltaicas residenciales debido a que permite abrir el circuito entre los paneles y el inversor de forma segura incluso cuando está en funcionamiento con corriente circulando. Debe dimensionarse para que pueda soportar la tensión máxima y corriente de cortocircuito de los paneles solares, dado que será la máxima que circule. Elegimos el modelo GD025AT2 del fabricante Lovato Electric, diseñado específicamente para aplicaciones en instalaciones solares fotovoltaicas. Permite la desconexión segura en corriente continua entre los paneles y el inversor, cuenta con 2 polos y tiene una corriente y tensión nominal de 25 A y 800 V, respectivamente.[67] Por tanto, está correctamente dimensionado dado que puede soportar la corriente máxima que circula por el conductor (14,3 A) y la tensión máxima de operación. Además, permite la conexión de conductores de sección entre 1 y 10 mm², siendo apto por tanto para los cables escogidos de 10 mm². En el Anexo A se pueden consultar sus especificaciones en mayor detalle.

En la Ilustración 15 se observa que cuenta con una maneta negra como mando, lo que facilita una operación sencilla, y se ubicará en el cuadro de protección de CC.



Ilustración 15: Interruptor seccionador Lovato Electric GD025AT2. Fuente: Lovato Electric. [67]

Tras haber realizado un análisis de mercado, se ha localizado un proveedor que proporciona este modelo a un precio de 30 euros. [68]

3.4.6.2 Puesta a tierra

Su función principal es proteger a las personas y a los equipos frente a descargas eléctricas, derivando cualquier fuga hacia el suelo en caso de fallo y contacto accidental. El REBT establece en el ITC-BT-40 lo siguiente: “*Toda instalación generadora deberá estar provista de sistemas de puesta a tierra para asegurar que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en el Reglamento.*”

Dado que se trata de una instalación generadora conectada a red, el esquema de puesta a tierra será el TT, donde la compañía eléctrica y la vivienda están conectadas a dos tomas de tierra separadas.

Por tanto, en la instalación fotovoltaica diseñada será necesario conectar las masas a la toma de tierra de la vivienda. En el caso de los paneles escogidos, cuentan con unos agujeros de diámetro 4,2 mm con el símbolo de tierra (\perp) destinados a dicha conexión.[66] Esto concuerda el apartado 3.4 del ITC-BT-18, donde se establece que la sección de los conductores de protección debe ser como mínimo la sección de los conductores de fase. En el caso de la interconexión de los paneles solares, los conductores seleccionados tienen una sección de 4 mm².

$$\text{Si } S_{cond} < 16\text{mm}^2 \rightarrow S_{\text{mín tierra}} = S_{cond} = 4\text{ mm}^2 < 4,2\text{ mm}^2$$

Por otro lado, el inversor también cuenta con una salida destinada a la puesta a tierra. En el caso del conector de salida del inversor, la sección seleccionada en apartados anteriores es de 10 mm², luego siguiendo la normativa el cable de puesta a tierra tendrá la misma sección.

$$\text{Conductores Inversor} - \text{Cuadro AC} \rightarrow 2 \times 10\text{ mm}^2 + 10\text{ mm}^2 \text{ TT}$$

3.4.6.3 Interruptor Automático

El REBT establece que deben instalarse interruptores automáticos magnetotérmicos en instalaciones domésticas para proteger tanto contra cortocircuitos como contra sobrecargas (ITC-BT-22). Estos dispositivos se dimensionan escogiendo el calibre normalizado inmediatamente superior a la corriente que circula por el conductor.

La corriente máxima que circula por el conductor que une el inversor con el cuadro de protección AC y medida es 10 A. Por tanto, según la Tabla 17 se observa que el calibre normalizado que debemos escoger es 16 A. Además, dado que se trata de una instalación de uso doméstico se selecciona la Curva C, cuyo disparo magnético tiene lugar cuando transcurre una corriente entre 5 y 10 veces la intensidad nominal, es decir, entre 100 y 200 A.

1	2	3	4	6	10	16	20	25	32	40
63	80	100	125	160	200	250	400	500	630	800
1000	1250	1600	2000	2500	3000	3200	4000	5000	6300	

Tabla 17: Calibres normalizados Interruptores Automáticos (en amperios). Fuente: REBT.

Una vez escogido el calibre, según el ITC-BT-22 es necesario realizar dos comprobaciones. En primer lugar, debe cumplirse lo siguiente:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1,3 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot I_z$$

Donde:

- I_b es la corriente para la que se ha diseñado el circuito. En el caso del tramo entre el inversor y el Cuadro de medida y protección AC es 10 A.
- I_n es el calibre del dispositivo de protección.
- I_z es la corriente admisible del cable, cuyo valor es 68,35 A para el tramo objeto de estudio (calculada en la sección 3.4.5.2.2).

Comprobamos que se cumplen las condiciones anteriores con el calibre escogido:

$$10 \text{ A} \leq 16 \text{ A} \leq 68,35 \text{ A}$$

$$1,3 \cdot 16 \text{ A} \leq 1,45 \cdot 68,35 \text{ A}$$

Tras haber buscado entre distintos proveedores, se ha localizado el modelo MUN216A del fabricante Hager. Se trata de un interruptor automático magnetotérmico de calibre 16 A y

Curva C, cuenta con 2 polos dado que el cableado es monofásico y tiene un precio de 46 euros.[69] En el Anexo A se pueden consultar sus especificaciones en mayor detalle.



Ilustración 16: Interruptor automático Hager MUN216A. Fuente: Hager. [69]

El esquema unifilar completo de la instalación se muestra en la Figura 25, cuyo plano puede consultarse en el Anexo B.

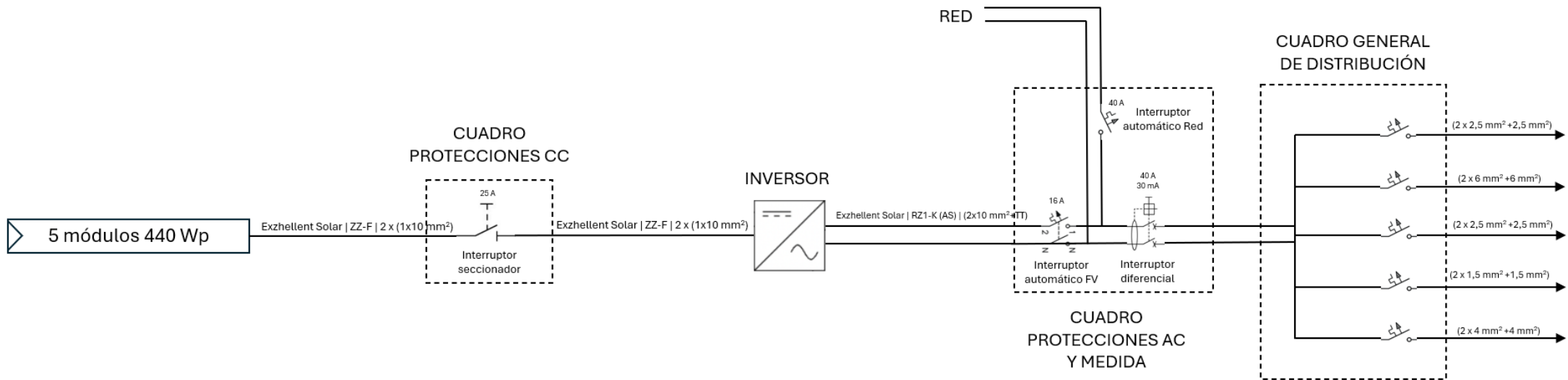


Figura 25: Esquema unifilar. Elaboración propia.

3.5 Energía generada por la instalación

Una vez dimensionada la instalación fotovoltaica, es fundamental realizar un análisis detallado del comportamiento energético de la instalación con y sin batería. Específicamente, se evaluará la energía autoconsumida, la energía vertida a la red y la energía adquirida directamente de la red eléctrica.

Para llevar a cabo este estudio, se ha utilizado el programa PVSyst, una herramienta muy reconocida en el ámbito de la simulación de sistemas fotovoltaicos. Este programa permite modelar con alto grado de precisión el rendimiento de la instalación a lo largo del año, teniendo en cuenta factores clave como la curva de consumo horario de la vivienda, la radiación solar incidente, la orientación e inclinación de los paneles, así como las pérdidas por eficiencia de componentes, sombras y temperatura.

En esta sección se analizarán los siguientes aspectos: la producción anual de energía, la parte de energía autoconsumida y vertida a la red, el rendimiento de las instalaciones y las pérdidas del sistema. Este análisis comparativo aportará información clave para la posterior estimación de costes energéticos y del beneficio económico que representa cada alternativa.

3.5.1 RESULTADOS PVSYST Y COMPARATIVA DE INSTALACIÓN CON Y SIN BATERÍA

Para poder realizar las simulaciones correspondientes es necesario configurar el sistema en el programa. En primer lugar, se define el tipo de plano (plano inclinado fijo), la orientación de la cubierta e inclinación de los paneles, tal y como se muestra en la Figura 26. También se ha realizado una representación tridimensional de la vivienda y los objetos cercanos, con el fin de simular con precisión las posibles sombras que puedan afectar al rendimiento de la instalación. Asimismo, se seleccionan en el programa los componentes escogidos (paneles solares e inversor) y su configuración en el apartado “Sistema” (Figura 27). PVSyst dispone de una base de datos con las características y especificaciones de cada componente, que usará para estimar las pérdidas de eficiencia del conjunto y estimar la generación total.

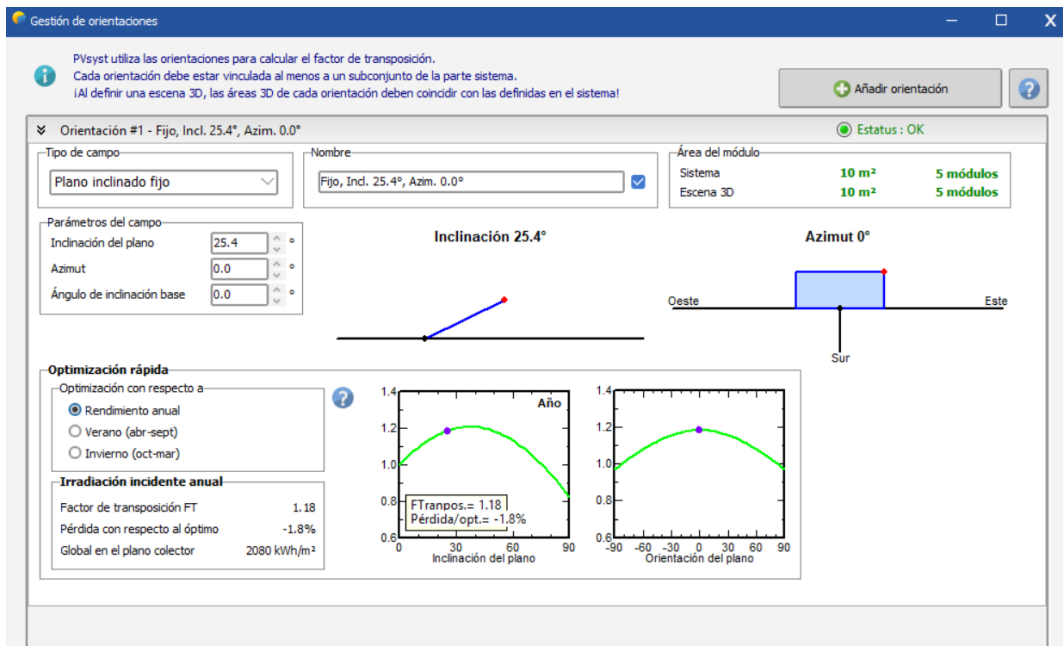


Figura 26: Configuración Orientación del sistema en PVsyst.

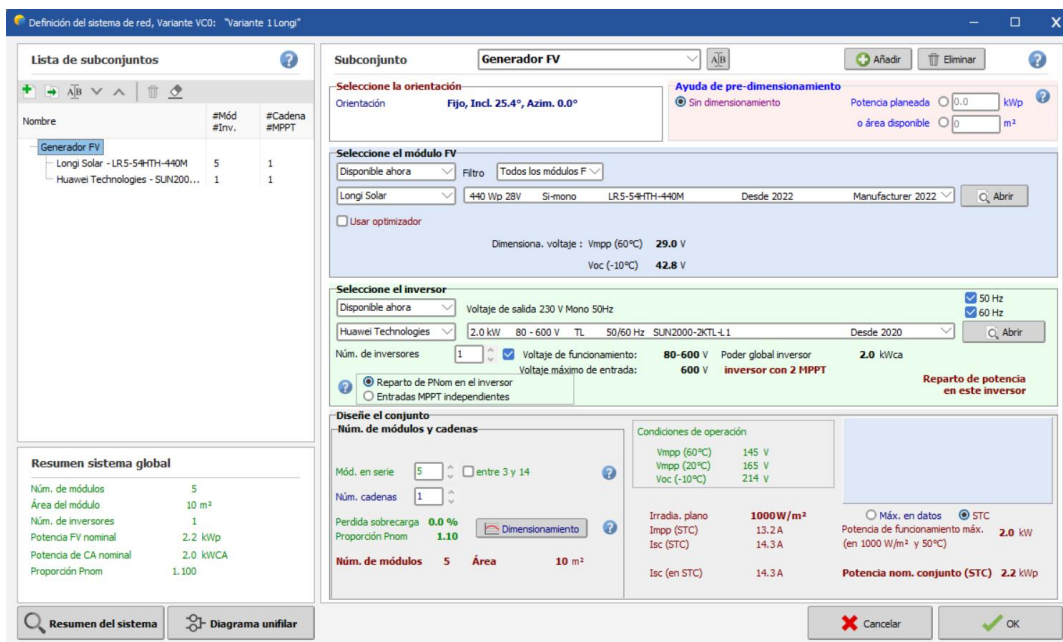


Figura 27: Configuración elementos del sistema en PVsyst.

Finalmente, es necesario cargar en el programa la curva de demanda anual de la vivienda por horas. El resultado de las simulaciones se recoge en la Tabla 18 y la Tabla 19, donde se muestra la energía generada, autoconsumida y vertida a la red en cada caso.

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SIN BATERÍA													
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL ANUAL
Energía demandada (kWh)	292,3	208,6	209,7	340,4	322,4	221,4	103,7	200,7	253,7	243,9	262,0	296,0	2954,8
Energía generada (kWh)	212,0	236,5	300,7	323,0	365,0	374,6	409,9	392,8	325,8	271,4	195,9	194,3	3601,9
Energía autoconsumida (kWh)	94,9	84,6	93,2	147,5	146,0	114,2	55,9	98,3	105,1	93,8	71,5	82,2	1187,2
Energía vertida (kWh)	117,1	151,9	207,5	175,5	219,0	260,4	354,0	294,5	220,7	177,6	124,4	112,1	2414,7
Energía comprada (kWh)	197,4	124,0	116,5	192,9	176,4	107,2	47,8	102,4	148,6	150,1	190,5	213,8	1767,6
Ahorro energético (kWh)	94,9	84,6	93,2	147,5	146,0	114,2	55,9	98,3	105,1	93,8	71,5	82,2	1187,2
Ahorro energético (%)	32%	41%	44%	43%	45%	52%	54%	49%	41%	38%	27%	28%	40%

Tabla 18: Balance de energía del sistema solar fotovoltaico sin batería. Datos recuperados de PVSystem (Anexo C).

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON BATERÍA													
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL ANUAL
Energía demandada (kWh)	292,3	208,6	209,7	340,4	322,4	221,4	103,7	200,7	253,7	243,9	262,0	296,0	2954,8
Energía generada (kWh)	198,7	217,4	280,1	307,7	344,3	353,9	389,9	375,0	308,6	251,9	182,2	176,6	3386,3
Energía autoconsumida (kWh)	173,6	159,2	175,2	224,2	231,9	204,1	98,6	174,4	189,6	173,7	138,1	148,9	2091,5
Energía vertida (kWh)	25,1	58,2	104,9	83,5	112,4	149,8	291,3	200,6	119,0	78,2	44,1	27,7	1294,8
Energía comprada (kWh)	118,7	49,4	34,5	116,2	90,5	17,3	5,2	26,4	64,1	70,1	123,9	147,2	863,5
Ahorro energético (kWh)	173,6	159,2	175,2	224,2	231,9	204,1	98,6	174,4	189,6	173,7	138,1	148,9	2091,5
Ahorro energético (%)	59%	76%	84%	66%	72%	92%	95%	87%	75%	71%	53%	50%	71%

Tabla 19: Balance de energía del sistema solar fotovoltaico con batería. Datos recuperados de PVSystem (Anexo C).

Se observa que la instalación con batería proporciona un mayor ahorro energético, gracias a un nivel de autoconsumo superior tanto en horas diurnas como nocturnas. Además, se aprecia un mayor aprovechamiento energético durante los meses de alta radiación solar, que coinciden con una menor demanda eléctrica.

A continuación, se procederá a un análisis detallado del rendimiento de ambas configuraciones, evaluando la eficiencia global del sistema, las pérdidas y la energía generada en cada instalación.

3.5.2 ANÁLISIS INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SIN BATERÍA

Al simular el funcionamiento de la instalación, es importante analizar las pérdidas del sistema, que condicionan el rendimiento de la planta solar fotovoltaica. El Performance Ratio (PR) es un indicador que mide la eficiencia del sistema dividiendo el rendimiento real del sistema entre el teórico total. Por tanto, este término tiene en cuenta las distintas pérdidas del sistema (inversor, cableado, sombras, suciedad, degradación...) dado que mide la relación entre la energía continua generada y la aprovechada en alterna. Se calcula a continuación:

$$PR(\%) = \frac{\text{Energía FV aprovechada}}{\text{Energía teórica en condiciones STC}}$$

Donde los valores de energía FV aprovechada (vertida a la red + autoconsumida) e irradiancia anual vienen determinados en el informe de PVSyst (Anexo C). Por otro lado, la potencia fotovoltaica instalada es 2,2 kW (5 módulos de 440 Wp).

$$PR(\%) = \frac{(1187,2 + 2.414,8) \text{ kWh}}{4.325,5 \text{ kWh}} = 83,27\%$$

Observamos que prácticamente coincide con el valor obtenido en PVSyst (80,24%). Teniendo en cuenta que los valores típicos de instalaciones solares bien dimensionadas se encuentran entre 75% y 85%, podemos afirmar que la instalación solar fotovoltaica está correctamente diseñada.

El programa PVSyst tiene en cuenta en sus simulaciones las pérdidas del sistema relativas a posibles sombras, suciedad, eficiencia de los paneles e inversor, entre otras. A continuación, se explican en detalle algunas de las más relevantes:

- **Sombreado:** Sombras provocadas por obstáculos cercanos afectan negativamente al rendimiento de los paneles. Aunque en el caso de esta instalación no hay obstáculos de mayor altitud que la cubierta sobre la que se colocan los paneles, durante las últimas horas del día se genera un sombreado que resulta unas pérdidas del 0,3%.
- **Pérdidas por suciedad:** dado que se llevará a cabo un mantenimiento anual y limpieza, se considera por defecto un valor del 2%.
- **Factor IAM (Incidence Angle Modifier):** se refiere a la reducción de la cantidad de radiación solar que realmente llega a las células fotovoltaicas debido al ángulo con el que inciden los rayos solares. Cuanto mayor es la desviación del ángulo de incidencia respecto de 90°, mayor es la radiación reflejada y, por tanto, las pérdidas. En este caso este factor corresponde a un 1,8%.
- **Pérdidas por temperatura:** este factor depende de los parámetros de temperatura determinados por el fabricante de los paneles solares. Tal y como se explicó en secciones anteriores (sección 2.3.2) las pérdidas por temperaturas elevadas de operación de los módulos tienen un efecto muy negativo en su rendimiento, siendo en este caso del orden del 8,1%.
- **LID (Light Induced Degradation):** la exposición de los paneles solares a la radiación solar durante el primer año resulta en una degradación de los paneles y este factor viene determinado por las especificaciones del fabricante. El programa PVSyst toma en este caso el valor 1,5% dado que es el término medio del rango de valores indicado por el fabricante: tolerancia de potencia de salida entre 0 ~ 3%.

La Figura 28 muestra el diagrama de Sankey de pérdidas, desarrollado por el programa PVSyst con los parámetros indicados.

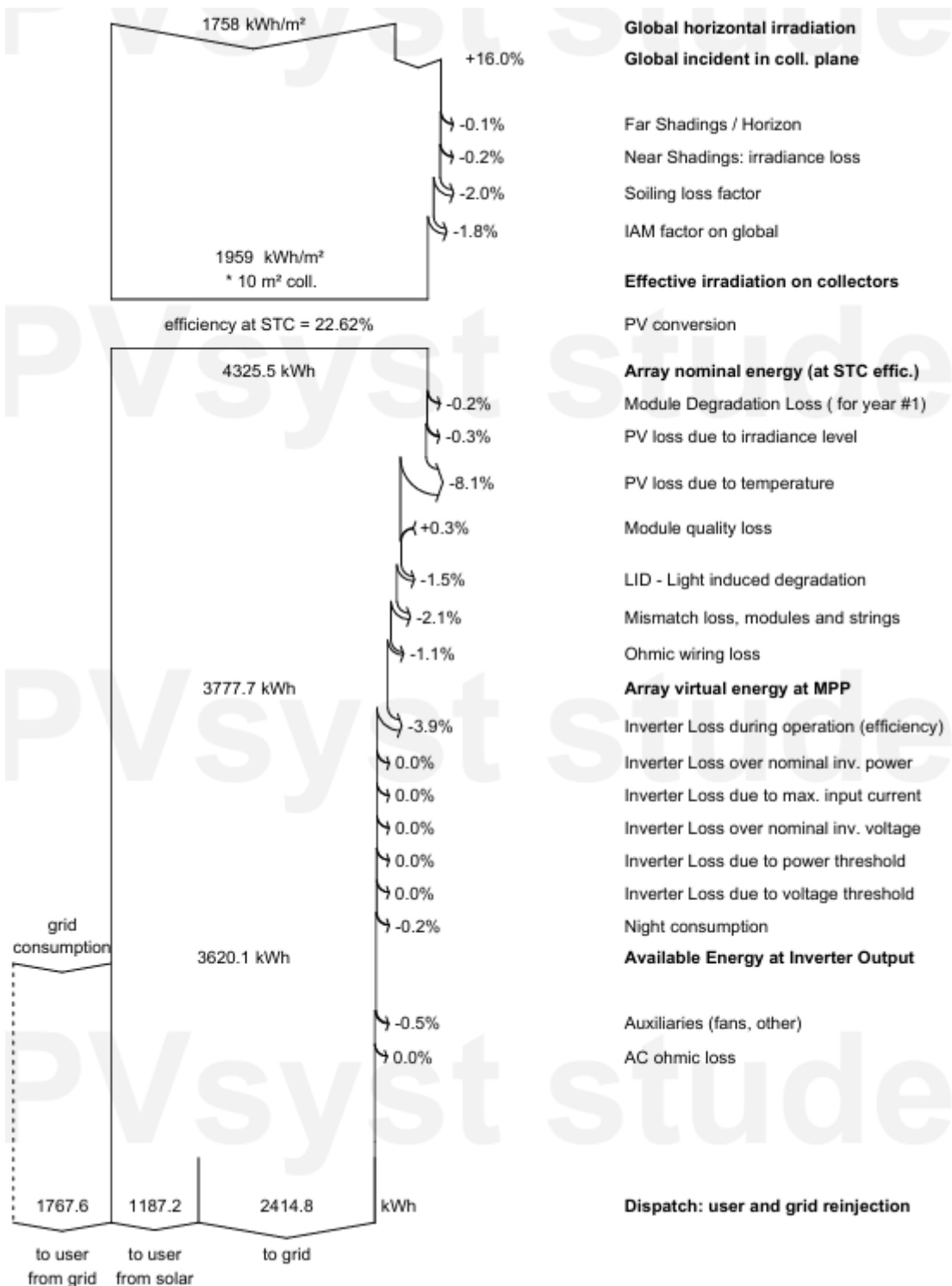


Figura 28: Diagrama de pérdidas (Sankey) de la instalación solar fotovoltaica sin batería.
Fuente: Informe PVSystem, Anexo C.

Además de las pérdidas ya expuestas, existen unas pérdidas asociadas a la degradación de los paneles solares. Esto implica que a medida que pasan los años la energía generada por la instalación se reduce. Con el fin de hacer este análisis lo más preciso posible, hemos simulado la energía generada 5, 10, 15, 20, 25 y 30 años tras la instalación. A partir de los datos calculados por PVSyst en estos años hemos identificado la línea de tendencia (Figura 29) y obtenido por regresión la generación de la instalación durante su vida útil (Tabla 20).

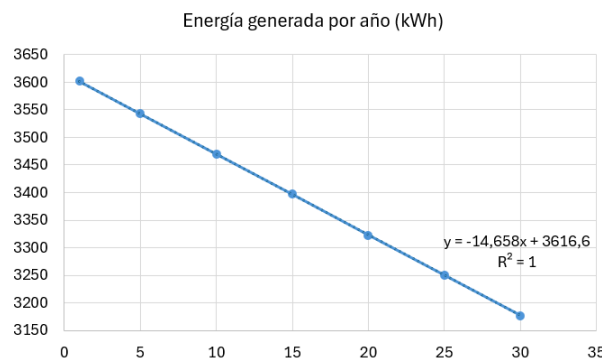


Figura 29: Regresión de la energía generada a lo largo de la vida útil del sistema fotovoltaico sin batería. Elaboración propia. Datos recuperados de los informes de PVSyst.

Se observa que hay una generación total de 101.682 kWh durante toda la vida útil de la instalación, lo que equivale a una media de 3.389,4 kWh por año. A partir de este valor se pueden calcular las horas equivalentes de funcionamiento a potencia nominal, así como el factor de capacidad. Este último es un indicador que mide la eficiencia de uso de la planta a su máxima potencia y se calcula como la energía generada real por año entre la máxima que podría haber generada funcionando a potencia nominal durante ese periodo.

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Energía real generada}}{\text{Energía máxima posible}} = \frac{3.389,4 \text{ kWh}}{8.760 \text{ h} \cdot 2,2 \text{ kWh}} = 17,58\%$$

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{3.389,4 \text{ kWh}}{2,2 \text{ kWh}} = 1.540 \text{ horas}$$

El factor de capacidad suele tener valores entre 15% y 25% debido a las condiciones climáticas, pérdidas del sistema y eficiencia de la tecnología empleada, luego se encuentra dentro de los valores normales.

Año	Energía generada (kWh)
1	3601,9
2	3587,3
3	3572,6
4	3558,0
5	3543,3
6	3528,7
7	3514,0
8	3499,3
9	3484,7
10	3470,0
11	3455,4
12	3440,7
13	3426,0
14	3411,4
15	3396,7
16	3382,1
17	3367,4
18	3352,8
19	3338,1
20	3323,4
21	3308,8
22	3294,1
23	3279,5
24	3264,8
25	3250,2
26	3235,5
27	3220,8
28	3206,2
29	3191,5
30	3176,9
Total	101682,0
Promedio de energía generada al año	3389,4
Horas	1540,636818
Factor de capacidad	0,175871783

Tabla 20: Energía generada por la instalación solar fotovoltaica sin batería en su vida útil. Elaboración propia.

3.5.3 ANÁLISIS INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON BATERÍA

Calculamos el Performance Ratio a partir de los datos generados en el informe, tal y como sigue:

$$PR(\%) = \frac{(2.091,5 + 1.294,9) \text{ kWh}}{4.325 \text{ kWh}} = 78,29\%$$

Este valor es inferior al valor de la instalación sin batería, pero sigue manteniéndose dentro de los valores típicos, luego podemos afirmar que la instalación solar fotovoltaica está correctamente diseñada.

Además de las pérdidas de la instalación solar sin batería, en este caso hay que tener en cuenta también las pérdidas debidas a la conexión de la batería, que se deben a la energía perdida en la carga y descarga de la batería, tal y como se muestra en la Figura 30.

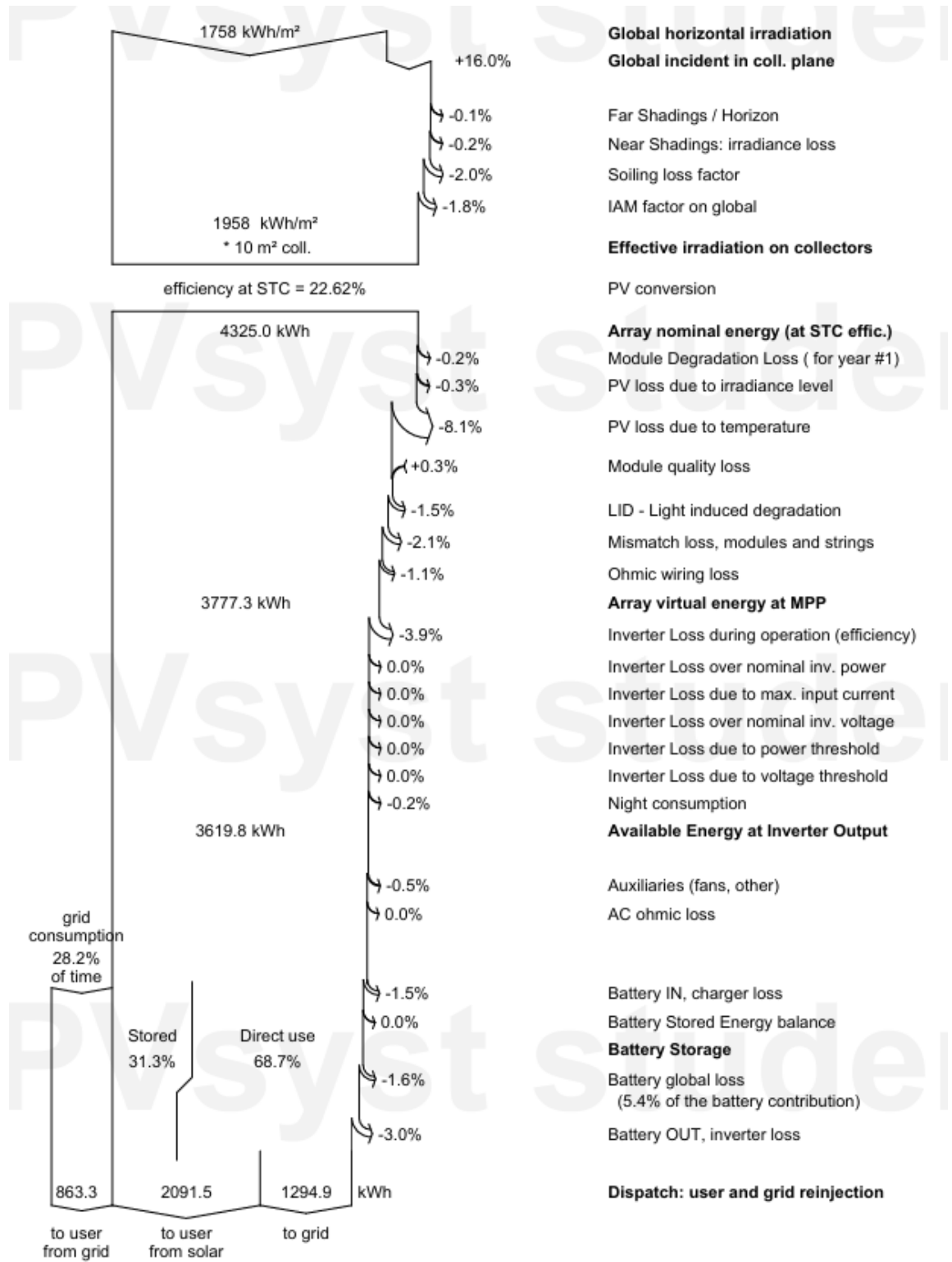


Figura 30: Diagrama de pérdidas (Sankey) de la instalación solar fotovoltaica con batería. Fuente: Informe PVSystem, Anexo C.

También se ha realizado una regresión a partir de las simulaciones en los años 1, 5, 10, 15, 20, 25 y 30 tras la instalación de la planta, con el fin de obtener la generación real durante su vida útil.

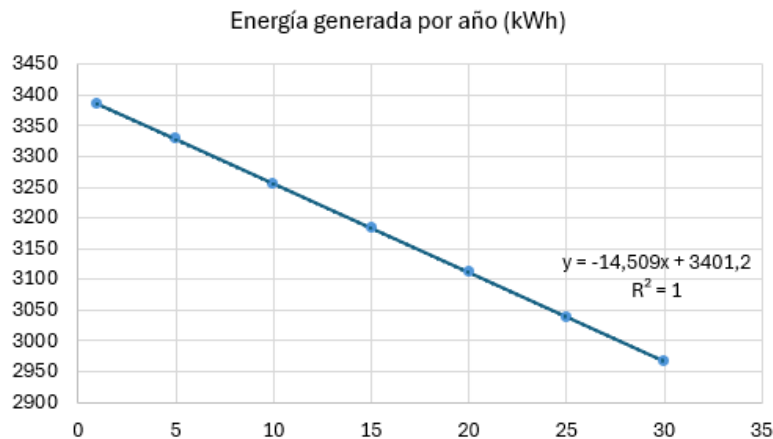


Figura 31: Regresión de la energía generada a lo largo de la vida útil del sistema fotovoltaico con batería. Elaboración propia. Datos recuperados de los informes de PVSystem.

Las mayores pérdidas por la conexión y uso de la batería conllevan una menor generación. En este caso la generación total durante los 30 años es de 95.288,9 kWh, un 7% inferior a la instalación sin batería. Es por ello que también se reduce tanto el factor de capacidad como las horas equivalentes de uso a potencia nominal.

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Energía real generada}}{\text{Energía máxima posible}} = \frac{3.176,3 \text{ kWh}}{8.760 \text{ h} \cdot 2,2 \text{ kWh}} = 16,48\%$$

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{3.176,3 \text{ kWh}}{2,2 \text{ kWh}} = 1.443,7 \text{ horas}$$

Estos valores se encuentran también dentro del rango habitual (15% ~ 25%).

Año	Energía generada (kWh)
1	3386,3
2	3372,2
3	3357,7
4	3343,2
5	3328,7
6	3314,1
7	3299,6
8	3285,1
9	3270,6
10	3256,1
11	3241,6
12	3227,1
13	3212,6
14	3198,1
15	3183,6
16	3169,1
17	3154,5
18	3140,0
19	3125,5
20	3111,0
21	3096,5
22	3082,0
23	3067,5
24	3053,0
25	3038,5
26	3024,0
27	3009,5
28	2994,9
29	2980,4
30	2965,9
Total	95288,9
Promedio de energía generada al año	3176,3
Horas	1443,771576
Factor de capacidad	0,164814107

Tabla 21: Energía generada por la instalación solar fotovoltaica con batería en su vida útil. Elaboración propia.

3.5.4 CÁLCULOS ADICIONALES

Para estimar la eficiencia de la instalación y coherencia de los resultados obtenidos, se van a realizar una serie de cálculos: la cobertura de demanda anual, el ratio de aprovechamiento fotovoltaico y el porcentaje de energía vertida a la red.

La cobertura de demanda anual es el porcentaje de demanda anual que es suplido por la instalación solar fotovoltaica.

$$CD_{no\ bat}(\%) = \frac{\text{Energía FV autoconsumida}}{\text{Demanda energética}} = \frac{1187,2}{2955} = 40,18\%$$

$$CD_{con\ bat}(\%) = \frac{\text{Energía FV autoconsumida}}{\text{Demanda energética}} = \frac{2091,5}{2955} = 70,78\%$$

Se observa que en el caso de la instalación solar fotovoltaica sin batería es considerablemente inferior debido a que gran parte de la demanda energética se produce en las horas sin luz solar, no pudiendo por tanto suplir esa demanda, a diferencia de la instalación con batería. Sin embargo, en ambos casos los valores son razonables y de acuerdo con lo habitual en instalaciones solares fotovoltaicas en viviendas.

Por otro lado, el aprovechamiento fotovoltaico se mide como la cantidad de energía fotovoltaica utilizada del total de la producida.

$$AFV_{no\ bat}(\%) = \frac{\text{Energía FV autoconsumida}}{\text{Energía FV producida}} = \frac{1187,2}{3602} = 32,96\%$$

$$AFV_{con\ bat}(\%) = \frac{\text{Energía FV autoconsumida}}{\text{Energía FV producida}} = \frac{2091,5}{3386,4} = 61,76\%$$

Al igual que en el caso anterior, la batería solar permite aumentar considerablemente este ratio, dado que permite aprovechar más energía.

Por último, el porcentaje de energía vertido a la red del total generado se calcula como sigue:

$$Vertido_{no\ bat}(\%) = 1 - AFV_{no\ bat} = 67,04\%$$

$$Vertido_{con\ bat}(\%) = 1 - AFV_{con\ bat} = 38,24\%$$

Capítulo 4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Tras haber realizado las simulaciones correspondientes y haber estimado la energía generada, vertida, autoconsumida y consumida de la red, tanto en la instalación con batería como en la que carece de ella, procedemos a realizar un análisis económico de rentabilidad que determinará la instalación solar fotovoltaica que elegiremos finalmente, en función del beneficio económico que suponga cada una.

En este capítulo se realizará primero un presupuesto estimado de cada instalación, se analizarán las posibles subvenciones que apliquen en cada caso y, por último, se estimarán el periodo de retorno de la inversión (Payback), el valor actual neto de la inversión y la tasa interna de retorno.

4.1 Presupuesto

El presupuesto del proyecto se ha dividido en tres secciones: los elementos de la instalación, la instalación y montaje y los trámites administrativos.

Los elementos de la instalación incluyen los paneles solares, la estructura de soporte de dichos paneles, el inversor, el cableado tanto de continua como de alterna y la aparamenta. Los precios por unidad de cada uno se han ido indicando en las secciones correspondientes a lo largo del proyecto.

En cuanto a la instalación y montaje, se ha estimado que se requerirá un servicio de transporte de materiales durante el primer día de obra, 1 operario para el montaje eléctrico y 2 operarios para el anclaje de estructuras y paneles, al tratarse de una instalación pequeña se ha supuesto que tan solo será necesario 3 días de laborables con una jornada de 8 horas diarias para completar la instalación. Además, basándonos en las tarifas de proyectos similares en Torrelodones, se ha estimado que la tarifa horaria de los operarios podría rondar los 20 euros por hora. Por tanto, tanto en el caso de instalación como de montaje eléctrico, el

coste total por operario sería de: $25 \frac{\text{€}}{\text{hora}} \cdot 24 \text{ horas} = 600 \text{ €}$. [70] Se han incluido también los costes de dirección de obra y el seguro de construcción, cuyos costes estimados son de 400 y 90 euros, respectivamente.

En cuanto a los trámites administrativos, es necesario contar con la licencia de obra correspondiente. Este apartado incluye tanto el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (OCIO), que es del 4% sobre el coste real de la obra, como la tasa para la obtención de la licencia de obra (30 euros). Por tanto, supondrá un coste aproximado de: [71]

$$\text{Licencia obra} = 0,04 \cdot 4.013 \text{ €} + 30 \text{ €} = 190 \text{ €}$$

Dado que en este caso se solicitará la subvención de reducción del IRPF (sección 4.2), cuyo requisito es poseer un Certificado de Eficiencia Energética que demuestre la mejora de la vivienda tras la instalación, será imprescindible solicitar dicho documento. De acuerdo con Tinsa, una plataforma de valoración de inmuebles que gestiona este tipo de trámites tendría un coste aproximado de 105 euros. [72]

El coste total teniendo en cuenta todo lo anterior para el caso de la instalación solar fotovoltaica sin batería sería de aproximadamente 4.203,27 euros.

Descripción	Unidades / metros	Precio por unidad (€/ud.)	Coste total (€)
Elementos de la instalación			
Módulo fotovoltaico LONGI Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 440 Wp	5 ud.	96,8	484
Estructura de soporte (Sunfer 02V)	5 ud.	59	295
Inversor Huawei SUN2000-2KTL-L1	1 ud.	427	427
Cableado			
Cableado Exzhellent Solar RZ1-K (AS) (tramo AC)	9,4 metros	6,25	58,75
Cableado Exzhellent Solar ZZ-F (tramo CC)	38 metros	2,04	77,52
			136,27
Aparamenta			
Interruptor Seccionador CC	1 ud.	30	30
Interruptor automático	1 ud.	46	46
			76
			1418,27
Instalación y montaje			
Tramitación y dirección de obra	1 ud.	400	400
Montaje eléctrico (24 horas)	1 oper.	600	600
Anclaje de estructuras y paneles (24 horas)	2 oper.	600	1200
Seguro de construcción	1 ud.	90	90
Transporte de materiales	1 día	200	200
			2490
Trámites administrativos			
Licencia de obra	1 ud.	190	190
Solicitud Certificado de Eficiencia Energética	1 ud.	105	105
			295
		TOTAL	4203,27

Figura 32: Presupuesto instalación solar fotovoltaica sin batería. Elaboración propia.

Para el caso de la instalación solar fotovoltaica con batería se ha añadido el coste de la batería escogida, además del cableado correspondiente para su conexión. También es ligeramente superior el coste de licencia de obra, teniendo en cuenta el mayor coste de inversión:

$$\text{Licencia obra} = 0,04 \cdot 6.900 \text{ €} + 30 \text{ €} = 305 \text{ €}$$

Finalmente, supondría un coste total de inversión en el primer año de 7.208,27 euros.

Descripción	Unidades / metros	Precio por unidad (€/ud.)	Coste total (€)
Elementos de la instalación			
Módulo fotovoltaico LONGI Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 440 Wp	5 ud.	96,8	484
Estructura de soporte (Sunfer 02V)	5 ud.	59	295
Inversor Huawei SUN2000-2KTL-L1	1 ud.	427	427
Batería Huawei LUNA 2000-5-S0	1 ud.	2890	2890
Cableado			
Cableado Exzhellent Solar RZ1-K (AS) (tramo AC)	9,4 metros	6,25	58,75
Cableado Exzhellent Solar ZZ-F (tramo CC)	38 metros	2,04	77,52
			136,27
Aparamenta			
Interruptor Seccionador CC	1 ud.	30	30
Interruptor automático	1 ud.	46	46
			76
			4308,27
Instalación y montaje			
Tramitación y dirección de obra	1 ud.	400	400
Montaje eléctrico (24 horas)	1 oper.	600	600
Anclaje de estructuras y paneles (24 horas)	2 oper.	600	1200
Seguro de construcción	1 ud.	90	90
Transporte de materiales	1 día	200	200
			2490
Trámites administrativos			
Licencia de obra	1 ud.	305	305
Solicitud Certificado de Eficiencia Energética	1 ud.	105	105
			410
		TOTAL	7208,27

Figura 33: Presupuesto instalación solar fotovoltaica con batería. Elaboración propia.

4.2 Subvenciones

Tras haber realizado un estudio de las posibles ayudas económicas y subvenciones aplicables a esta instalación solar fotovoltaica, se han identificado dos de gran relevancia: la reducción del IBI y la deducción sobre el IRPF.

El ayuntamiento de Torreldones ofrece una bonificación del 35% sobre la cuota del Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) a las edificaciones de uso residencial ubicadas en esta localidad en las que se instalen sistemas solares fotovoltaicos, con el fin de promover el uso de fuentes de energía renovables. Esta bonificación se aplica sobre los tres periodos impositivos siguientes tras la finalización de la instalación. Para tener derecho a este beneficio es necesario que haya una generación anual de al menos 2.200 kWh por cada 100 m² construidos y que represente al menos un 50% del suministro.[73][74] Teniendo en cuenta que según

el catastro la vivienda cuenta con 247 m² construidos, comprobamos si se cumple para el caso de nuestra instalación:

$$\text{Generación mínima} = \frac{2.200 \text{ kWh}}{100 \text{ m}^2} \cdot 247 \text{ m}^2 = 5.434 \text{ kWh}$$

$$\text{Instalación sin batería} \rightarrow \text{Generación anual} = 3.601,9 \text{ kWh} < 5.434 \text{ kWh}$$

$$\text{Instalación con batería} \rightarrow \text{Generación anual} = 3.386,3 \text{ kWh} < 5.434 \text{ kWh}$$

En este caso, no se recibiría la bonificación del IBI al no cumplir el requisito de generación mínima en ninguno de los casos.

Por otro lado, desde hace unos años aquellos usuarios que instalen placas solares fotovoltaicas en sus viviendas pueden beneficiarse de una reducción sobre el IRPF, con el objetivo de fomentar la eficiencia energética y el uso de energías renovables en nuestro país. Esta medida se ha renovado para el año 2025, luego es aplicable a todas instalaciones que se implanten en este periodo. Este ahorro es proporcional a la mejora de eficiencia energética que se logre con la instalación. En el caso de esta instalación solar fotovoltaica, aplica tanto en el caso de con batería como de sin ella una deducción del 40% de la inversión inicial (hasta un máximo de 7.500 euros), dado que la instalación reduce un 30% el consumo de energía no renovable.[75]

$$\text{Ahorro energía}_{no \text{ renov}} (\%) = \frac{\text{Energía autoconsumida}}{\text{Energía demandada}}$$

Realizamos las comprobaciones correspondientes:

$$\text{Instalación sin batería} \rightarrow \text{Ahorro energía}_{no \text{ renov}} = \frac{33.514,4 \text{ kWh}}{88.644 \text{ kWh}} = 37,8 \%$$

$$\text{Instalación con batería} \rightarrow \text{Ahorro energía}_{no \text{ renov}} = \frac{58.853,8 \text{ kWh}}{88.644 \text{ kWh}} = 66,4 \%$$

Se han tomado como energía autoconsumida y demandada el total de la vida útil de la instalación solar fotovoltaica (30 años), dado que la generación disminuye a lo largo de los años. En ambos casos se obtienen valores superiores al 30%. Por tanto, el descuento sobre el IRPF el primer año sería de:

$$\text{Instalación sin batería} \rightarrow \text{Descuento IRPF} = 0,4 \cdot 4.203,27 = 1.681,3 \text{ €}$$

$$\text{Instalación con batería} \rightarrow \text{Descuento IRPF} = 0,4 \cdot 7.208,27 = 2.883,3 \text{ €}$$

4.3 Análisis de rentabilidad

Para realizar una comparativa de ambas instalaciones y ver cuál de ellas sería rentable económicamente, se ha realizado una estimación de la factura eléctrica anual a lo largo de la vida útil de la instalación. En el cálculo se ha considerado que la energía comprada a la compañía eléctrica tiene un coste de 0,155 €/kWh y que, de acuerdo con lo establecido por Endesa, la tarifa de venta de los excedentes es de 0,06 €/kWh. [76]

Es importante tener en cuenta que en ningún caso la factura eléctrica será negativa, luego en caso de que en un mes determinado la compensación de venta de excedentes sea superior a la compra de energía de la red, la factura eléctrica será nula. Por ello, calcularemos primero la compensación real de excedentes por mes, así como la factura total a final de año.

En el caso de la instalación solar sin batería (Tabla 22), se puede observar que en los meses de mayor radiación (julio y agosto), que a su vez son los de menor demanda energética en la vivienda, la compensación de energía vertida supera la compra de energía de red. Por tanto, en ambos casos la factura energética sería nula. Supondría un ahorro económico anual en la factura del 68%.

Por otro lado, en el caso de la instalación con batería (Tabla 23), la energía comprada de la red es mucho menor, gracias al mayor aprovechamiento de la energía solar durante las horas sin luz. Por ello, la factura resulta ser nula en los meses de marzo, junio, julio y agosto, con un ahorro económico anual en la factura del 81%.

	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SIN BATERÍA												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL ANUAL
Energía vertida (kWh)	117,1	151,9	207,5	175,5	219,0	260,4	354,0	294,5	220,7	177,6	124,4	112,1	2414,7
Energía comprada (kWh)	197,4	124,0	116,5	192,9	176,4	107,2	47,8	102,4	148,6	150,1	190,5	213,8	1767,6
Coste energía consumida de red (€)	30,60	19,22	18,06	29,90	27,34	16,62	7,41	15,87	23,03	23,27	29,53	33,14	273,98
Compensación real de excedentes (€)	7,03	9,11	12,45	10,53	13,14	15,62	7,41	15,87	13,24	10,66	7,46	6,73	129,25
Factura mensual tras la instalación (€)	23,57	10,11	5,61	19,37	14,20	0,99	0,00	0,00	9,79	12,61	22,06	26,41	144,73
Factura inicial (€)	45,34	32,33	32,50	52,76	49,97	34,32	16,07	31,11	39,32	37,80	40,61	45,88	458,02
Ahorro económico (€)	21,76	22,23	26,90	33,39	35,77	33,33	16,07	31,11	29,53	25,20	18,55	19,47	313,30
Ahorro económico (%)	48%	69%	83%	63%	72%	97%	100%	100%	75%	67%	46%	42%	68%

Tabla 22: Cálculo de la factura energética por mes (instalación sin batería). Elaboración propia.

	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON BATERÍA												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL ANUAL
Energía vertida (kWh)	25,1	58,2	104,9	83,5	112,4	149,8	291,3	200,6	119,0	78,2	44,1	27,7	1294,8
Energía comprada (kWh)	118,7	49,4	34,5	116,2	90,5	17,3	5,2	26,4	64,1	70,1	123,9	147,2	863,5
Coste energía consumida de red (€)	18,40	7,66	5,35	18,01	14,03	2,68	0,81	4,09	9,94	10,87	19,20	22,82	133,84
Compensación real de excedentes (€)	1,51	3,49	5,35	5,01	6,74	2,68	0,81	4,09	7,14	4,69	2,65	1,66	45,82
Factura mensual tras la instalación (€)	16,89	4,17	0,00	13,00	7,28	0,00	0,00	0,00	2,80	6,17	16,56	21,15	88,02
Factura inicial (€)	45,34	32,33	32,50	52,76	49,97	34,32	16,07	31,11	39,32	37,80	40,61	45,88	458,02
Ahorro económico (€)	28,44	28,17	32,50	39,76	42,69	34,32	16,07	31,11	36,53	31,63	24,05	24,73	370,00
Ahorro económico (%)	63%	87%	100%	75%	85%	100%	100%	100%	93%	84%	59%	54%	81%

Tabla 23: Cálculo de la factura energética por mes (instalación con batería). Elaboración propia.

4.3.1 INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SIN BATERÍA

Una vez conocemos la compensación real de excedentes y factura total en el primer año, realizamos los cálculos de la factura eléctrica anual durante los años de vida útil de la instalación. Se ha calculado la factura total como el coste de la energía consumida de red menos la compensación real por el vertido de excedentes. Para ello, se han utilizado los datos generación obtenidos en PVSyst (Tabla 20), considerando así la degradación anual de las placas solares, y se ha asumido que todos los años se mantiene la misma demanda en la vivienda. Los resultados se muestran en la Tabla 24.

Con ello, podemos calcular el balance de caja y ver el beneficio económico que supondría al cabo de 30 años. Se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Una inflación del 2% anual, que se aplica sobre la factura inicial y el coste de mantenimiento.
- Teniendo en cuenta que la instalación solar fotovoltaica cuenta con 5 paneles, se estima un coste de mantenimiento de 90 euros anuales para realizar las revisiones correspondientes del conexionado, inspección visual de la estructura, verificación del funcionamiento del inversor, así como la limpieza de los paneles. [77]
- Dedución del IRPF tras finalizar la instalación, calculada previamente sobre el coste de inversión inicial (sección 4.2).
- Teniendo en cuenta que, según las especificaciones del fabricante, la garantía del inversor es de entre 10 y 15 años, será necesario reemplazarlo 15 años después de la instalación. Por otro lado, los paneles solares tienen una garantía de vida útil de 25 años, luego no será necesario sustituirlos.
- Consumo de la vivienda constante durante la vida útil de la instalación.

Se obtiene, por tanto, una ganancia de 7.085,06 euros 30 años después de la instalación. Sin embargo, este valor no es significativo a la hora de analizar la rentabilidad del proyecto debido a que la suma de flujos de caja no tiene en cuenta el valor temporal del dinero. Se observa también que el Payback o plazo de recuperación de la inversión es de 10 años.

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SIN BATERÍA

Año	Energía generada (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Ahorro autoconsumo (€) ⁽¹⁾	Energía vertida (kWh)	Ahorro máximo compensación de excedentes (€)	Ahorro real compensación de excedentes (€) ⁽²⁾	Ahorro total en la factura (€) ⁽¹⁾⁺⁽²⁾	Energía consumida de la red (kWh)	Coste de energía consumida (€) ⁽³⁾	Factura total (€) ⁽³⁾⁻⁽²⁾
1	3601,9	1187,2	184,0	2414,7	144,9	129,3	313,3	1767,6	273,98	144,73
2	3587,3	1182,4	183,3	2404,9	144,3	128,7	312,0	1772,4	274,73	146,00
3	3572,6	1177,5	182,5	2395,1	143,7	128,2	310,7	1777,3	275,48	147,27
4	3558,0	1172,7	181,8	2385,3	143,1	127,7	309,4	1782,1	276,22	148,55
5	3543,3	1167,9	181,0	2375,4	142,5	127,2	308,2	1786,9	276,97	149,82
6	3528,7	1163,0	180,3	2365,6	141,9	126,6	306,9	1791,8	277,72	151,10
7	3514,0	1158,2	179,5	2355,8	141,3	126,1	305,6	1796,6	278,47	152,37
8	3499,3	1153,4	178,8	2346,0	140,8	125,6	304,3	1801,4	279,22	153,65
9	3484,7	1148,5	178,0	2336,1	140,2	125,0	303,1	1806,3	279,97	154,92
10	3470,0	1143,7	177,3	2326,3	139,6	124,5	301,8	1811,1	280,72	156,20
11	3455,4	1138,9	176,5	2316,5	139,0	124,0	300,5	1815,9	281,47	157,47
12	3440,7	1134,1	175,8	2306,6	138,4	123,5	299,2	1820,7	282,22	158,75
13	3426,0	1129,2	175,0	2296,8	137,8	122,9	298,0	1825,6	282,96	160,02
14	3411,4	1124,4	174,3	2287,0	137,2	122,4	296,7	1830,4	283,71	161,30
15	3396,7	1119,6	173,5	2277,2	136,6	121,9	295,4	1835,2	284,46	162,57
16	3382,1	1114,7	172,8	2267,3	136,0	121,4	294,1	1840,1	285,21	163,85
17	3367,4	1109,9	172,0	2257,5	135,5	120,8	292,9	1844,9	285,96	165,12
18	3352,8	1105,1	171,3	2247,7	134,9	120,3	291,6	1849,7	286,71	166,40
19	3338,1	1100,2	170,5	2237,9	134,3	119,8	290,3	1854,6	287,46	167,67
20	3323,4	1095,4	169,8	2228,0	133,7	119,3	289,0	1859,4	288,21	168,94
21	3308,8	1090,6	169,0	2218,2	133,1	118,7	287,8	1864,2	288,95	170,22
22	3294,1	1085,7	168,3	2208,4	132,5	118,2	286,5	1869,1	289,70	171,49
23	3279,5	1080,9	167,5	2198,6	131,9	117,7	285,2	1873,9	290,45	172,77
24	3264,8	1076,1	166,8	2188,7	131,3	117,2	283,9	1878,7	291,20	174,04
25	3250,2	1071,2	166,0	2178,9	130,7	116,6	282,7	1883,6	291,95	175,32
26	3235,5	1066,4	165,3	2169,1	130,1	116,1	281,4	1888,4	292,70	176,59
27	3220,8	1061,6	164,5	2159,2	129,6	115,6	280,1	1893,2	293,45	177,87
28	3206,2	1056,8	163,8	2149,4	129,0	115,1	278,9	1898,0	294,20	179,14
29	3191,5	1051,9	163,0	2139,6	128,4	114,5	277,6	1902,9	294,95	180,42
30	3176,9	1047,1	162,3	2129,8	127,8	114,0	276,3	1907,7	295,69	181,69
TOTAL	101682,0	33514,4	5194,7	68167,6	4090,1	3648,8	8843,6	55129,6	8545,1	4896,2

Tarifa de venta de excedentes	0,06 €/kWh
Tarifa energía consumida de red	0,155 €/kWh

Tabla 24: Estimación de la factura total en la instalación sin batería durante su vida útil. Elaboración propia.

Año	Coste sin instalación	Coste con instalación			Subvenciones y ayudas		Balance de caja		
	Factura inicial (€)	Coste de inversión (€)	Coste mantenimiento (€)	Factura energía (€)	Coste total (€)	Deducción del IRPF (€)	Reducción del IBI (€)	Ganancia / Pérdida (€)	Balance de caja
0		4203,27			4203,3			-4203,27	-4203,27
1	458,03		90	144,73	234,7	1681,3	0	1904,61	-2298,66
2	467,19		91,80	146,00	237,8		0	229,39	-2069,26
3	476,53		93,64	147,27	240,9		0	235,63	-1833,64
4	486,07		95,51	148,55	244,1			242,01	-1591,63
5	495,79		97,42	149,82	247,2			248,55	-1343,08
6	505,70		99,37	151,10	250,5			255,24	-1087,85
7	515,82		101,35	152,37	253,7			262,09	-825,76
8	526,13		103,38	153,65	257,0			269,10	-556,65
9	536,66		105,45	154,92	260,4			276,28	-280,37
10	547,39		107,56	156,20	263,8			283,63	3,27
11	558,34		109,71	157,47	267,2			291,16	294,42
12	569,50		111,90	158,75	270,6			298,85	593,27
13	580,89		114,14	160,02	274,2			306,73	900,00
14	592,51		116,42	161,30	277,7			314,79	1214,79
15	604,36	427	118,75	162,57	708,3			-103,96	1110,83
16	616,45		121,13	163,85	285,0			331,47	1442,31
17	628,78		123,55	165,12	288,7			340,11	1782,41
18	641,35		126,02	166,40	292,4			348,94	2131,35
19	654,18		128,54	167,67	296,2			357,97	2489,32
20	667,26		131,11	168,94	300,1			367,21	2856,52
21	680,61		133,74	170,22	304,0			376,65	3233,17
22	694,22		136,41	171,49	307,9			386,32	3619,49
23	708,11		139,14	172,77	311,9			396,20	4015,69
24	722,27		141,92	174,04	316,0			406,30	4421,99
25	736,71		144,76	175,32	320,1			416,63	4838,62
26	751,45		147,65	176,59	324,2			427,20	5265,82
27	766,48		150,61	177,87	328,5			438,00	5703,82
28	781,81		153,62	179,14	332,8			449,04	6152,86
29	797,44		156,69	180,42	337,1			460,33	6613,19
30	813,39		159,83	181,69	341,5			471,87	7085,06

Tabla 25: Balance de caja durante la vida útil de la instalación solar sin batería. Elaboración propia.

Los indicadores que usaremos para analizar la rentabilidad del proyecto a partir de los flujos de caja son el VAN y la TIR, dado que ambos tienen en cuenta el coste de oportunidad de la inversión y el efecto del tiempo, obteniendo una evaluación más precisa y realista.

El VAN (Valor Actual Neto) se utiliza para evaluar la rentabilidad de una inversión a largo plazo, dado que calcula el valor presente de flujos de caja futuros, teniendo en cuenta así el valor temporal del dinero. El resultado es, por tanto, el valor añadido que genera el proyecto en términos monetarios actuales. Se calcula de la siguiente forma:

$$VAN = -Inversión\ inicial + \frac{\sum_{t=1}^n Flujo\ de\ caja_t}{(1 + tasa\ de\ descuento)^t}$$

Donde:

- La inversión inicial es la realizada en el año cero, en este caso de 4.203,27 euros.
- La tasa de descuento se emplea para calcular el valor presente de futuros pagos o ingresos. Tiene en cuenta el coste de oportunidad y los riesgos asociados a la inversión (variabilidad de precios, estimaciones de autoconsumos...).
- n son los años de vida útil del proyecto (30 años).

Para el caso de este proyecto, se ha considerado una tasa de descuento del 5%, teniendo en cuenta que el tipo de interés en España es del 2,15% (junio, 2025) y los posibles riesgos de variación en el precio de la energía durante las próximas décadas. Con todo ello, se obtiene un valor de:

$$VAN = 1.879,05 \text{ €}$$

Al ser positivo la inversión sería rentable, y generaríamos un beneficio estimado de 1.879,05 euros en términos actuales, comparado con la opción de no llevar a cabo el proyecto.

Por otro lado, la TIR (Tasa Interna de Retorno) es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, es decir, indica el porcentaje de rendimiento que se obtiene sobre el capital invertido en caso de realizar el proyecto. Por tanto, será rentable tan solo cuando la TIR sea

superior al coste de oportunidad o tasa de descuento, en este caso del 5%. Se calcula de la siguiente manera:

$$0 = -\text{Inversión inicial} + \frac{\sum_{t=1}^{n=30} \text{Flujo de caja}_t}{(1 + TIR)^t}$$

Obtenemos el siguiente resultado:

$$TIR = 9,56\% > 5\%$$

Corroboramos así que el proyecto de la instalación solar fotovoltaica sin batería resultaría rentable teniendo en cuenta una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 5%.

4.3.2 INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON BATERÍA

Siguiendo el mismo criterio que en el apartado anterior, se han calculado las facturas totales a lo largo de la vida útil de la instalación, así como los flujos de caja correspondientes. Cabe destacar que, en este caso, no solo es necesario sustituir el inversor 15 años después de la instalación, sino también la batería. De acuerdo con el fabricante tiene una garantía de vida de 10 años, luego en el año 15 será necesario realizar una inversión total de 3.317 euros.

Se observa por tanto que, a pesar de que la factura energética es considerablemente inferior al caso anterior, el plazo de recuperación de la inversión es muy superior, teniendo un Pay-back de 21 años y 10 meses. Esto es debido al gran coste adicional de la batería.

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON BATERÍA

Año	Energía generada (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Ahorro autoconsumo (€) ⁽¹⁾	Energía vertida (kWh)	Ahorro máximo compensación de excedentes (€)	Ahorro real compensación de excedentes (€) ⁽²⁾	Ahorro total en la factura (€) ⁽¹⁾⁺⁽²⁾	Energía consumida de la red (kWh)	Coste de energía consumida (€) ⁽³⁾	Factura total (€) ⁽³⁾⁺⁽²⁾
1	3386,3	2091,5	324,2	1294,8	77,7	45,8	370,0	863,3	133,81	87,99
2	3372,2	2082,8	322,8	1289,4	77,4	45,6	368,5	872,0	135,16	89,54
3	3357,7	2073,8	321,4	1283,9	77,0	45,4	366,9	881,0	136,55	91,12
4	3343,2	2064,9	320,1	1278,3	76,7	45,2	365,3	889,9	137,94	92,71
5	3328,7	2055,9	318,7	1272,8	76,4	45,0	363,7	898,9	139,33	94,29
6	3314,1	2046,9	317,3	1267,2	76,0	44,8	362,1	907,9	140,72	95,88
7	3299,6	2038,0	315,9	1261,7	75,7	44,6	360,5	916,8	142,11	97,46
8	3285,1	2029,0	314,5	1256,1	75,4	44,5	358,9	925,8	143,50	99,05
9	3270,6	2020,1	313,1	1250,6	75,0	44,3	357,4	934,7	144,89	100,63
10	3256,1	2011,1	311,7	1245,0	74,7	44,1	355,8	943,7	146,28	102,22
11	3241,6	2002,1	310,3	1239,5	74,4	43,9	354,2	952,7	147,66	103,80
12	3227,1	1993,2	308,9	1233,9	74,0	43,7	352,6	961,6	149,05	105,39
13	3212,6	1984,2	307,6	1228,4	73,7	43,5	351,0	970,6	150,44	106,97
14	3198,1	1975,2	306,2	1222,8	73,4	43,3	349,4	979,6	151,83	108,56
15	3183,6	1966,3	304,8	1217,3	73,0	43,1	347,8	988,5	153,22	110,14
16	3169,1	1957,3	303,4	1211,7	72,7	42,9	346,3	997,5	154,61	111,73
17	3154,5	1948,4	302,0	1206,2	72,4	42,7	344,7	1006,4	156,00	113,31
18	3140,0	1939,4	300,6	1200,6	72,0	42,5	343,1	1015,4	157,39	114,90
19	3125,5	1930,4	299,2	1195,1	71,7	42,3	341,5	1024,4	158,78	116,49
20	3111,0	1921,5	297,8	1189,5	71,4	42,1	339,9	1033,3	160,17	118,07
21	3096,5	1912,5	296,4	1184,0	71,0	41,9	338,3	1042,3	161,55	119,66
22	3082,0	1903,6	295,1	1178,4	70,7	41,7	336,8	1051,2	162,94	121,24
23	3067,5	1894,6	293,7	1172,9	70,4	41,5	335,2	1060,2	164,33	122,83
24	3053,0	1885,6	292,3	1167,4	70,0	41,3	333,6	1069,2	165,72	124,41
25	3038,5	1876,7	290,9	1161,8	69,7	41,1	332,0	1078,1	167,11	126,00
26	3024,0	1867,7	289,5	1156,3	69,4	40,9	330,4	1087,1	168,50	127,58
27	3009,5	1858,7	288,1	1150,7	69,0	40,7	328,8	1096,1	169,89	129,17
28	2994,9	1849,8	286,7	1145,2	68,7	40,5	327,2	1105,0	171,28	130,75
29	2980,4	1840,8	285,3	1139,6	68,4	40,3	325,7	1114,0	172,67	132,34
30	2965,9	1831,9	283,9	1134,1	68,0	40,1	324,1	1122,9	174,06	133,92
TOTAL	95288,9	58853,8	9122,3	36435,1	2186,1	1289,3	10411,7	29790,2	4617,5	3328,1

Tarifa de venta de excedentes	0,06 €/kWh
Tarifa energía consumida de red	0,155 €/kWh

Tabla 26: Estimación de la factura total en la instalación con batería durante su vida útil. Elaboración propia.

Año	Coste sin instalación	Coste con instalación				Subvenciones y ayudas		Balance de caja	
	Factura inicial (€)	Coste de inversión (€)	Coste mantenimiento (€)	Factura energía (€)	Coste total (€)	Deducción del IRPF	Reducción del IBI (€)	Ganancia / Pérdida (€)	Balance de caja
0		7208,27			7208,3			-7208,27	-7208,27
1	458,03		90	87,99	178,0	2883,3	0	3163,35	-4044,92
2	467,19		91,80	89,54	181,3		0	285,86	-3759,07
3	476,53		93,64	91,12	184,8		0	291,78	-3467,29
4	486,07		95,51	92,71	188,2			297,85	-3169,44
5	495,79		97,42	94,29	191,7			304,08	-2865,36
6	505,70		99,37	95,88	195,2			310,46	-2554,91
7	515,82		101,35	97,46	198,8			317,00	-2237,91
8	526,13		103,38	99,05	202,4			323,70	-1914,20
9	536,66		105,45	100,63	206,1			330,57	-1583,63
10	547,39		107,56	102,22	209,8			337,61	-1246,02
11	558,34		109,71	103,80	213,5			344,82	-901,19
12	569,50		111,90	105,39	217,3			352,21	-548,98
13	580,89		114,14	106,97	221,1			359,78	-189,20
14	592,51		116,42	108,56	225,0			367,53	178,32
15	604,36	3317	118,75	110,14	3545,9			-2941,54	-2763,21
16	616,45		121,13	111,73	232,9			383,59	-2379,62
17	628,78		123,55	113,31	236,9			391,91	-1987,71
18	641,35		126,02	114,90	240,9			400,43	-1587,28
19	654,18		128,54	116,49	245,0			409,15	-1178,13
20	667,26		131,11	118,07	249,2			418,08	-760,05
21	680,61		133,74	119,66	253,4			427,22	-332,83
22	694,22		136,41	121,24	257,7			436,57	103,74
23	708,11		139,14	122,83	262,0			446,14	549,88
24	722,27		141,92	124,41	266,3			455,93	1005,81
25	736,71		144,76	126,00	270,8			465,96	1471,77
26	751,45		147,65	127,58	275,2			476,21	1947,98
27	766,48		150,61	129,17	279,8			486,70	2434,68
28	781,81		153,62	130,75	284,4			497,43	2932,11
29	797,44		156,69	132,34	289,0			508,41	3440,52
30	813,39		159,83	133,92	293,7			519,64	3960,16

Tabla 27: Balance de caja durante la vida útil de la instalación solar fotovoltaica con batería. Elaboración propia.

A continuación, se realizan el cálculo del VAN y la TIR para analizar la rentabilidad de este proyecto y compararla con la instalación sin batería. Para ello, se considera una tasa de descuento del 5%, al igual que en el caso anterior. Los resultados obtenidos son los siguientes:

$$VAN = -550,97 \text{ €}$$

$$TIR = 4,01\% < 5\%$$

Con ello concluimos que la instalación solar fotovoltaica con batería no es rentable en este caso (considerando la tasa de descuento del 5%).

Capítulo 5. ANÁLISIS CON COCHE HÍBRIDO ENCHUFABLE

En la actualidad, la preocupación por la contaminación y el impacto ambiental de las fuentes de energía fósiles ha ido en aumento. En España, y particularmente en la Comunidad de Madrid, se han implementado diversas medidas en los últimos años con el objetivo de reducir las emisiones perjudiciales a la atmósfera. La nueva normativa promueve la transición hacia vehículos más sostenibles mediante incentivos económicos, como subvenciones para su adquisición y beneficios en el estacionamiento, además de restricciones de circulación más estrictas para los vehículos contaminantes, incluyendo la prohibición de acceso al centro de las grandes ciudades.

Estos factores, sumados a la mejora en la eficiencia y autonomía de los vehículos híbridos y eléctricos, así como la perspectiva de futuras prohibiciones para los motores de combustión, han impulsado un creciente interés por la movilidad sostenible.

En este capítulo, se analizará el impacto de la adquisición de un vehículo híbrido enchufable en la demanda energética. Se evaluará si, en este contexto, la instalación solar fotovoltaica sin batería sigue siendo la opción más rentable o si, por el contrario, el nuevo patrón de consumo justifica una mayor rentabilidad de una instalación solar con batería.

5.1 Consumo energético y dimensionamiento de la instalación

Dentro del conjunto de vehículos sostenibles que forman parte de esta transición energética hacia fuentes de energía más limpias se encuentran los coches híbridos enchufables. Estos vehículos presentan una solución entre los de combustión interna y los completamente eléctricos, dado que combinan un motor de combustión interna con uno o más motores eléctricos y batería recargable. Este sistema dual permite a los usuarios beneficiarse de la eficiencia

del motor eléctrico para trayectos cortos y del motor de combustión y autonomía para viajes más largos. [78]

Este tipo de coches puede cargarse utilizando un enchufe doméstico estándar de 220V. Según lo establecido por los fabricantes, el tiempo de carga es de 7 horas con una potencia de 2 kW.[78] Para simular el nuevo consumo de la vivienda, se ha añadido una carga adicional de 2 kW entre la 1:00 h y las 7:00 h, suponiendo que se cargará el coche en esa franja horaria y se hará uso de él durante el día. El consumo resultante se muestra reflejado en el Gráfico 4, donde se observa un gran pico de consumo en esas horas del día.

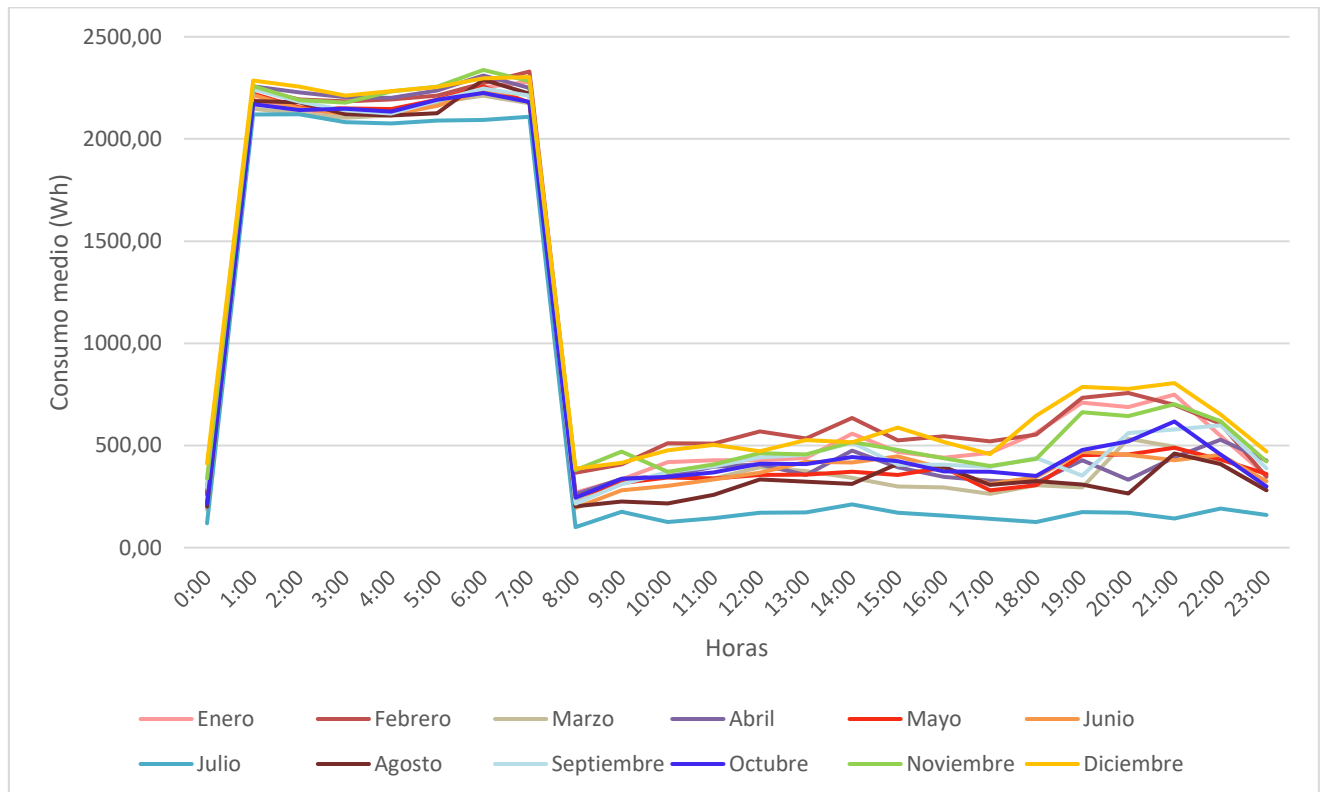


Gráfico 4: Consumo medio diario por horas y meses (con coche híbrido). Fuente: Elaboración propia.

Considerando que se mantienen el resto de los consumos de la vivienda, el consumo energético anual resultante es de 8.526,7 kWh, concentrándose mayoritariamente durante las horas sin luz solar. Esta cifra representa un aumento significativo respecto al consumo original de la vivienda sin el vehículo híbrido enchufable, lo que implica la necesidad de

redimensionar la instalación solar fotovoltaica para adaptarse a este nuevo contexto de mayor demanda. En consecuencia, será necesario aumentar la capacidad de generación mediante la instalación de más paneles solares, así como seleccionar un inversor capaz de soportar la potencia de entrada correspondiente. La nueva potencia nominal mínima necesaria para cubrir la demanda diría sería:

$$\text{Potencia nominal (kW)} = \frac{\text{Consumo medio diario (kWh)}}{\text{Horas Solares Pico (h)}} = \frac{22,09 \text{ kWh}}{5,56 \text{ h}} = 3,9 \text{ kW}$$

En este capítulo se analiza, por tanto, una nueva configuración de la instalación solar fotovoltaica, que constará de los siguientes elementos:

- 12 módulos solares, distribuidos en dos strings de 6 paneles cada uno. Modelo *LONGI Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 440 Wp*. Esto conlleva que la instalación tenga una potencia nominal de 5,28 kW, superior a la mínima requerida.
- 12 unidades de estructura de soporte. Modelo *Sunfer 02V*.
- Inversor de 5 kW de potencia de salida. Modelo *Huawei SUN2000-5KTL-L1*.
- Batería de 10 kWh de capacidad, compatible con el inversor seleccionado. Modelo *Huawei LUNA 2000-10-S0*.

Para simplificar el caso de estudio, en este apartado no se repetirán los cálculos realizados en secciones anteriores, y el programa PVSyst realiza las comprobaciones correspondientes de compatibilidad de los elementos. En la Figura 34 se presenta la nueva disposición de los módulos solares en la cubierta.

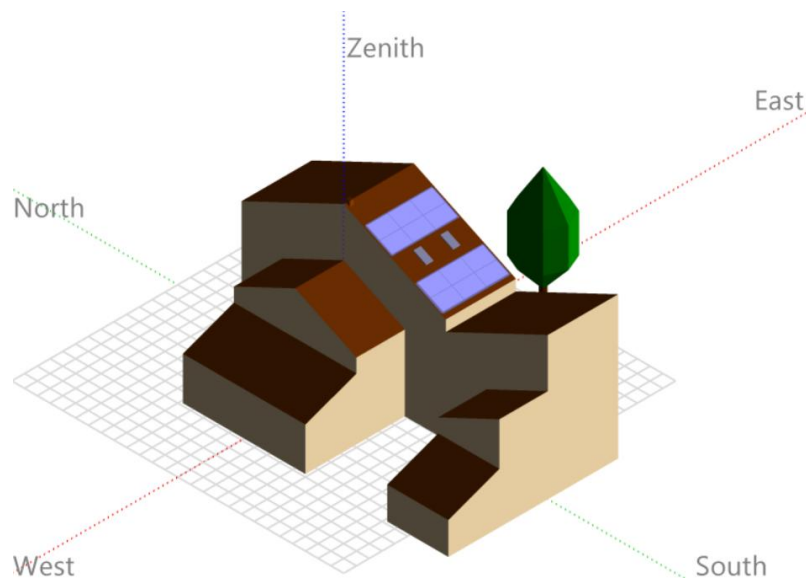


Figura 34: Disposición de los paneles solares en el tejado de la vivienda (caso coche híbrido). Elaboración propia. Fuente: PVSyst.

5.2 Simulaciones en PVSyst

Con el fin de verificar la compatibilidad de los elementos y el correcto funcionamiento de la instalación se ha hecho uso del programa PVSyst. Se han llevado a cabo simulaciones de la instalación tanto con batería como sin batería, obteniendo resultados comparativos de energía generada, vertida a la red y autoconsumida (Tabla 28 y Tabla 29).

Los resultados muestran que la instalación con batería ofrece un ahorro energético considerablemente mayor, siendo este casi cuatro veces superior al de la instalación sin batería. Esto se debe a que gran parte del consumo eléctrico se concentra en horas sin luz solar, lo que permite a la batería cubrir esta demanda y amortizar su uso. Además, en los meses de menor consumo, que coinciden con los de mayor radiación solar, se observa que prácticamente toda la energía demandada proviene de la generación fotovoltaica, aumentando la eficiencia del sistema.

	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SIN BATERÍA												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL ANUAL
Energía demandada (kWh)	726,3	600,5	643,6	1026,4	952,4	641,4	537,8	634,8	673,7	677,8	682,0	730,0	8526,7
Energía generada (kWh)	513,7	571,6	726,0	779,9	880,6	903,8	989,1	947,6	786,3	656,1	474,9	470,3	8699,9
Energía autoconsumida (kWh)	105,9	93,2	113,7	195,2	206,2	170,5	107,3	142,2	143,7	123,0	86,8	96,1	1583,8
Energía vertida (kWh)	407,8	478,4	612,3	584,7	674,4	733,3	881,8	805,4	642,6	533,1	388,1	374,2	7116,1
Energía comprada (kWh)	620,4	507,3	529,9	831,2	746,2	470,9	430,5	492,6	530,0	554,8	595,2	633,9	6942,9
Ahorro energético (kWh)	105,9	93,2	113,7	195,2	206,2	170,5	107,3	142,2	143,7	123,0	86,8	96,1	1583,8
Ahorro energético (%)	15%	16%	18%	19%	22%	27%	20%	22%	21%	18%	13%	13%	19%

Tabla 29: Balance de energía del sistema solar fotovoltaico sin batería (caso con coche híbrido). Datos recuperados de PVSystem (Anexo C).

	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON BATERÍA												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL ANUAL
Energía demandada (kWh)	726,3	600,5	643,7	1026,4	952,3	641,3	537,8	634,8	673,7	677,9	682,0	730,0	8526,7
Energía generada (kWh)	472,0	513,0	653,3	721,6	796,0	827,3	921,1	875,8	741,3	594,0	439,5	420,2	7975,1
Energía autoconsumida (kWh)	446,5	454,5	554,6	619,4	670,9	640,3	536,4	632,9	612,1	515,4	388,5	390,8	6462,3
Energía vertida (kWh)	25,5	58,5	98,7	102,2	125,1	187,0	384,7	242,9	129,2	78,6	51,0	29,4	1512,8
Energía comprada (kWh)	279,8	146,0	89,1	407,0	281,4	1,0	1,4	1,9	61,6	162,5	293,5	339,2	2064,4
Ahorro energético (kWh)	446,5	454,5	554,6	619,4	670,9	640,3	536,4	632,9	612,1	515,4	388,5	390,8	6462,3
Ahorro energético (%)	61%	76%	86%	60%	70%	100%	100%	100%	91%	76%	57%	54%	76%

Tabla 28: Balance de energía del sistema solar fotovoltaico con batería (caso con coche híbrido). Datos recuperados de PVSystem (Anexo C).

5.3 *Análisis económico*

En este apartado se realizará primero el presupuesto de la nueva instalación, tanto con como sin batería, se calcularán las nuevas subvenciones que apliquen y se analizará la rentabilidad del proyecto. El objetivo es comparar finalmente si en este caso de mayor consumo y demanda energética continuaría siendo más rentable la instalación solar fotovoltaica sin batería o si, por el contrario, se obtendría un mayor beneficio económico de la instalación con batería, a pesar de su mayor coste de inversión.

5.3.1 PRESUPUESTO

Para realizar un presupuesto lo más realista posible se ha realizado un análisis de mercado de los elementos seleccionados para la nueva instalación, cuyos precios se muestran en la Figura 35. Dado que esta nueva instalación tiene un mayor tamaño, se han considerado costes adicionales en instalación y montaje, incluyendo la necesidad de más operarios, así como un incremento en los costes de dirección de obra, seguros de construcción y transporte de materiales. Además, la licencia de obra también experimenta un aumento en su valor. En el caso de la instalación solar fotovoltaica sin batería tendría un coste estimado de:

$$\text{Licencia obra} = 0,04 \cdot 7.556 \text{ €} + 30 \text{ €} = 330 \text{ €}$$

Sin embargo, la solicitud del Certificado de Eficiencia Energética mantiene su coste debido a que se calcula en base a la información catastral de la vivienda.

Finalmente, el coste estimado del conjunto de la instalación sin batería asciende a 7.886,87€.

Descripción	Unidades / metros	Precio por unidad (€/ud.)	Coste total (€)
Elementos de la instalación			
Módulo fotovoltaico LONGI Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 440 Wp	12 ud.	96,8	1161,6
Estructura de soporte (Sunfer 02V)	12 ud.	59	708
Inversor Huawei SUN2000-5KTL-L1	1 ud.	750	750
Cableado			
Cableado Exzhellent Solar RZ1-K (AS) (tramo AC)	9,4 metros	6,25	58,75
Cableado Exzhellent Solar ZZ-F (tramo CC)	38 metros	2,04	77,52
			136,27
Aparamenta			
Interruptor Seccionador CC	1 ud.	30	30
Interruptor automático	1 ud.	46	46
			76
			2831,87
Instalación y montaje			
Tramitación y dirección de obra	1 ud.	700	700
Montaje eléctrico (24 horas)	2 oper.	600	1200
Anclaje de estructuras y paneles (24 horas)	4 oper.	600	2400
Seguro de construcción	1 ud.	120	120
Transporte de materiales	1 día	200	200
			4620
Trámites administrativos			
Licencia de obra	1 ud.	330	330
Solicitud Certificado de Eficiencia Energética	1 ud.	105	105
			435
		TOTAL	7886,87

Figura 35: Presupuesto instalación solar fotovoltaica sin batería (con coche híbrido). Elaboración propia.

En cuanto a la instalación con batería, el presupuesto estimado es casi el doble que en el caso anterior debido al gran coste de la batería (Figura 36). La licencia de obra tendría, por tanto, un coste aproximado de:

$$\text{Licencia obra} = 0,04 \cdot 12.540 \text{ €} + 30 \text{ €} = 530 \text{ €}$$

Como resultado, el coste total de la instalación solar fotovoltaica con batería sería de 13.067,87 €.

Descripción	Unidades / metros	Precio por unidad (€/ud.)	Coste total (€)
Elementos de la instalación			
Módulo fotovoltaico LONGI Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH 440 Wp	12 ud.	96,8	1161,6
Estructura de soporte (Sunfer 02V)	12 ud.	59	708
Inversor Huawei SUN2000-2KTL-L1	1 ud.	750	750
Batería Huawei LUNA 2000-10-S0	1 ud.	4981	4981
Cableado			
Cableado Exzhellent Solar RZ1-K (AS) (tramo AC)	9,4 metros	6,25	58,75
Cableado Exzhellent Solar ZZ-F (tramo CC)	38 metros	2,04	77,52
			136,27
Aparamenta			
Interruptor Seccionador CC	1 ud.	30	30
Interruptor automático	1 ud.	46	46
			76
			7812,87
Instalación y montaje			
Tramitación y dirección de obra	1 ud.	700	700
Montaje eléctrico (24 horas)	2 oper.	600	1200
Anclaje de estructuras y paneles (24 horas)	4 oper.	600	2400
Seguro de construcción	1 ud.	120	120
Transporte de materiales	1 día	200	200
			4620
Trámites administrativos			
Licencia de obra	1 ud.	530	530
Solicitud Certificado de Eficiencia Energética	1 ud.	105	105
			635
		TOTAL	13067,87

*Figura 36: Presupuesto instalación solar fotovoltaica con batería (con coche híbrido).
Elaboración propia.*

5.3.2 SUBVENCIONES

Al haber aumentado la capacidad de generación de la instalación solar y haberse incrementado el presupuesto estimado, debemos recalculas las ayudas y subvenciones que aplican en este caso.

Tal y como se explicó en la sección 4.2, la reducción del 35% del IBI en los tres primeros periodos tras la instalación aplica en el caso de que haya una generación anual de al menos 2.200 kWh por cada 100 m² construidos, lo que implica que para el caso de la vivienda objeto de estudio se requiere una generación mínima de 5.434 kWh. Comprobamos si se cumple en este caso:

$$\text{Instalación sin batería} \rightarrow \text{Generación anual} = 8.700 \text{ kWh} > 5.434 \text{ kWh}$$

Instalación con batería → Generación anual = 7.975,1 kWh > 5.434 kWh

Por tanto, en ambas instalaciones se recibirá la bonificación del IBI. Teniendo en cuenta que en años anteriores este impuesto ha supuesto un coste de 700 euros anuales, la subvención recibida en los tres primeros periodos será un total de:

$$\text{Descuento IBI} = 35\% \cdot 700 \text{ €} \cdot 3 = 735 \text{ €}$$

Por otro lado, es necesario comprobar que sigue siendo válida la reducción sobre el IRPF. Para ello, se debe reducir el consumo de energía no renovable en al menos un 30%. Realizamos las comprobaciones correspondientes usando los valores de energía autoconsumida y demandada a lo largo de toda la vida útil de la instalación, dado que la generación disminuye con los años por la degradación de los paneles solares.

$$\text{Ahorro energía}_{no\ renov} (\%) = \frac{\text{Energía autoconsumida}}{\text{Energía demandada}}$$

$$\text{Instalación sin batería} \rightarrow \text{Ahorro energía}_{no\ renov} = \frac{46.261,4 \text{ kWh}}{255.801 \text{ kWh}} = 18,09 \%$$

$$\text{Instalación con batería} \rightarrow \text{Ahorro energía}_{no\ renov} = \frac{188.758 \text{ kWh}}{255.801 \text{ kWh}} = 73,79 \%$$

Observamos que tan solo se cumple para el caso de la instalación con batería debido a que la mayor parte del consumo tiene lugar durante las horas sin luz. Por consiguiente, el descuento del 40% sobre el IRPF que aplicaría en cada caso en el primer año sería de:

$$\text{Instalación sin batería} \rightarrow \text{Descuento IRPF} = 0 \text{ €}$$

$$\text{Instalación con batería} \rightarrow \text{Descuento IRPF} = 40\% \cdot (13.067,87 - 735) = 4.933,1 \text{ €}$$

En el cálculo anterior se ha tenido en cuenta que es necesario descontar la bonificación del IBI del importe total de la instalación.

5.3.3 RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Para realizar una comparativa entre la rentabilidad de la instalación con y sin batería en el caso de tener un coche híbrido enchufable, se ha realizado una estimación de la factura eléctrica anual a lo largo de la vida útil de la instalación. Al igual que en capítulos anteriores se ha considerado que la energía comprada a la compañía eléctrica tendrá un coste de 0,155 €/kWh y que, de acuerdo con lo establecido por Endesa, la tarifa de venta de los excedentes es de 0,06 €/kWh.[76]

Dado que en ningún caso la compensación de excedentes podrá superar la factura por la energía comprada a la distribuidora, se ha estimado la compensación real de excedentes, así como la factura total el primer año.

En el caso de la instalación solar sin batería (Tabla 30), se puede observar que en ningún caso la compensación de energía vertida supera la compra de energía de red. Supondría un ahorro económico anual en la factura del 51% respecto a no llevar a cabo el proyecto.

Por otro lado, en el caso de la instalación con batería (Tabla 31), la energía comprada de la red es mucho menor, gracias al mayor aprovechamiento de la energía solar durante las horas sin luz. Por ello, la factura resulta ser nula en los meses de junio, julio y agosto, donde prácticamente toda la energía demandada proviene de la solar generada y solo se compensa una pequeña parte de los excedentes, dado que la factura mensual no puede ser negativa. Supondría un ahorro económico anual en la factura del 79%.

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SIN BATERÍA													
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL ANUAL
Energía vertida (kWh)	407,8	478,4	612,3	584,7	674,4	733,3	881,8	805,4	642,6	533,1	388,1	374,2	7116,1
Energía comprada (kWh)	620,4	507,3	529,9	831,2	746,2	470,9	430,5	492,6	530,0	554,8	595,2	633,9	6942,9
Coste energía consumida de red (€)	96,16	78,63	82,13	128,84	115,66	72,99	66,73	76,35	82,15	85,99	92,26	98,25	1076,15
Compensación real de excedentes (€)	24,47	28,70	36,74	35,08	40,46	44,00	52,91	48,32	38,56	31,99	23,29	22,45	426,97
Factura mensual tras la instalación (€)	71,69	49,93	45,40	93,75	75,20	28,99	13,82	28,03	43,59	54,01	68,97	75,80	649,18
Factura inicial (€)	112,58	93,08	99,76	159,09	147,62	99,42	83,36	98,39	104,42	105,06	105,71	113,15	1321,64
Ahorro económico (€)	40,88	43,15	54,36	65,34	72,43	70,43	69,54	70,37	60,83	51,05	36,74	37,35	672,46
Ahorro económico (%)	36%	46%	54%	41%	49%	71%	83%	72%	58%	49%	35%	33%	51%

Tabla 30: Cálculo de la factura energética por mes (instalación sin batería) con coche híbrido. Elaboración propia.

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON BATERÍA													
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL ANUAL
Energía vertida (kWh)	25,5	58,5	98,7	102,2	125,1	187,0	384,7	242,9	129,2	78,6	51,0	29,4	1512,8
Energía comprada (kWh)	279,8	146,0	89,1	407,0	281,4	1,0	1,4	1,9	61,6	162,5	293,5	339,2	2064,4
Coste energía consumida de red (€)	43,37	22,63	13,81	63,09	43,62	0,16	0,22	0,29	9,55	25,19	45,49	52,58	319,98
Compensación real de excedentes (€)	1,53	3,51	5,92	6,13	7,51	0,16	0,22	0,29	7,75	4,72	3,06	1,76	42,56
Factura mensual tras la instalación (€)	41,84	19,12	7,89	56,95	36,11	0,00	0,00	0,00	1,80	20,47	42,43	50,81	277,42
Factura inicial (€)	112,58	93,08	99,77	159,09	147,61	99,40	83,36	98,39	104,42	105,07	105,71	113,15	1321,64
Ahorro económico (€)	70,74	73,96	91,89	102,14	111,50	99,40	83,36	98,39	102,63	84,60	63,28	62,34	1044,22
Ahorro económico (%)	63%	79%	92%	64%	76%	100%	100%	100%	98%	81%	60%	55%	79%

Tabla 31: Cálculo de la factura energética por mes (instalación con batería) con coche híbrido. Elaboración propia.

5.3.3.1 Instalación solar fotovoltaica sin batería

Una vez conocemos la compensación real de excedentes y factura total en el primer año, realizamos los cálculos de la factura eléctrica anual durante los años de vida útil de la instalación. Se ha calculado la factura total como el coste de la energía consumida de red menos la compensación real por el vertido de excedentes. Para ello, se han utilizado los datos generación obtenidos en PVSyst, considerando así la degradación anual de las placas solares, y se ha asumido que todos los años se mantiene la misma demanda en la vivienda. Los resultados se muestran en la Tabla 32.

Con ello, podemos calcular el balance de caja y ver el beneficio económico que supondría al cabo de 30 años. Se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Una inflación del 2% anual, que se aplica sobre la factura inicial y el coste de mantenimiento.
- Se estima un coste de mantenimiento de 180 euros anuales, el doble que en el caso de la instalación con 5 módulos solares.
- Bonificación sobre el IBI y deducción del IRPF cuando aplique, calculado previamente sobre el coste de inversión inicial (sección 5.3.2).
- Teniendo en cuenta que, según las especificaciones del fabricante, la garantía del inversor es de entre 10 y 15 años, será necesario reemplazarlo 15 años después de la instalación. Por otro lado, los paneles solares tienen una garantía de vida útil de 25 años, luego no será necesario sustituirlos.
- Consumo de la vivienda constante durante la vida útil de la instalación.

Se observa que el Payback o plazo de recuperación de la inversión para la instalación sin batería es de 13 años. No obstante, este valor no es del todo preciso dado que no se está teniendo en cuenta el valor temporal del dinero.

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SIN BATERÍA

Año	Energía generada (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Ahorro autoconsumo (€) ⁽¹⁾	Energía vertida (kWh)	Ahorro máximo compensación de excedentes (€)	Ahorro real compensación de excedentes (€) ⁽²⁾	Ahorro total en la factura (€) ⁽¹⁾⁺⁽²⁾	Energía consumida de la red (kWh)	Coste de energía consumida (€) ⁽³⁾	Factura total (€) ⁽³⁾⁻⁽²⁾
1	7975,1	1583,8	245,5	7116,1	427,0	427,0	672,5	6942,9	1076,15	649,18
2	7960,6	1580,9	245,0	6379,7	382,8	382,8	627,8	6945,8	1076,60	693,82
3	7946,1	1578,0	244,6	6368,1	382,1	382,1	626,7	6948,7	1077,04	694,96
4	7931,6	1575,2	244,1	6356,4	381,4	381,4	625,5	6951,5	1077,49	696,10
5	7917,1	1572,3	243,7	6344,8	380,7	380,7	624,4	6954,4	1077,93	697,25
6	7902,6	1569,4	243,3	6333,2	380,0	380,0	623,2	6957,3	1078,38	698,39
7	7888,1	1566,5	242,8	6321,6	379,3	379,3	622,1	6960,2	1078,83	699,53
8	7873,6	1563,6	242,4	6310,0	378,6	378,6	621,0	6963,1	1079,27	700,68
9	7859,1	1560,8	241,9	6298,3	377,9	377,9	619,8	6965,9	1079,72	701,82
10	7844,6	1557,9	241,5	6286,7	377,2	377,2	618,7	6968,8	1080,17	702,96
11	7830,1	1555,0	241,0	6275,1	376,5	376,5	617,5	6971,7	1080,61	704,11
12	7815,6	1552,1	240,6	6263,5	375,8	375,8	616,4	6974,6	1081,06	705,25
13	7801,1	1549,2	240,1	6251,9	375,1	375,1	615,2	6977,5	1081,51	706,39
14	7786,6	1546,4	239,7	6240,2	374,4	374,4	614,1	6980,3	1081,95	707,54
15	7772,1	1543,5	239,2	6228,6	373,7	373,7	613,0	6983,2	1082,40	708,68
16	7757,6	1540,6	238,8	6217,0	373,0	373,0	611,8	6986,1	1082,84	709,82
17	7743,1	1537,7	238,3	6205,4	372,3	372,3	610,7	6989,0	1083,29	710,97
18	7728,6	1534,8	237,9	6193,8	371,6	371,6	609,5	6991,9	1083,74	712,11
19	7714,1	1532,0	237,5	6182,1	370,9	370,9	608,4	6994,7	1084,18	713,26
20	7699,6	1529,1	237,0	6170,5	370,2	370,2	607,2	6997,6	1084,63	714,40
21	7685,1	1526,2	236,6	6158,9	369,5	369,5	606,1	7000,5	1085,08	715,54
22	7670,6	1523,3	236,1	6147,3	368,8	368,8	605,0	7003,4	1085,52	716,69
23	7656,1	1520,4	235,7	6135,7	368,1	368,1	603,8	7006,3	1085,97	717,83
24	7641,6	1517,6	235,2	6124,0	367,4	367,4	602,7	7009,1	1086,42	718,97
25	7627,1	1514,7	234,8	6112,4	366,7	366,7	601,5	7012,0	1086,86	720,12
26	7612,6	1511,8	234,3	6100,8	366,0	366,0	600,4	7014,9	1087,31	721,26
27	7598,1	1508,9	233,9	6089,2	365,4	365,4	599,2	7017,8	1087,75	722,40
28	7583,6	1506,1	233,4	6077,5	364,7	364,7	598,1	7020,6	1088,20	723,55
29	7569,1	1503,2	233,0	6065,9	364,0	364,0	596,9	7023,5	1088,65	724,69
30	7554,6	1500,3	232,5	6054,3	363,3	363,3	595,8	7026,4	1089,09	725,83
TOTAL	232945,5	46261,4	7170,5	187408,9	11244,5	11244,5	18415,0	209539,6	32478,6	21234,1

Tarifa de venta de excedentes	0,06 €/kWh
Tarifa energía consumida de red	0,155 €/kWh

Tabla 32: Estimación de la factura total en la instalación sin batería durante su vida útil (con coche híbrido). Elaboración propia.

Año	Coste sin instalación	Coste con instalación			Subvenciones y ayudas		Balance de caja		
	Factura inicial (€)	Coste de inversión (€)	Coste mantenimiento (€)	Factura energía (€)	Coste total (€)	Deducción del IRPF (€)	Reducción del IBI (€)	Ganancia/ Pérdida (€)	Balance de caja
0		7886,87			7886,9			-7886,87	-7886,87
1	1321,64		180	649,18	829,2	0,0	245	737,46	-7149,42
2	1348,07		183,60	693,82	877,4		245	715,66	-6433,76
3	1375,03		187,27	694,96	882,2		245	737,80	-5695,96
4	1402,53		191,02	696,10	887,1			515,41	-5180,54
5	1430,58		194,84	697,25	892,1			538,50	-4642,04
6	1459,20		198,73	698,39	897,1			562,07	-4079,97
7	1488,38		202,71	699,53	902,2			586,14	-3493,83
8	1518,15		206,76	700,68	907,4			610,71	-2883,13
9	1548,51		210,90	701,82	912,7			635,79	-2247,33
10	1579,48		215,12	702,96	918,1			661,40	-1585,93
11	1611,07		219,42	704,11	923,5			687,54	-898,39
12	1643,29		223,81	705,25	929,1			714,23	-184,16
13	1676,16		228,28	706,39	934,7			741,48	557,32
14	1709,68		232,85	707,54	940,4			769,29	1326,62
15	1743,87	750	237,51	708,68	1696,2			47,69	1374,30
16	1778,75		242,26	709,82	952,1			826,67	2200,97
17	1814,33		247,10	710,97	958,1			856,26	3057,23
18	1850,61		252,04	712,11	964,2			886,46	3943,69
19	1887,63		257,08	713,26	970,3			917,29	4860,97
20	1925,38		262,23	714,40	976,6			948,75	5809,72
21	1963,89		267,47	715,54	983,0			980,87	6790,60
22	2003,16		272,82	716,69	989,5			1013,66	7804,25
23	2043,23		278,28	717,83	996,1			1047,12	8851,37
24	2084,09		283,84	718,97	1002,8			1081,28	9932,65
25	2125,77		289,52	720,12	1009,6			1116,14	11048,79
26	2168,29		295,31	721,26	1016,6			1151,72	12200,50
27	2211,65		301,22	722,40	1023,6			1188,03	13388,54
28	2255,89		307,24	723,55	1030,8			1225,10	14613,64
29	2301,00		313,38	724,69	1038,1			1262,93	15876,57
30	2347,02		319,65	725,83	1045,5			1301,54	17178,10

Tabla 33: Balance de caja durante la vida útil de la instalación solar fotovoltaica sin batería (con coche híbrido). Elaboración propia.

Para evaluar con mayor precisión la rentabilidad de la inversión y poder compararla con la instalación alternativa con batería, calculamos el beneficio económico en términos monetarios actuales (VAN) descontando los flujos de caja hacia el presente. Emplearemos una tasa de descuento del 5%, siguiendo el mismo razonamiento que en la sección 4.3.1. Con todo ello, se obtiene un valor de:

$$VAN = -7.886,87€ + \frac{\sum_{t=1}^n \text{Flujo de caja}_t}{(1 + 5\%)^t} = 3.725,70 €$$

Al ser positivo la inversión sería rentable, y generaríamos un beneficio estimado de 3.725,70 euros en términos actuales, comparado con la opción de no llevar a cabo el proyecto y continuar cubriendo el consumo (incluido el del coche híbrido enchufable) con energía de la red.

Por otro lado, calculamos la TIR del proyecto, que representa el rendimiento esperado del capital invertido. Será rentable tan solo cuando la TIR sea superior al coste de oportunidad o tasa de descuento, en este caso del 5%. Obtenemos el siguiente resultado:

$$TIR = 8,27\% > 5\%$$

Corroboramos así que el proyecto de la instalación solar fotovoltaica sin batería resultaría rentable teniendo en cuenta una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 5%.

En este punto surge una pregunta clave: con el aumento significativo de la demanda energética debido al coche híbrido, ¿seguirá siendo la alternativa sin batería la más rentable a largo plazo?

5.3.3.2 Instalación solar fotovoltaica con batería

Siguiendo la misma metodología que en el apartado anterior, se han calculado las facturas totales a lo largo de la vida útil de la instalación, así como los flujos de caja correspondientes. Cabe destacar que, en este caso, no solo es necesario sustituir el inversor 15 años después de la instalación, sino también la batería. De acuerdo con el fabricante tiene una garantía de vida de 10 años, luego en el año 15 será necesario realizar una inversión total de 5.408 euros.

A pesar de que la inversión inicial es considerablemente mayor, la recuperación del capital se produce más rápidamente que en el caso anterior, con un Payback de 8 años y 9 meses.

Calculamos el VAN y la TIR para comparar la rentabilidad de ambas instalaciones en términos monetarios actuales.

$$VAN = -13.067,87\text{€} + \frac{\sum_{t=1}^n \text{Flujo de caja}_t}{(1 + 5\%)^t} = 7.217,02 \text{€}$$

$$TIR = 10,98\% > 5\%$$

Al igual que en el caso anterior, un VAN positivo y una TIR superior a la tasa de descuento confirman la viabilidad económica del proyecto con batería.

Al comparar ambos escenarios, podemos concluir que la opción con batería es notablemente más rentable.

$$(VAN_{sin\ bat} = 3.725,70 \text{€}) < (VAN_{con\ bat} = 7.217,02 \text{€})$$

Esta ventaja se debe, en gran parte, a la subvención por reducción del IRPF que recibe, pero también al incremento del autoconsumo y al aprovechamiento óptimo de la batería, dado que el mayor volumen de demanda energética ahora ocurre durante la noche. Incluso considerando un escenario en el que ambas instalaciones recibieran la subvención sobre el IRPF, la alternativa con batería seguiría ofreciendo una mayor rentabilidad.

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON BATERÍA

Año	Energía generada (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Ahorro autoconsumo (€) ⁽¹⁾	Energía vertida (kWh)	Ahorro máximo compensación de excedentes (€)	Ahorro real compensación de excedentes (€) ⁽²⁾	Ahorro total en la factura (€) ⁽¹⁾⁺⁽²⁾	Energía consumida de la red (kWh)	Coste de energía consumida (€) ⁽³⁾	Factura total (€) ⁽³⁾⁻⁽²⁾
1	7975,1	6462,3	1001,7	1512,8	90,8	42,6	1044,2	2064,4	319,98	277,42
2	7960,6	6450,6	999,8	1510,0	90,6	42,5	1042,3	2076,1	321,80	279,32
3	7946,1	6438,8	998,0	1507,3	90,4	42,4	1040,4	2087,9	323,62	281,22
4	7931,6	6427,1	996,2	1504,5	90,3	42,3	1038,5	2099,6	325,45	283,12
5	7917,1	6415,3	994,4	1501,8	90,1	42,2	1036,6	2111,4	327,27	285,02
6	7902,6	6403,6	992,6	1499,0	89,9	42,2	1034,7	2123,1	329,09	286,92
7	7888,1	6391,8	990,7	1496,3	89,8	42,1	1032,8	2134,9	330,91	288,81
8	7873,6	6380,1	988,9	1493,5	89,6	42,0	1030,9	2146,6	332,73	290,71
9	7859,1	6368,3	987,1	1490,8	89,4	41,9	1029,0	2158,4	334,55	292,61
10	7844,6	6356,6	985,3	1488,0	89,3	41,9	1027,1	2170,1	336,37	294,51
11	7830,1	6344,8	983,4	1485,3	89,1	41,8	1025,2	2181,9	338,19	296,41
12	7815,6	6333,1	981,6	1482,5	89,0	41,7	1023,3	2193,6	340,01	298,31
13	7801,1	6321,3	979,8	1479,8	88,8	41,6	1021,4	2205,4	341,84	300,21
14	7786,6	6309,6	978,0	1477,0	88,6	41,6	1019,5	2217,1	343,66	302,10
15	7772,1	6297,8	976,2	1474,3	88,5	41,5	1017,6	2228,9	345,48	304,00
16	7757,6	6286,1	974,3	1471,5	88,3	41,4	1015,7	2240,6	347,30	305,90
17	7743,1	6274,3	972,5	1468,8	88,1	41,3	1013,8	2252,4	349,12	307,80
18	7728,6	6262,6	970,7	1466,0	88,0	41,2	1011,9	2264,1	350,94	309,70
19	7714,1	6250,8	968,9	1463,3	87,8	41,2	1010,0	2275,9	352,76	311,60
20	7699,6	6239,1	967,1	1460,5	87,6	41,1	1008,1	2287,6	354,58	313,50
21	7685,1	6227,3	965,2	1457,8	87,5	41,0	1006,2	2299,4	356,41	315,39
22	7670,6	6215,6	963,4	1455,0	87,3	40,9	1004,3	2311,1	358,23	317,29
23	7656,1	6203,8	961,6	1452,3	87,1	40,9	1002,4	2322,9	360,05	319,19
24	7641,6	6192,1	959,8	1449,5	87,0	40,8	1000,5	2334,6	361,87	321,09
25	7627,1	6180,3	957,9	1446,8	86,8	40,7	998,6	2346,4	363,69	322,99
26	7612,6	6168,6	956,1	1444,0	86,6	40,6	996,8	2358,1	365,51	324,89
27	7598,1	6156,8	954,3	1441,3	86,5	40,5	994,9	2369,9	367,33	326,79
28	7583,6	6145,1	952,5	1438,5	86,3	40,5	993,0	2381,6	369,15	328,68
29	7569,1	6133,3	950,7	1435,8	86,1	40,4	991,1	2393,4	370,97	330,58
30	7554,6	6121,6	948,8	1433,0	86,0	40,3	989,2	2405,1	372,80	332,48
TOTAL	232945,5	188758,0	29257,5	44187,5	2651,3	1243,1	30500,6	67043,0	10391,7	9148,6

Tarifa de venta de excedentes	0,06 €/kWh
Tarifa energía consumida de red	0,155 €/kWh

Tabla 34: Estimación de la factura total en la instalación con batería durante su vida útil (con coche híbrido). Elaboración propia.

Año	Coste sin instalación	Coste con instalación			Subvenciones y ayudas		Balance de caja		
	Factura inicial (€)	Coste de inversión (€)	Coste mantenimiento (€)	Factura energía (€)	Coste total (€)	Deducción del IRPF	Reducción del IBI (€)	Ganancia / Pérdida (€)	Balance de caja
0		13067,87			13067,9			-13067,87	-13067,87
1	1321,64		180	277,42	457,4	4933,1	245	6042,36	-7025,51
2	1348,07		183,60	279,32	462,9		245	1130,15	-5895,36
3	1375,03		187,27	281,22	468,5		245	1151,54	-4743,82
4	1402,53		191,02	283,12	474,1			928,40	-3815,42
5	1430,58		194,84	285,02	479,9			950,73	-2864,69
6	1459,20		198,73	286,92	485,7			973,54	-1891,15
7	1488,38		202,71	288,81	491,5			996,86	-894,29
8	1518,15		206,76	290,71	497,5			1020,67	126,38
9	1548,51		210,90	292,61	503,5			1045,00	1171,38
10	1579,48		215,12	294,51	509,6			1069,85	2241,23
11	1611,07		219,42	296,41	515,8			1095,24	3336,47
12	1643,29		223,81	298,31	522,1			1121,18	4457,65
13	1676,16		228,28	300,21	528,5			1147,67	5605,32
14	1709,68		232,85	302,10	535,0			1174,73	6780,04
15	1743,87	5408	237,51	304,00	5949,5			-4205,64	2574,41
16	1778,75		242,26	305,90	548,2			1230,59	3805,00
17	1814,33		247,10	307,80	554,9			1259,42	5064,43
18	1850,61		252,04	309,70	561,7			1288,87	6353,30
19	1887,63		257,08	311,60	568,7			1318,94	7672,24
20	1925,38		262,23	313,50	575,7			1349,66	9021,90
21	1963,89		267,47	315,39	582,9			1381,02	10402,92
22	2003,16		272,82	317,29	590,1			1413,05	11815,97
23	2043,23		278,28	319,19	597,5			1445,76	13261,73
24	2084,09		283,84	321,09	604,9			1479,16	14740,88
25	2125,77		289,52	322,99	612,5			1513,27	16254,15
26	2168,29		295,31	324,89	620,2			1548,09	17802,24
27	2211,65		301,22	326,79	628,0			1583,65	19385,89
28	2255,89		307,24	328,68	635,9			1619,96	21005,86
29	2301,00		313,38	330,58	644,0			1657,04	22662,89
30	2347,02		319,65	332,48	652,1			1694,89	24357,79

Tabla 35: Balance de caja durante la vida útil de la instalación solar fotovoltaica sin batería (con coche híbrido). Elaboración propia.

Capítulo 6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Este proyecto ha abordado con detalle el dimensionamiento y diseño de una instalación solar fotovoltaica para una vivienda unifamiliar en Torreldones, considerando dos escenarios: uno con batería de almacenamiento y otro sin ella. A través de simulaciones realizadas con el programa PVSyst, se han evaluado aspectos clave sobre la producción, autoconsumo y vertido de energía. Finalmente, el análisis económico ha sido determinante para identificar la solución más rentable.

La vivienda objeto de estudio tiene un consumo energético anual moderado de 2.954,8 kWh, por lo que se ha planteado una instalación solar de 2,2 kWp compuesta por cinco paneles solares para satisfacer esta demanda. La alternativa sin batería supone una inversión inicial de 4.203,27 €, mientras que la opción con batería asciende a 7.208,27 €, debido al mayor coste de este componente.

El análisis económico concluye que, en el escenario actual de consumo, la instalación sin batería es más rentable, con un Valor Actual Neto (VAN) positivo y un beneficio estimado de 1.879,05 € en términos actuales, considerando una tasa de descuento del 5%. Esta opción no solo permite reducir la dependencia energética y las emisiones, sino que también ofrece una rentabilidad económica clara, lo que la convierte en una inversión atractiva y sostenible.

	Demanda habitual (2.954,8 kWh)	
	Sin batería	Con batería
VAN	1.879,05 €	-550,97 €
TIR	9,56%	4,01%

Tabla 36: Resultados del análisis de rentabilidad de las instalaciones con y sin batería para la demanda anual habitual. Elaboración propia.

Esta instalación contaría con los siguientes elementos:

- 5 paneles solares de silicio monocristalino y de 440 Wp, conectados en serie. Se ha seleccionado el modelo *Hi-MO X6 Explorer LR5-54HTH* del fabricante LONGi.

- 5 unidades de estructura de soporte del modelo *Sunfer 02V*.
- Inversor de 2 kW de potencia nominal de salida. Modelo *SUN2000-5KTL-L1* de la marca Huawei.
- 9,4 metros de cableado Exzhellent Solar RZ1-K (AS) para el tramo de corriente alterna.
- 38 metros de cableado Exzhellent Solar ZZ-F para el tramo de corriente continua.
- Un interruptor seccionador de corriente continua. Modelo GD025AT2 del fabricante Lovato Electric.
- Un interruptor automático magnetotérmico de calibre 16 A y Curva C. Modelo MUN216A de la marca Hager.

Por otro lado, la alternativa con batería no llega a ser rentable considerando una vida útil de la instalación de 30 años. Debido a su alto coste, la necesidad de sustituir la batería a los 15 años y el nivel de demanda energética de la vivienda, la inversión no llega a ser rentable en este caso.

Sin embargo, el valor añadido de este proyecto reside en su proyección hacia el futuro. Se ha planteado un escenario con un mayor nivel de consumo, como el que se produciría al incorporar un coche híbrido enchufable a la vivienda. En este caso, el análisis (Tabla 37) demuestra un cambio relevante: la instalación con batería pasa a ser la opción más rentable, a pesar de requerir una inversión inicial más elevada. De hecho, el presupuesto estimado de la instalación con batería es 13.067,87 €, frente a 7.886,87 € de la que carece de ella.

	Demanda habitual (2.954,8 kWh)		Con coche híbrido (8.526,7 kWh)	
	Sin batería	Con batería	Sin batería	Con batería
VAN	1.879,05 €	-550,97 €	3.725,70 €	7.217,02 €
TIR	9,56%	4,01%	8,27%	10,98%

Tabla 37: Resultados del análisis de rentabilidad de las instalaciones con y sin batería para la demanda anual habitual y con coche híbrido. Elaboración propia.

Los resultados aparecen representados en el Gráfico 5, donde se observa que el VAN de la instalación con batería es el doble que en el caso de sin batería. Esto se debe a varios factores:

- Mayor parte del consumo durante las horas sin sol, debido a que el coche se cargará durante la noche y se usaría durante el día. Esto conlleva que la batería permita cubrir la mayor parte de la demanda nocturna y reducir la compra de energía de la red.
- Mayor volumen de demanda energética, que incrementa el porcentaje de autoconsumo y, por tanto, el ahorro en la factura eléctrica. Esto implica que se recupera más rápidamente la inversión y, asimismo, la rentabilidad de la instalación es mucho mayor, siendo en este caso el VAN de 7.217,02 € respecto a la cifra de 1.879,05 € con la demanda habitual.
- Subvención recibida en la instalación con batería por reducir el consumo de energía no renovable en al menos un 30%, que supone una ayuda económica considerable. Sin embargo, se ha comprobado también que en el caso de que ambas instalaciones tuvieran la posibilidad de recibir la subvención sobre el IRPF seguiría siendo más rentable la instalación con batería.

Con ello, este estudio demuestra que el uso de baterías en instalaciones solares no es exclusivo de aplicaciones a gran escala, sino que puede ser también económicamente viable y recomendable en el ámbito residencial, especialmente en la actualidad, donde se prevén cambios en los hábitos de consumo energético por la adopción de coches eléctricos.

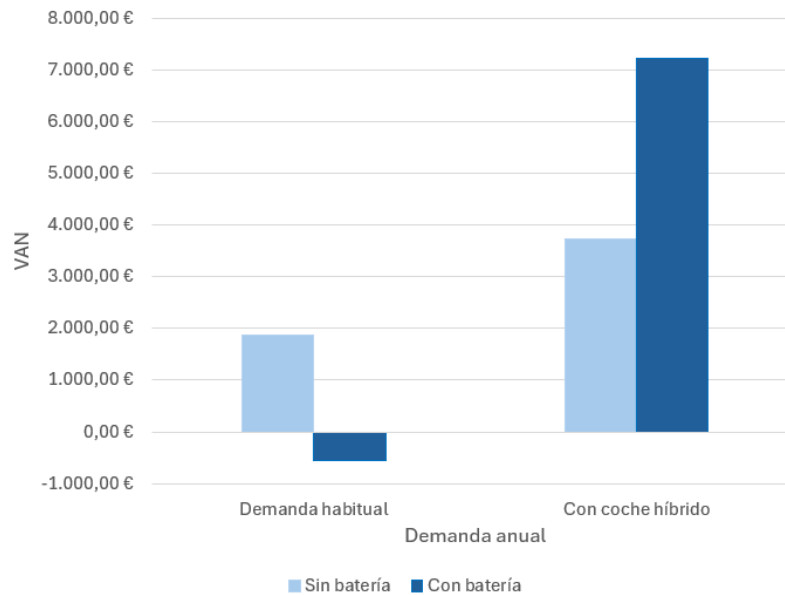


Gráfico 5: Comparativa de rentabilidad económica entre una instalación con y otra sin batería, en el caso de la demanda habitual y con un coche híbrido. Elaboración propia.

En conclusión, este proyecto no solo ofrece un diseño técnico y económico para un caso concreto, sino que también sirve como referencia para otras personas interesadas en instalar sistemas fotovoltaicos con una visión a medio o largo plazo.

A medida que avanza la tecnología, se espera que las baterías sean más eficientes, duraderas y asequibles, lo que mejorará aún más la rentabilidad de las instalaciones con almacenamiento. Además, es previsible que la legislación siga evolucionando para favorecer la movilidad sostenible, con incentivos en la compra de vehículos híbridos o eléctricos. En este sentido, el proyecto ayuda a anticipar esos escenarios y permitiendo tomar decisiones, no solo en función del consumo actual, sino también considerando el potencial crecimiento de la demanda energética doméstica en un contexto cada vez más electrificado.

Capítulo 7. OBJETIVOS DE DESARROLLO

SOSTENIBLE

El contexto actual está marcado por la creciente necesidad de hacer frente al cambio climático, reducir las desigualdades y promover un desarrollo sostenible y equilibrado. De ello surge en 2015 la creación de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), cuyo objetivo es afrontar grandes desafíos sociales, económicos y ambientales (Figura 37).

La responsabilidad de avanzar hacia estos objetivos no recae únicamente en gobiernos e instituciones internacionales, sino que reside también en cada persona y proyecto que pueda contribuir con el cumplimiento de estos objetivos. Por ello, este proyecto de instalación de placas solares fotovoltaicas en una vivienda unifamiliar está alineado con esta visión global, porque cada paso por pequeño que parezca cuenta a la hora de crear un futuro mejor.



Figura 37: Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Organización de Naciones Unidas (ONU).

Actualmente hay una clara tendencia hacia el uso de fuentes de energías limpias y no contaminantes, y es aquí donde adquieren gran importancia proyectos sostenibles como éste, que apuesta por la transición energética desde el ámbito residencial.

Con el fin de corroborar la contribución real de este proyecto, este capítulo incluye, en primer lugar, un análisis del balance de emisiones de dióxido de carbono evitadas gracias a la instalación solar, seguido de una justificación detallada de su alineación con los ODS más relevantes.

7.1 Balance de las emisiones de CO₂ ahorradas

Para cuantificar el impacto ambiental del proyecto, se ha utilizado el programa PVSyst para calcular el balance de emisiones de CO₂ a lo largo de la vida útil de la instalación. Para calcular las emisiones de CO₂ que se evitan con este proyecto se utiliza la siguiente fórmula:

$$CO_2 \text{ evitado} = \text{Energía generada} \cdot \text{Vida del proyecto} \cdot LCE \text{ red} - LCE \text{ sistema}$$

Donde:

- *LCE* (Lyfe Cycle Emissions) son las emisiones que se generan a lo largo del ciclo de vida de la electricidad.
- *LCE red* se refiere a las emisiones asociadas a la producción y suministro de cada kWh de la red durante toda su vida útil, incluyendo generación, distribución y transporte, y tiene un valor específico en cada país. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), en el caso de España tiene un valor de 287 gCO₂/kWh.
- *LCE sistema* se trata de las emisiones generadas en el ciclo de vida de la energía generada por la instalación solar fotovoltaica.

El LCE del sistema o instalación solar se determina a partir de las emisiones generadas en la fabricación de cada uno de los componentes. El desglose se muestra a continuación:

- Los módulos solares provienen de China y, según los datos recopilados por la IEA se su fabricación en este país generaría unas emisiones de 1.713 kgCO₂/kWp.

Sabiendo que la instalación solar fotovoltaica está dimensionada para 2,2 kWp, los módulos solares suponen unas emisiones de 3.768 kgCO₂.

- La estructura de soporte de los módulos de la marca Sunfer está fabricada en España, lo que implica unas emisiones de 1,91 kgCO₂/kg y un total de 96 kgCO₂ para el conjunto de los soportes.
- El inversor de marca Huawei se fabrica también en China, sumando 522 kgCO₂ adicionales. Hay que tener en cuenta que a los 15 años de vida de la instalación es necesario reemplazar el inversor, luego su contribución será el doble.

Así, el total de emisiones asociadas a la instalación o sistema durante su vida útil es:

$$LCE \text{ Sistema} = 3.768 + 96 + 522 \cdot 2 = 4.908 \text{ kgCO}_2 = 4,9 \text{ tCO}_2$$

Con una producción media anual de 3.389,4 kWh, teniendo en cuenta la degradación de los paneles, y una vida útil estimada de 30 años, se obtiene:

$$CO_2 \text{ ahorrado} = 3.389,4 \text{ kWh} \cdot 30 \text{ años} \cdot 287 \frac{\text{gCO}_2}{\text{kWh}} - 4,9 \text{ tCO}_2 = 24,28 \text{ tCO}_2$$

La Figura 38 muestra la evolución de las emisiones evitadas a lo largo de la vida útil de la instalación solar fotovoltaica.

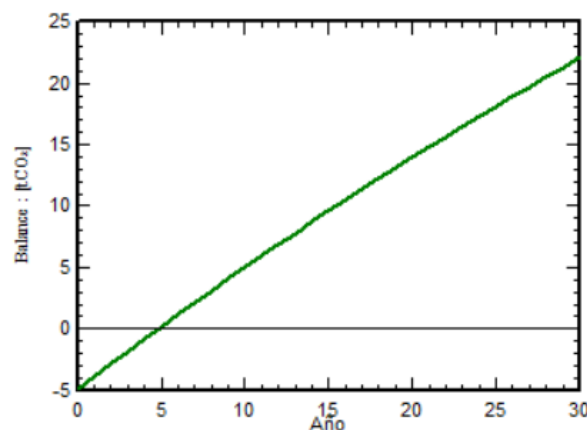


Figura 38: Evolución del balance de emisiones de CO₂ a lo largo de la vida útil de la instalación solar fotovoltaica sin batería. Fuente: PVSyst.

Este resultado demuestra que la instalación evitaría la emisión de 24,28 toneladas de CO₂, lo cual es significativo tratándose de una sola vivienda unifamiliar. Además, puede convertirse en un ejemplo replicable para otras personas interesadas en sumarse a la transición energética.

7.2 Alineación con los ODS

Este proyecto no solo reduce la dependencia de fuentes de energía contaminantes, sino que también promueve la eficiencia energética, la autonomía energética del consumidor y el aprovechamiento de recursos renovables.

Por tanto, este proyecto está directamente alineado con varios de los objetivos:

- **Objetivo 3 – Salud y bienestar** – La reducción de emisiones contribuye a mejorar la calidad del aire y, por tanto, la salud de las personas. Actualmente los niveles de dióxido de carbono han alcanzado niveles muy alarmantes, y según un estudio de la Universidad de Harvard una de cada cinco muertes en el mundo se debe a la contaminación generada por la quema de combustibles fósiles.[3] Este proyecto, al disminuir estas emisiones, contribuye activamente al bienestar de la población.
- **Objetivo 7 – Energía asequible y no contaminante** – Tal y como se ha demostrado a lo largo de la memoria, la instalación de placas solares fotovoltaicas en una vivienda unifamiliar es económicamente viable y rentable, e incluso genera un beneficio económico considerable a largo plazo. De hecho, en el caso de la instalación escogida, supondría unas ganancias de 1.879,05 € en términos monetarios actuales. Con ello, se demuestra que la energía solar en España actualmente es, no solo una fuente de energía limpia, sino también accesible para el pequeño consumidor.
- **Objetivo 9 – Industria, innovación e infraestructura** – Este proyecto fomenta la modernización de viviendas adoptando tecnologías innovadoras para la generación de energía solar. Además, fomenta el desarrollo de nuevos paneles solares, inversores y baterías que sean más eficientes y económicos.

- Objetivo 11 – *Ciudades y comunidades sostenibles* – Este proyecto fomenta la transición hacia comunidades sostenibles mediante la integración de energías renovables en el entorno residencial. Además, contribuye a crear ciudades más independientes y resilientes frente a cortes de suministro energético, como el gran apagón que tuvo lugar en España hace unos meses.
- Objetivo 13 – *Acción por el clima* – Tal y como se ha expuesto anteriormente, la realización de este proyecto ahorraría unas emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera de 24,28 toneladas. Teniendo en cuenta que este proyecto puede servir como ejemplo para otros usuarios que se estén planteando una transición hacia el uso de energía solar en sus viviendas, contribuye considerablemente en la lucha contra el cambio climático.

Como conclusión, este proyecto está directamente alineado con algunos de los objetivos de desarrollo sostenible, aportando beneficios ambientales, económicos y sociales, y demostrando que la contribución hacia un futuro sostenible está al alcance de todos.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] NASA. (2025). *Carbon Dioxide*. Recuperado de: <https://climate.nasa.gov/vital-signs/carbon-dioxide/?intent=121>
- [2] IPCC. (2021). *AR6 Climate Change 2021: The Physical Science Basis*. Recuperado de: <https://www.ipcc.ch/2021/08/09/ar6-wg1-20210809-pr/>
- [3] Burrows, L. Harvard John A. Paulson School of Engineering and Applied Sciences. (2021). *Deaths from fossil fuel emissions higher than previously thought*. Recuperado de: <https://seas.harvard.edu/news/2021/02/deaths-fossil-fuel-emissions-higher-previously-thought>
- [4] US EPA. (Marzo, 2025). *Global Greenhouse Gas Overview*. Recuperado de: <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-overview>
- [5] Ritchie, H.; Rosado, P.; Roser, M. (Julio, 2020). *Energy production and consumption*. Our World in Data. <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>
- [6] United Nations. (n.d.). *El acuerdo de París*. Recuperado de: <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>
- [7] European Commission. (n.d.). *European Green Deal*. Recuperado de: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en
- [8] Eurostat. (Diciembre, 2023). *Renewable energy statistics*. Recuperado de: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics#Share_of_renewable_energy_more_than_doubled_between_2004_and_2022
- [9] IEA (International Energy Agency). (2023). *Snapshot of Global PV Markets*. (Pág. 17). Recuperado de: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/04/IEA_PVPS_Snapshot_2023.pdf
- [10] IRENA (International Renewable Energy Agency). (n.d.). *Solar Energy*. Recuperado de: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>
- [11] Neumeister, K. (Mayo, 2022). *Solar vs wind power: The ultimate shutdown*. World Economic Forum. Recuperado de: <https://www.weforum.org/stories/2022/03/solar-wind-power-renewable-energy-climate-change/>
- [12] BloombergNEF. (2025). *Lithium-Ion battery pack prices hit record low of \$139/kWh*. <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/>

- [13] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (n.d.). *Normativa de Autoconsumo*. Recuperado de: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/oficina-de-autoconsumo/normativa-de-autoconsumo>
- [14] Chatzis, I.; Barbarino, M. (Mayo, 2021). *¿Qué es la fusión y por qué es tan difícil de lograr?* IAEA (International Atomic Energy Agency). Recuperado de: <https://www.iaea.org/es/energia-de-fusion/que-es-la-fusion-y-por-que-es-tan-dificil-de-lograr>
- [15] NASA. (n.d.) *The Sun's radiation*. Recuperado de: https://acd-ext.gsfc.nasa.gov/anonftp/acd/daac_ozone/Lecture4/Text/Lecture_4/sunrad.html
- [16] *Nuclear Fusion – The Power of the Sun*. LibreTexts. Recuperado de: [https://chem.libretexts.org/Bookshelves/General_Chemistry/Map%3A_A_Molecular_Approach_\(Tro\)/20%3A_Radioactivity_and_Nuclear_Chemistry/20.09%3A_Nuclear_Fusion- The Power of the Sun](https://chem.libretexts.org/Bookshelves/General_Chemistry/Map%3A_A_Molecular_Approach_(Tro)/20%3A_Radioactivity_and_Nuclear_Chemistry/20.09%3A_Nuclear_Fusion- The Power of the Sun)
- [17] Magurean, A. M.; Pop, O.; Pocola, A.; Serban, A.; Balan, M. C. (2020). *Einstein's equation in nuclear and solar energy*. Recuperado de: <https://www.intechopen.com/chapters/70524>
- [18] Planas, O. (Octubre, 2024). *Tipos de rayos solares: espectro electromagnético*. (n.d.). Recuperado de: <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/radiacion-solar/tipos-de-rayos-solares>
- [19] Luisyp. (Mayo, 2020). *El espectro electromagnético*. Recuperado de: <https://ingenieriabasica.es/espectro-electromagnetico/>
- [20] Sean. (Noviembre, 2022). *Relationship between wavelength, frequency and energy*. FTLO-Science. Recuperado de: <https://filoscience.com/wavelength-frequency-energy/>
- [21] Nehuén, T. (Noviembre, 2023). *Radiación solar - Qué es, características, propiedades y clasificación*. Recuperado de: <https://definicion.de/radiacion-solar/>
- [22] Alonso, J.A. (Noviembre, 2024). *Radiación, Geometría, Recorrido óptico, Irradiancia*. SUNFIELDS Europe. Recuperado de: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/#Tipos-de-radiacion>
- [23] Alonso, J.A. (Diciembre, 2024). *Horas solares y Horas Sol Pico en España*. SUNFIELDS Europe. Recuperado de: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/horas-de-sol-en-espana/#Que-factores-afectan-a-las-horas-de-sol>

- [24] Observatorio Tecnológico de Hidalgo. (Febrero, 2019) *¿Cómo funcionan las células solares fotovoltaicas?* Recuperado de: <https://otech.uaeh.edu.mx/noti/tech/como-funcionan-las-celulas-solares-fotovoltaicas/>
- [25] Universidad de Valencia. (n.d.) *Células solares*. Recuperado de: <https://www.uv.es/electfis/ef/Lecc11.pdf>
- [26] Alonso, J.A. (Octubre, 2024) *Monocristalino o policristalino: Diferencias, pros y contras*. SUNFIELDS Europe. Recuperado de: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/monocristalino-vs-policristalino-diferencias-pros-y-contras/>
- [27] Ortíz, H. (2016) *La célula fotovoltaica*. Recuperado de: <https://www.ecosolaresp.com/la-celula-fotovoltaica/>
- [28] Solar 360. (Mayo, 2024) *¿En serie o en paralelo?* Recuperado de: <https://www.solar360.es/blog/energia-solar/paneles-conexion-serie-o-paralelo>
- [29] Hasan, K. (Diciembre, 2021) *Effects of different environmental and operational factors on the PV performance*. Recuperado de: <https://scijournals.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ese3.1043>
- [30] Duell, M., Elbert M., Muller, M. *Impact of Structured Glass on Light Transmission, Temperature and Power of PV Modules*. Recuperado de: <https://userarea.eupvsec.org/proceedings/25th-EU-PVSEC-WCPEC-5/4CO.20.2/>
- [31] Autosolar. *Conexión de placas solares, tipos y consideraciones*. Recuperado de: <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/conexion-placas-solares-tipos-y-consideraciones>
- [32] Dalmases, R. (Julio, 2024) *Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a red*. Recuperado de: <https://atlas-greenenergy.com/es/esquema-instalacion-fotovoltaica-conectada-red/>
- [33] (Octubre, 2024) *Componentes clave de las células solares*. Recuperado de: <https://revista-completa.com/componentes-clave-de-las-celulas-solares/>
- [34] Alonso, J.A. (2025) *Funcionamiento de inversores fotovoltaicos*. SUNFIELDS Europe. Recuperado de: <https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/funcionamiento-inversor-fotovoltaico/#Como-funciona-un-inversor-solar>
- [35] Alonso, J.A. (Septiembre, 2024) *Tipos de inversores fotovoltaicos: para instalaciones conectadas y aisladas de la Red*. SUNFIELDS Europe. Recuperado de: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/tipos-inversores-fotovoltaicos/>
- [36] *Inversores solares*. Recuperado de: <https://activosolar.com/inversores-solares/>

- [37] DamiaSolar. (2025). *¿Cuál es el funcionamiento de las baterías solares?* Recuperado de: <https://www.damiasolar.com/blog/baterias-solares-funcionamiento/>
- [38] E4e (Efficiency for Energy). (Abril, 2022). *Tipos, características y principales baterías de energía solar.* Recuperado de: <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/baterias-energia-solar-tipos-caracteristicas>
- [39] IDAE. (2009). *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica Pliego de Condiciones Técnicas - febrero 2009.* Recuperado de: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_Pliego aisladas de red_09_d5e0a327.pdf
- [40] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). *Renewable Power Generation Costs in 2022.* (p.91) Recuperado de: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2022.pdf
- [41] Haro, I. Selectra. (Septiembre, 2024). *Normativa para la instalación de placas solares en 2024.* Recuperado de: <https://selectra.es/autoconsumo/info/normativa>
- [42] Iberley. (Diciembre, 2020). *Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.* Recuperado de: https://www.iberley.es/legislacion/real-decreto-1183-2020-29-dic-acceso-conexion-redes-transporte-distribucion-energia-electrica-26742025#articulo_9637796
- [43] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). *Instalaciones de Energía solar fotovoltaica.* (Pág. 7) Departamento de Energía Solar. Recuperado de: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones tecnicas instalaciones conectadas a red_C20 Julio 2011_3498eaaf.pdf
- [44] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). (2024). *Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo.* (Pág. 34) Departamento de Energía Solar. Recuperado de: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/20240709_Guia_Profesional_Tramitacion_autoconsumo_v.6.pdf
- [45] Weather Spark. (n.d.). *El clima en Torrelodones, el tiempo por mes, temperatura promedio (España).* Recuperado de: <https://es.weatherspark.com/y/36994/Clima-promedio-en-Torrelodones-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- [46] GoPVGIS. (Octubre, 2024). *Comparing different PVGIS datasets: Which one should you use?.* Recuperado de: <https://gopvgis.com/articles/comparing-different-pvgis-datasets/>
- [47] (Octubre, 2024). *Cuántos kWh consume una casa al mes.* Iberdrola. Recuperado de: <https://www.iberdrola.es/blog/luz/cuantos-kwh-consume-una-casa-al-mes>

- [48] Bueno, B. (2021). *Reglamento electrotécnico para baja tensión: RD 842/2002 de 2 de agosto de 2002 actualizado según RD 560/2010, RD 1053/2014, Reglamento Delegado 2016/364 (CPR), RD 244/2019, RD 542/2020, RD 298/2021, instrucciones técnicas complementarias (ITC-BT) y guía técnica de aplicación del REBT*. 7ª Edición, Marcombo De Ciencia Y Tecnología.
- [49] LONGi. (n.d.) *Hi-MO X6 Explorador*. Recuperado de: <https://www.longi.com/es/products/modules/hi-mo-6-explorer/>
- [50] Tienda Solar (n.d.). *Comprar panel solar LONGI Hi-MO6 54HTH 440W*. Recuperado el 13 de Abril de 2025 de: <https://tienda-solar.es/es/paneles-solares/1704-panel-solar-longi-hi-mo6-54hth-440w-half-cut-marco-negro>
- [51] Trina Solar. (2023). *ES/Vertex S+ 470W*. Recuperado de: <https://www.trinasolar.com/es/product/VertexS-NEG9R.28>
- [52] Efecto Solar Energy S.L. (2025). *Panel Trina 450W VERTEX S+ NEG9R.28-BFR*. Recuperado el 13 de Abril de 2025 de: <https://efectosolar.es/tienda/paneles-solares/panel-trina-450w-vertex-s-neg9r-28-bfr/#>
- [53] JA Solar. (n.d.) *JAM54S30 400-425 GR*. Recuperado de: https://www.jasolar.eu/fileadmin/data/3.0/JAM54S30_GR/2024/JAM54S30_400-425_GR_1100mm_Global_EN_20221107A.pdf
- [54] EnergyTEC Power Systems S.L. (n.d.) *Comprar JAM54S30 415 GR*. Recuperado el 13 de Abril de 2025 de: <https://energytec.es/placas-solares/743-panel-ja-jam54s30-415gr.html>
- [55] Huawei. (n.d.) *Guía de usuario del Smart Energy Controller, Página de soporte del inversor*. Recuperado de: <https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products/SUN2000-3-4-5-6KTL-L1/support>
- [56] Huawei. (n.d.) *Especificaciones del Smart String Energy Storage System LUNA2000*. Recuperado de: <https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products/LUNA2000-5-10-15-S0/specs>
- [57] Sunfer. (n.d.) *Ficha técnica: Soporte coplanar con salvatejas 02V*. Recuperado de: <https://media.adeo.com/media/3394327/media.pdf>
- [58] Leroy Merlin (2025). *Comprar Soporte coplanar salvateja Sunfer 02V1*. Recuperado el 13 de Abril de 2025 de: <https://www.leroymerlin.es/productos/soport-coplanar-salvateja-sunfer-02v1-fv-82697855.html>
- [59] Ministerio de Fomento (2009). *Documento Básico SE-AE Acciones en la edificación*. Recuperado de: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SE/DBSE-AE.pdf>

- [60] PVSyst. (n.d.) *Funcionamiento del inversor ante limitaciones de corriente*. PVsyst Documentation.
- [61] Leroy Merlin (2025). *Comprar Inversor Huawei SUN2000-2KTL-L1 2000W*. Recuperado el 13 de Abril de 2025 de: https://www.leroymerlin.es/productos/inversor-huawei-sun2000-2ktl-11-2000w-89894252.html?highlightedOffer-Code=cac92a02c51f8b2aa0935dd5fdcbafb24a49163d&awc=20598_1744373847_99410e1e21f98c9d4077f693bb6e4c2a&utm_id=387962916&utm_source=awin&utm_medium=afiliacion&utm_term=176013&utm_content=37740794008&utm_campaign=Imes_nac_na_ao_Afiliados_20240101_20241231&sv1=affiliate&sv_campaign_id=176013&gad_source=7&dclid=CKO5yvz6z4wDFX5GHQkdICMuog
- [62] Leroy Merlin (2025). *Comprar Módulo Batería Litio Huawei Luna2000 5kWh*. Recuperado el 13 de Abril de 2025 de: <https://www.leroymerlin.es/productos/modulo-bateria-litio-huawei-luna2000-5kwh-89894153.html>
- [63] Leroy Merlin (2025). *Comprar BMS Batería Litio Huawei Luna2000*. Recuperado el 13 de Abril de 2025 de: https://www.leroymerlin.es/productos/bms-bateria-litio-huawei-luna2000-89894152.html?highlightedOffer-Code=0a6095ad34300e0c19d35004982ca9cfe95a42c&awc=20598_1745488525_0a4e81ba64a73cb4f9902bf17729262c&utm_id=387962916&utm_source=awin&utm_medium=afiliacion&utm_term=176013&utm_content=37740730482&utm_campaign=Imes_nac_na_ao_Afiliados_20240101_20241231&sv1=affiliate&sv_campaign_id=176013&gad_source=7&dclid=COr1kryz8IwDFe9JHQkdOII4Vw
- [64] Guarrosa (Distribuidor de material eléctrico). (2025). *Lista Cables Solar*. Recuperado el 9 de Mayo de 2025 de: <https://www.guarconsa.com/Clasificacion/cable/cables-especiales/cable-solar/1x10mm>
- [65] Ilumitec. (2025). *Comprar Cable RZI-K 3x10 mm² Exzhellent General Cable*. Recuperado el 9 de Mayo de 2025 de: <https://www.ilumitec.es/cable-unipolar-libre-halogenos-3x10-mm2-rz1k>
- [66] LONGi. (n.d.). *Installation Manual for LONGi Solar PV Modules*. Recuperado de: https://static.longi.com/Installation_Manual_for_LON_Gi_Solar_PV_Modules_V16_5b4d0bb591.pdf
- [67] Lovato Electric. (2025). *Hoja técnica: Interruptor seccionador GD025AT2*. Recuperado de: https://catalogue.lovatoelectric.com/gl_es/Interruptor-seccionador-para-aplicaciones-

- [fotovoltaiicas-version-de-mando-directo-completo-con-mando-negro-25A-800VDC-16A-1000VDC/GD025AT2/snp](#)
- [68] Elettronew. (2025). *Comprar Interruptor seccionador GD025AT2*. Recuperado el 11 de Mayo de 2025 de: <https://www.elettronew.com/es/los-seccionadores-dc-para-la-energia-fotovoltaiica/interruptor-de-desconexion-lovato-dc-25a-800v-16a-1000v-gd025at2-28338.html>
- [69] Hager. (2025). *Comprar Interruptor Automático magnetotérmico 2P 16A curva C*. Recuperado el 12 de Mayo de 2025 de: <https://hager.com/es/catalogo/producto/mun216a-automatico-mun-2p-16a-c-6ka>
- [70] Rodríguez, A.; Fernández, J.A. (Mayo, 2018). *Proyecto de instalación fotovoltaica conectada a red para autoconsumo, sobre cubierta en edificio de servicios sociales en Torrelodones*. (Pág. 33) Ayuntamiento de Torrelodones. Recuperado de: <https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/e3dfae9b-b026-43ba-99e5-5fe445be5930/DOC20180801122110PROYECTO+FOTOVOLTAICA+TORRELODONES+v2.pdf?MOD=AJPERES>
- [71] Selectra. (Mayo, 2025). *Ayudas vigentes para placas solares en Madrid*. Recuperado de: <https://selectra.es/autoconsumo/info/normativa/subvenciones/madrid>
- [72] Tinsa Store. (n.d.) *Solicitud Certificado de Eficiencia Energética*. Recuperado de: <https://store.tinsa.es/orders/energy-performance-certification/personal-data>
- [73] *Torrelodones bonificará 35% del IBI a viviendas con energía solar que cubra el 50% del consumo total*. Ayuntamiento de Torrelodones. Recuperado de: <https://torrelodones.info/2021/10/21/torrelodones-bonificara-35-del-ibi-a-viviendas-con-energia-solar-que-cubra-el-50-del-consumo-total/>
- [74] Powen. (2024). *Subvenciones para placas solares en Torrelodones 2025*. Recuperado de: <https://powen.es/ayudas-subvenciones/comunidad-de-madrid/torrelodones/>
- [75] Endesa. (Mayo, 2025). *Deducción del IRPF por instalar placas solares en 2025*. Recuperado de: <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/luz/deducciones-irpf-placas-solares>
- [76] Endesa. (n.d.) *Tarifa Solar*. Recuperado de: <https://www.endesa.com/es/luz-y-gas/catalogo-solar/endesa-solar>
- [77] Tommygar. (Enero, 2025). *¿Qué precio tiene el mantenimiento de paneles solares?* MyClimaSolar. Recuperado de: https://myclimasolar.es/blog/coste-mantenimiento-placas-solares/#Cuanto_cuesta_el_mantenimiento_de_paneles_solares

- [78] Emotion. (Mayo, 2023). *Cómo funciona la carga de los híbridos enchufables*. Recuperado de: <https://emotion.green/blog/la-carga-de-los-hibridos-enchufables/>

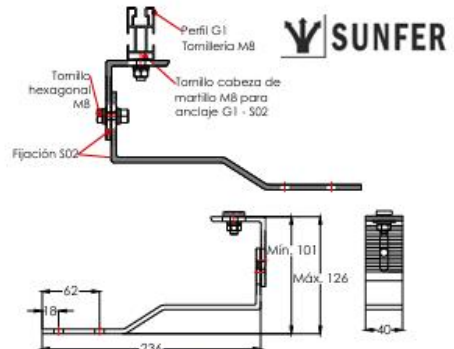
ANEXO

<i>Anexo A: Hojas de características (Estructura de soporte, Paneles solares, Inversor, Batería y Cableado)</i>	<i>169</i>
<i>Anexo B: Planos Eléctricos de la vivienda y Esquema Unifilar.....</i>	<i>186</i>
<i>Anexo C: Informes Simulaciones PVsyst</i>	<i>190</i>

ANEXO A:

HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

**(ESTRUCTURA DE SOPORTE, PANELES SOLARES,
INVERSOR, BATERÍA, CABLEADO Y APARAMENTA)**



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

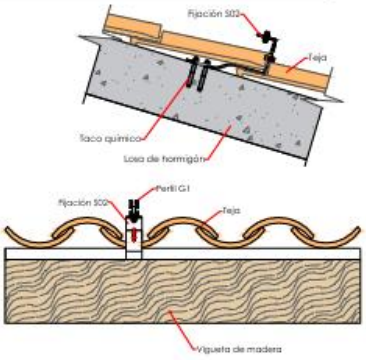
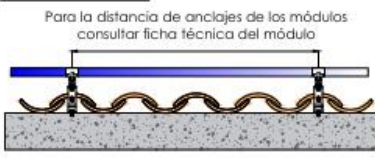


Viga hormigón: consultar ficha técnica taco utilizado
 Viga madera: broca N°9

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

Dos opciones:
 Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit
 2279x1150 **Kit** (Ver página 2)
 Para módulos de hasta 2400x1350 - Sistema PS
 2400x1350 **PS** (Ver página 3)

Carga de nieve: 40 kg/m²

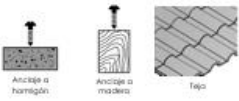


Par de apriete:
 Tornillo Presor 7 Nm
 Tornillo M8 Hexagonal 20 Nm
 Tornillo M10 Hexagonal 40 Nm
 Tornillo M4,2/4,8 Hexagonal 6 Nm

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



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



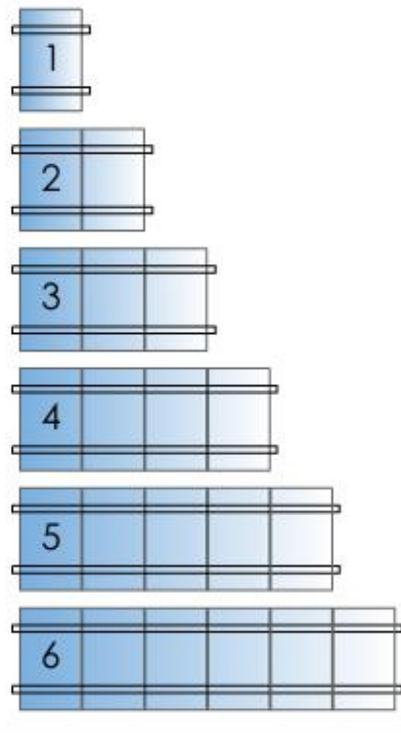


Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema KIT



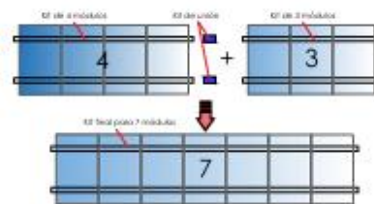
2279x1150

Kits disponibles:

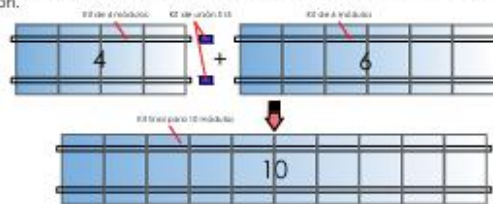


EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN

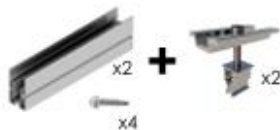
Para realizar una fila de 7 módulos se realizaría con 1 Kit de 4 + 1 Kit de 3 + 1 Kit de unión



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



S15 Kit de unión



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

Marcado ES19/84624 CE

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

Hi-MO X6 Explorer

LR5-54HTH 420~440M

- Suitable for Distribution Market
- Simple design embodies modern style
- Better energy generation performance
- High-quality module guarantees long-term reliability

15 15-year Warranty for Materials and Processing

25 25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
ISO9001:2015: ISO Quality Management System
ISO14001: 2015: ISO Environment Management System
ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety
IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI



Hi-MO X6 Explorer

LR5-54HTH 420~440M

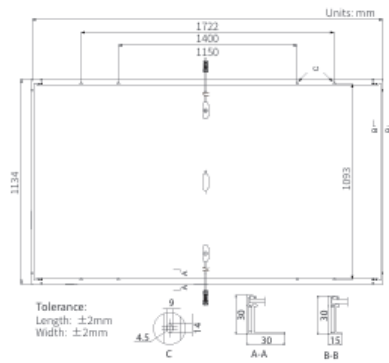
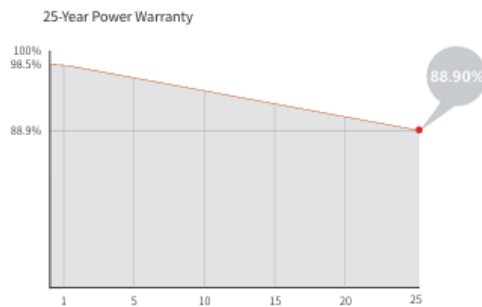
22.5%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

<1.5%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.40%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	108 (6×18)
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm ² , ±1200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	20.8kg
Dimension	1722×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 216pcs per 20' GP / 936pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

Module Type	STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		STC		NOCT		STC		NOCT	
	LR5-54HTH-420M	LR5-54HTH-425M	LR5-54HTH-430M	LR5-54HTH-435M	LR5-54HTH-440M	LR5-54HTH-440M	LR5-54HTH-440M	LR5-54HTH-440M	LR5-54HTH-440M	LR5-54HTH-440M	LR5-54HTH-440M	LR5-54HTH-440M
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	420	314	425	318	430	321	435	325	440	329	440	329
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	38.73	36.36	38.93	36.55	39.13	36.74	39.33	36.93	39.53	37.11	39.53	37.11
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	14.00	11.31	14.07	11.36	14.15	11.43	14.22	11.49	14.30	11.55	14.30	11.55
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	32.44	29.60	32.64	29.78	32.84	29.97	33.04	30.15	33.24	30.33	33.24	30.33
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.95	10.60	13.03	10.67	13.10	10.72	13.17	10.78	13.24	10.85	13.24	10.85
Module Efficiency(%)	21.5		21.8		22.0		22.3		22.5		22.5	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL Type I or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

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

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.290%/°C

SUN2000-2-6KTL-L1
Smart Energy Controller



Seguridad activa

Protección contra arcos eléctricos active con tecnología de IA



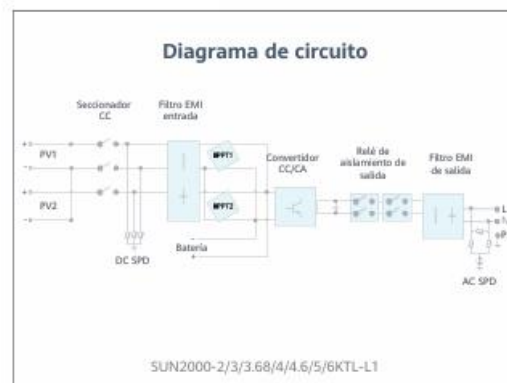
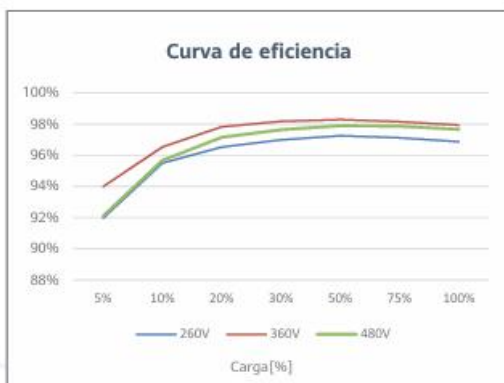
Mayor generación

Hasta un 30 % más de energía con optimizadores



2x POTENCIA de Batería

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



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

Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 ¹
Eficiencia							
Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
Entrada (FV)							
Entrada de CC máxima recomendada ²	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V ³						
Tensión de arranque	100 V						
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V – 560 V ³						
Tensión nominal de entrada	360 V						
Máx. intensidad por MPPT	12.5 A						
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A						
Cantidad de MPPTs	2						
Máx. número de entradas por MPPT	1						
Entrada (CC Batería)							
Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh – 30kWh ¹						
Rango de tensión de operación	350 – 560 Vdc						
Max. corriente de operación	15 A						
Potencia de carga máxima	5,000 W						
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5000 W
Salida (a Red)							
Conexión a la red eléctrica	Monofásica						
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 W	4,400 VA	5,000 VA	5,500 W	6,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz						
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A	25 A	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 inductivo – 0.8 capacitivo						
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %						
Suministro de Potencia de Respaldo	Sí (incluyendo Backup Box-5000 ¹)						
Protecciones & Funcionalidades							
Protección anti-isla	Sí						
Protección a polaridad inversa de CC	Sí						
Monitorización de aislamiento	Sí						
Descargador de sobretensiones CC	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Descargador de sobretensiones CA	Sí, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Monitorización de la corriente residual	Sí						
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí						
Protección contra cortocircuito de CA	Sí						
Protección contra sobretensión de CA	Sí						
Protección contra sobrecalentamiento	Sí						
Protección de falla de arco eléctrico	Sí						
Carga inversa de la batería desde la red	Sí						
Datos generales							
Rango de temperatura de operación	-25 – +60 °C (Derrateo a partir de 45°C @Potencia de Salida Nominal)						
Humedad relativa de operación	0 %RH – 100 %RH						
Altitud de operación	0 – 4,000 m (Derrateo a partir 2,000 m)						
Ventilación	Convección Natural						
Pantalla	Indicadores LED; WLAN integrado + aplicación FusionSolar						
Comunicación	RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el inversor Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)						
Peso (incluido soporte de montaje)	12.0 kg						
Dimensiones (incluido soporte de montaje)	365mm * 365mm * 156 mm						
Grado de protección	IP65						
Consumo de energía durante la noche	< 2.5 W						
Compatibilidad con Optimizadores							
DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P, SUN2000-450W-P2, SUN2000-600W-P2						
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)							
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2						
Grid connection standards	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, UNE 217002, TOR D4, IEC61727, IEC62116						

¹ La potencia fotovoltaica de entrada máxima del inversor es de 10.000 Wp cuando las cadenas largas se diseñen y conecten al completo de optimizadores de potencia SUN2000-450W/600W-P.

² El límite máximo de tensión de entrada y de operación se reducirán a 495 V cuando el inversor se conecta y funciona con la batería LG.

³ 2,500 W con las baterías HUAWEI ESS de 5kWh

Sistema inteligente de almacenamiento de energía en string



Optimización de la energía

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



Inversión flexible

Diseño modular de 5kWh
Escala de 5 a 30 kWh



Segura y confiable

Celda de litio-ferrofosfato (LFP)



Fácil instalación

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



Puesta en marcha rápida

Detección automática en la APP



Compatibilidad perfecta

Compatible con ambos
inversores monofásicos y trifásicos
residenciales



LUNA2000-5/10/15-SO
Especificaciones técnicas



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

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

Especificaciones generales			
Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	670 * 150 * 600 mm (26.4 * 5.9 * 23.6 inch)	670 * 150 * 960 mm (26.4 * 5.9 * 37.8 inch)	670 * 150 * 1320 mm (26.4 * 5.9 * 60.0 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	63.8 kg (140.7 lb)	113.8 kg (250.9 lb)	163.8 kg (361.1 lb)
Dimensión del módulo de potencia (Ax Dx x A)	670 * 150 * 240 mm (26.4 * 5.9 * 9.4 inch)		
Peso del módulo de potencia	12 kg (26.5 lb)		
Dimensión del módulo de batería (Ax Dx x A)	670 * 150 * 360 mm (26.4 * 5.9 * 14.0 inch)		
Peso del módulo de batería	50 kg (110.2 lb) ²		
Instalación	Soporte de suelo (estándar), montaje en pared (opcional)		
Rango de temperatura en operación	-20°C ~ + 55°C (-4°F ~ 131°F) ³		
Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.) (Derating por encima de 2,000 m)		
Medio ambiente	Exterior ⁴ (Consulte el manual de usuario para las condiciones de instalación)		
Humedad relativa	5% ~ 95%		
Ventilación	Convección natural		
Grado de protección	IP 66		
Emisión de sonidos	<29 dB		
Tecnología de célula	Litio-ferrofosfato(LiFePO4)		
Garantía	10 años ⁵		
Escalabilidad	Max. 2 sistemas funcionando en paralelo		
Compatibilidad con inversores	SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1, SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 ⁶ , SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1		

Cumplimiento de normas (más disponibles a pedido)	
Certificados	CE, RCM, CEC, VDE2510-50, IEC62619, IEC 60730, UN38.3

Pedido y pieza entregable	
Product ordering model ⁶	LUNA2000-5KW-C0, LUNA2000-5-E0, LUNA2000 Wall Mounting Bracket

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

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

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

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

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

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

exZhelent SOLAR

EXZHELLENT® SOLAR

ZZ-F - Libre de halógenos
1.8 kV DC - 0,6/1 kV AC

NORMAS:

CONSTRUCCIÓN	REACCIÓN AL FUEGO	
TÜV 2Pfg 1169	IEC 60332-1-2	IEC 61034-2
EN 50618	EN 60332-1-2	EN 61034-2
	IEC 60754-1	
	EN 60754-1	



CONSTRUCCIÓN:

- 1. CONDUCTOR**
Cobre, clase 5 según IEC 60228.
- 2. AISLAMIENTO**
Compuesto de EVA reticulado.
Color natural.
- 3. CUBIERTA EXTERIOR**
Compuesto de EVA reticulado.
Colores rojo o negro.

APLICACIONES:

Pensados para la interconexión de paneles en instalaciones fotovoltaicas y para la conexión de estos con las cajas de conexión y los inversores, tanto en interiores, exteriores e instalaciones fijas o móviles (seguidores solares), como en tierra, tejados o integrados en edificios. No recomendado para instalación subterránea, ya sea bajo tubo o directamente enterrado.

Estos cables no están diseñados para ser sumergidos.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C (120 °C durante 20.000 horas)

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C.



CERTIFICACIONES:



• BALMUT
GEPRÜFT
• TYPE
APPROVED



LCIE se aplica a secciones desde 4 mm² hasta 25 mm² inclusive.

TÜV no se aplica a la sección 300 mm².

EXZHELLENT® SOLAR

ZZ-F - Libre de halógenos
1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

exZhelent SOLAR

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Código de General Cable	Sección (mm ²)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (g/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 60 °C * (A)	Caida de tensión DC system (V/km)
1614107	1x2,5	4,8	45	20	41	22,9
1619108	1x4	6,0	65	25	55	14,2
1619109	1x6	6,6	85	25	70	9,45
1619110	1x10	8,0	135	35	96	5,43
1614111	1x16	8,5	195	35	132	3,46
1614112	1x25	10,2	290	45	176	2,22
1614113	1x35	11,5	390	50	218	1,57
1614114	1x50	13,7	550	55	267	1,10
1614115	1x70	15,2	750	65	332	0,772
1614116	1x95	17,1	970	70	397	0,585
1614117	1x120	19,1	1.215	80	471	0,457
1614118	1x150	21,2	1.525	85	541	0,368
1614119	1x185	23,1	1.830	95	615	0,301
1614120	1x240	26,7	2.415	135	745	0,228
1614121	1x300	29,8	3.045	150	857	0,182

* Temperatura máxima del conductor de 120 °C, según TÜV 2Pfg 1169:2007.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



exZhelent COMPACT

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

IEC 60502-1
UNE 21123-4

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
UNE-EN 50399
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2
UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1
UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24

CLASIFICACIÓN CPR

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)
DOP 000040
Clase C_{ca}-s1b,d1,a1

EXZHELLENT® Class SECTORFLEX
DOP 000135
Clase C_{ca}-s1b,d1,a1

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Cobre, clase 5 según UNE-EN 60228.
Sectorial para secciones de 50 mm²
y superiores (solución Sectorflex®).

2. AISLAMIENTO

Polietileno reticulado,
tipo XLPE según IEC 60502-1.
Identificación por color.

3. CUBIERTA EXTERIOR

Poliolefina termoplástica libre de
halógenos, tipo ST8 según IEC 60502-1.

APLICACIONES

Locales de pública concurrencia,
instalaciones de enlace, locales con riesgo
a incendio o explosión e instalaciones
en falsos techos o suelos elevados en
industrias. Y en general para instalaciones
en las que el riesgo de incendio no sea
despreciable.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C.
Temperatura mínima de trabajo: -25 °C.

CERTIFICACIONES



* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.



DESCÁRGATE LA DOP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

Nº DOP 000040
000135



EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



exZhelent COMPACT

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro nominal exterior (mm) (1)	Peso nominal (kg/km) (1)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) A (2)	Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) A (3)	Intensidad admisible enterrado A (4)	Caída de tensión V/A.km	
								cos φ = 1	cos φ = 0,8
3G1,5*	9,4	135	38	13,3	24	20	24	30,98	24,92
3G2,5*	10,3	175	42	7,98	33	27	32	18,66	15,07
3G4*	11,4	235	46	4,95	45	36	42	11,68	9,46
3G6*	12,4	300	50	3,3	57	46	53	7,90	6,42
3G10*	14,5	450	58	1,91	78	63	70	4,67	3,84
3G16*	16,6	645	67	1,21	105	82	91	2,94	2,45
3x25*	20,0	925	80	0,78	116	96	96	1,62	1,38
3x35*	22,6	1250	91	0,55	144	116	117	1,17	1,01
3x50**	26,7	1810	135	0,38	175	140	138	0,86	0,77
3x70**	31,4	2520	160	0,27	224	177	170	0,6	0,56
3x95**	35,0	3245	175	0,20	271	212	202	0,43	0,42
3x120**	39,6	4135	200	0,16	315	244	230	0,34	0,35
3x150**	43,9	5135	220	0,12	363	273	260	0,28	0,3
3x185**	48,2	6225	245	0,10	415	309	291	0,22	0,26
3x240**	54,9	8175	330	0,08	490	362	336	0,17	0,21
3x300**	63,1	10320	380	0,06	565	414	380	0,14	0,18
3x25/16*	22,2	1135	89	0,780/1,21	116	95	96	1,62	1,38
3x35/16*	24,7	1470	99	0,554/1,21	144	116	117	1,17	1,01
3x50/25*	29,4	2150	150	0,386/0,780	175	140	138	0,86	0,77
3x70/35*	34,6	3000	175	0,272/0,554	224	177	170	0,6	0,56
3x95/50*	38,5	3880	195	0,206/0,386	271	212	202	0,43	0,42
3x120/70*	44,0	5015	220	0,161/0,272	315	244	230	0,34	0,35
3x150/70*	48,3	6075	245	0,129/0,272	363	273	260	0,28	0,3
3x185/95*	53,0	7410	320	0,106/0,206	415	309	291	0,22	0,26
3x240/120*	60,4	9695	365	0,0801/0,161	490	362	336	0,17	0,21
3x300/150*	69,4	12285	420	0,0641/0,129	565	414	380	0,14	0,18

*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS).

Reducido diámetro y peso. Más ecológico.

**Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS).

Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra

(40 °C, temperatura estándar en España).

Tabla B.52.12:

Instalación tipo F (1x trifásica).

Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).

Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared

de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida.

Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).

Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1. (Aplicable a (2) y (3)).

Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25 °C (estándar en España).

Tabla B.52.2.bis:

-XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) -1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

-XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) -2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.



GD025AT2
SWITCH DISCONNECTOR, FOR PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS, DIRECT OPERATING
VERSION, COMPLETE WITH BLACK HANDLE, 25A 800VDC - 16A 1000VDC



Product designation	Switch disconnecter		
Product type designation	GD		
Number of poles	Nr.	2	
Operating voltage type	DC		
Contact characteristics			
IEC Conventional free air thermal current I _{th}	A	25	
Rated insulation voltage U _i IEC/EN	V	1000	
Rated impulse withstand voltage U _{imp}	kV	8	
Operating current I _e	DC21A		
	600V	A	25
	800V	A	25
	1000V	A	16
Power dissipation per pole max	W	0.8	
Mechanical life	cycles	10000	
Mechanical features			
Operating position	normal allowable	Vertical plan Any	
Fixing	Screw / DIN rail 35mm		
Terminals	type	Screw with washer	
	tool	Phillips 1	
Tightening torque for terminals	min	Nm	1.2
	max	Nm	1.6
	min	I _{bin}	1.3
	max	I _{bin}	1.2
Conductor section	IEC min	mm ²	1
	IEC max	mm ²	10
	AWG/kcmil min	18	
	AWG/kcmil max	8	
UL technical data			
UL Standard	UL60947-4-1		
Ambient conditions			
Operating temperature	min	°C	-25
	max	°C	+55
Storage temperature	min	°C	-40
	max	°C	+70
Max altitude	m	3000	

GD025AT2

The characteristics described in this document are subject to updates or modifications at any time. The descriptions, technical and functional information, illustrations and instructions in this brochure are purely illustrative, and are consequently not contractually binding

1 / 2



GD025AT2

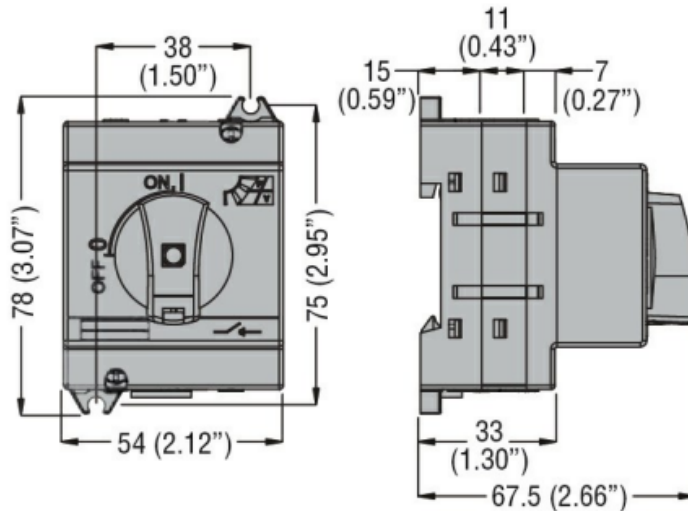
SWITCH DISCONNECTOR, FOR PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS, DIRECT OPERATING VERSION, COMPLETE WITH BLACK HANDLE, 25A 800VDC - 16A 1000VDC

Resistance & Protection

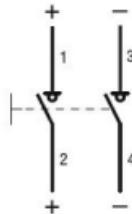
Frontal IP degree

IP20

Dimensions [mm (in)]



Wiring diagrams



Certifications and compliance

Compliance

IEC/EN 60947-1

IEC/EN 60947-3

Certifications

EAC

ETIM classification

ETIM 8.0

EC000216 -
Switch
disconnector

Ficha técnica del producto
MUN216A

:hager



MUN216A

Interruptor automático magnetotérmico serie MU 2P 16A curva C 6KA

Características técnicas

Corriente eléctrica

Corriente nominal asignada	16 A
Poder de corte asignado Icn bajo 230 V CA conforme a IEC60898-1	6 kA
Corriente asignada a -15°C	21,33 A
Corriente asignada a -10°C	20,82 A
Corriente asignada a -5°C	20,19 A
Corriente asignada a 0°C	19,61 A
Corriente asignada a 5°C	19,04 A
Corriente asignada a 10°C	18,47 A
Corriente asignada a 15°C	17,90 A
Corriente asignada a 20°C	17,32 A
Corriente asignada a 25°C	16,75 A
Corriente asignada a 30°C	16 A
Corriente asignada a 35°C	15,60 A
Corriente asignada a 40°C	15,03 A
Corriente asignada a 45°C	14,46 A
Corriente asignada a 50°C	14 A
Corriente asignada a 55°C	13,31 A
Corriente asignada a 60°C	12,74 A
Corriente asignada a 65°C	12,17 A
Corriente asignada a 70°C	11,59 A

Arquitectura

Tipo de polo	2P
Curva	C

Capacidad

Número de módulos	2
-------------------	---

Instalación, montaje

Par de apriete nominal del terminal superior	2,80 - 2,80 Nm
Par de apriete nominal del terminal inferior	2,80 - 2,80 Nm
Par de apriete nominal	2,80 - 2,80 Nm
Tipo de conexión inferior para aparatos modulares	biconnect
Tipo de conexión superior para aparatos modulares	Borne a tornillo
Posición de montaje de 360° posible	Sí

Sujeto a modificaciones técnicas

Principales características eléctricas

Poder asignado de corte de servicio en cortocircuito I _{cn} AC conforme a IEC60898-1	6 kA
---	------

Tensión

Tensión asignada de empleo en alterna	400 - 400 V
Tipo de alimentación de tensión	CA
Tensión asignada de aislamiento U _i	500 V
Resistencia a picos de tensión asignada (U _{imp})	4000 V

Frecuencia

Frecuencia	50 - 60 Hz
------------	------------

Conexión

Sección transversal de entrada y salida con tornillos, para conductores rígidos	1 - 35 mm ²
Sección transversal de entrada y salida con tornillos, para conductores flexibles	1 - 25 mm ²
Sección transversal de entrada con tornillos, para conductores flexibles	1 - 25 mm ²
Sección transversal de entrada con tornillos, para conductores rígidos	1 - 35 mm ²
Sección transversal de conductor flexible	1 - 25 mm ²
Sección transversal de conductor rígido	1 - 35 mm ²

Seguridad

Índice de protección IP	IP20
-------------------------	------

Condiciones de uso

Grado de contaminación según IEC60664 / IEC60947-2	2
Clase de limitación de energía I ^{Pt}	3
Protección a la humedad en el aire	Para todos los climas
Temperatura de funcionamiento	-25 - 70 °C

Potencia

Potencia total disipada en condiciones de intensidad nominal	4,41 W
--	--------

Conectividad

Tipo de conector/enchufe	Borne de tornillo
Alineamiento de los bornes superiores para aparatos modulares	Bornes alineados
Alineamiento de los bornes inferiores para aparatos modulares	Bornes alineados

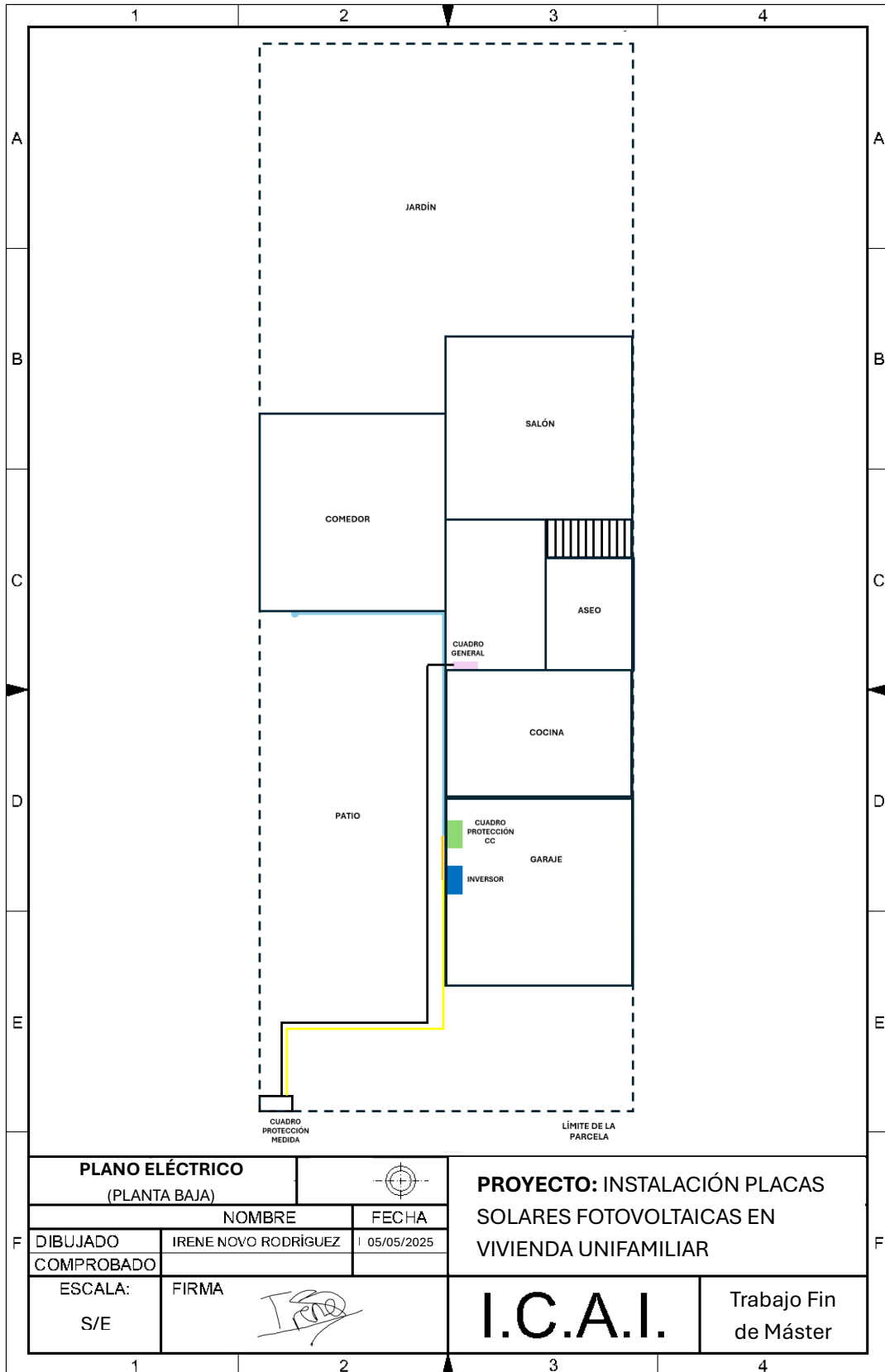
Dimensiones

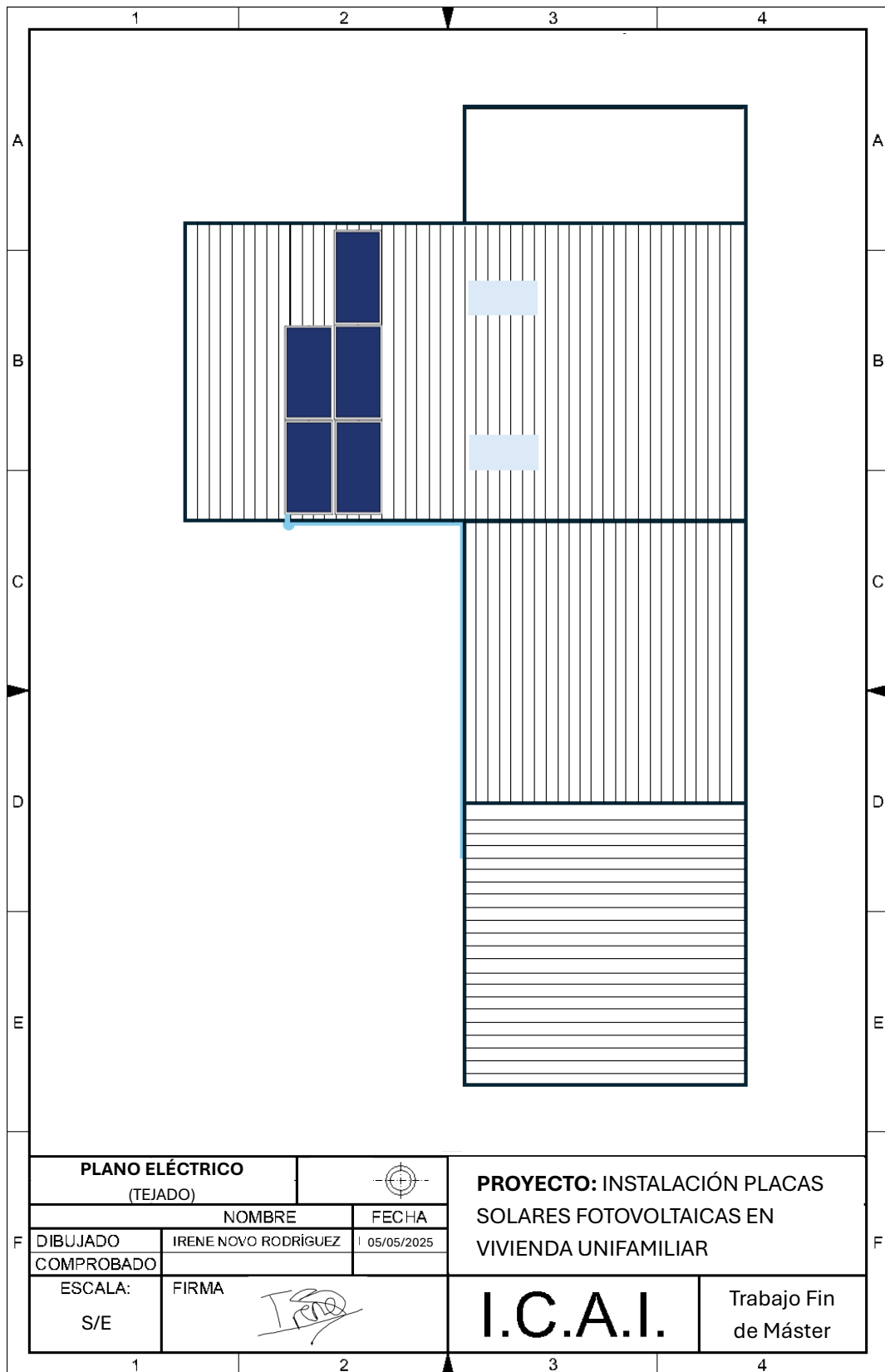
Altura	83 mm
Anchura	35 mm
Profundidad	70 mm

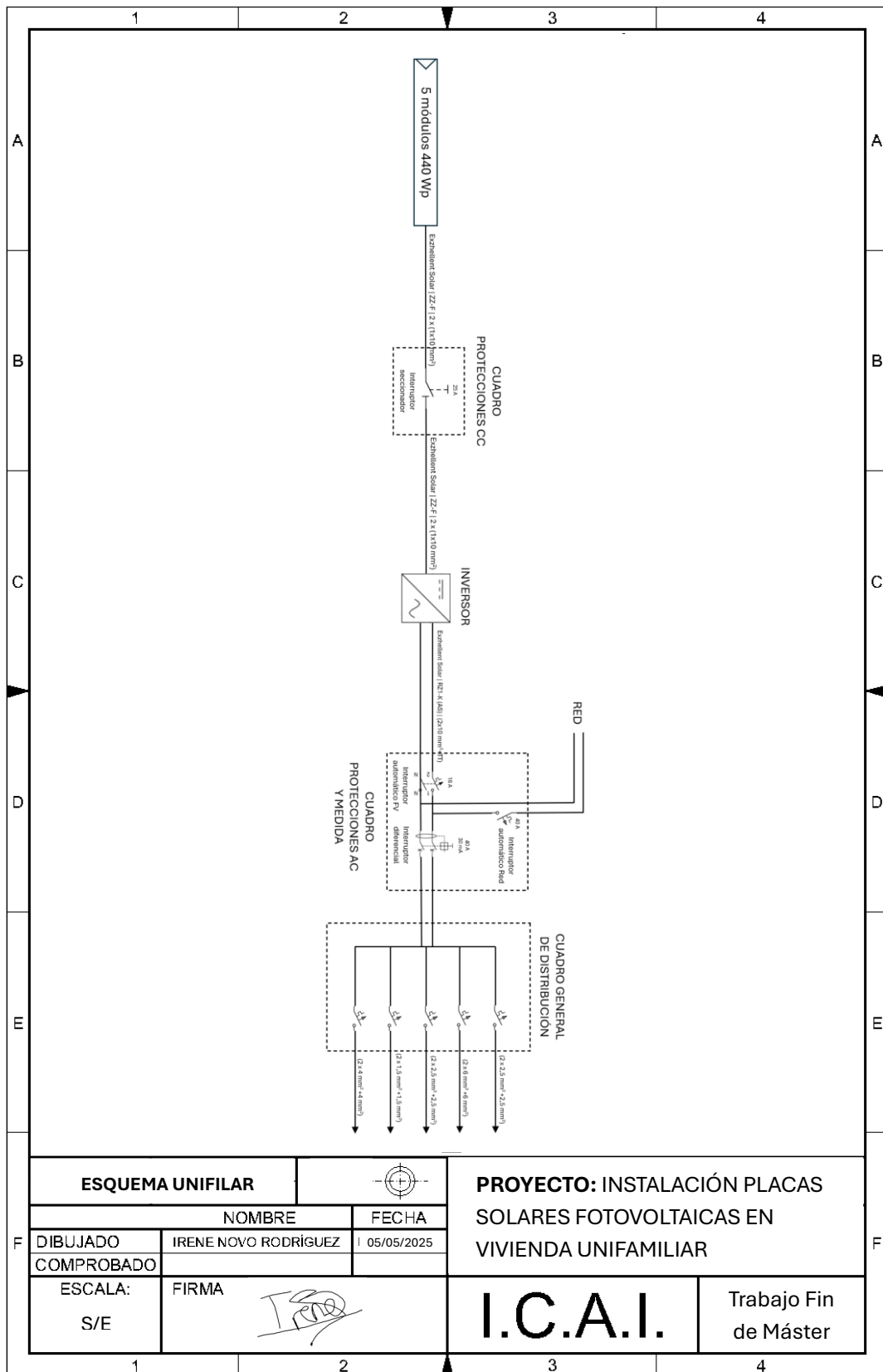
Sujeto a modificaciones técnicas

ANEXO B:

PLANOS ELÉCTRICOS DE LA VIVIENDA Y ESQUEMA UNIFILAR







ANEXO C:

INFORMES SIMULACIONES PVSYST

(Informe sin batería y con ella para la demanda habitual,

Informe sin batería y con ella escenario coche híbrido)



PVsyst V8.0.9

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi sin batería (demanda habitual)

Building system

System power: 2200 Wp

Torrelodones - Spain

Author

Irene Novo (Spain)



Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi sin batería (demanda habitual)

PVsyst V8.0.9

VC0, Simulation date:
11/06/25 20:56
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

Project summary

Geographical Site Torrelodones Spain	Situation Latitude 40.58 °(N) Longitude -3.92 °(W) Altitude 846 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Weather data Torrelodones PVGIS-SARAH3 averages 01/01/05 to 31/12/23 - Sintético		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1	Building system	
Orientation #1 Fixed plane Tilt/Azimuth 25.4 / 0 °	Near Shadings Linear shadings : Fast (table)	User's needs Ext. defined as file Consumos vivienda formato pvsyst.csv
System information PV Array Nb. of modules Pnom total	5 units 2200 Wp	Inverters Nb. of units Total power Pnom ratio 1 unit 2 kWac 1.10

Results summary

Produced Energy	3602.0 kWh/year	Specific production	1637 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	80.25 %
Used Energy	2954.8 kWh/year			Solar Fraction SF	40.18 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	11
Cost of the system	12
Financial analysis	13
CO ₂ Emission Balance	16



Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi sin batería (demanda habitual)

PVsyst V8.0.9

VC0. Simulation date:
11/06/25 20:56
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

General parameters

Grid-Connected System				Building system									
Orientation #1				Sheds configuration									
Fixed plane				Nb. of sheds		Sizes							
Tilt/Azimuth	25.4 / 0 °			1 Unit		Sheds spacing	0.00 m						
				Single table		Collector width	0.00 m						
				Shading limit angle									
				Limit profile angle		°							
Models used				Horizon		Near Shadings							
Transposition	Perez			Average Height		Linear shadings : Fast (table)							
Diffuse	Perez, Meteonom			1.8 °									
Circumsolar	separate												
User's needs													
Ext. defined as file													
Consumos vivienda formato pvsyst.csv													
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
292	209	210	340	322	221	104	201	254	244	262	296	2955	kWh

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	LR5-54HTH-440M	Model	SUN2000-2KTL-L1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	440 Wp	Unit Nom. Power	2.00 kWac
Number of PV modules	5 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2200 Wp	Total power	2.0 kWac
Modules	1 strings x 5 In series	Operating voltage	80-600 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.10
Pmpp	2048 Wp	Power sharing within this inverter	
U mpp	150 V		
I mpp	14 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	2.20 kWp	Total power	2 kWac
Total	5 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	9.8 m ²	Pnom ratio	1.10
Cell area	9.0 m ²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	180 mΩ
		Uc (const)	15.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s		
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses	
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction	-0.3 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP



Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi sin batería (demanda habitual)

Irene Novo (Spain)

PVsyst V8.0.9

VC0, Simulation date:
11/06/25 20:56
with V8.0.9

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°34'35", Long=-3°55'15", Alt=846m

Average Height 1.8 ° Albedo Factor 0.97
Diffuse Factor 1.00 Albedo Fraction 100 %

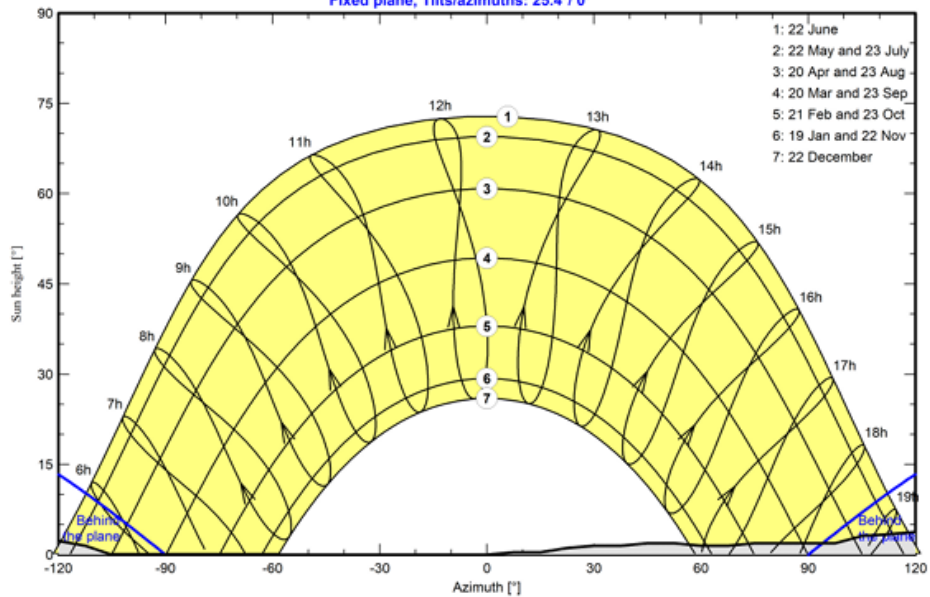
Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-158	-150	-143	-120	-113	-105	0	8	15	23	30	38
Height [°]	4.2	3.8	3.1	3.1	2.3	2.3	1.5	0.0	0.0	0.4	0.4	1.1	1.5	1.5
Azimuth [°]	45	53	60	68	75	98	105	113	120	150	158	165	173	180
Height [°]	1.9	1.9	1.5	1.5	1.9	1.9	3.1	3.4	3.8	3.8	4.6	5.7	5.0	4.2

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 25.4°/ 0°





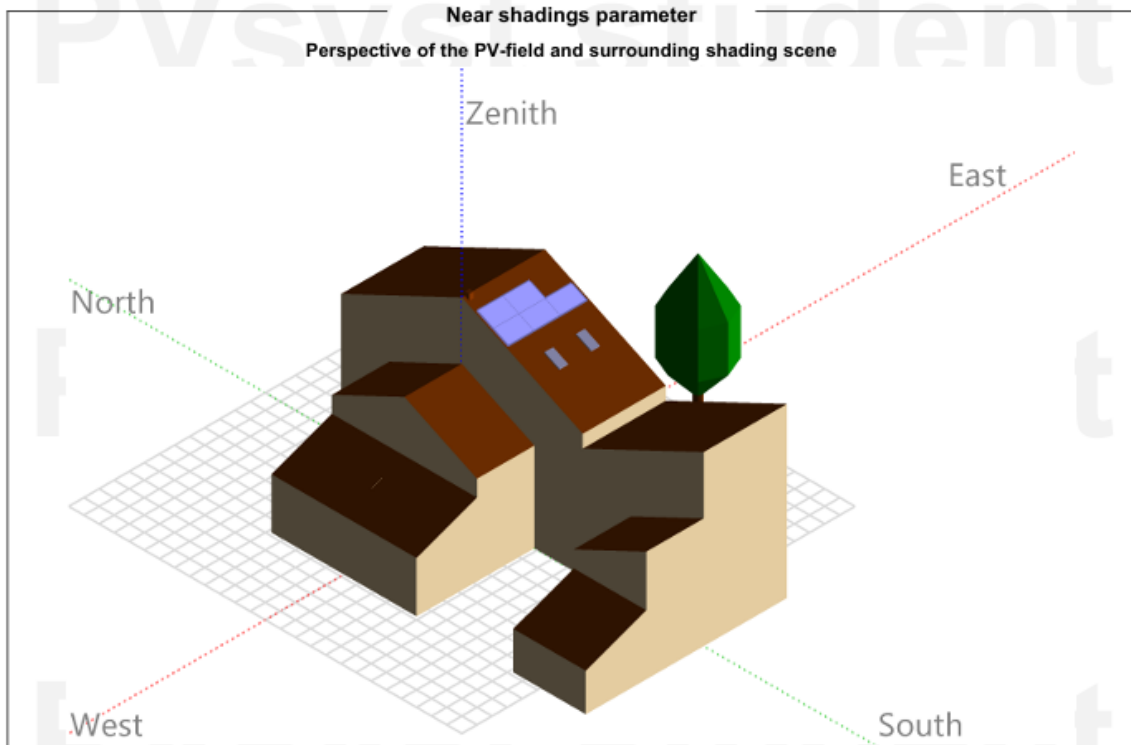
Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variante: Variante LONGi sin bateria (demanda habitual)

Irene Novo (Spain)

PVsyst V8.0.9

VC0. Simulation date:
11/06/25 20:56
with V8.0.9





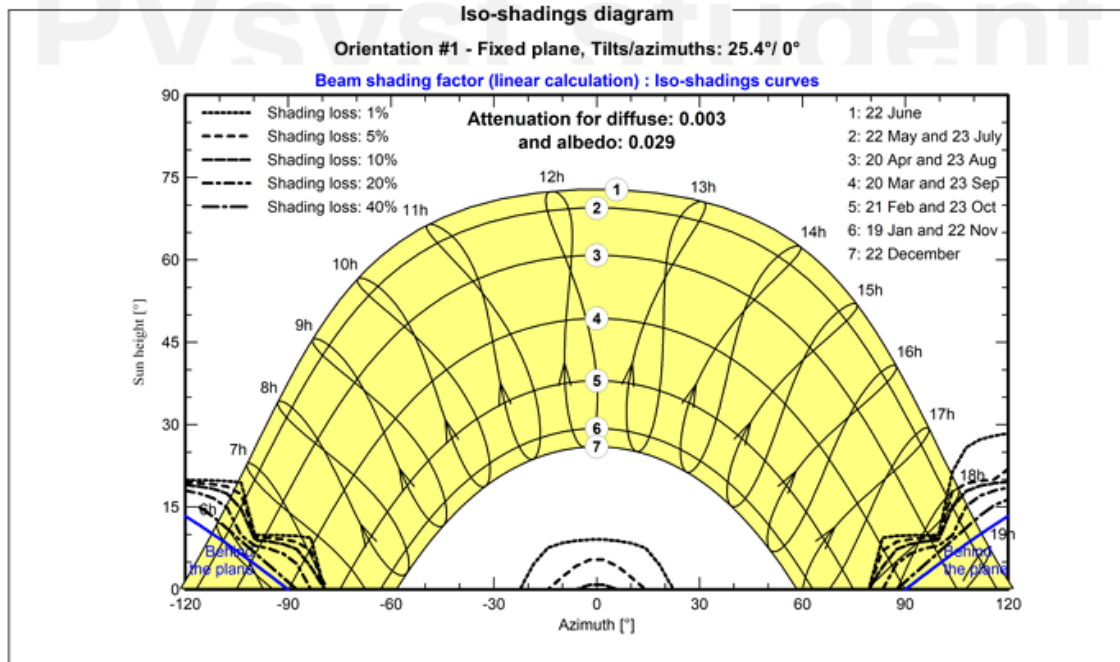
Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi sin batería (demanda habitual)

Irene Novo (Spain)

PVsyst V8.0.9

VC0, Simulation date:
11/06/25 20:56
with V8.0.9





Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variante: Variante LONGi sin batería (demanda habitual)

PVsyst V8.0.9

VC0. Simulation date:
11/06/25 20:56
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

Main results

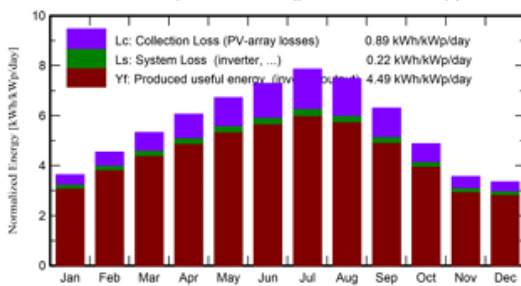
System Production

Produced Energy	3602.0 kWh/year	Specific production	1637 kWh/kWp/year
Used Energy	2954.8 kWh/year	Perf. Ratio PR	80.25 %
		Solar Fraction SF	40.18 %

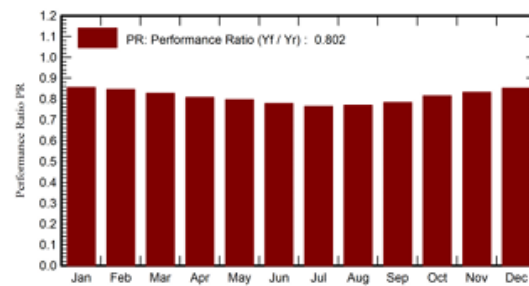
Economic evaluation

Investment		Yearly cost		LCOE	
Global	4.203.27 EUR	Annuities	0.00 EUR/yr	Energy cost	0.08 EUR/kWh
Specific	1.91 EUR/Wp	Run. costs	0.00 EUR/yr		
		Payback period	20.8 years		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	68.6	25.05	4.37	112.7	108.3	223.2	292.3	94.9	117.0	197.4
February	89.1	31.98	5.78	127.1	122.6	248.0	208.5	84.6	151.8	124.0
March	134.2	50.36	8.79	165.1	158.7	315.3	209.7	93.2	207.5	116.5
April	165.5	61.88	12.04	181.8	174.4	338.9	340.4	147.5	175.5	192.9
May	207.2	71.95	16.56	208.3	199.6	382.6	322.4	146.0	219.0	176.4
June	226.4	68.43	21.64	218.7	209.1	392.5	221.4	114.2	260.5	107.2
July	246.2	57.85	25.78	243.5	233.1	428.9	103.8	55.9	354.1	47.8
August	216.6	53.53	25.32	232.1	222.7	410.7	200.7	98.3	294.6	102.4
September	159.2	48.72	20.32	189.0	181.6	341.2	253.7	105.1	220.7	148.6
October	112.6	39.78	15.00	151.3	145.6	284.7	243.9	93.8	177.5	150.1
November	71.3	28.90	8.69	107.0	103.0	206.7	262.0	71.5	124.3	190.5
December	61.5	22.55	5.47	103.8	99.9	204.9	296.1	82.2	112.1	213.8
Year	1758.3	560.97	14.20	2040.3	1958.5	3777.5	2954.8	1187.3	2414.7	1767.5

Legends

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



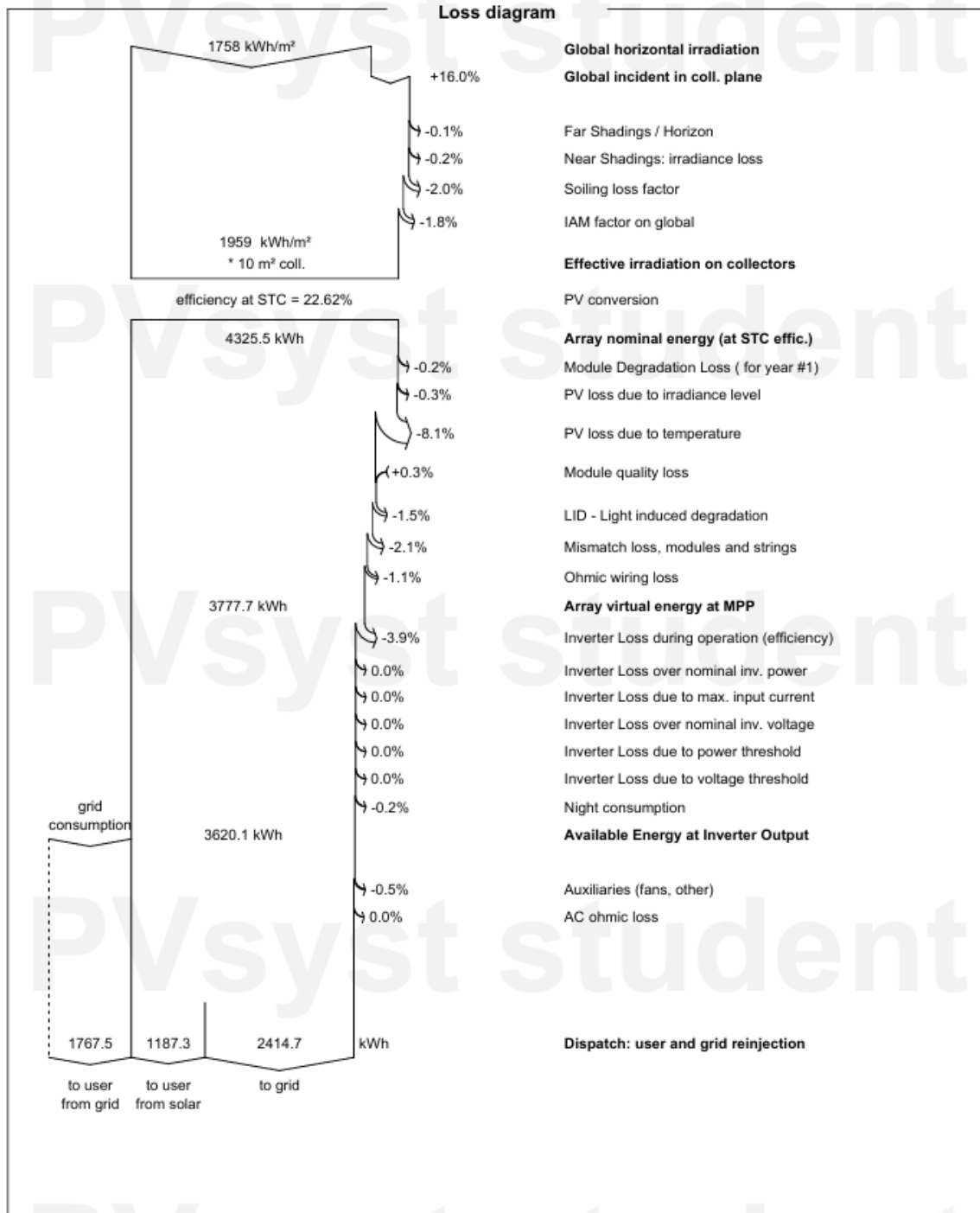
Project: **Torrelodones instalacion solar fotovoltaica**

Variant: **Variante LONGi sin batería (demanda habitual)**

PVsyst V8.0.9

VC0, Simulation date:
11/06/25 20:56
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)





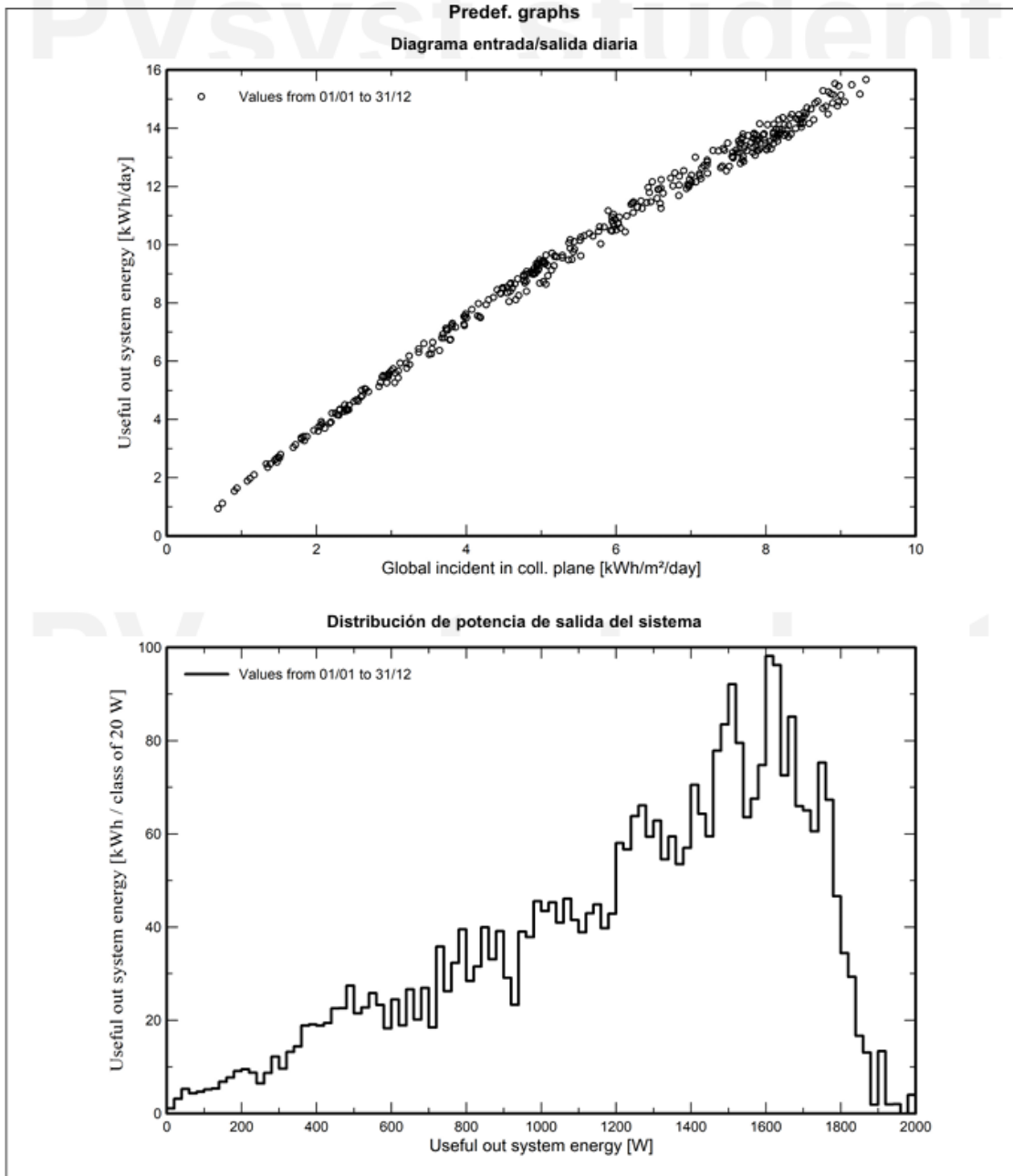
Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

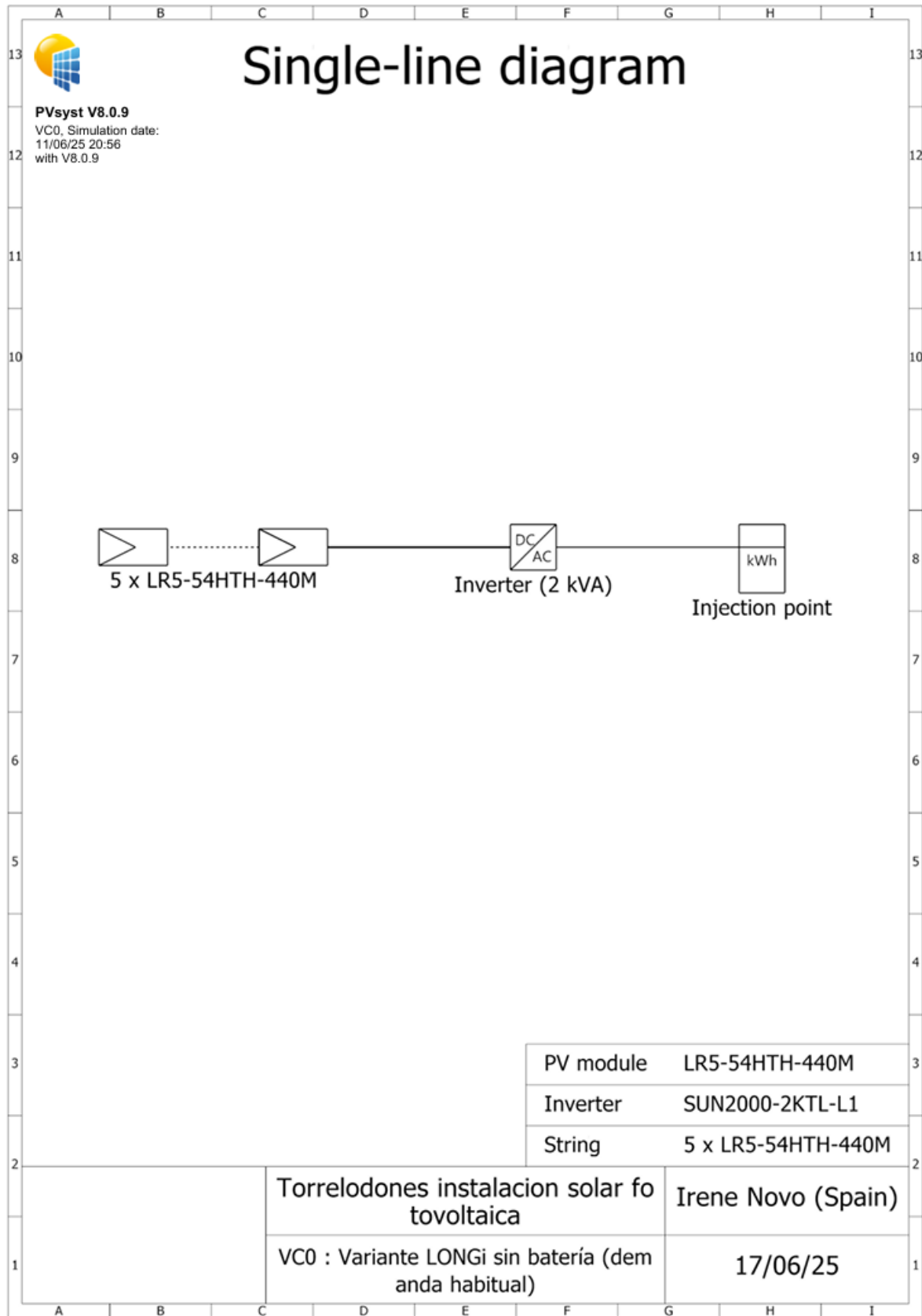
Variante: Variante LONGi sin batería (demanda habitual)

PVsyst V8.0.9

VC0, Simulation date:
11/06/25 20:56
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)







Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi sin batería (demanda habitual)

Irene Novo (Spain)

PVsyst V8.0.9

VC0, Simulation date:
11/06/25 20:56
with V8.0.9

CO₂ Emission Balance

Total: 22.1 tCO₂

Generated emissions

Total: 4.91 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 31.1 tCO₂

System production: 3611.04 kWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

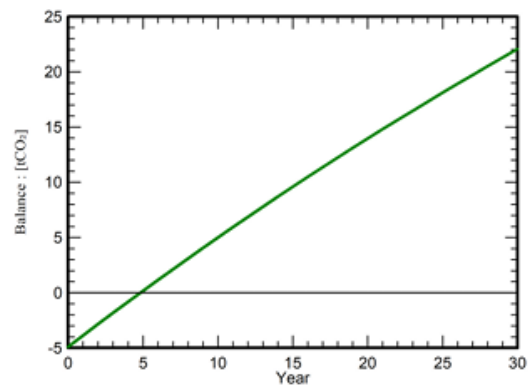
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	2.20 kWp	3768
Supports	1.91 kgCO ₂ /kg	50.0 kg	95.7
Inverters	522 kgCO ₂ /units	2.00 units	1044



PVsyst V8.0.9

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi con batería (Demanda habitual)

Building system

System power: 2200 Wp

Torreldones - Spain

Author

Irene Novo (Spain)



Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variante: Variante LONGi con batería (Demanda habitual)

Irene Novo (Spain)

PVsyst V8.0.9

VCE, Simulation date:
21/04/25 11:59
with V8.0.9

Project summary

Geographical Site Torrelodones Spain	Situation Latitude 40.58 °(N) Longitude -3.92 °(W) Altitude 846 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Weather data Torrelodones PVGIS-SARAH3 averages 01/01/05 to 31/12/23 - Sintético		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1	Building system	
Orientation #1 Fixed plane Tilt/Azimuth 25.4 / 0 °	Near Shadings Linear shadings : Fast (table)	User's needs Ext. defined as file Consumos vivienda formato pvsyst.csv
System information PV Array Nb. of modules 5 units Pnom total 2200 Wp	Inverters Nb. of units 1 unit Total power 2 kWac Pnom ratio 1.10	Battery pack Storage strategy: Self-consumption Nb. of units 1 unit Voltage 48 V Capacity 100 Ah

Results summary

Produced Energy 3386.8 kWh/year	Specific production 1539 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 75.45 %
Used Energy 2954.8 kWh/year		Solar Fraction SF 70.79 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	11
Cost of the system	12
Financial analysis	13
CO ₂ Emission Balance	16



Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi con batería (Demanda habitual)

PVsyst V8.0.9

VCE. Simulation date:
21/04/25 11:59
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 25.4 / 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteornorm
Circumsolar separate

Storage

Kind Self-consumption

Charging strategy

When excess solar power is available

Building system

Sheds configuration

Nb. of sheds 1 Unit

Single table

Shading limit angle

Limit profile angle °

Horizon

Average Height 1.8 °

Sizes

Sheds spacing 0.00 m

Collector width 0.00 m

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Ext. defined as file

Consumos vivienda formato pvsyst.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
292	209	210	340	322	221	104	201	254	244	262	296	2955 kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model LR5-54HTH-440M
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 440 Wp
Number of PV modules 5 units
Nominal (STC) 2200 Wp
Modules 1 strings x 5 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 2048 Wp
U mpp 150 V
I mpp 14 A

Total PV power

Nominal (STC) 2.20 kWp
Total 5 modules
Module area 9.8 m²
Cell area 9.0 m²

Battery Storage

Battery

Manufacturer Generic
Model Luna2000-5-SO, with inverter 2.5 kW

Battery pack

Nb. of units 1 Unit
Discharging min. SOC 20.0 %
Stored energy 3.8 kWh

Inverter

Manufacturer Generic
Model SUN2000-2KTL-L1
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 2.00 kWac
Number of inverters 1 unit
Total power 2.0 kWac
Operating voltage 80-600 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.10
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 2 kWac
Number of inverters 1 unit
Pnom ratio 1.10

Battery Pack Characteristics

Voltage 48 V
Nominal Capacity 100 Ah (C10)
Temperature Fixed 20 °C



Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi con batería (Demanda habitual)

PVsyst V8.0.9

VCE, Simulation date:
21/04/25 11:59
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

PV Array Characteristics

Battery Storage

Battery input charger

Model Generic
Max. charg. power 2.1 kWdc
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Battery to Grid inverter

Model Generic
Max. disch. power 2.4 kWac
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.5 %

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 15.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module average degradation

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

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year
Vmp RMS dispersion 0 %/year

DC wiring losses

Global array res. 180 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

System losses

Auxiliaries loss

Proportional to Power 5.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 230 Vac mono
Loss Fraction 0.00 % at STC

Inverter: SUN2000-2KTL-L1

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 2 x 2 mm²
Wires length 0 m



Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi con bateria (Demanda habitual)

PVsyst V8.0.9

VCE, Simulation date:
21/04/25 11:59
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°34'35", Long=-3°55'15", Alt=846m

Average Height 1.8 ° Albedo Factor 0.97
Diffuse Factor 1.00 Albedo Fraction 100 %

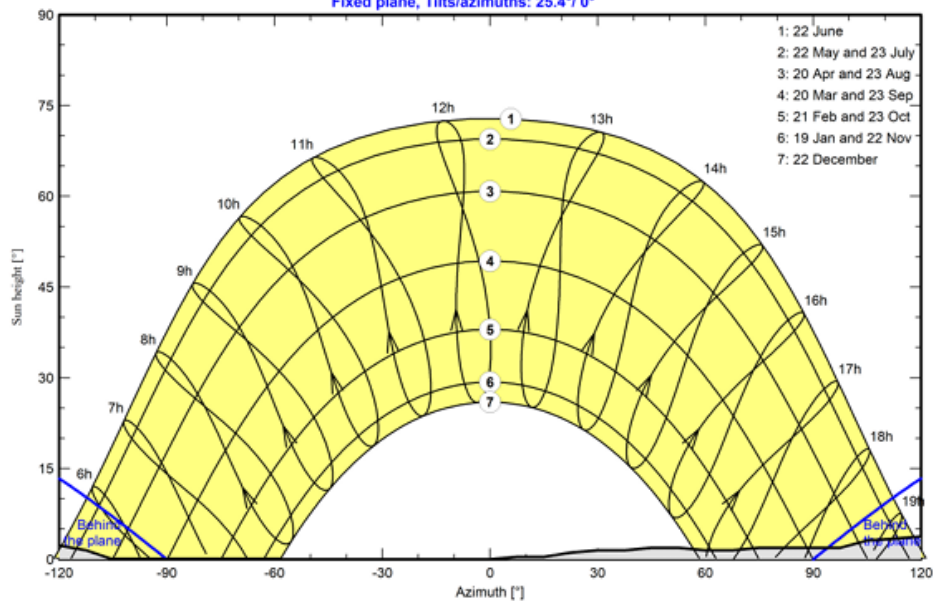
Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-158	-150	-143	-120	-113	-105	0	8	15	23	30	38
Height [°]	4.2	3.8	3.1	3.1	2.3	2.3	1.5	0.0	0.0	0.4	0.4	1.1	1.5	1.5
Azimuth [°]	45	53	60	68	75	98	105	113	120	150	158	165	173	180
Height [°]	1.9	1.9	1.5	1.5	1.9	1.9	3.1	3.4	3.8	3.8	4.6	5.7	5.0	4.2

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 25.4°/ 0°





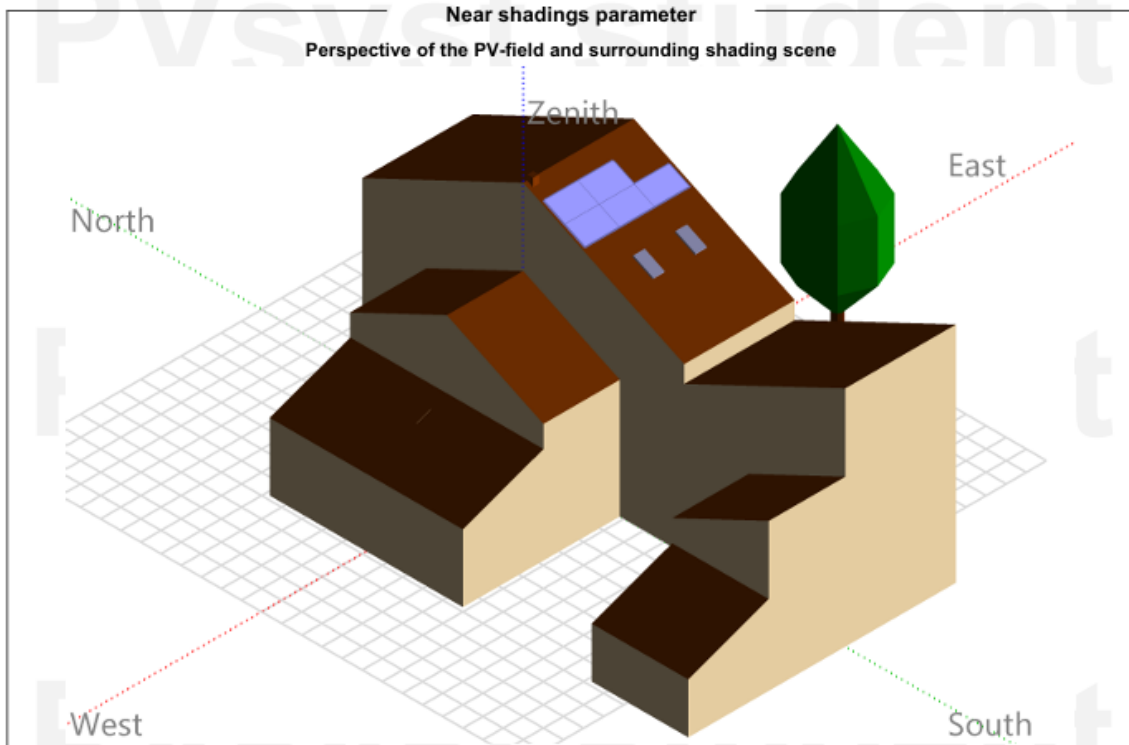
Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi con batería (Demanda habitual)

Irene Novo (Spain)

PVsyst V8.0.9

VCE, Simulation date:
21/04/25 11:59
with V8.0.9





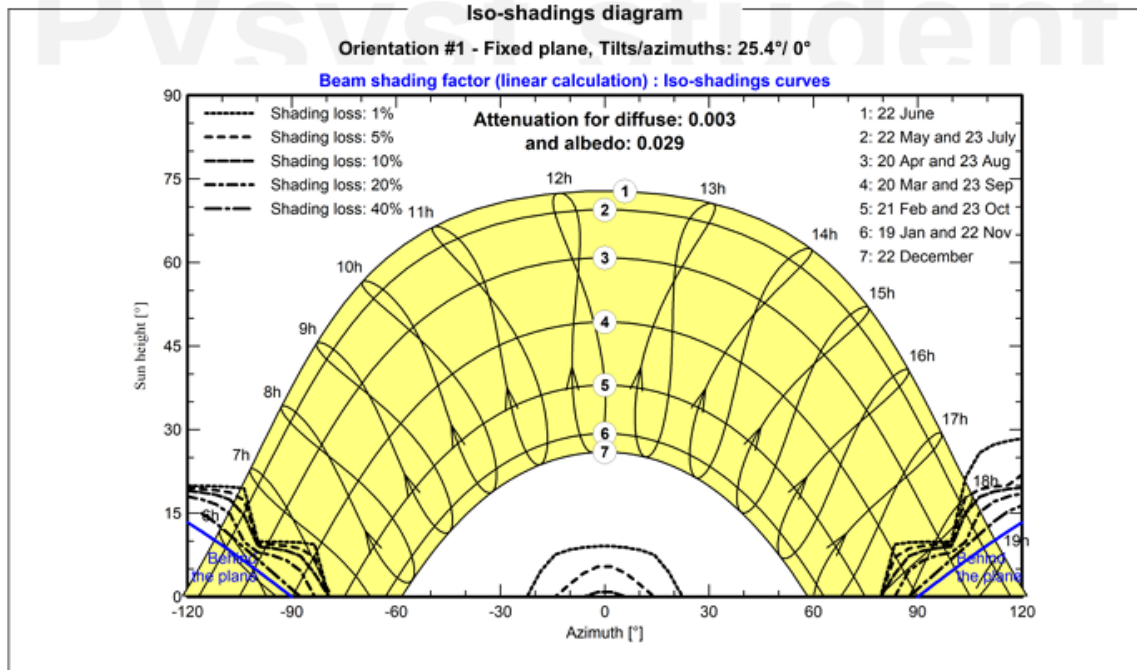
Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi con batería (Demanda habitual)

Irene Novo (Spain)

PVsyst V8.0.9

VCE, Simulation date:
21/04/25 11:59
with V8.0.9





Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi con batería (Demanda habitual)

PVsyst V8.0.9

VCE, Simulation date:
21/04/25 11:59
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy	3386.8 kWh/year	Specific production	1539 kWh/kWp/year
Used Energy	2954.8 kWh/year	Perf. Ratio PR	75.45 %
		Solar Fraction SF	70.79 %

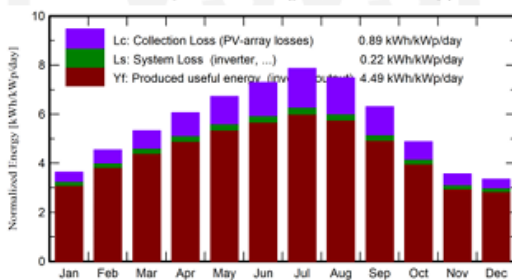
Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW	94.4 %
Static SOW	90.0 %
Battery lifetime	10.0 years

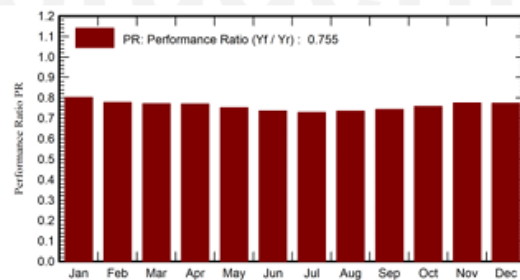
Economic evaluation

Investment		Yearly cost		LCOE	
Global	3.129.00 EUR	Annuities	0.00 EUR/yr	Energy cost	0.11 EUR/kWh
Specific	1.42 EUR/Wp	Run. costs	289.70 EUR/yr		
		Payback period	21.2 years		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	68.6	25.05	4.37	112.7	108.3	223.2	292.3	173.6	25.1	118.7
February	89.1	31.98	5.78	127.1	122.6	248.0	208.5	159.2	58.2	49.3
March	134.2	50.36	8.79	165.1	158.7	315.3	209.7	175.2	104.9	34.5
April	165.5	61.88	12.04	181.8	174.4	338.9	340.4	224.2	83.5	116.2
May	207.2	71.95	16.56	208.3	199.6	382.6	322.4	231.9	112.5	90.5
June	226.4	68.43	21.64	218.7	209.1	392.5	221.4	204.1	149.9	17.3
July	246.2	57.85	25.78	243.5	233.1	428.9	103.8	98.6	291.3	5.2
August	216.6	53.53	25.32	232.1	222.7	410.7	200.7	174.4	200.6	26.4
September	159.2	48.72	20.32	189.0	181.6	341.2	253.7	189.6	119.0	64.1
October	112.6	39.78	15.00	151.3	145.6	284.7	243.9	173.7	78.2	70.1
November	71.3	28.90	8.69	107.0	103.0	206.7	262.0	138.2	44.1	123.8
December	61.5	22.55	5.47	103.8	99.9	204.9	296.1	148.9	27.7	147.1
Year	1758.3	560.97	14.20	2040.3	1958.5	3777.5	2954.8	2091.6	1295.1	863.2

Legends

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



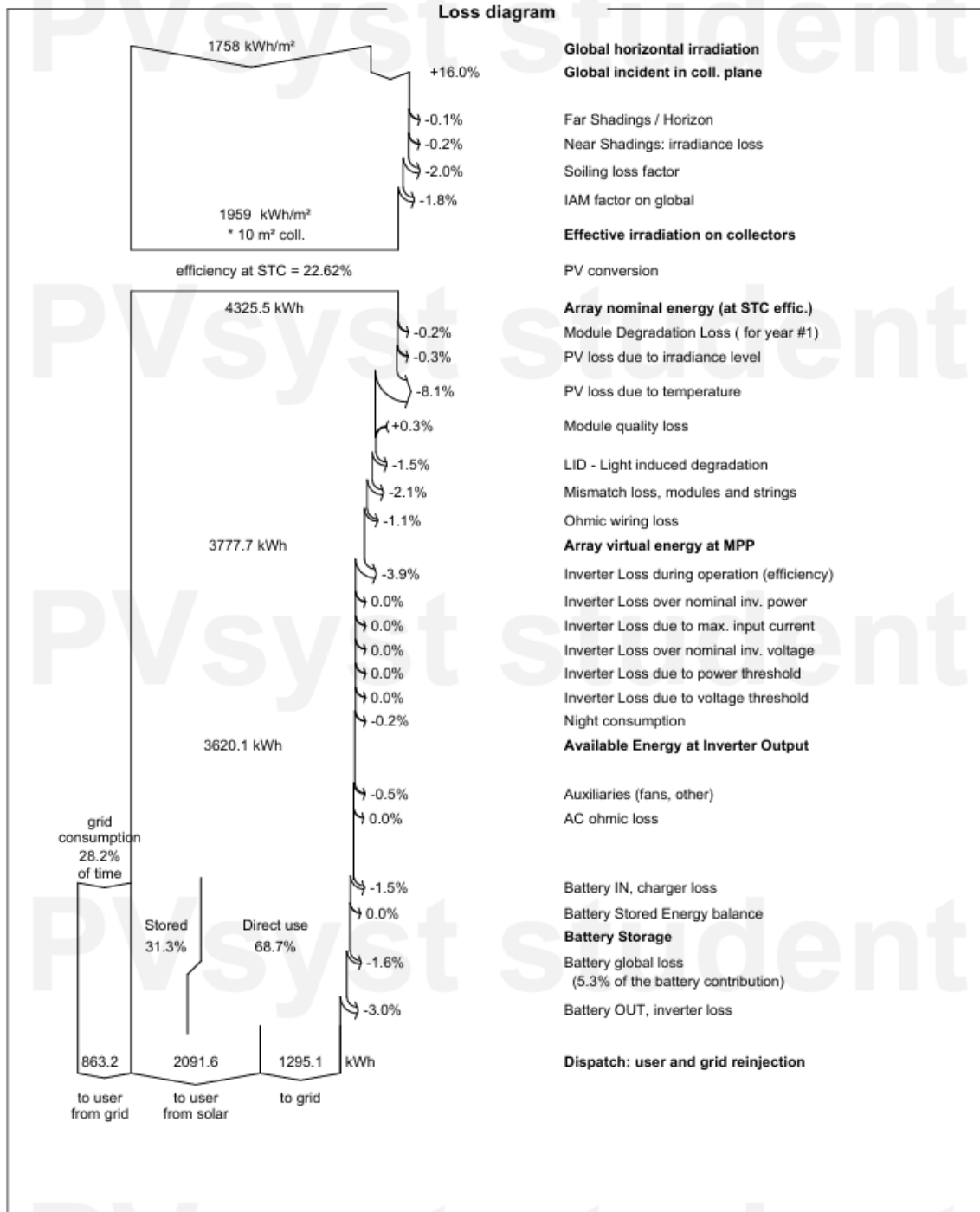
Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi con batería (Demanda habitual)

PVsyst V8.0.9

VCE, Simulation date:
21/04/25 11:59
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)





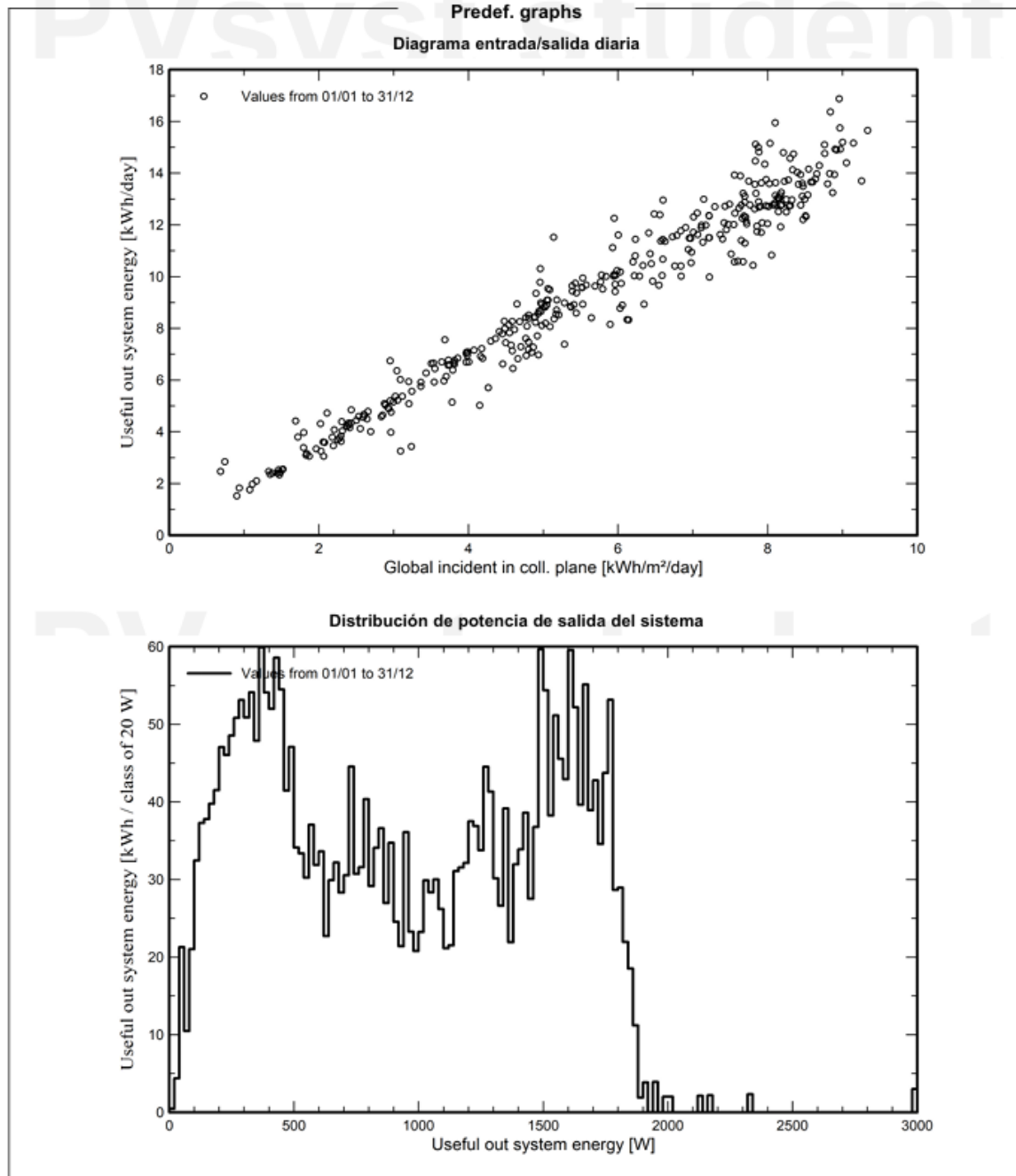
Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

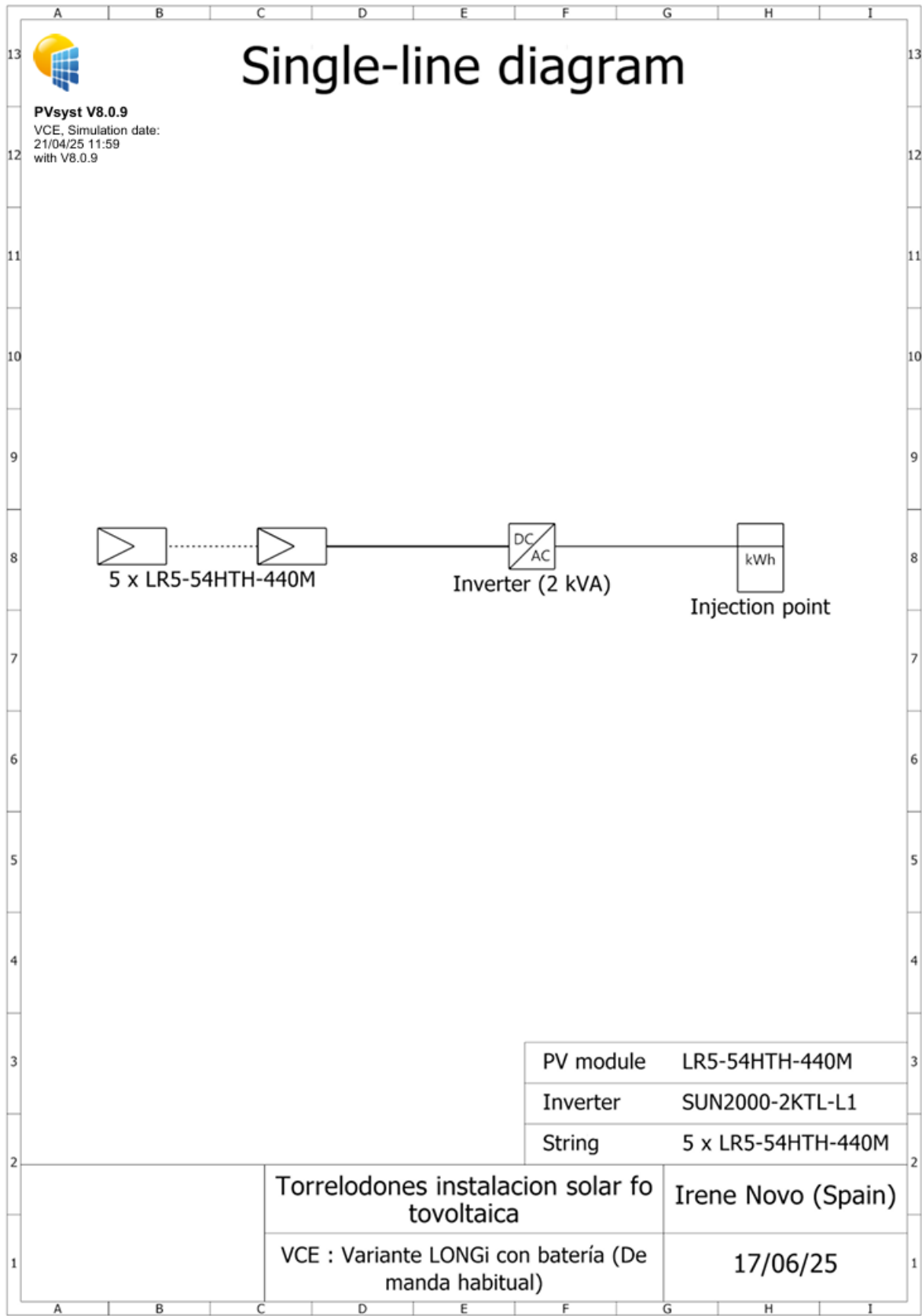
Variant: Variante LONGi con batería (Demanda habitual)

Irene Novo (Spain)

PVsyst V8.0.9

VCE, Simulation date:
21/04/25 11:59
with V8.0.9







Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante LONGi con bateria (Demanda habitual)

PVsyst V8.0.9

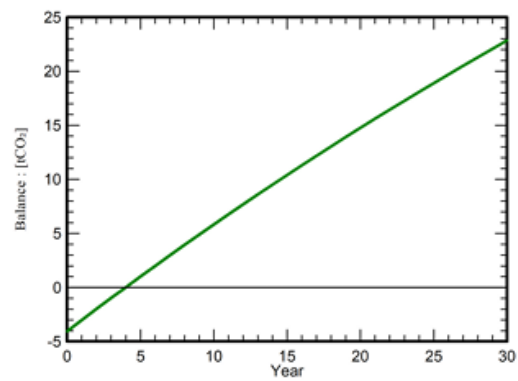
VCE, Simulation date:
21/04/25 11:59
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

CO₂ Emission Balance

Total: 22.9 tCO₂
Generated emissions
 Total: 4.05 tCO₂
 Source: Detailed calculation from table below
Replaced Emissions
 Total: 31.0 tCO₂
 System production: 3601.99 kWh/yr
 Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh
 Source: IEA List
 Country: Spain
 Lifetime: 30 years
 Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	2.20 kWp	3768
Supports	1.91 kgCO ₂ /kg	50.0 kg	95.7
Inverters	190 kgCO ₂ /units	1.00 units	190



PVsyst V8.0.9

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante Longi_5kw Pnom sin bat con coche hibrido

Building system

System power: 5.28 kWp

Torreldones - Spain

Author

Irene Novo (Spain)



Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante Longi_5kw Pnom sin bat con coche hibrido

PVsyst V8.0.9

VCZ, Simulation date:
10/06/25 11:35
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

Project summary

Geographical Site Torrelodones España	Situation Latitude 40.58 °(N) Longitude -3.92 °(W) Altitude 846 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Weather data Torrelodones PVGIS-SARAH3 averages 01/01/05 to 31/12/23 - Sintético		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1	Building system	User's needs Ext. defined as file Consumos vivienda formato pvsys - con coche hit
Orientation #1 Fixed plane Tilt/Azimuth 25.4 / 0 °	Near Shadings Linear shadings : Fast (table)	
System information PV Array Nb. of modules 12 units Pnom total 5.28 kWp	Inverters Nb. of units 1 unit Total power 5 kWac Pnom ratio 1.06	

Results summary

Produced Energy 8700.1 kWh/year	Specific production 1648 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 80.76 %
Used Energy 8526.8 kWh/year		Solar Fraction SF 18.57 %

Table of contents

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



Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante Longi_5kw Pnom sin bat con coche hibrido

PVsyst V8.0.9

VCZ, Simulation date:
10/06/25 11:35
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

General parameters

Grid-Connected System				Building system									
Orientation #1				Sheds configuration									
Fixed plane				Nb. of sheds		2 units							
Tilt/Azimuth				Set of tables		Collector width							
25.4 / 0 °				Shading limit angle		Sizes							
				Limit profile angle		Sheds spacing							
				°		0.00 m							
						Collector width							
						0.00 m							
Models used				Horizon									
Transposition		Perez		Average Height		1.8 °							
Diffuse		Perez, Meteonom		Near Shadings									
Circumsolar		separate		Linear shadings : Fast (table)									
User's needs													
Ext. defined as file													
Consumos vivienda formato pvsyst - con coche hibrido.csv													
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
726	601	644	1026	952	641	538	635	674	678	682	730	8527	kWh

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	LR5-54HTH-440M	Model	SUN2000-5KTL-L1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	440 Wp	Unit Nom. Power	5.00 kWac
Number of PV modules	12 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	5.28 kWp	Total power	5.0 kWac
Modules	2 string x 6 ln series	Operating voltage	80-600 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>40°C)	5.50 kWac
Pmpp	4915 Wp	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
U mpp	181 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	27 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	5 kWp	Total power	5 kWac
Total	12 modules	Max. power	5.5 kWac
Module area	23.4 m²	Number of inverters	1 unit
Cell area	21.6 m²	Pnom ratio	1.06

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	108 mΩ
		Uc (const)	15.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses	
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction	-0.3 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP



Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante Longi_5kw Pnom sin bat con coche hibrido

PVsyst V8.0.9

VCZ, Simulation date:
10/06/25 11:35
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

Array losses

Module average degradation

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

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year
Vmp RMS dispersion 0 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

System losses

Auxiliaries loss

Proportional to Power 5.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 230 Vac mono
Loss Fraction 0.00 % at STC

Inverter: SUN2000-5KTL-L1

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 2 x 2 mm²
Wires length 0 m



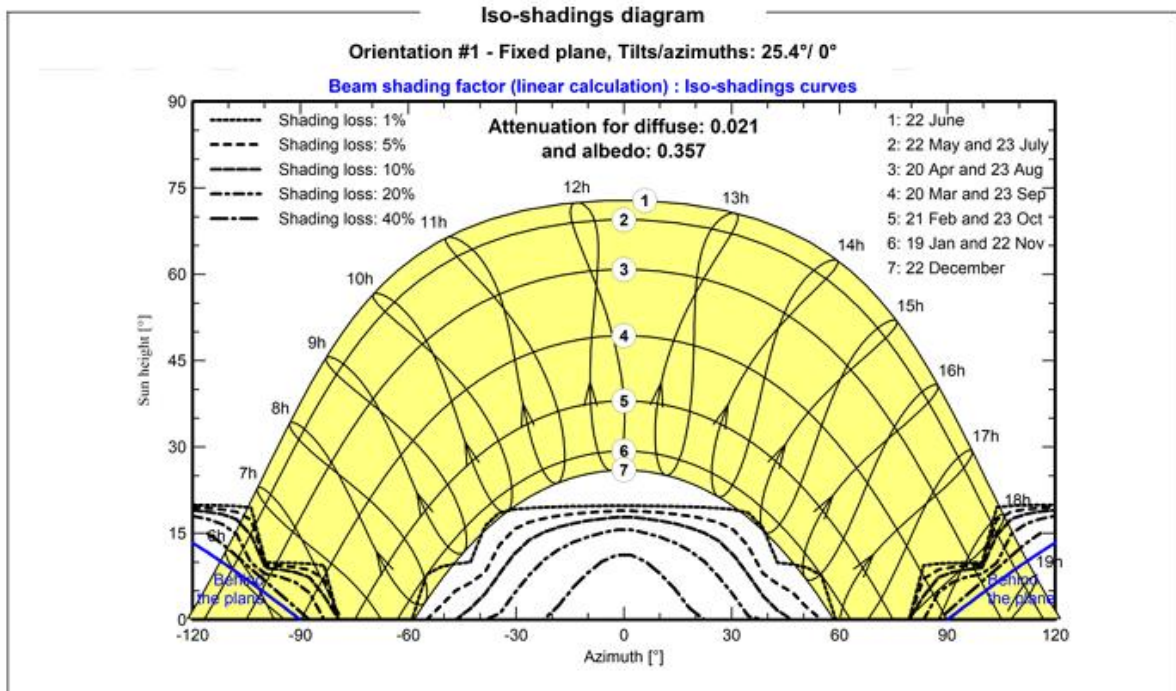
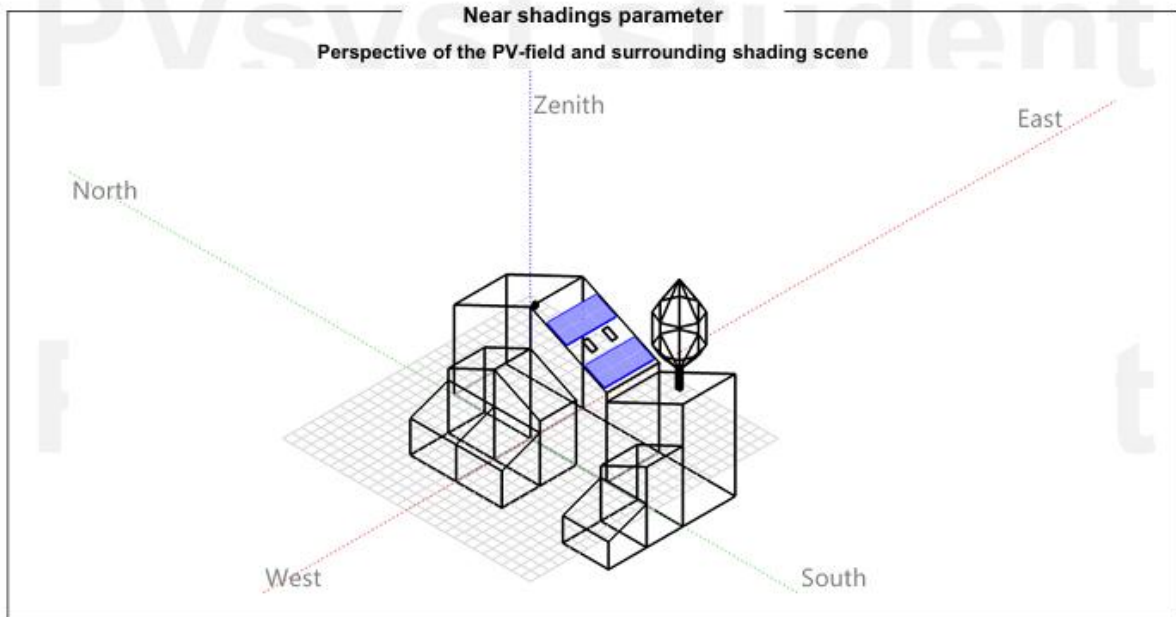
Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante Longi_5kw Pnom sin bat con coche hibrido

Irene Novo (Spain)

PVsyst V8.0.9

VCZ, Simulation date:
10/06/25 11:35
with V8.0.9





Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante Longi_5kw Pnom sin bat con coche hibrido

PVsyst V8.0.9

VCZ. Simulation date:
10/06/25 11:35
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

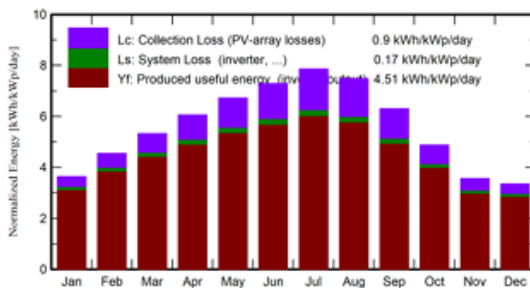
Main results

System Production

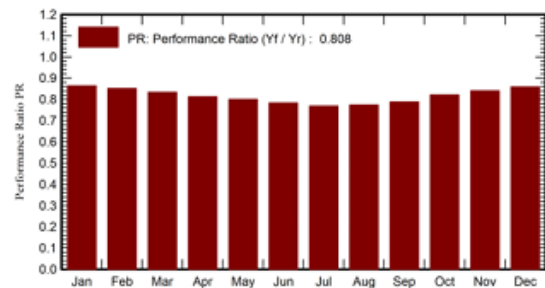
Produced Energy 8700.1 kWh/year
Used Energy 8526.8 kWh/year

Specific production 1648 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 80.76 %
Solar Fraction SF 18.57 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	68.6	25.05	4.37	112.7	107.7	533.4	726.3	105.9	407.8	620.4
February	89.1	31.98	5.78	127.1	121.9	593.3	600.5	93.2	478.4	507.3
March	134.2	50.36	8.79	165.1	157.7	753.5	643.7	113.7	612.3	529.9
April	165.5	61.88	12.04	181.8	173.3	809.8	1026.4	195.2	584.7	831.2
May	207.2	71.95	16.56	208.3	198.3	914.0	952.4	206.2	674.4	746.2
June	226.5	68.43	21.64	218.7	207.8	938.0	641.4	170.5	733.3	470.9
July	246.2	57.85	25.78	243.5	231.9	1026.2	537.8	107.3	881.8	430.5
August	216.6	53.53	25.32	232.1	221.6	982.8	634.7	142.2	805.4	492.6
September	159.2	48.72	20.32	189.0	180.6	816.0	673.7	143.7	642.6	530.0
October	112.6	39.78	15.00	151.3	144.8	681.0	677.9	123.0	533.1	554.8
November	71.3	28.90	8.69	107.0	102.4	493.9	682.0	86.8	388.1	595.2
December	61.5	22.55	5.47	103.8	99.1	488.7	730.1	96.1	374.2	633.9
Year	1758.3	560.97	14.20	2040.3	1947.0	9030.4	8526.8	1583.8	7116.2	6943.0

Legends

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



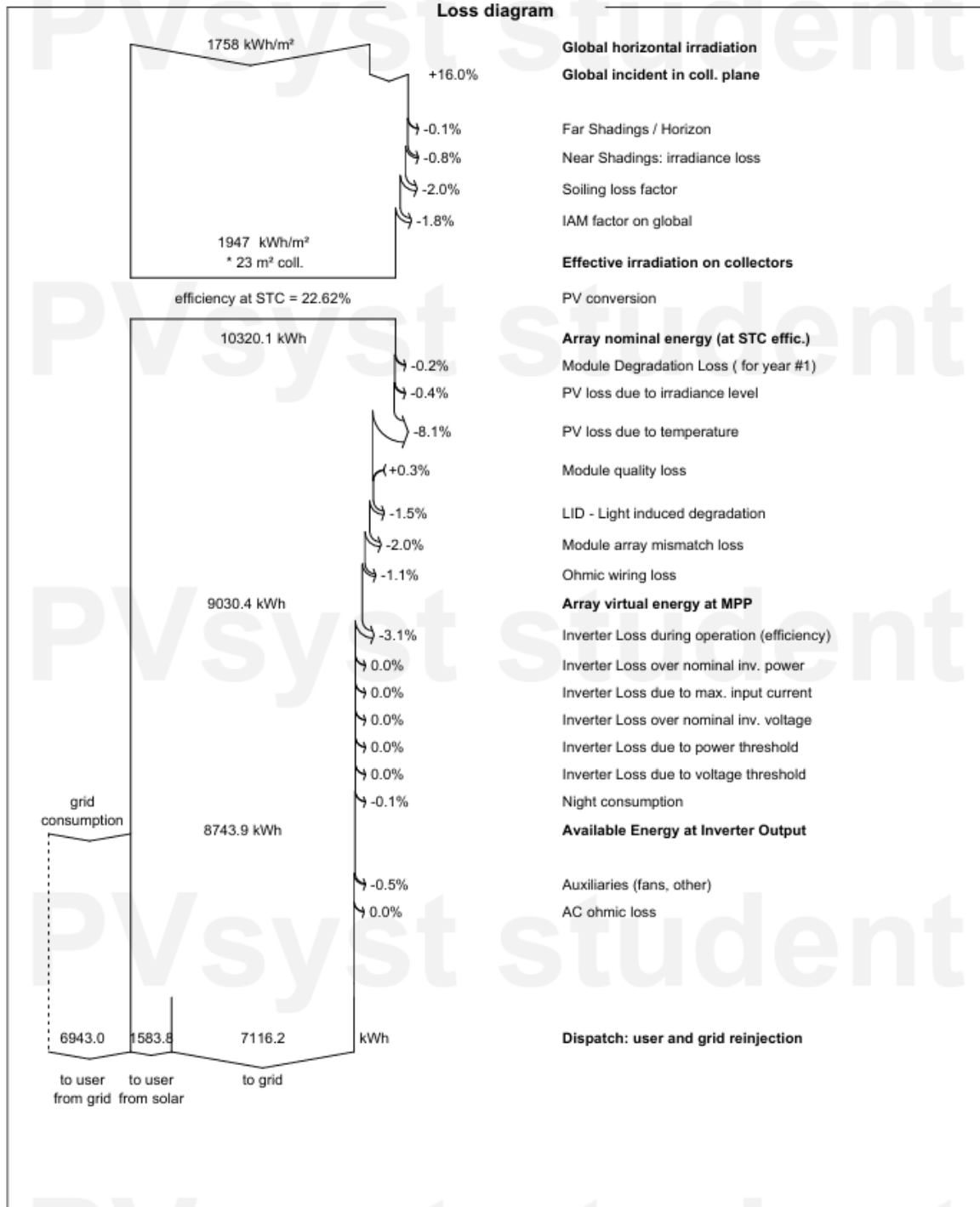
Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante Longi_5kw Pnom sin bat con coche hibrido

Irene Novo (Spain)

PVsyst V8.0.9

VCZ, Simulation date:
10/06/25 11:35
with V8.0.9





Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante Longi_5kw Phom sin bat con coche hibrido

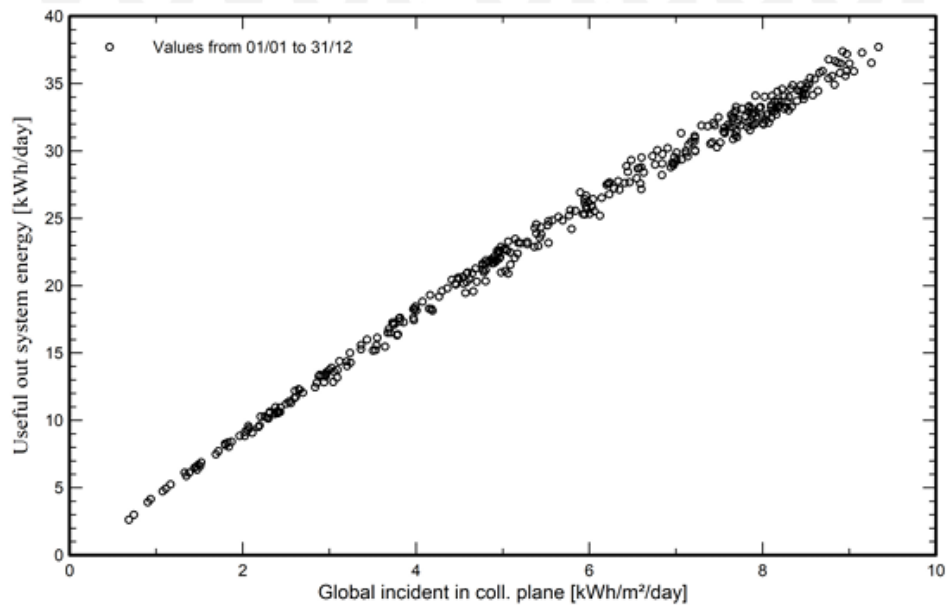
PVsyst V8.0.9

VCZ, Simulation date:
10/06/25 11:35
with V8.0.9

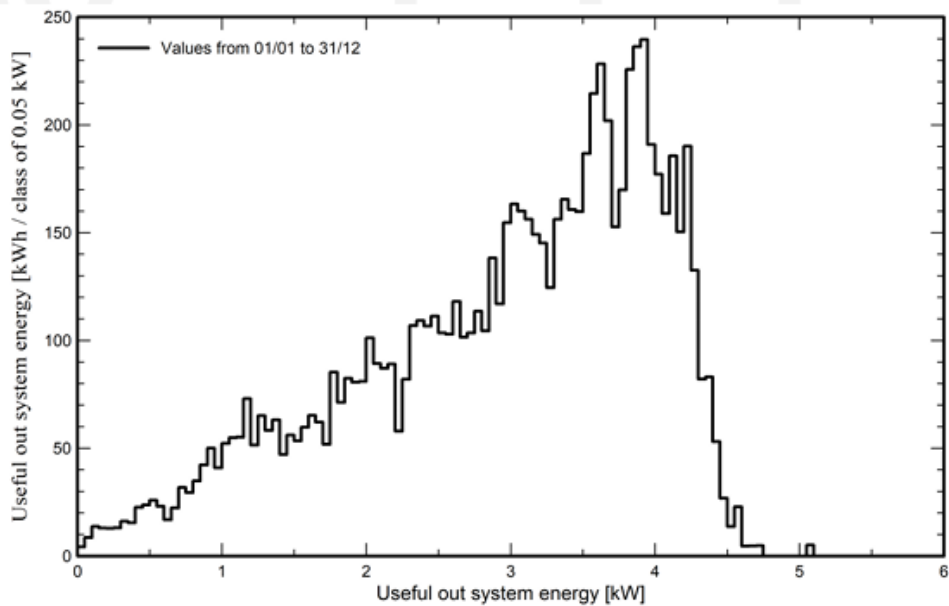
Irene Novo (Spain)

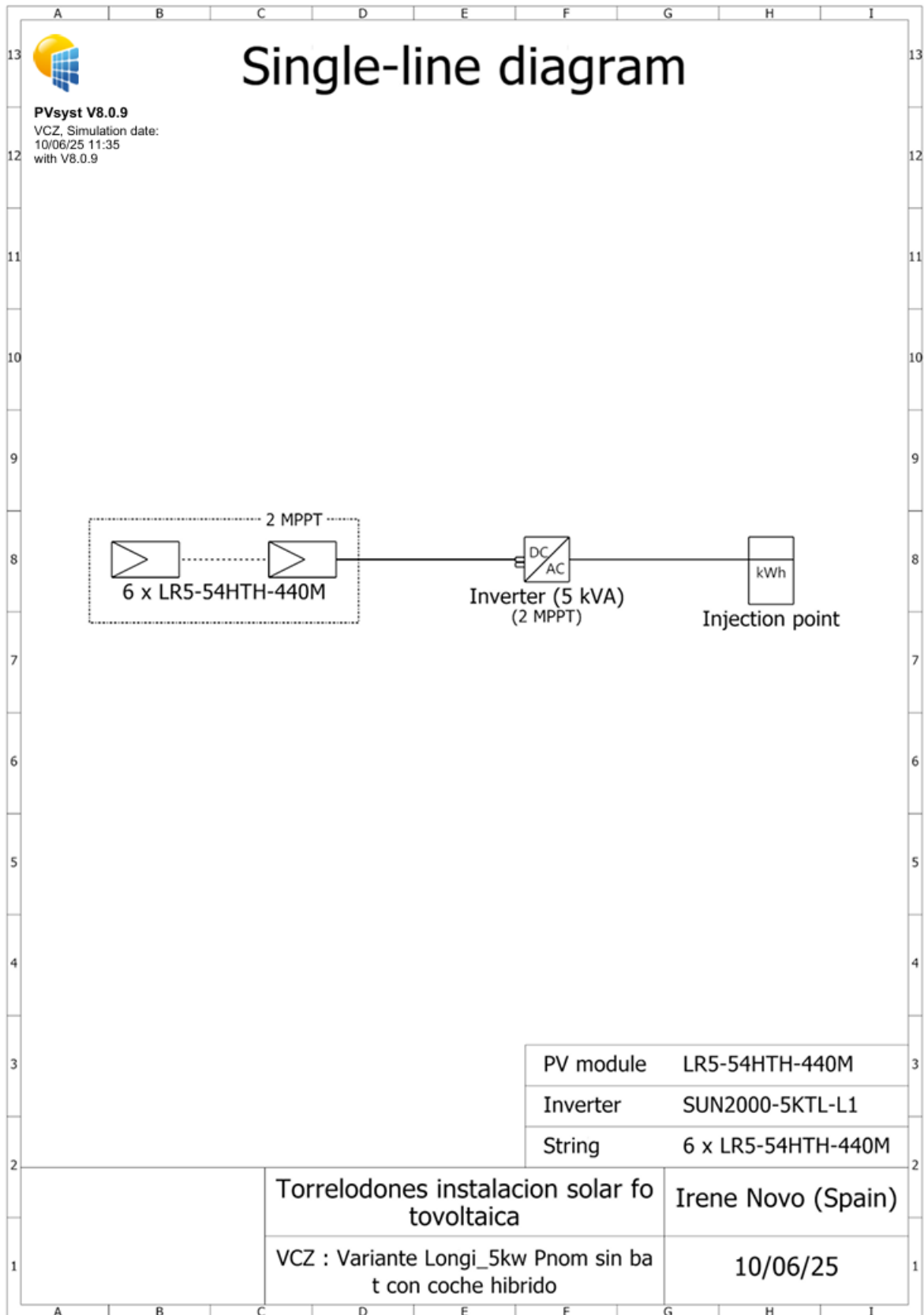
Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema







PVsyst V8.0.9

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante Longi_5kw Pnom con bateria S10 con coche hibrido

Building system

System power: 5.28 kWp

Torrelodones - Spain

Author

Irene Novo (Spain)



Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante Longi_5kw Pnom con bateria S10 con coche hibrido

PVsyst V8.0.9

VCY, Simulation date:
09/06/25 17:44
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Torrelodones	Latitude 40.58 °(N)	Albedo 0.20
España	Longitude -3.92 °(W)	
	Altitude 846 m	
	Time zone UTC	
Weather data		
Torrelodones		
PVGIS-SARAH3 averages 01/01/05 to 31/12/23 - Sintético		

System summary

Grid-Connected System	Building system	User's needs
Simulation for year no 1		
Orientation #1	Near Shadings	Ext. defined as file
Fixed plane	Linear shadings : Fast (table)	Consumos vivienda formato pvsys - con coche h
Tilt/Azimuth 25.4 / 0 °		
System information	Inverters	Battery pack
PV Array		Storage strategy: Self-consumption
Nb. of modules 12 units	Nb. of units 1 unit	Nb. of units 5 units
Pnom total 5.28 kWp	Total power 5 kWac	Voltage 48 V
	Pnom ratio 1.06	Capacity 1000 Ah

Results summary

Produced Energy 7975.1 kWh/year	Specific production 1510 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 74.03 %
Used Energy 8526.8 kWh/year		Solar Fraction SF 75.79 %

Table of contents

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



Project: Torreldones instalacion solar fotovoltaica

Variante: Variante Longi_5kw Pnom con bateria S10 con coche hibrido

PVsyst V8.0.9

VCY, Simulation date:
09/06/25 17:44
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

General parameters

Grid-Connected System				Building system									
Orientation #1				Sheds configuration				Sizes					
Fixed plane				Nb. of sheds				Sheds spacing					
Tilt/Azimuth				2 units				0.00 m					
				Set of tables				Collector width					
				Shading limit angle									
				Limit profile angle				°					
Models used				Horizon				Near Shadings					
Transposition				Average Height				Linear shadings : Fast (table)					
Perez				1.8 °									
Diffuse													
Perez, Meteonorm													
Circumsolar													
separate													
Storage				Discharging strategy				User's needs					
Kind				As soon as power is needed				Ext. defined as file					
Self-consumption								Consumos vivienda formato pvsys - con coche h					
Charging strategy													
When excess solar power is available													
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
726	601	644	1026	952	641	538	635	674	678	682	730	8527	kWh

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	LR5-54HTH-440M	Model	SUN2000-5KTL-L1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	440 Wp	Unit Nom. Power	5.00 kWac
Number of PV modules	12 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	5.28 kWp	Total power	5.0 kWac
Modules	2 string x 6 In series	Operating voltage	80-600 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>40°C)	5.50 kWac
Pmpp	4915 Wp	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
U mpp	181 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	27 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	5 kWp	Total power	5 kWac
Total	12 modules	Max. power	5.5 kWac
Module area	23.4 m²	Number of inverters	1 unit
Cell area	21.6 m²	Pnom ratio	1.06
Battery Storage		Battery Pack Characteristics	
Battery		Voltage	48 V
Manufacturer	Generic	Nominal Capacity	1000 Ah (C10)
Model	Luna2000-10-SO, with inverter 5 kW	Temperature	Fixed 20 °C
Battery pack			
Nb. of units	5 in parallel		
Discharging min. SOC	20.0 %		
Stored energy	38.4 kWh		



Project: Torreledones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante Longi_5kw Pnom con bateria S10 con coche hibrido

PVsyst V8.0.9

VCY, Simulation date:
09/06/25 17:44
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

PV Array Characteristics

Battery Storage	
Battery input charger	
Model	Generic
Max. charg. power	2.4 kWdc
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %
Battery to Grid inverter	
Model	Generic
Max. disch. power	2.4 kWac
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	108 mΩ			
		Uc (const)	15.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction	-0.3 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Module average degradation								
Year no	1							
Loss factor	0.4 %/year							
Imp / Vmp contributions	80% / 20%							
Mismatch due to degradation								
Imp RMS dispersion	0 %/year							
Vmp RMS dispersion	0 %/year							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

System losses

Auxiliaries loss	
Proportional to Power	5.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	230 Vac mono
Loss Fraction	0.00 % at STC
Inverter: SUN2000-5KTL-L1	
Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 2 x 2 mm²
Wires length	0 m



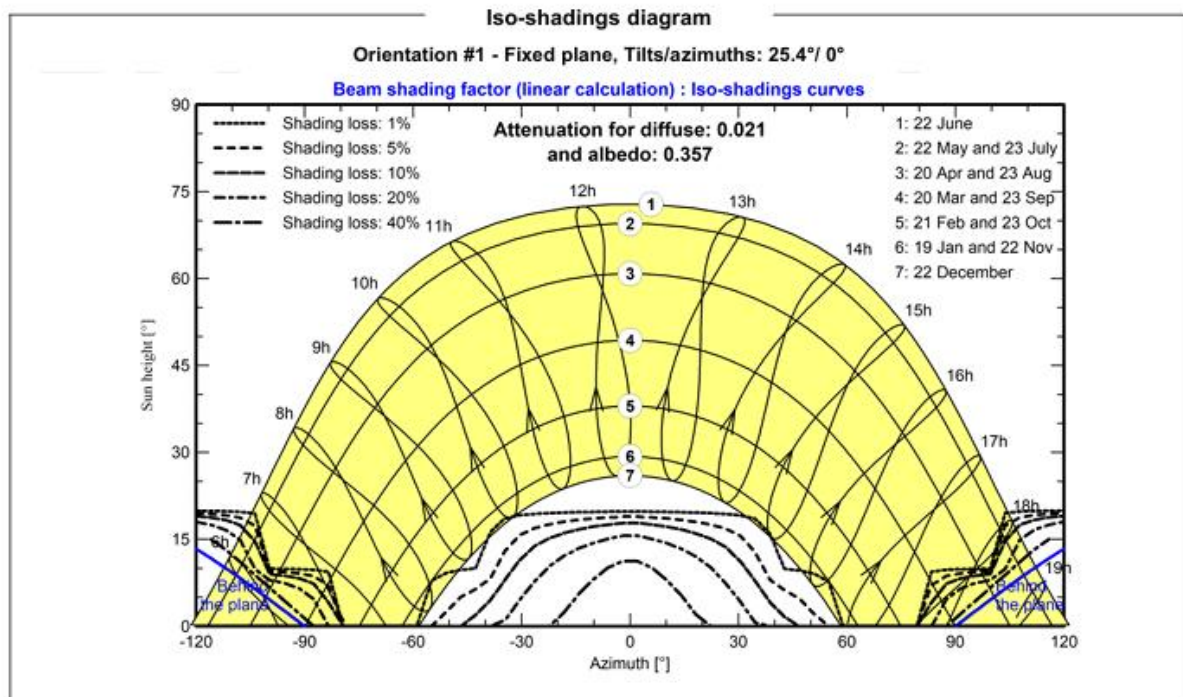
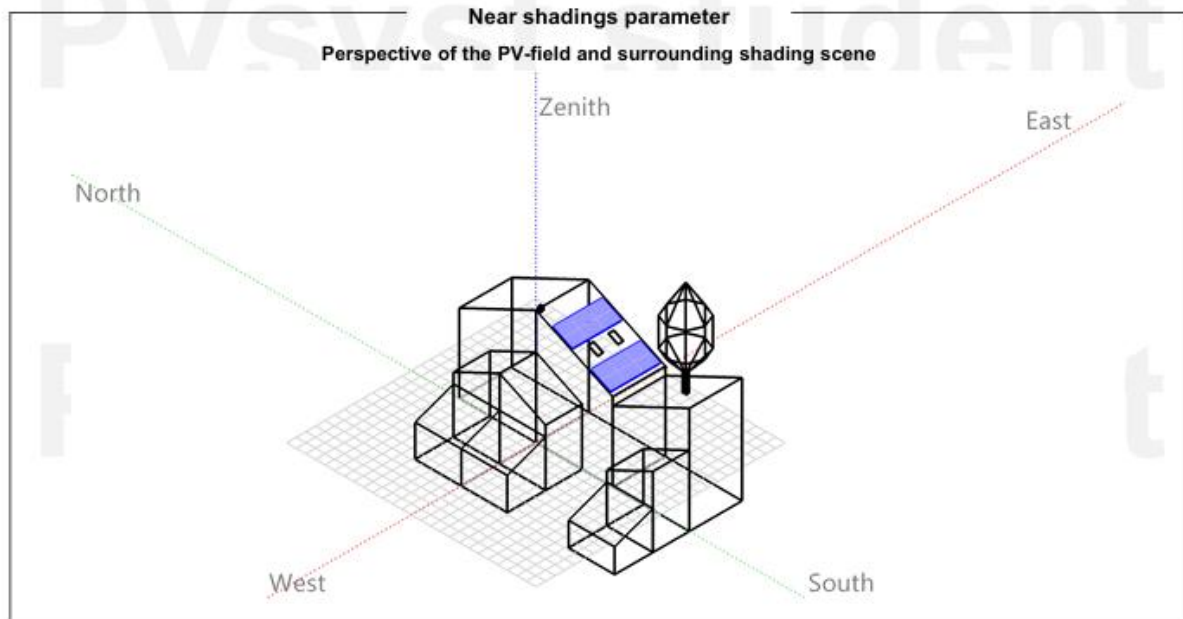
Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante Longi_5kw Pnom con bateria S10 con coche hibrido

Irene Novo (Spain)

PVsyst V8.0.9

VCY, Simulation date:
09/06/25 17:44
with V8.0.9





Project: Torreledones instalacion solar fotovoltaica
Variant: Variante Longi_5kw Pnom con bateria S10 con coche hibrido

PVsyst V8.0.9

VCY, Simulation date:
09/06/25 17:44
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

Main results

System Production

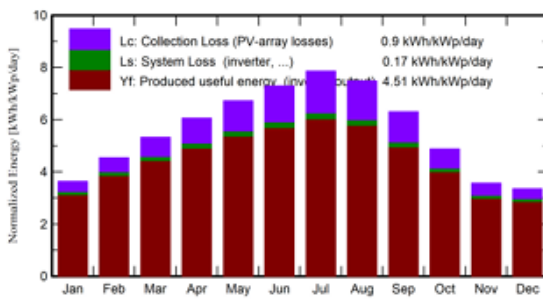
Produced Energy 7975.1 kWh/year
Used Energy 8526.8 kWh/year

Specific production 1510 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 74.03 %
Solar Fraction SF 75.79 %

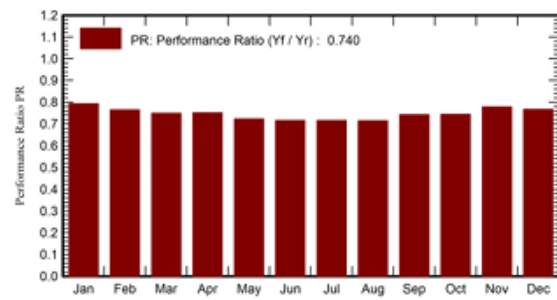
Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW 97.3 %
Static SOW 90.0 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	68.6	25.05	4.37	112.7	107.7	533.4	726.3	446.5	25.5	279.8
February	89.1	31.98	5.78	127.1	121.9	593.3	600.5	454.5	58.5	146.0
March	134.2	50.36	8.79	165.1	157.7	753.5	643.7	554.6	98.7	89.1
April	165.5	61.88	12.04	181.8	173.3	809.8	1026.4	619.4	102.2	407.0
May	207.2	71.95	16.56	208.3	198.3	914.0	952.4	670.9	125.1	281.4
June	226.5	68.43	21.64	218.7	207.8	938.0	641.4	640.3	187.0	1.0
July	246.2	57.85	25.78	243.5	231.9	1026.2	537.8	536.4	384.7	1.4
August	216.6	53.53	25.32	232.1	221.6	982.8	634.7	632.9	242.9	1.9
September	159.2	48.72	20.32	189.0	180.6	816.0	673.7	612.1	129.2	61.6
October	112.6	39.78	15.00	151.3	144.8	681.0	677.9	515.4	78.6	162.5
November	71.3	28.90	8.69	107.0	102.4	493.9	682.0	388.5	51.0	293.5
December	61.5	22.55	5.47	103.8	99.1	488.7	730.1	390.8	29.4	339.2
Year	1758.3	560.97	14.20	2040.3	1947.0	9030.4	8526.8	6462.3	1512.8	2064.5

Legends

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



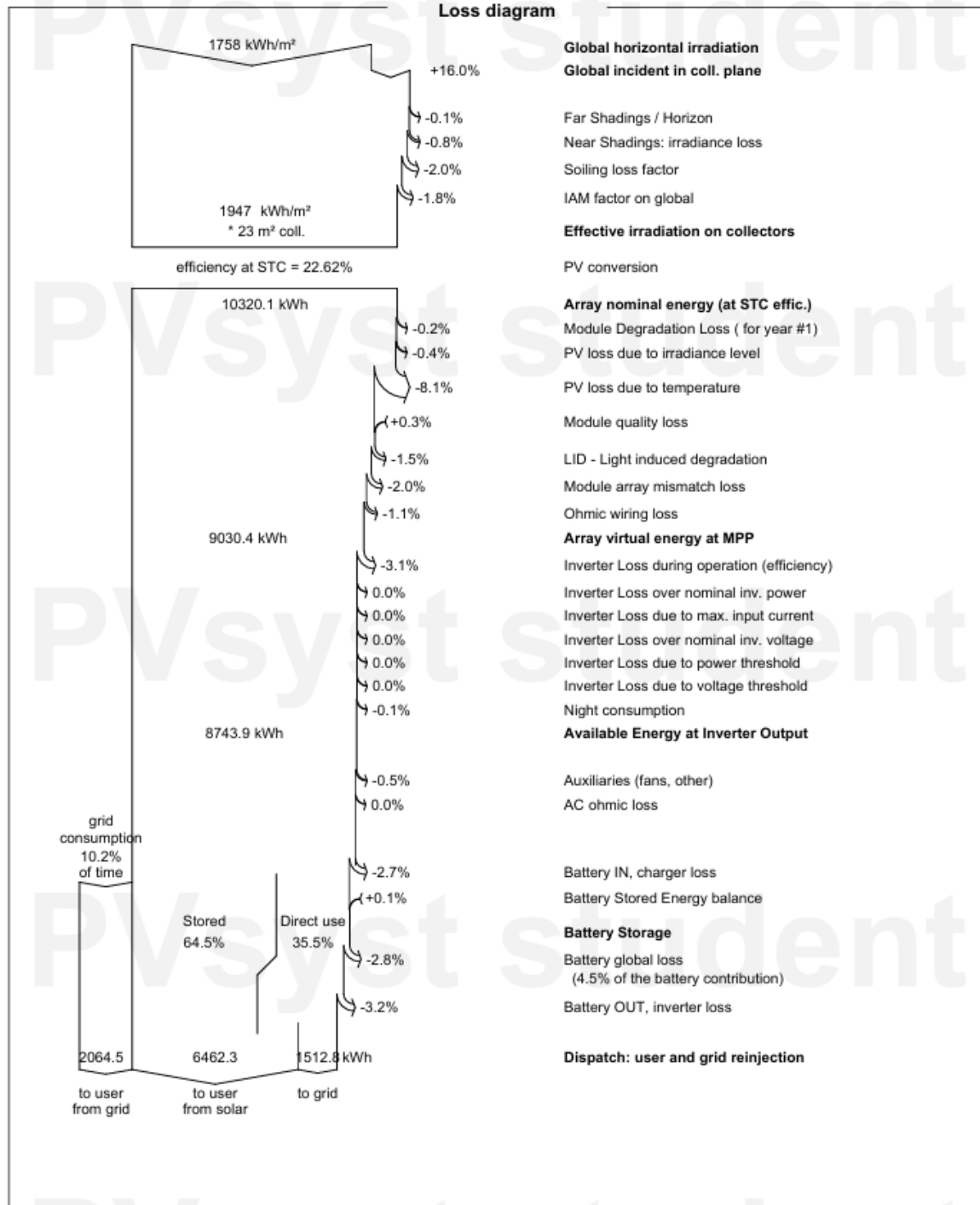
Project: Torreledones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante Longi_5kw Pnom con bateria S10 con coche hibrido

Irene Novo (Spain)

PVsyst V8.0.9

VCY, Simulation date:
09/06/25 17:44
with V8.0.9





Project: Torrelodones instalacion solar fotovoltaica

Variant: Variante Longi_5kw Pnom con bateria S10 con coche hibrido

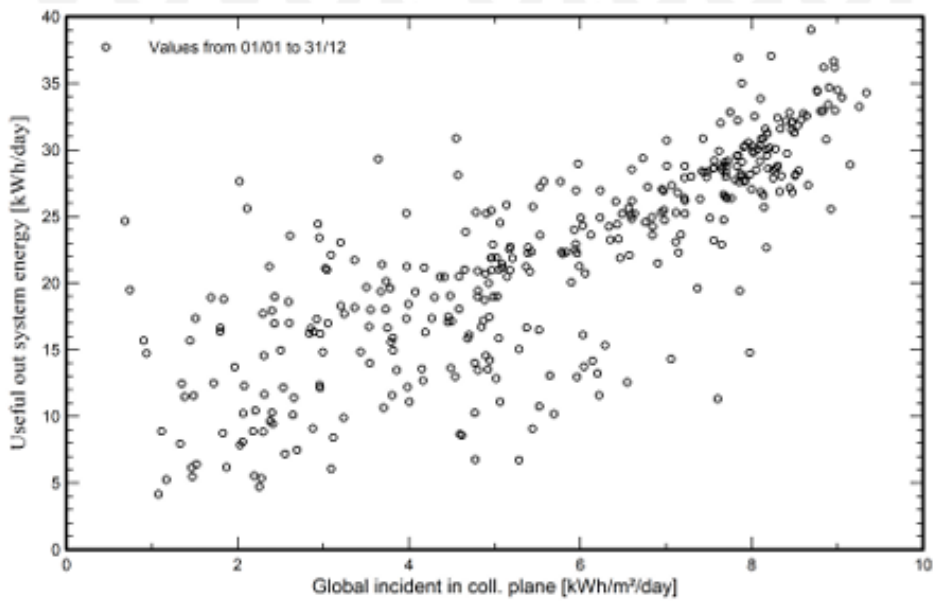
PVsyst V8.0.9

VCY, Simulation date:
09/06/25 17:44
with V8.0.9

Irene Novo (Spain)

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

