TRABAJO DE FIN DE MÁSTER:

OPTIMIZACIÓN DEL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN CUBIERTAS URBANAS PARA APOYO A LA RED ELÉCTRICA



GRUPO 7

Alejandro Francos Fernández

David Ferreras Gutiérrez

Jesús Díaz del Campo Ruiz

Jorge Vicente López

María González de Castejón Vicente-Arche

Ricardo Dorda Laforet

CONTENIDO

ABSTRACT iii
RESUMEN v
1 INTRODUCCIÓN 1
2 OBJETIVOS 3
3 MARCO TEÓRICO 4
3.1 Potencial fotovoltaico en entornos metropolitanos 4
3.2 Generación distribuida. Modalidades y tipo de autoconsumo 4
3.3 Morfología urbana: sombras y microclima 5
3.4 Marco teórico legal 6
4 EVALUACIÓN AMBIENTAL DEL PROYECTO 8
4.1 Análisis de posibles impactos 8
4.1.1 Fase de obra 8
4.1.2 Fase de operación 8
4.1.3 Fase de mantenimiento 9
4.1.4 Resolución del análisis 9
4.2 Justificación de ausencia de Estudio de Impacto Ambiental 9
5 METODOLOGÍA 11
5.1 Análisis del recurso solar 11
5.2 Evaluación del consumo por edificio residencial 13
5.3 Selección de la tecnología 14
5.4 Predimensionamiento del área de estudio del sistema fotovoltaico 16
5.5 Dimensionamiento del sistema. Resultados de la simulación 17
5.6 Informe económico 20
6 RESULTADOS 21
6.1 Análisis del recurso solar 21
6.2 Evaluación del consumo por edificio residencial 23
6.3 Selección de la tecnología 25
6.4 Dimensionamiento del área de estudio del sistema fotovoltaico 27
6.5 Dimensionamiento del sistema. Resultado de la simulación 34
6.5.1 Perfiles de consumo diarios 34
6.5.2 Orientación y sombreado 34
6.5.3 Sistema 40

6.5.4 Resultados de la generación 40
6.5.5 Pérdidas del sistema 43
6.6 Informe económico 45
6.6.1 Informe de Inversión Inicial CAPEX 45
6.6.2 Resumen de Inversión (CAPEX) 47
6.6.3 Plan de mantenimiento 49
6.6.4 *Payback* 50
6.7 Replicabilidad del proyecto 52
7 CONCLUSIONS 54
8 LÍNEAS FUTURAS 55
9 BIBLIOGRAFÍA 56

ABSTRACT

The transition toward a decarbonized energy model is one of the major global challenges of the 21st century. In this context, photovoltaic solar energy has emerged as one of the most relevant renewable technologies, due to its technical maturity, continuous cost reduction, and strong adaptability to urban environments. Building rooftops, often underused, represent a strategic opportunity for the development of self-consumption and distributed generation systems, both of which are essential to improving energy efficiency and enhancing the resilience of cities.

This master's thesis evaluates the technical, energy, and economic feasibility of a rooftop photovoltaic installation for self-consumption in a residential building located in Barcelona's Eixample district. This area is characterized by a highly homogeneous urban fabric and a consistent building typology resulting from its unified planning, making it a representative and easily replicable case study. The analysis combines simulations using PVSyst with solar radiation data obtained from PVGIS, allowing an accurate estimation of available irradiation, annual energy generation, and system performance indicators.

The results show that the proposed installation achieves an annual energy production of 11.840 kWh and an average Performance Ratio (PR) of 72.5 %, which aligns with the climatic and urban conditions of the site. From an economic standpoint, in the most conservative scenario the simple payback period is approximately 14 years. However, under favourable conditions, payback period shortens to 10–11 years, positioning the investment within reasonable profitability margins for urban residential self-consumption systems.

The study also assesses the potential integration of battery storage systems, concluding that such an option is neither technically nor economically feasible, mainly due to limited rooftop space and low surplus generation. Finally, the project highlights a high replicability potential across the Eixample district and similar urban environments, where the uniformity of building typologies facilitates standardized designs and shared implementation models.

Overall, this research underlines the role of rooftop photovoltaic energy as a practical pathway toward sustainable urban transition, strengthening local energy autonomy and promoting resilient, efficient, and participatory cities.

Keywords: Photovoltaic energy, Self-consumption, Economic viability, Urban rehabilitation, Energy resilience.

RESUMEN

La transición hacia un modelo energético descarbonizado constituye uno de los principales desafíos globales del siglo XXI. En este contexto, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las tecnologías renovables más relevantes, gracias a su madurez técnica, la continua reducción de costes y su elevada adaptabilidad a los entornos urbanos. Las cubiertas de los edificios, a menudo infrautilizadas, representan una oportunidad estratégica para el desarrollo de sistemas de autoconsumo y generación distribuida, ambos fundamentales para mejorar la eficiencia energética y reforzar la resiliencia de las ciudades.

El presente Trabajo Fin de Máster evalúa la viabilidad técnica, energética y económica de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en la cubierta de un edificio residencial situado en el distrito del Eixample (Barcelona). Esta zona se caracteriza por un tejido urbano altamente homogéneo y una tipología edificatoria uniforme derivada de su planificación unificada, lo que la convierte en un caso de estudio representativo y fácilmente replicable. El análisis combina simulaciones realizadas con el software PVSyst y datos de radiación solar obtenidos de PVGIS, permitiendo una estimación precisa de la irradiación disponible, la producción energética anual y los principales indicadores de rendimiento del sistema.

Los resultados muestran que la instalación propuesta alcanza una producción energética anual de 11.840 kWh y un Performance Ratio (PR) medio del 72,5 %, valores coherentes con las condiciones climáticas y urbanas del emplazamiento. Desde el punto de vista económico, en el escenario más conservador el periodo simple de retorno de la inversión se sitúa en torno a los 14 años, mientras que en condiciones favorables puede reducirse a 10–11 años, situando la inversión dentro de márgenes de rentabilidad razonables para sistemas de autoconsumo residencial urbano.

El estudio analiza además la posible integración de sistemas de almacenamiento con baterías, concluyendo que esta opción no resulta viable ni técnica ni económicamente, principalmente debido a la limitada superficie

disponible en cubierta y a la reducida generación excedentaria. Finalmente, el proyecto pone de relieve el alto potencial de replicabilidad en el distrito del Eixample y en entornos urbanos similares, donde la uniformidad tipológica de los edificios facilita el desarrollo de diseños estandarizados y modelos de implantación compartida.

Palabras Clave: Energía fotovoltaica, Autoconsumo, Viabilidad económica, Rehabilitación urbana, Resiliencia energética.

1 INTRODUCCIÓN

La transición energética hacia un modelo descarbonizado exige casi de manera obligatoria la correcta integración de multitud de energías renovables en los ecosistemas urbanos, donde se centra el mayor volumen de consumo eléctrico. Es dentro de este contexto urbano donde el presente trabajo encuentra su nicho.

En el contexto global, más del 70% de la emisión de gases de efecto invernadero se centra en entornos urbanos y estos demandan aproximadamente dos tercios de la energía total consumida en el planeta (ONU-Hábitat, 2020). El aprovechamiento de las cubiertas de los edificios podría, en primer lugar, evitar la ocupación de superficie de suelo y, en segundo lugar, reducir las emisiones de los generadores de energía asociados a dichos núcleos urbanos.

A pesar de que los núcleos urbanos son grandes consumidores energéticos, tradicionalmente son escasos productores de energía, debido principalmente a las distancias de seguridad requeridas entre la población y productores de electricidad tradicionales, como centrales nucleares o ciclos combinados, y a la falta de grandes superficies terreno para implantar soluciones renovables, como campos solares o eólicos. Pese a no disponer de grandes zonas libres para construir estos campos de energía renovable, existen grandes superficies que en la actualidad se encuentran en desuso, y son susceptibles de ser aprovechadas, como son las cubiertas o tejados de los edificios.

Las cubiertas de los edificios representan una superficie estratégica para la instalación de sistemas fotovoltaicos (FV) por varios factores como el aprovechamiento de una superficie desaprovechada y reconvertible, la proximidad al punto final de consumo reduciendo así pérdidas energéticas en el transporte de la electricidad, la contribución a la transición energética urbana o la flexibilidad para distintos tipos de instalaciones, entre otros.

De acuerdo con el informe realizado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés) (IEA, 2024), la tecnología solar fotovoltaica se presenta como una de las tecnologías renovables con mayor madurez

tecnológica y competitividad económica. Además, la solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las renovables con mayor proyección de cara al futuro con cada vez más reducción de costes.

Así, cada vez es más común encontrar propuestas que analizan o simulan este tipo de proyectos, con el fin de implantar la tecnología de aprovechamiento solar en zonas urbanas. Autores como Gergely Molnár (2024) estudian el potencial de la producción fotovoltaica en Europa concluyendo que sin duda se trata de una consideración interesante, con un potencial significativamente elevado y que cobrará cada vez más fuerza en el futuro cercano. Fuera del continente europeo también existen multitud de estudios como el llevado a cabo por Suomalainen (2017) y su equipo, centrado en Nueva Zelanda.

Es bajo este contexto de innovación que el proyecto propuesto rescata el tema fotovoltaico para analizar, en este caso, el potencial y la aplicabilidad en una ciudad de alta densidad como Barcelona. En concreto, el distrito del Ensanche es un punto clave en la ciudad, conocido por su singularidad en el trazado urbano y por la elevada demanda energética, destinada a satisfacer tres frentes principales: entornos residenciales, comerciales y de servicios. Al contener tanta densidad de población y demandar tanta producción eléctrica, el estudio de inclusión de una energía renovable resulta interesante para el futuro verde ansiado en la moderna Europa.

El estudio combina el uso de datos geoespaciales, modelado energético de la red urbana y simulaciones por franjas horarias. La finalidad es dimensionar el sistema fotovoltaico, así como definir su capacidad de generación y almacenamiento en un área piloto, que servirá como punto de estudio para plantear un escalado futuro en el distrito del Ensanche. Además, tiene especial relevancia abordar el marco regulatorio de la energía y consumo urbano en España y en el ámbito local.

2 OBJETIVOS

El objetivo general del proyecto se puede resumir como el aprovechamiento del recurso solar existente en las cubiertas urbanas del distrito del Ensanche, mediante la integración de sistemas fotovoltaicos con un almacenamiento energético, atendiendo a la demanda eléctrica, con el fin de apoyar a la red eléctrica y mejorar la resiliencia del ecosistema energético urbano. A lo largo del trabajo se desarrollarán distintos puntos que atienden a los siguientes objetivos específicos o metas intermedias:

- Realización de inventario y caracterización de las cubiertas disponibles en el área piloto de estudio.
- Evaluación del potencial de generación solar, atendiendo a medidas de irradiación y factores de sombra y ocupación, mediante el uso de softwares de simulación.
- Predimensionamiento del sistema fotovoltaico y del área disponible.
- Estudio de perfiles de consumo eléctrico para un edificio residencial típico.
- Dimensionamiento detallado del sistema fotovoltaico compuesto por: panel, inversor y batería.
- Análisis del impacto regulatorio y normativo para la implantación de la tecnología en comunidades energéticas urbanas.

3 MARCO TEÓRICO

El desarrollo de instalaciones fotovoltaicas en entornos urbanos exige comprender tanto los principios técnicos de la energía solar como las condiciones espaciales, climáticas y normativas que condicionan su implantación. Este marco teórico aborda los factores urbanos que influyen en el aprovechamiento solar, el papel del autoconsumo dentro del nuevo modelo energético distribuido y las bases legales que garantizan una integración sostenible de la tecnología fotovoltaica en el entorno construido.

3.1 Potencial fotovoltaico en entornos metropolitanos

El potencial de generación solar en las cubiertas urbanas ha sido objeto de multitud de estudios, tanto a nivel europeo como externo. Equipos como el de Katalin Bódis (2019), encontraron que la energía solar en cubiertas en Europa podía suponer hasta 680 TWh anuales, equivalente al 24.4 % del consumo eléctrico europeo total. Molnár (2024) y su equipo señalaron en su Solar Rooftop Initiative, que el potencial técnico podía llegar a 2,7 PWh/año. Además, advertían un crecimiento positivo de la tecnología y por tanto de su potencial energético en las próximas décadas.

3.2 Generación distribuida. Modalidades y tipo de autoconsumo

La generación distribuida es la producción eléctrica próxima al punto de consumo, conectada habitualmente a redes de baja o media tensión. De esta manera se logra reducir pérdidas de red y aportar flexibilidad al sistema. En entornos urbanos densos, la energía fotovoltaica en cubiertas presenta como limitación principal la necesidad de igualar generación solar y demanda, lo que condiciona el aprovechamiento y la necesidad de almacenamiento.

Para poder casar estas curvas de demanda/generación eléctrica, existen distintas modalidades de cómo aprovechar la generación fotovoltaica. Acorde al Título II “Autoconsumo de electricidad” del BOE (2018) se recogen las dos modalidades de autoconsumo según la interacción con la red:

a) Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes: Se impide la inyección de cualquier excedente de energía a la red de transporte o distribución.

b) Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes: Cuando las instalaciones puedan generar suficiente electricidad, además de suministrar energía para el usuario final, se inyecta la energía sobrante a la red.

También existe distinción entre el autoconsumo según los usuarios al que este pueda proveer de energía:

a) Autoconsumo individual: Diseñado para cubrir las necesidades de un único usuario o edificio.

b) Autoconsumo colectivo: Permite compartir la energía generada entre varios usuarios conectados a una misma red de baja tensión, lo cual es habitual en comunidades de vecinos o polígonos industriales. Este modelo se fomenta a través de iniciativas como las comunidades energéticas locales.

3.3 Morfología urbana: sombras y microclima

La morfología urbana influye directamente en el rendimiento que puede obtenerse de una instalación fotovoltaica. En el caso de estudio —el barrio del Ensanche—, la captación de energía solar se ve favorecida por la relativa homogeneidad en las alturas de los edificios, lo que reduce significativamente la aparición de sombras proyectadas entre ellos. No obstante, aunque no se esperan diferencias de altura lo suficientemente marcadas como para generar sombreados relevantes a gran escala, sí pueden producirse sombras puntuales debido a pequeñas variaciones estructurales o elementos constructivos específicos. En los casos en que aparezcan sombras menores, éstas podrían afectar localmente al rendimiento.

Las posibles sombras bajan la irradiancia y la corriente del módulo. Al unir distintos paneles en serie, ese módulo con menor voltaje limita el voltaje que

puede obtenerse en toda la cadena, lo cual resulta en una caída de potencia. Además, las celdas sombreadas pueden polarizarse en inversa y calentar ciertos puntos del panel solar, generando los denominados puntos calientes. Es por ello pertinente estudiar el efecto de las sombras en este proyecto.



Figura 1. Morfología urbana del Ensanche, Barcelona (Ayuntamiento de Barcelona, 2025

3.4 Marco teórico legal

La transición hacia un modelo energético descarbonizado es uno de los grandes retos actuales. El sector eléctrico sigue siendo responsable de buena parte de las emisiones globales de gases de efecto invernadero. En este contexto, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una tecnología renovable clave por su madurez técnica, la continua reducción de costes y su fácil adaptación a distintos entornos. Su aplicación en áreas urbanas resulta especialmente relevante, ya que en ellas se concentra la mayor parte del consumo eléctrico.

Las cubiertas de los edificios, tradicionalmente infrautilizadas, se consideran hoy espacios estratégicos para el desarrollo de la generación distribuida. Este modelo, basado en pequeños sistemas próximos al punto de consumo, reduce pérdidas, mejora la eficiencia e incrementa la resiliencia energética de las ciudades.

La literatura científica refleja un creciente interés por la fotovoltaica urbana. Estudios como el de Bódis et al. (2019) estiman que las cubiertas europeas podrían cubrir cerca de una cuarta parte de la demanda eléctrica total. Estudios en Boston (Jakubiec y Reinhart, 2013) o Barcelona (Ayuntamiento de Barcelona, 2024) confirman su potencial para reducir picos de demanda y reforzar la resiliencia local. Estos trabajos coinciden en que el aprovechamiento solar urbano no depende solo de la viabilidad técnica, sino también de factores normativos, económicos, arquitectónicos y sociales.

En España, el Real Decreto 244/2019 (BOE, 2019) regula el autoconsumo fotovoltaico, permitiendo a los usuarios consumir la energía generada en sus cubiertas y verter los excedentes a la red. Además, las comunidades energéticas impulsan un nuevo modelo de participación ciudadana en la gestión de la energía, en línea con las directrices europeas.

Este trabajo aborda el tema desde una perspectiva tecnológica y socioenergética. Combina el análisis del potencial físico de las cubiertas con la reflexión sobre su papel en la resiliencia urbana y la gestión sostenible de la energía. La fotovoltaica en cubiertas urbanas se plantea así no solo como una alternativa para diversificar la matriz energética, sino también como una oportunidad para avanzar hacia ciudades más resilientes, eficientes y participativas.

4 EVALUACIÓN AMBIENTAL DEL PROYECTO

La evaluación ambiental permite identificar y valorar los posibles efectos que una intervención puede generar sobre el entorno, asegurando que su desarrollo sea sostenible y compatible con la normativa vigente.

4.1 Análisis de posibles impactos

El presente proyecto consiste en la instalación de un sistema de generación fotovoltaica sobre la cubierta de un edificio residencial situado en el barrio del Ensanche, en Barcelona. Esta intervención se enmarca dentro de las actuaciones de mejora energética y sostenibilidad en el entorno urbano, y tiene por objeto reducir el consumo eléctrico procedente de la red mediante la generación local de energía limpia y renovable.

A continuación, se analizan los principales aspectos ambientales asociados a las fases de obra, operación y mantenimiento del proyecto.

4.1.1 Fase de obra

Durante esta fase, los principales impactos ambientales se deben a:

- Ruido y vibraciones: generados por la manipulación de herramientas y el movimiento de materiales. Estos serán leves y de carácter temporal.
- Generación de residuos de construcción y embalajes: residuos no peligrosos que serán gestionados en función a la normativa vigente.
- Ocupación de la cubierta: lo cual no afecta a zonas verdes, suelos ni la estructura del edificio

En conjunto, los impactos de esta fase son temporales, locales y reversibles, desapareciendo una vez finalizada la instalación.

4.1.2 Fase de operación

Los posibles impactos ambientales producidos en esta etapa serán:

- Emisiones atmosféricas: esta instalación no genera emisiones contaminantes.
- Ruido: el sistema opera en silencio o con niveles de ruido imperceptibles.

- Impacto visual: muy reducido ya que los módulos y el resto de los elementos se encuentran sobre cubiertas en altura.
- Contaminación: no se genera vertido de residuos.
- Residuos al final de su vida útil: la gestión de los módulos una vez terminada su vida útil deberá ser de acuerdo con la normativa vigente.

Por tanto, los efectos ambientales son nulos o incluso beneficiosos, al contribuir a la reducción de emisiones de CO_2 derivadas del consumo eléctrico convencional.

4.1.3 Fase de mantenimiento

El mantenimiento se limita a limpiezas periódicas y revisiones eléctricas. Estas operaciones no generan impactos significativos ni residuos peligrosos, ya que se realizan sin interferir en el entorno urbano ni en los ocupantes del edificio.

4.1.4 Resolución del análisis

Considerando la naturaleza del proyecto, su ubicación sobre una edificación existente y la ausencia de daño a suelos naturales, ecosistemas o recursos hídricos, el impacto ambiental global puede clasificarse como muy bajo.

Además, el proyecto contribuye positivamente a los objetivos municipales y europeos de sostenibilidad energética, mejora de la eficiencia y mitigación del cambio climático.

4.2 Justificación de ausencia de Estudio de Impacto Ambiental

De acuerdo con lo establecido en la Ley 21/2013 del BOE (2013), de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, este tipo de actuación no se encuentra incluida en ninguno de los apartados del Anexo I ni del Anexo II de dicha ley, al no tratarse de una planta de producción energética de grandes dimensiones ni de una instalación que implique obras de gran entidad, movimientos de tierra o alteraciones significativas del medio físico.

La instalación se ubica sobre una edificación existente, en un entorno urbano consolidado, y no afecta a espacios naturales protegidos, zonas con valor ecológico, ni elementos patrimoniales. Tampoco genera emisiones, vertidos, residuos peligrosos ni incrementos significativos del nivel de ruido durante su explotación.

Por todo ello, se considera que el proyecto no requiere la realización de un Estudio de Impacto Ambiental.

5 METODOLOGÍA

Para llevar a cabo un proyecto de estas características es necesario desarrollar una metodología que permita evaluar el potencial del aprovechamiento fotovoltaico en cubiertas urbanas en Barcelona, centrándose particularmente en el área del Ensanche.

5.1 Análisis del recurso solar

Para poder analizar la radiación solar de la cubierta del área piloto en Barcelona se ha llevado a cabo un análisis de su punto geográfico específico. A través del Google Earth se delimita el área del Barrio del Ensanche. Esta herramienta permite obtener una aproximación sobre como es el área que comprende al barrio.



Figura 2. Extracto de Google Earth del Barrio del Ensanche, Barcelona, España (41º23’32” N, 2º09’53” E, escala 1:1000).

También con esta herramienta se pueden obtener los valores como perímetro, área o elevaciones, entre otros.

Una vez definido el área, es necesario disponer de información precisa sobre el recurso solar disponible. Para ello se ha empleado como fuente de información PVGIS.

En este caso, los factores considerados para el estudio han sido:

- Radiación global horizontal (GHI): base de cálculos

- Radiación directa y difusa: necesarias para las superficies inclinadas y el efecto de las sombras.
- Variabilidad temporal: análisis mensual y horario

Por último, se han integrado los datos en el software de análisis (PVGIS) y ajustado la coordenada geográfica, creando una base de datos de radiación ajustada al contexto urbano de Ensanche. Solo queda seleccionar los parámetros necesarios para el análisis dentro de la interfaz del PVGIS, en este caso:

- Radiación global directa (kWh/mj2)
- Radiación directa normal (kWh/m2)
- Relación global/difusa (-)

Una vez se han seleccionado los datos, los años y la ubicación, el portal de la base de datos (Photovoltaic Geographical Information System, 2025), como ejemplifica la Figura 3, permite exportar las mediciones en formato Excel (mediante una simple conversión con la herramienta de Excel para convertir datos .json).

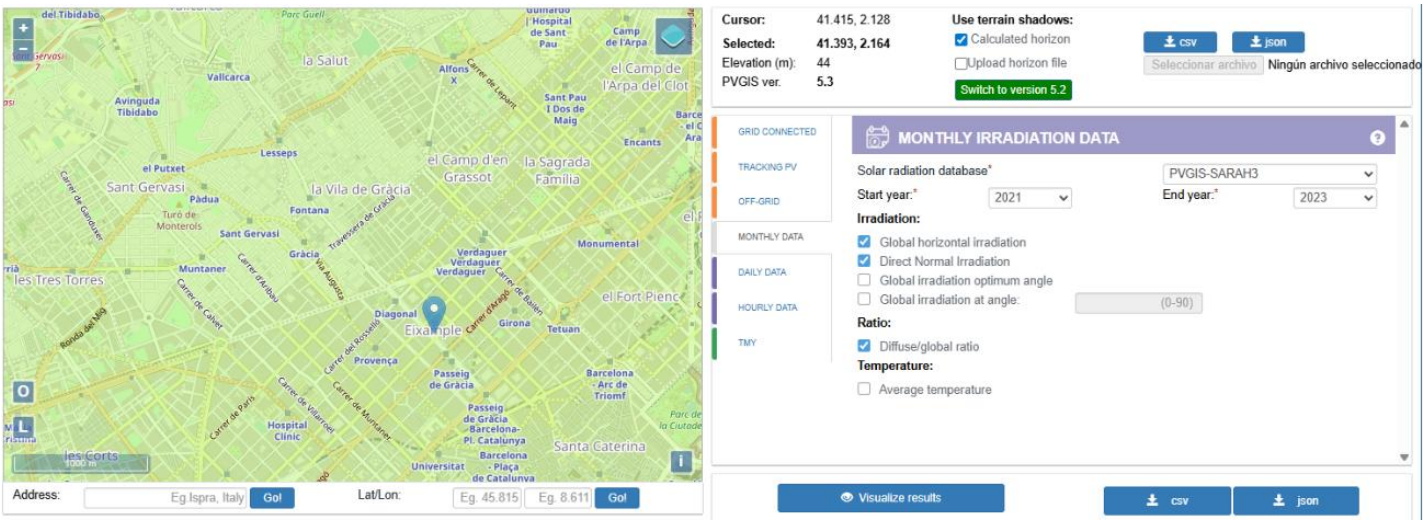


Figura 3. Obtención de los datos de radiación solar a través de la herramienta online PVGIS.

5.2 Evaluación del consumo por edificio residencial

Con la idea de diseñar un sistema robusto pero flexible se analiza la distribución de los tipos de edificios del Barrio del Ensanche. Con ello se define el caso típico, de modo que el sistema planteado sea extrapolable a construcciones de características semejantes (número de viviendas parecido, consumos relativamente cercanos o similares).

Para poder determinar el perfil energético se estudia en primer lugar los agentes consumidores considerados para el sistema, esto es el conjunto de electrodomésticos y consumos asociados a la red eléctrica (climatización y agua caliente sanitaria entre otros).

El perfil de demanda se analiza a partir de datos tipo proporcionadas por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). A partir de estos datos se ha elaborado una gráfica horaria representativa de consumo diario, que permite analizar la demanda y la producción fotovoltaica. Este perfil se utiliza posteriormente en la simulación energética para evaluar el grado de autoconsumo, la energía excedentaria vertida a la red y el aprovechamiento global del sistema fotovoltaico.

Es importante notar que los datos de consumo suelen referirse por vivienda promedio, lo que implica que para el desarrollo de estos cálculos ha sido imprescindible hacer una estimación del número de viviendas asociadas al edificio de estudio. La opción más razonable y la que se sigue es estudiar los edificios típicos del Barrio del Ensanche para determinar cuál es un número de viviendas típico, con el fin de no infra dimensionar (suponer pocas viviendas) o sobredimensionar (suponer demasiadas viviendas) el perfil de consumo.

Es de vital importancia también determinar si el diseño pretende abastecer la totalidad del consumo o si es más coherente concebir el sistema como una red de apoyo, abasteciendo tan solo una porción del consumo total. En este punto es relevante tener en cuenta detalles del barrio que puedan afectar a las instalaciones existentes como por ejemplo la edad de este. En un barrio de nueva construcción es de esperar que las instalaciones sean más modernas mientras

que un barrio longevo sería esperable contar con equipos más antiguos, como calderas de gas o cocinas de gas.

5.3 Selección de la tecnología

La selección de la tecnología es un paso clave para la determinación del rendimiento energético, la viabilidad económica y la sostenibilidad ambiental del proyecto realizado. Este punto debe basarse en un análisis comparativo de las tecnologías disponibles hoy en día. Se debe de considerar las condiciones climáticas y urbanísticas del distrito del Ensanche, en el cual, se pueden dar efectos de sombreado, sobre todo al amanecer y atardecer.

Las principales tecnologías de paneles fotovoltaicos disponibles en el mercado se pueden clasificar en tres generaciones (Shi et al., 2021):

1. Primera Generación (Silicio Cristalino): Es la tecnología más madura y extendida.

    - Silicio Monnocristalino (mono-Si): Se fabrican a partir de un único cristal de silicio, lo que les confiere una alta eficiencia y un mejor rendimiento en condiciones de poca luz. Suelen ser más costosos.

    - Silicio Policristalino (poly-Si): Se fabrican a partir de fragmentos de silicio fundido. Tienen una eficiencia ligeramente inferior a los mono-Si, pero son más económicos.

2. Segunda Generación (Capas Delgadas o *Thin-Film*):

    - Silicio Amorfo (a-Si): Tienen una eficiencia significativamente menor, pero un mejor comportamiento ante altas temperaturas (entorno a 50-60ºC) y un coste de producción más bajo.

    - Telururo de Cadmio (CdTe) y Cobre, Indio, Galio y Selenio (CIGS): Tecnologías de película delgada con eficiencias moderadas y potencial de integración arquitectónica, ya que pueden depositarse sobre sustratos flexibles o ligeros (vidrio, polímeros o metal), permitiendo su aplicación directa en elementos constructivos del edificio como fachadas, cubiertas

o vidrios semitransparentes. Esta característica las hace especialmente adecuadas para entornos urbanos donde se busca combinar funcionalidad fotovoltaica y criterios estéticos o de diseño.

3. Tercera Generación: Incluye tecnologías emergentes como células orgánicas, de perovskita o sensibilizadas por colorantes, que aún no son predominantes en aplicaciones a gran escala.

La selección de la tecnología se realiza a través de un análisis comparativo basado en la literatura de Shi et al. (2021) y Elibol et al. (2017), considerando tres aspectos clave: rendimiento, comportamiento térmico y viabilidad económica.

La selección del inversor se realiza considerando la configuración eléctrica resultante del campo fotovoltaico y las condiciones reales de instalación en cubierta. Dado que en entornos urbanos las superficies disponibles pueden dar lugar a cadenas de paneles con diferente número de módulos, se prioriza la elección de un inversor con seguidores de punto de máxima potencia independientes (MPPT). Esta característica permite optimizar la conversión de energía incluso cuando las distintas cadenas no operan bajo condiciones idénticas de irradiancia o voltaje.

La línea metodológica debe seguir los siguientes pasos:

1. Determinación del número y configuración de cadenas según el espacio útil y la inclinación adoptada.
2. Cálculo del voltaje mínimo de arranque del inversor, que debe ser inferior al voltaje entregado por la cadena más corta, asegurando su funcionamiento estable.
3. Selección del rango de operación en corriente continua (DC) compatible con la potencia total del campo generador.

La metodología para la selección de las baterías parte de la premisa de que el sistema puede incorporar almacenamiento energético con el fin de aumentar el grado de autosuficiencia y reducir la energía vertida a la red.

Aunque en la fase de resultados se analiza la viabilidad de prescindir de este componente, se describe su proceso de selección para mantener la coherencia metodológica.

El procedimiento seguido incluye:

1. Definición del perfil de demanda y de la energía excedente susceptible de almacenamiento, a partir de los resultados de simulación. En caso de determinar que el perfil de demanda es suficientemente bajo como para que incluir unas baterías resulten viables, se continuaría con el segundo paso. En caso contrario, se desestimaría su inclusión en el sistema.

2. Estimación de la capacidad necesaria (kWh) para cubrir parcialmente la demanda nocturna, adoptando criterios de dimensionamiento orientados al autoconsumo (descarga diaria del 50–70 %).

3. Evaluación comparativa de tecnologías (plomo-ácido, litio-ion, $LiFePO_4$) considerando seguridad, eficiencia, vida útil y comportamiento térmico.

4. Selección de la tecnología final con base en su idoneidad para cubiertas urbanas: peso reducido, ausencia de emisiones gaseosas, resistencia ambiental y estabilidad térmica.

5.4 Predimensionamiento del área de estudio del sistema fotovoltaico

En los proyectos de energía fotovoltaica uno de los factores determinantes es la superficie disponible para la instalación. Para su delimitación, se emplea información catastral, la cual se encuentra accesible a través del portal web del Gobierno de España.

Posteriormente, es necesario identificar qué parte de la cubierta resulta efectivamente utilizable y cuál se encuentra destinada a otros usos que imposibilitan su aprovechamiento, tales como zonas de uso comunitario, equipamientos preexistentes o zonas de tránsito, en caso de que existan. En el caso del presente sistema, se concreta posteriormente para el área seleccionada qué parte se considera útil y qué parte es descartada.

Asimismo, en función de la inclinación de los módulos fotovoltaicos y del ángulo solar crítico, se debe estimar una distancia mínima de separación entre filas. Esta separación depende tanto de la proyección del panel (determinada por su ángulo de inclinación) como de la sombra generada (relacionada con la inclinación y el ángulo solar crítico).

El criterio de separación adoptado, siguiendo el IDAE (2011), es aquel que garantiza, considerando la sombra proyectada, un mínimo de cuatro horas de radiación solar durante el día más desfavorable del año, correspondiente al solsticio de invierno (21 de diciembre).

A partir del cruce de estos datos —el área utilizable y la separación mínima entre paneles— se obtiene, de manera preliminar, el número estimado de módulos solares a instalar, completando así el prediseño del sistema fotovoltaico.

5.5 Dimensionamiento del sistema. Resultados de la simulación

A través del software PVSyst se integran los datos de perfiles de consumo con la orientación de los paneles y con las necesidades del consumo del usuario. Para ello, es necesario transmitir en el programa los datos asociados a:

- Orientación: se fija la latitud (40º) y el azimut (0º). Esta configuración deriva en el punto óptimo para alcanzar un rendimiento anual, en vez de un rendimiento focalizado en verano o en invierno, ya que el estudio se centra en viviendas de uso habitual. Con ello se puede optimizar rápidamente el sistema, alcanzándose el valor máximo del factor de transposición (1.2), como muestra la *Figura 4*. El factor de transposición indica la relación entre la irradiancia global en el plano inclinado del generador y la irradiancia global en el plano horizontal. Es una medida de como mejora o empeora la captación solar cuando se inclina el plano del generador. Factores de transposiciones mayores que uno revelan que el panel aprovecha mejor la radiación solar, respecto al mismo panel

supuesto en posición horizontal. Es por ello que se busca el punto máximo de la función, siempre superior a 1.

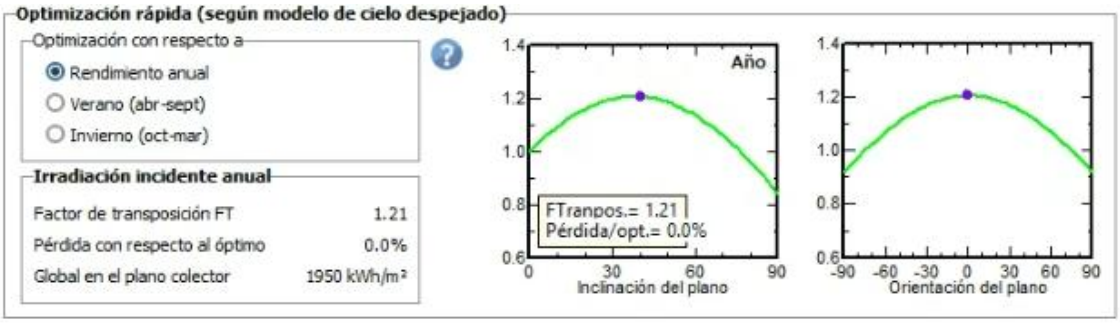


Figura 4. Interfaz de usuario de los datos de orientación, latitud y azimut del sistema dimensionado.

- Sistema: donde se define el modelo del panel solar, el modelo de inversor y el número de paneles que componen cada *string* así como las cadenas del sistema.

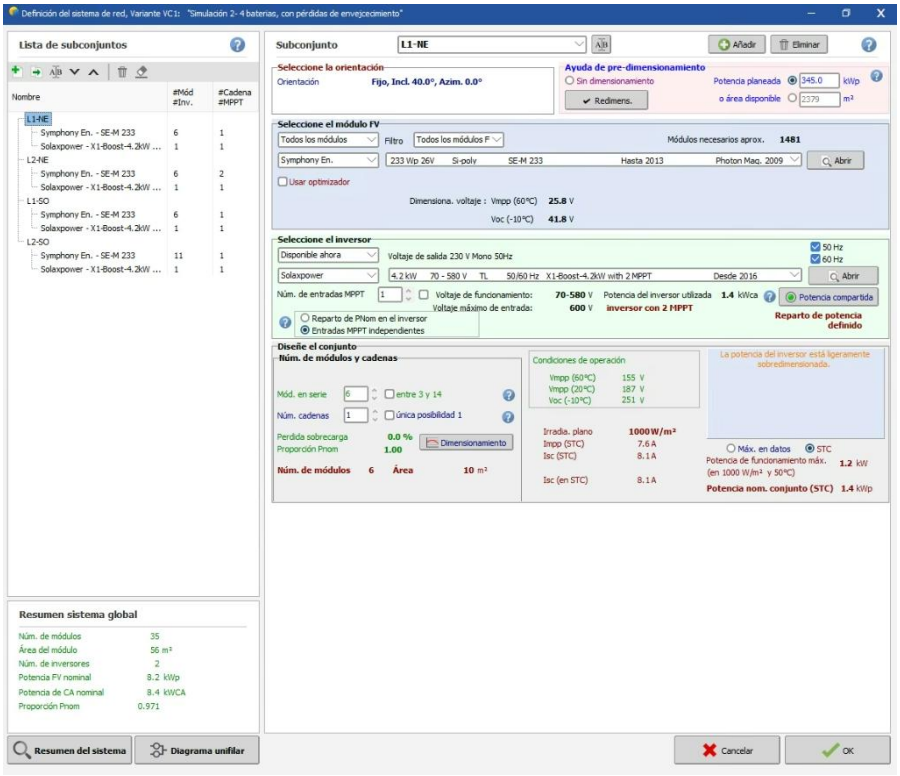


Figura 5. Interfaz de usuario de los paneles solares e inversores asociados al sistema.

- Autoconsumo: comentado en el epígrafe 5.3, se consideran los agentes de consumo por su demanda estacional.

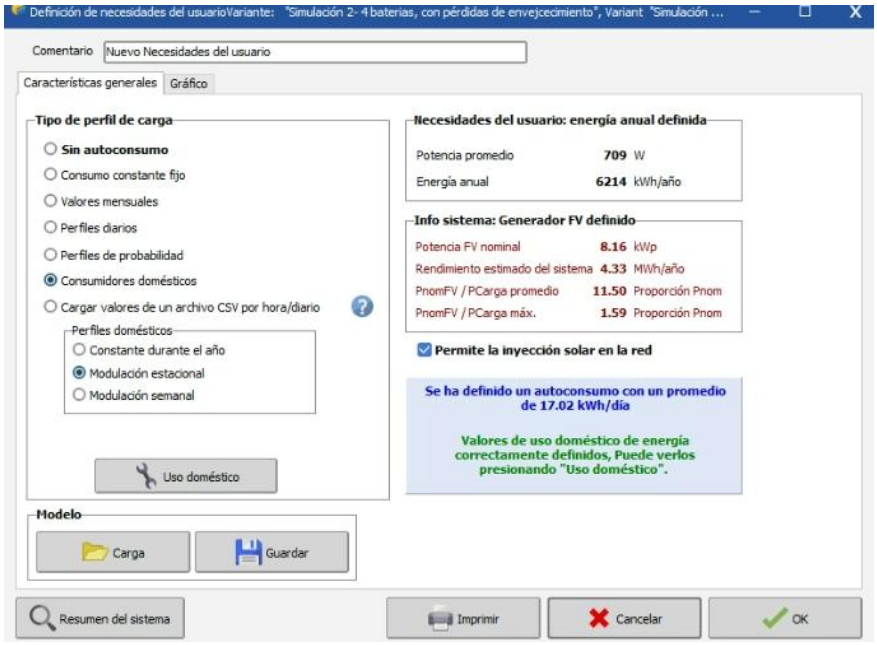


Figura 6. Interfaz de usuario de las necesidades de consumo del usuario.

- Almacenamiento: como se adelantaba en el epígrafe 5.2, la inclusión de baterías se determina una vez se conozcan los perfiles de demanda. En caso de finalmente considerar las baterías como elementos del sistema, se han de especificar en el software, como se muestra en la *Figura 7*.

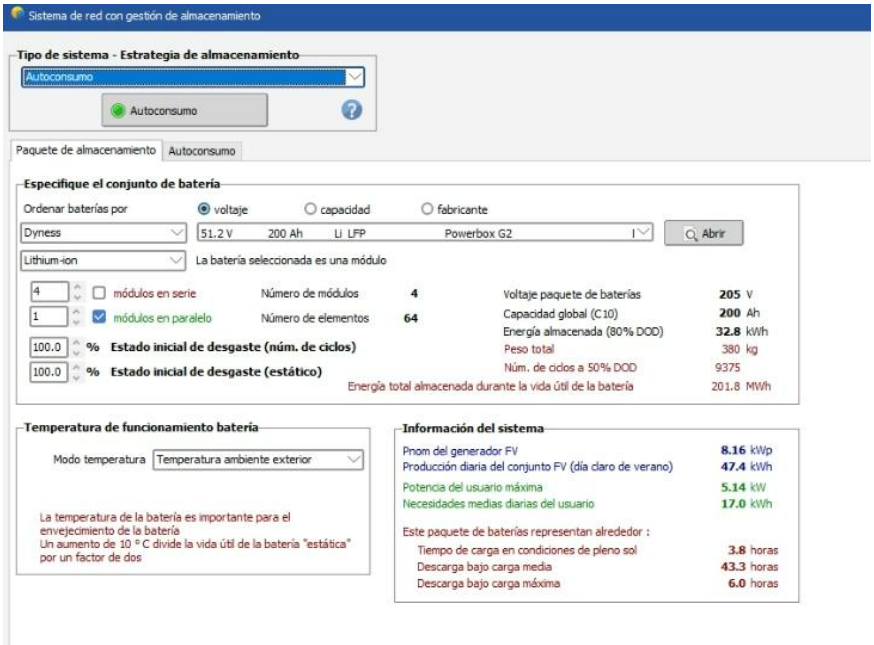


Figura 7. Interfaz de usuario de las baterías existentes en el sistema.

El número final de paneles se determina en el dimensionamiento propiamente dicho, tras realizar los análisis de sombras pertinentes. Con todos estos detalles, mediante la simulación, se obtiene el conjunto del sistema.

5.6 Informe económico

Para el análisis económico de la instalación fotovoltaica en el distrito del Ensanche (Barcelona), se sigue una metodología basada en la recopilación de datos técnicos y económicos de los equipos utilizados en el sistema.

En primer lugar, se calculan los costes de la inversión inicial (*CAPEX*), en el que se consideran los equipos y la mano de obra. Posteriormente, se estiman los costes de mantenimiento anual, diferenciando entre mantenimiento preventivo y correctivo. Finalmente, el ahorro energético anual se obtiene a partir de la producción y del precio medio de la electricidad (kW/€). Con estos datos se determina el flujo de caja neto anual y el periodo de retorno simple (*payback*) mediante la relación entre el *CAPEX* y el beneficio neto anual. Tras obtener los resultados económicos, se analizan las subvenciones y bonificaciones fiscales vigentes en Cataluña y Barcelona, con el fin de mejorar el tiempo de amortización del proyecto.

El presente trabajo no considera las ayudas estatales como las gestionadas por el IDEA o el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), ya que la aplicación de estas depende de convocatorias temporales y presupuestos específicos sujetos a disponibilidad anual. Con el fin de mantener la posibilidad de replicar el modelo de estudio en distintos contextos urbanos, el análisis económico se limita a las ya mencionadas ayudas autonómicas y locales.

6 RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados obtenidos a partir del análisis y dimensionamiento del sistema fotovoltaico propuesto. Estos resultados permiten evaluar la viabilidad técnica y energética del proyecto.

6.1 Análisis del recurso solar

Tal y como se ha mencionado anteriormente, se han obtenido los datos de radiación mediante el software PVGIS. Con el fin de poder extrapolar los resultados tanto geográfica como temporalmente, se han estudiado los datos correspondientes al periodo 2020–2023 en la ubicación seleccionada; Calle de la Marina, 127-131.

El análisis del recurso solar en este emplazamiento (series mensuales 2020–2023) muestra una irradiación global horizontal anual media (GHI) de aproximadamente 1665 kWh/m²·año, con baja variabilidad interanual (Coeficiente de Variación ≈ 2,6 %) y una ligera tendencia creciente (+3,4 % entre 2020 y 2023).

La estacionalidad es marcada, obteniéndose la máxima radiación durante los meses comprendidos entre mayo y agosto. El máximo puntual se registró en julio de 2022 (aproximadamente 228,6 kWh/m²·mes) y el mínimo en diciembre de 2022 (aproximadamente 58,1 kWh/m²·mes).

La componente directa (DNI), que representa la energía solar por unidad de área que incide sobre una superficie perpendicular al sol, domina en verano (oscila entre 200–225 kWh/m²·mes). Por otra parte, el cociente difusa/global, que se relaciona con el estado del cielo (R_d = DHI/GHI), alcanza mínimos en agosto (aproximadamente 0,29) y máximos en invierno–primavera (noviembre–marzo entre 0,36–0,43), indicando cielos más despejados y mayor sensibilidad a sombreados en la época de mayor producción.

También se ha analizado la correlación mensual GHI–temperatura del aire, obteniéndose que una alta correlación elevada (r ≈ 0,80; pendiente ≈ +8,2 kWh/m²·mes·°C), coherente con el régimen mediterráneo.

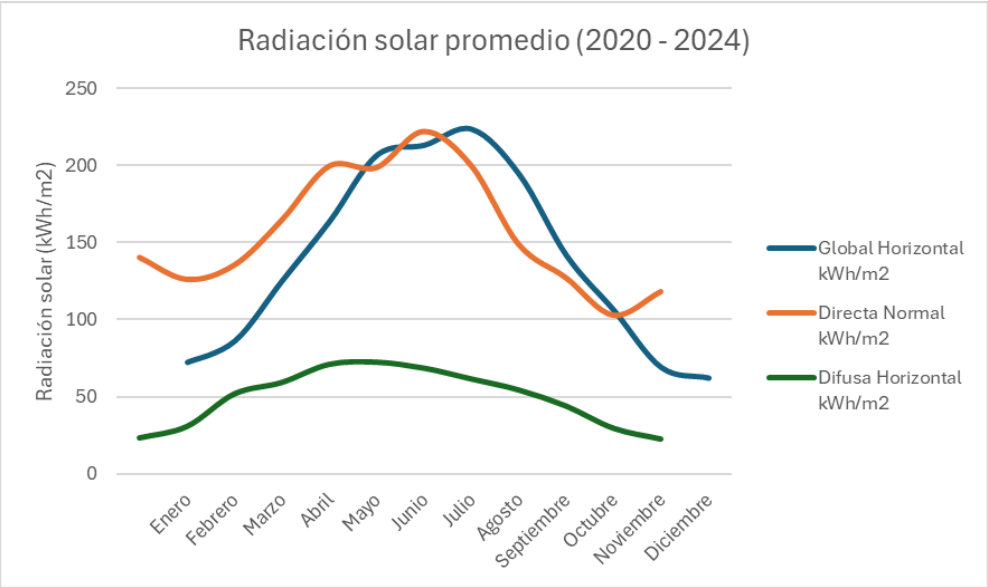


Figura 8. Radiación solar promedio medida como global horizontal, directa normal y difusa horizontal para un período de cuatro años en cuatro puntos representativos del Barrio del Ensanche.

A continuación, se muestra la *Tabla 1*, que recoge todos los datos de radiación que se han empleado en los próximos cálculos necesarios:

Tabla 1. Datos promedio de radiación mensuales.

Año	Mes	Global Horizontal kWh/m²	Directa Normal kWh/ m²	Ratio Difusa/Global	Difusa Horizontal kWh/ m²
PROMEDIO GLOBAL	Enero	72,3	140,4	0,3	23,6
	Febrero	86,2	126,2	0,4	30,9
	Marzo	125,4	135,4	0,4	51,9
	Abril	164,0	164,5	0,4	59,3
	Mayo	206,9	199,5	0,3	71,0
	Junio	213,4	198,6	0,3	72,4
	Julio	223,7	222,0	0,3	68,6
	Agosto	194,4	199,8	0,3	61,6
	Septiembre	141,6	148,9	0,4	54,5
	Octubre	106,0	127,2	0,4	44,1
	Noviembre	68,9	103,0	0,4	29,8
	Diciembre	62,1	118,3	0,4	22,8

6.2 Evaluación del consumo por edificio residencial

Para poder definir adecuadamente el sistema fotovoltaico, es imprescindible determinar previamente el consumo energético total del edificio. Este valor constituye la base del dimensionamiento del sistema, ya que condiciona la potencia pico necesaria y la posible capacidad de almacenamiento.

Con el objetivo de diseñar un sistema representativo y ajustado a las características reales del entorno urbano, se selecciona como caso de estudio un edificio residencial ubicado en Calle de la Marina, 127–131, dentro del Barrio del Ensanche. Esta localización se considera adecuada por reflejar de manera fiel la tipología edificatoria predominante en la zona.

El edificio analizado cuenta con 30 viviendas, número que se adopta como representativo para el conjunto del Ensanche. Esta representatividad se justifica en el hecho de que la planificación del barrio se realizó de forma conjunta y bajo criterios urbanísticos uniformes, lo que da lugar a una gran homogeneidad en la configuración y el número de viviendas por edificio dentro de esta área urbana. Cada vivienda se considera con una distribución típica que incluye cocina, baño, salón-comedor y dos habitaciones.

Se identifican los principales agentes de consumo (equipos eléctricos, electrodomésticos, climatización, iluminación y servicios comunes). Se estima la demanda diaria promedio para posteriormente poder considerar estos datos en el software PVSyst.

- Frigorífico
- Horno eléctrico
- Lavadora
- Lavavajillas
- Televisión
- Ordenadores
- Climatización
- Iluminación
- Agua caliente sanitaria (ACS)
- *Standby*
- Electrodomésticos de bajo consumo (pequeños electrodomésticos, plancha, aspiradora, secador de pelo, entre otros).

El desglose final de consumo por estaciones se muestra en el Anexo A1. El consumo total anual se expone en la *Tabla 2* con el fin de dar cuenta de la demanda total de energía.

Tabla 2. Consumo promedio anual por estaciones para un edificio de 30 viviendas.

	Consumo anual (MW)
Invierno	54,7
Primavera	34,1
Verano	38,0
Otoño	34,1
Total	160,9

Resulta evidente, observando los consumos obtenidos, que abastecerlos exclusivamente con el uso de energía fotovoltaica es inviable. Con un módulo promedio del mercado, el número de paneles necesarios para tal tarea requeriría una superficie disponible excesiva.

La alternativa más coherente es plantear la fotovoltaica como una red de apoyo, para abastecer tan solo una parte del consumo. Dado que el consumo anual del sistema es de 161 MWh y el espacio disponible solo permite la instalación de un número reducido de paneles fotovoltaicos, al tratarse de una cubierta urbana, la incorporación de baterías no resulta técnica ni económicamente justificable. La limitada potencia fotovoltaica instalada generará una fracción pequeña del consumo total, lo que implica que la energía disponible para cargar las baterías será insuficiente y su nivel de utilización muy bajo. En consecuencia, el almacenamiento no aportaría una mejora significativa en la cobertura de la demanda, mientras que incrementaría notablemente la inversión inicial, los costes de mantenimiento y la complejidad operativa del sistema. Por tanto, desde un punto de vista técnico-económico, resulta más eficiente optar por un sistema fotovoltaico conectado a red sin almacenamiento, priorizando el autoconsumo directo y la optimización del uso de la energía generada.

6.3 Selección de la tecnología

En términos de rendimiento, los estudios confirman la superioridad del silicio cristalino. Elibol et al. (2017) demostraron que los paneles monocristalinos (mono-Si) alcanzan la mayor eficiencia (13,26%), seguidos por los policristalinos (poly-Si) con (11,36%), mientras que el silicio amorfo (a-Si) presenta un rendimiento significativamente menor (4,79%).

Respecto al comportamiento térmico, crucial para el clima mediterráneo, la misma investigación revela que los paneles mono-Si son más sensibles a las altas temperaturas, perdiendo un 0,084% de eficiencia por cada °C de aumento. En cambio, los poly-Si muestran una mayor estabilidad, con una ligera mejora de 0,033% por °C.

En el ámbito económico, Shi et al. (2021) determinaron que, aunque ambas tecnologías cristalinas presentan producciones energéticas similares, los poly-Si ofrecen una mejor relación coste-beneficio, con un periodo de retorno de inversión más corto (8,31 vs 8,67 años) debido a su menor coste inicial. Esta evidencia posiciona a la tecnología policristalina como la opción más equilibrada para el proyecto, al combinar un alto rendimiento con mejor comportamiento térmico y mayor viabilidad económica. Aunque los módulos monocristalinos ofrecen una eficiencia ligeramente superior, la diferencia de producción respecto a los policristalinos es mínima (Shi et al., 2021; Elibol et al., 2017). En cambio, el menor coste inicial de la tecnología poly-Si permite optimizar el presupuesto del proyecto, destinando recursos a otros componentes críticos o incrementando la capacidad instalada, lo que se traduce en una mejor relación coste-beneficio global.

Esta evidencia posiciona a la tecnología policristalina como la opción más equilibrada para el proyecto, al combinar un alto rendimiento con mejor comportamiento térmico y mayor viabilidad económica.

Si bien los paneles mono-cristalinos ofrecen la máxima eficiencia, la diferencia de rendimiento energético con los policristalinos es mínima (Shi et al., 2021; Elibol et al., 2017). El menor coste inicial de la tecnología poly-Si,

confirmado en el análisis de Shi et al. (2021), permite optimizar el presupuesto del proyecto, pudiendo destinar recursos a otros componentes críticos o ampliar la capacidad instalada, lo que resulta en una mejor relación coste-beneficio global.

Tras evaluar la evidencia técnica y económica, y considerando las condiciones específicas del proyecto, se selecciona la tecnología de paneles fotovoltaicos de Silicio Policristalino (poly-Si) para la instalación en las azoteas del Ensanche de Barcelona. A su vez cabe destacar que el silicio policristalino es una tecnología ampliamente probada, con una cadena de suministro robusta y garantías de largo plazo, lo que reduce los riesgos asociados con la operación y mantenimiento de la instalación.

Dentro de las opciones de mercado, el modelo Symphony Energy SE-M233 se adecua a las necesidades del sistema, siendo estas principalmente la potencia pico, 223 Wp, que ha de permitir que el número de placas instaladas se encuentra dentro de un valor razonable. Una potencia pico menor podría dar lugar a un número de paneles mayor, y por tanto un área de instalación, excesivo. Por otra parte, una potencia pico mayor podría dar lugar a un coste elevado. Así, la selección del módulo se fija como Symphony Energy SE-M233.

En cuanto al inversor, al observar las azoteas del panorama urbano del barrio se ha detectado que la posibilidad de instalar un número de paneles y cadenas iguales, es decir, tener una única señal que transformar, no es viable.

La elección del inversor está altamente influenciada por la disposición final de los *strings*, debido a que cada *string* genera un voltaje diferente. Un inversor tipo MPPT (*maximum power point tracking*) no puede optimizar simultáneamente todas las *strings*. Es por ello por lo que, previendo una configuración con *strings* de diferente número de paneles, se busca un inversor que admita varias entradas de MPPT.

Además, es importante también el voltaje mínimo de funcionamiento del inversor. Esto es a partir de qué voltaje recibido desde la *string* empieza a transformar la señal. Como el espacio de la azotea es limitado, la *string* con menor número de paneles será la que defina el voltaje mínimo esperado y este

debe ser mayor o igual al voltaje mínimo de operación del inversor. De esta forma, la selección de un inversor con dos MPPT independientes permite optimizar la captación energética y minimizar las pérdidas debidas a desajustes eléctricos entre cadenas. Por último, sería conveniente, encontrar un modelo económicamente asequible. La instalación que se plantea es de uso doméstico, aunque el excedente se vierta en la red, por lo que no se debe encarecer la inversión inicial con componentes sobredimensionados. Después de una investigación sobre diferentes fabricantes, con especial consideración a los modelos incluidos en la base de datos del software PVSyst, se selecciona el inversor X1-Boost-4.2 kW con 2 MPPT, que presenta una relación coste-prestaciones adecuada y cumple con los requisitos de voltaje mínimo, además de proporcionar las dos entradas de seguimiento del punto de máxima potencia necesarias.

6.4 Dimensionamiento del área de estudio del sistema fotovoltaico.

Antes de comenzar con el diseño detallado mediante el software de simulación, se decide llevar a cabo un análisis preliminar del área disponible, pues esta será la que principalmente determine la disposición y por tanto el número de paneles que se podrán instalar.

El primer paso es encontrar una azotea que cumpliese los siguientes requerimientos:

- Azotea libre de uso comunitario.
- Azotea libre de sombreado por edificios cercanos (si no es posible que esté completamente libre de sombreado es necesario estudiar el impacto de las sombras en el área).
- Azotea plana para permitir un mejor acceso y mantenimiento a los equipos.

Con ello, la azotea seleccionada corresponde a la vivienda de Calle de la Marina 137-141. Dispone de un área bruta aproximada de 400 m2. Para obtener estas medidas se recurre a la información catastral de la vivienda.

Sin embargo, el catastro corresponde a dos edificios contiguos, por lo que se descarta en primer lugar el área de uno de ellos, concretamente se ha prescindido de la azotea más pequeña. Además, en la azotea propia del edificio escogido se descarta una zona que, por acabado, parece estar destinada al uso común de los vecinos, por lo que instalar placas solares puede entrar en conflicto y la aplicabilidad y aceptabilidad del proyecto puede verse afectada. En la *Figura 9* se muestra la vista satelital de las azoteas seleccionadas. Para una mejor compresión, sombreadas en azul se muestran, en la *Figura 10*, las superficies que serán finalmente utilizables, así como un área supuesta de uso comunitario, marcada con una cruz de aspas rojas.



Figura 9. Vista aérea satelital del edificio objeto de estudio proporcionada por Google Earth (Escala 1:5).



Figura 10. Áreas utilizables estimadas de 95,73 m^2 (área inferior izquierda) y 147,24 m^2 (área derecha). El área marcada con una cruz roja se descarta por uso comunitario. Fuente: elaboración propia

Para determinar el número de paneles instalables es necesario tener las medidas reales del panel solar, cuyo modelo se ha determinado anteriormente.

Se tiene en cuenta, además, que la inclinación óptima es aquella que permita una generación constante durante de todo el año, en vez de centrarse solo para el verano o solo para el invierno, por lo que la inclinación de los paneles coincide con la latitud, 40º.

El criterio empleado es asegurar un mínimo de cuatro horas de irradiación el día más desfavorable del año, que corresponde al solsticio de invierno. Además, es necesario comprobar la sombra generada por los paneles posteriores en las filas anteriores, lo que depende directamente de la inclinación de los paneles, sus dimensiones y el ángulo del sol con la latitud. En la *Figura* 11 se muestra un esquema representativo del paso mínimo entre paneles (IDAE, 2011).

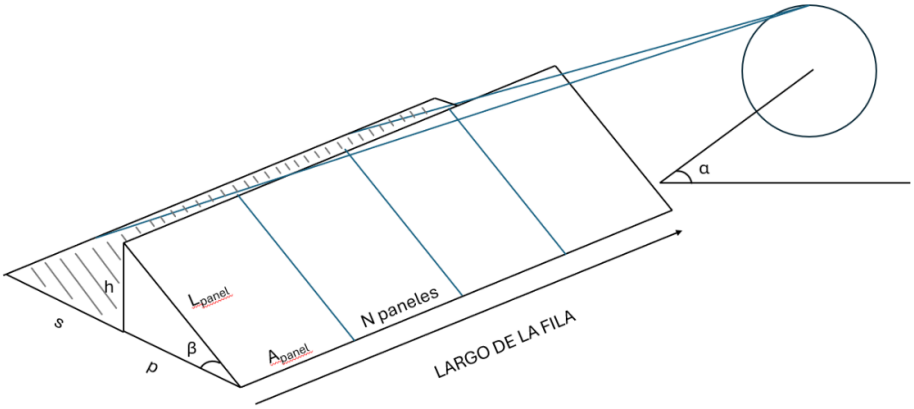


Figura 11. Esquema de generación de sombras de los paneles sobre las filas anteriores.
Fuente: elaboración propia.

El paso mínimo se calcula empleando la siguiente ecuación:

$$P_{min} = p + s = L \cdot (cos\beta + \frac{\sin\beta}{\tan\alpha})$$

Dónde se relacionan la longitud del panel L, su inclinación β, la altura solar crítica α correspondiente a la fecha y hora de análisis y la sombra, s, generada por la misma.

Se evalúan las horas de mayor radiación durante el peor día del año para determinar según la altura solar que paso mínimo se debe considerar. A continuación, en la *Tabla 3*, se presentan las horas de estudio y su paso mínimo asociado.

Tabla 3. Cálculo del paso mínimo entre paneles de distintas filas. Fuente: elaboración propia.

Hora	Longitud del panel (m)	Latitud (DEG)	Latitud, β(rad)	Altura del panel (m)	Ángulo crítico del sol α (DEG)	α (rad)	Proyección del panel(m)	Sombra del panel (m)	Paso mínimo (m)
10:00	1,636	40	0,698	1,052	14,28	0,249	1,25	4,13	5,38
10:30	1,636	40	0,698	1,052	17,63	0,308	1,25	3,31	4,56
11:00	1,636	40	0,698	1,052	20,45	0,357	1,25	2,82	4,07
11:30	1,636	40	0,698	1,052	22,67	0,396	1,25	2,52	3,77
12:00	1,636	40	0,698	1,052	24,24	0,423	1,25	2,34	3,59
12:30	1,636	40	0,698	1,052	25,1	0,438	1,25	2,24	3,50
13:00	1,636	40	0,698	1,052	25,23	0,440	1,25	2,23	3,48
13:30	1,636	40	0,698	1,052	24,6	0,429	1,25	2,30	3,55
14:00	1,636	40	0,698	1,052	23,26	0,406	1,25	2,45	3,70
14:30	1,636	40	0,698	1,052	21,24	0,371	1,25	2,71	3,96
15:00	1,636	40	0,698	1,052	18,61	0,325	1,25	3,12	4,38
16:00	1,636	40	0,698	1,052	15,43	0,269	1,25	3,81	5,06

Como se observa, se puede garantizar una captación solar ininterrumpida entre las 11:00 y 15:00 empleando una separación mínima de 4,38 m para lidiar con la máxima sombra producida, a las 15:00, de 3,12 m.

Una vez determinada la distancia mínima de separación, se procede al análisis del espacio disponible en la cubierta, teniendo en cuenta las áreas no aptas para la instalación (como zonas transitables o con elementos constructivos) y la distancia necesaria entre *strings* de paneles. El diseño espacial escogido de la distribución de los módulos fotovoltaicos se representa en la *Figura 12*.

Con el plano de distribución espacial se determina el número máximo de paneles que se pueden instalar, siendo estos, 40. Comentado previamente, el número de paneles es insuficiente para abastecer los consumos totales estacionales. Es por ello que la simulación se adapta a partir del caso global para un caso real, donde se tiene en cuenta la potencia máxima posible de satisfacer.

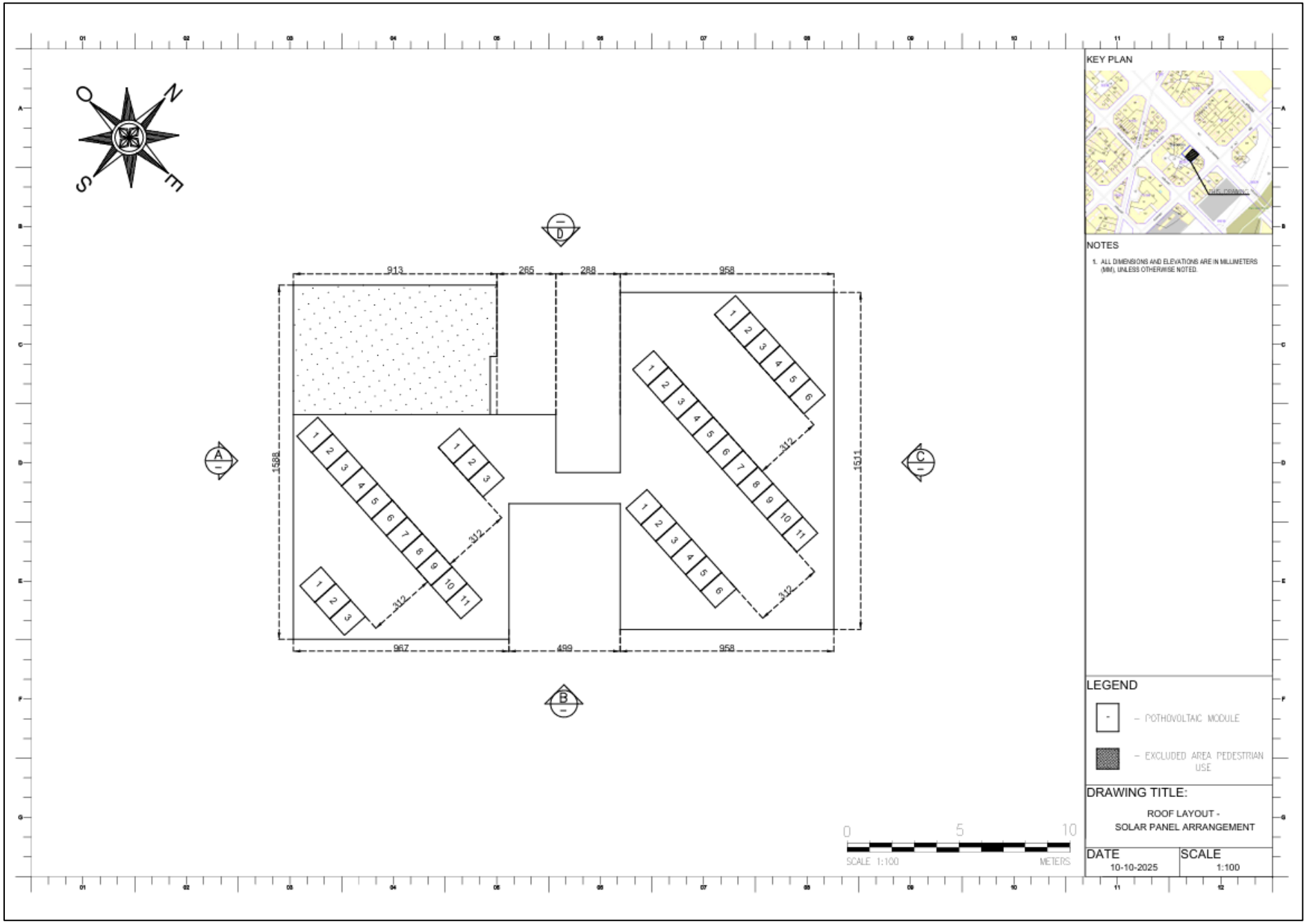


Figura 12. *Plot plan* de la distribución preliminar de filas de paneles. Fuente: elaboración propia.

6.5 Dimensionamiento del sistema. Resultado de la simulación.

En este apartado se presentan los resultados del dimensionamiento del sistema fotovoltaico obtenidos mediante la simulación. Se analizan los parámetros energéticos y de rendimiento del conjunto, considerando las condiciones de radiación, orientación e inclinación óptimas, con el fin de evaluar la eficiencia y el comportamiento esperado de la instalación bajo distintos escenarios operativos. El reporte completo se incluye en el Anexo A2.

6.5.1 Perfiles de consumo diarios

La determinación de los perfiles de consumo constituye un paso previo y necesario para la ejecución de la simulación en PCSyst, ya que permite definir con precisión la demanda energética a lo largo del día y, por tanto, evaluar correctamente el comportamiento del sistema fotovoltaico bajo distintos escenarios de operación.

Los perfiles de consumo horarios se obtienen a partir de los perfiles de consumo del edificio presentados anteriormente en la *Tabla 2* y de la asignación de las horas diarias de uso de cada agente consumidor. Así, por ejemplo, se identifican agentes como el frigorífico, que opera de forma continua a lo largo del día; agentes de uso prolongado, como los ordenadores; o agentes de uso puntual, como la iluminación, que responden a patrones marcados por la presencia o ausencia de luz solar.

Las representaciones gráficas de los perfiles de consumo global diario para cada estación del año (verano, otoño, invierno y primavera) se incluyen en el Anexo A2.

6.5.2 Orientación y sombreado

Manteniendo el valor de 40º de inclinación de los módulos fotovoltaicos, y tras simular el sistema, se lleva a cabo un estudio detallado mediante el software PVsyst. Este análisis permite simular la evolución temporal de las sombras proyectadas sobre el campo fotovoltaico a lo largo del día más desfavorable del

año, el solsticio de invierno. Durante este día el eje de la tierra está inclinando al máximo respecto al Sol, de modo que el hemisferio norte recibe la menor cantidad de radiación solar del año.

En la *Figura 13* se representa la escena tridimensional generada en PVsyst, donde se modelaron los objetos que podrían afectar al campo de captación, permitiendo visualizar la interacción geométrica entre el generador fotovoltaico y su entorno inmediato en función del ángulo solar (azimut y altura del sol) y su repercusión en la sombra que percibe el sistema.

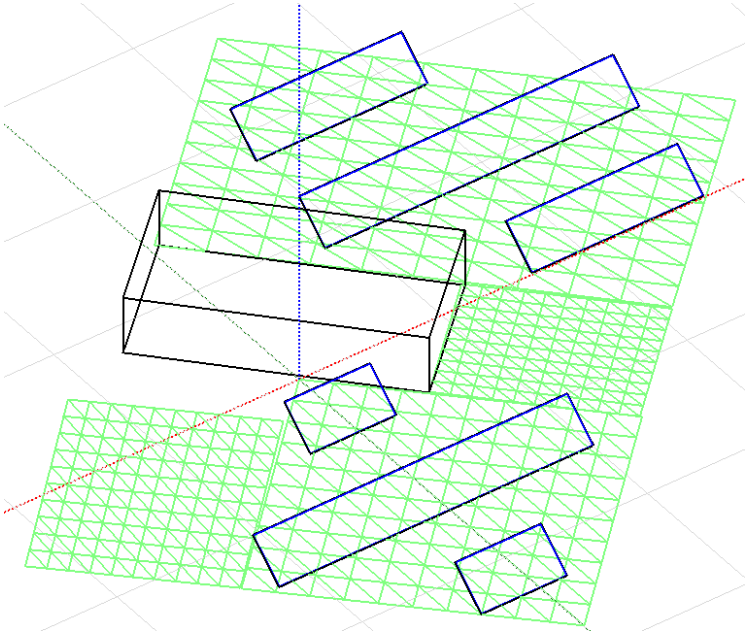


Figura 13. Distribución 3D de la configuración preliminar de los paneles fotovoltaicos y de los obstáculos estructurales. Fuente: PVSyst.

Como se observa en la *Figura 13* se ha introducido un obstáculo perteneciente a la estructura del edificio, el cual, tiene un efecto significativo en el *string* de 11 paneles. Los resultados obtenidos en la *Figura 14* indican que no es posible asegurar, con la configuración propuesta durante el predimensionado, 4 horas de radiación ininterrumpidas por el sombreado, siguiendo el criterio propuesto en la literatura del IDAE (2011).

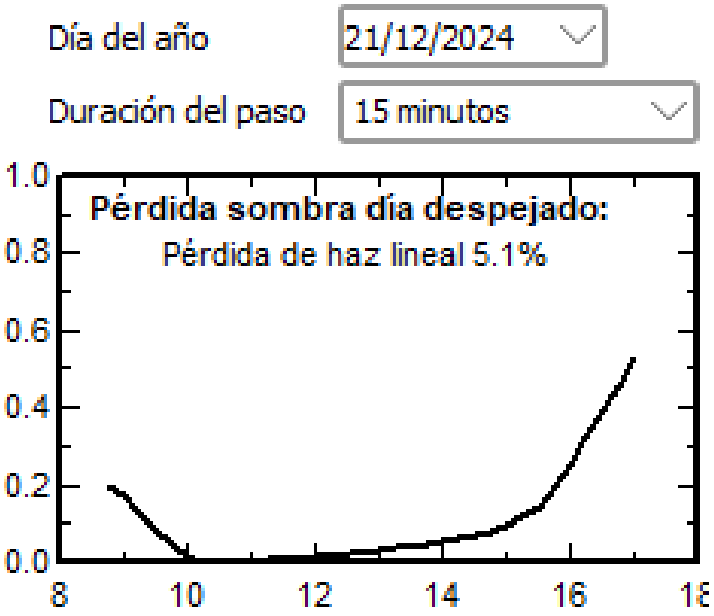


Figura 14. Diagrama de pérdidas por sombreado para la configuración preliminar. Fuente: PVSyst.

Por esta razón, se optimiza la configuración eliminando los módulos fotovoltaicos más afectados por la sombra generada por el edificio, obteniéndose en consecuencia la distribución de la *Figura 15*.

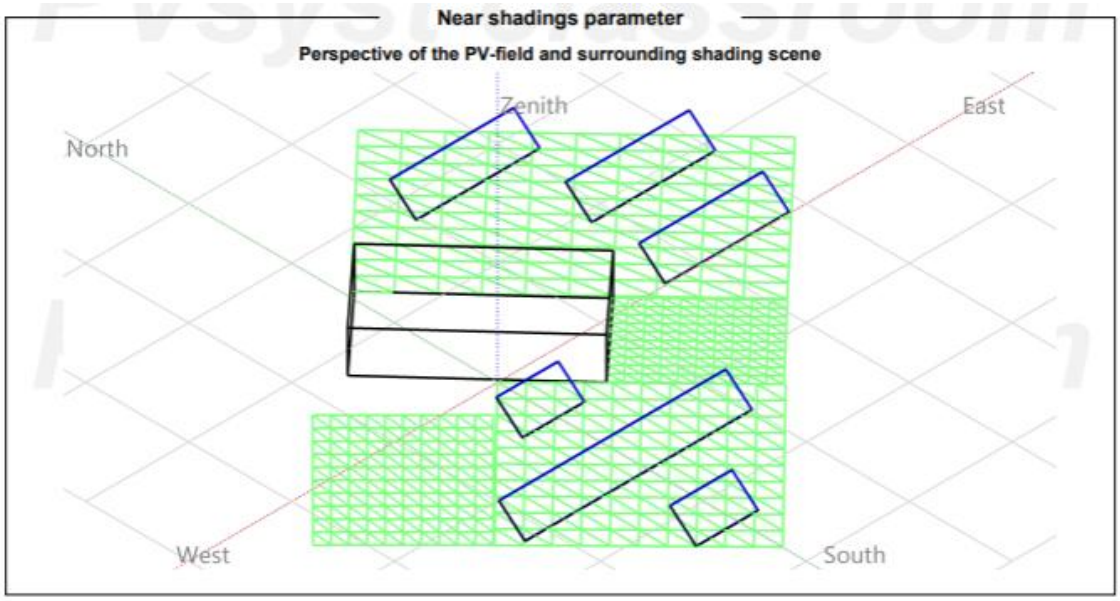


Figura 15. Distribución 3D de la configuración optimizada de los paneles fotovoltaicos y de los obstáculos estructurales. Fuente: PVSyst.

A partir de la simulación de la nueva distribución se obtienen los diagramas iso-sombras, expuestos en la *Figura 16*, que muestran la incidencia

de las sombras en función del ángulo solar y su repercusión en la radiación directa y difusa.

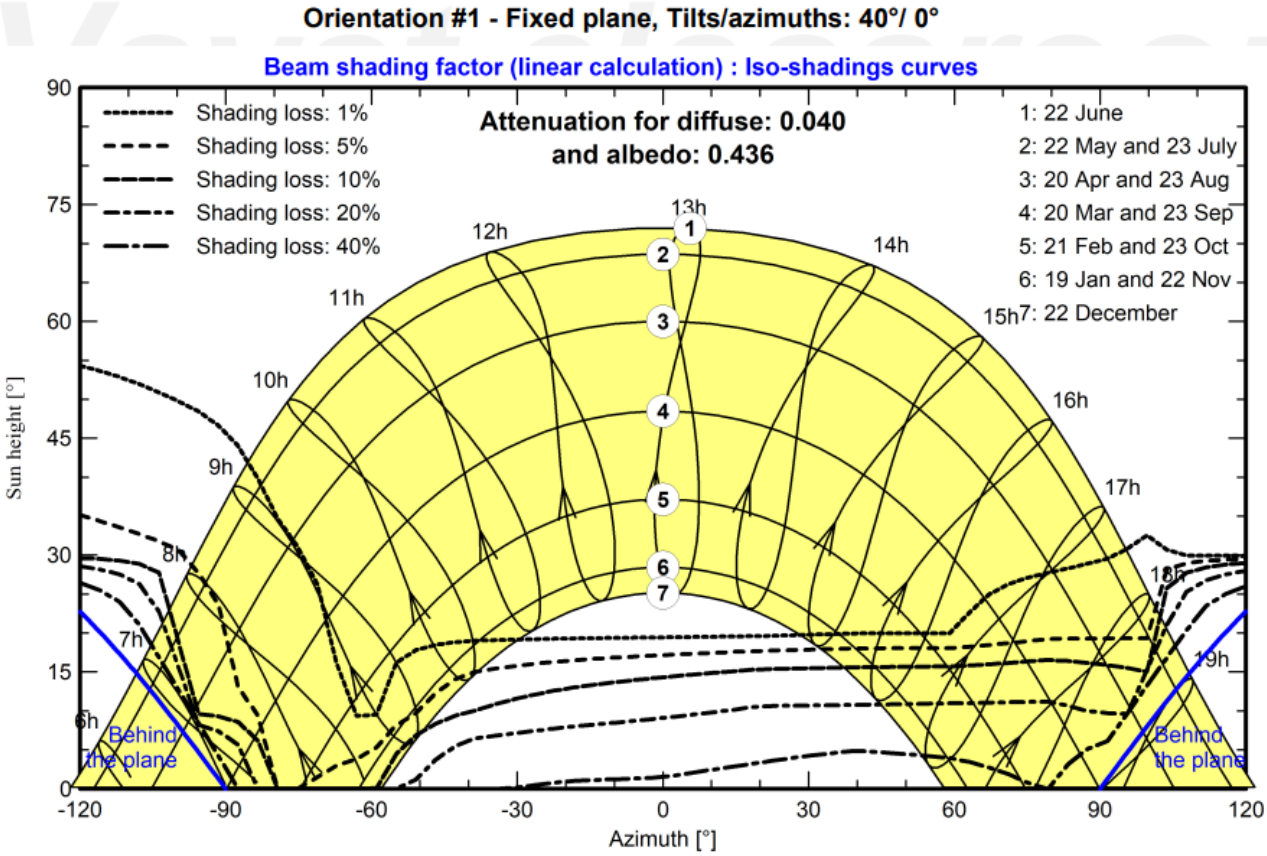


Figura 16. Diagrama de curvas iso-sombras. Fuente: PVSyst.

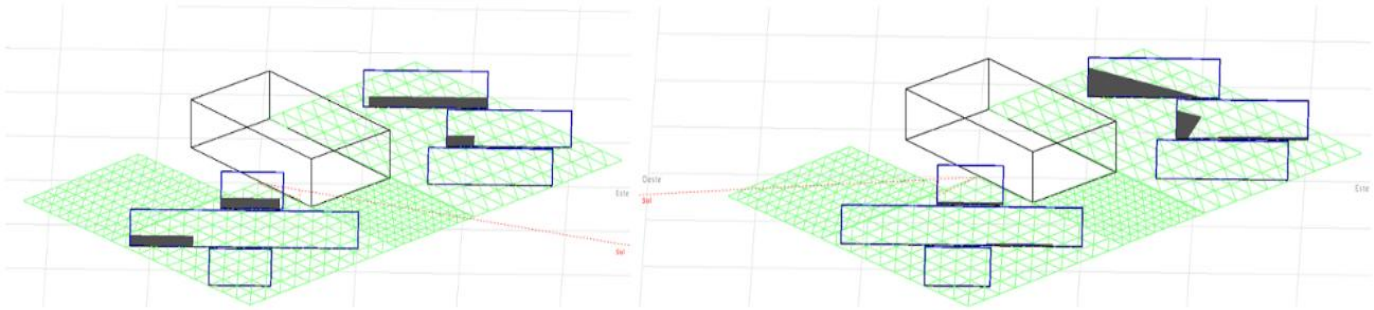


Figura 17. Simulación de Sombreado en la instalación correspondientes a la salida del sol (izquierda) y puesta del sol (derecha). Fuente: PVSyst.

Tal como se aprecia en la *Figura 18*, correspondiente al 21 de diciembre, se analizó la evolución horaria de la sombra. Los resultados indican que entre las 10:00 y las 15:00 horas se mantiene una radiación solar directa ininterrumpida, sin pérdidas significativas por sombreado.



Figura 18. Diagrama de pérdidas por sombreado. Fuente: PVSyst.

Este resultado confirma que, incluso en el solsticio de invierno, cuando el ángulo solar es más bajo, el emplazamiento y la disposición de los módulos aseguran una ventana óptima de generación eléctrica durante las horas centrales del día. Por ello se puede fijar el número final de módulos fotovoltaicos empleados en 35.

A continuación, se presenta en la *Figura 19* la distribución de la configuración final.

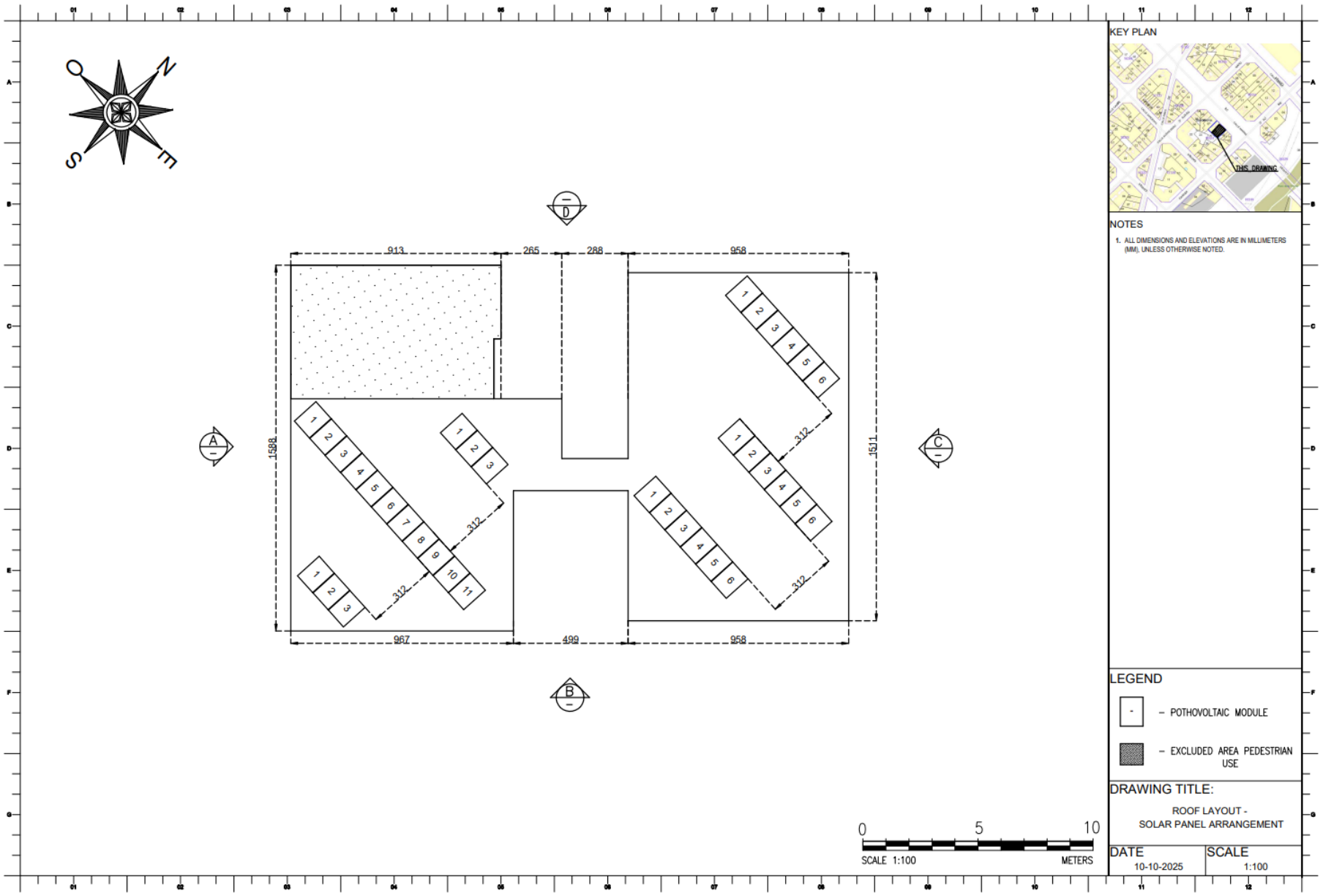
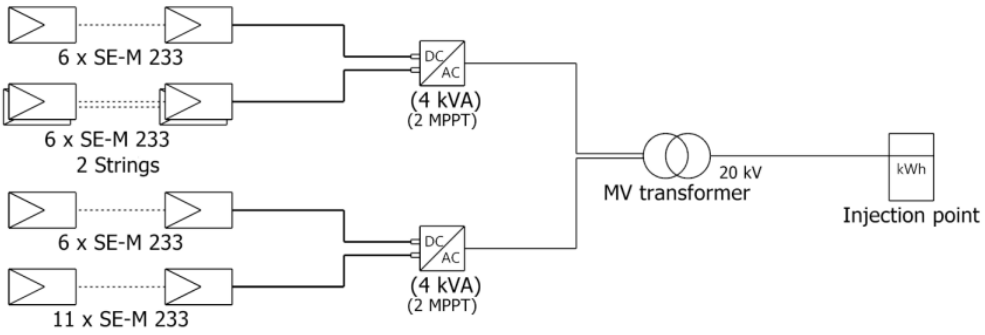


Figura 19. *Plot plan* de la distribución final de filas de paneles. Fuente: elaboración propia.

6.5.3 Sistema

En la *Figura 20*, se muestra el esquema unifilar que representa el conjunto de paneles, cadenas e inversores:



Módulo PV	SE-M 233
Inversor	X1-Boost-4.2kW with 2 MPPT
Cadena 1	6 x SE-M 233
Cadena 2	11 x SE-M 233

Figura 20. Esquema unifilar del sistema. Fuente: PVSyst.

Como se observa en la *Figura 20*, los paneles se han unido en cadenas de 6 u 11 paneles, lo cual permite un correcto funcionamiento del inversor.

6.5.4 Resultados de la generación

La simulación muestra una producción anual total de 11.840 kWh, correspondiente a la energía útil suministrada por el sistema fotovoltaico. Este valor representa la energía neta disponible tras considerar las pérdidas por temperatura, orientación, eficiencia del inversor y demás factores asociados al funcionamiento real del sistema.

En la Figura 21 se representa la evolución mensual del Performance Ratio (PR), con un valor medio anual de 0,725 (72,5 %). Este indicador expresa la relación entre la energía efectivamente entregada por el sistema y la energía que se habría obtenido bajo condiciones ideales.

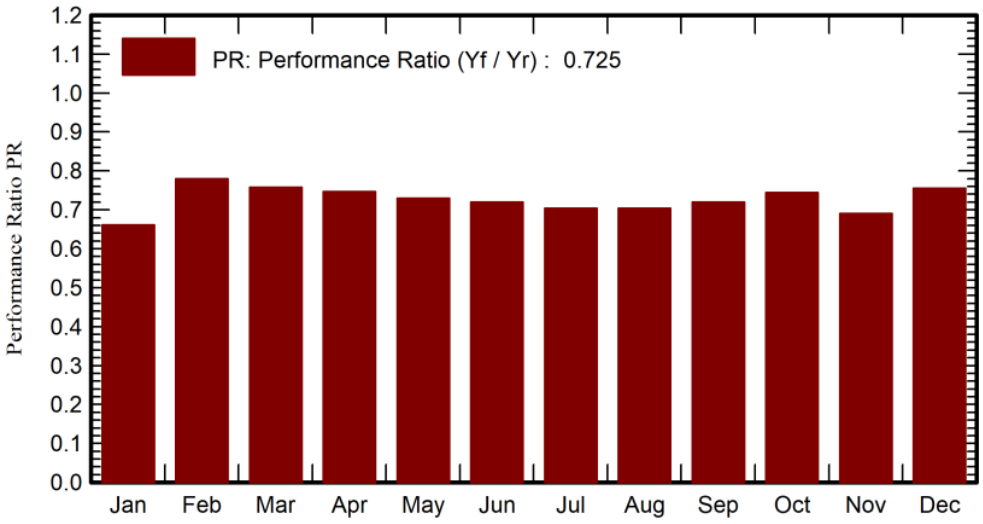


Figura 21. Performance Ratio a lo largo del año Fuente: PVSyst

Se observa una ligera variabilidad estacional, con valores más altos en los meses de primavera y otoño, cuando las temperaturas moderadas y la radiación solar estable favorecen la eficiencia de los módulos. En los meses de verano, el PR disminuye levemente debido al aumento de la temperatura de los paneles, que reduce su rendimiento. En conjunto, el resultado obtenido se encuentra dentro de los valores esperados para instalaciones fotovoltaicas de destinadas a la explotación urbana, reflejando un comportamiento estable y eficiente.

A continuación, en la *Tabla 4* se muestran de manera desglosada los datos obtenidos en la simulación mes a mes:

Tabla 4. Datos mensuales obtenidos de la simulación.

Mes	Irradiación global horizontal (kWh/m²)	Irradiación difusa horizontal (kWh/m²)	Temperatura ambiente (°C)	Irradiación en el plano del generador (kWh/m²)	Irradiación efectiva (kWh/m²)	Energía generada por el campo FV (MWh)	Energía consumida por el usuario (MWh)	Energía solar utilizada (MWh)	Energía vertida a la red (MWh)	Energía importada desde la red (MWh)
Enero	72,3	23,59	12,70	139,2	128,9	0,904	18,85	0,755	-0,005	18,1
Febrero	86,2	30,93	8,70	138,9	129,3	0,921	17,03	0,887	-0,004	16,14
Marzo	125,4	51,93	12,30	162,0	150,6	1,045	11,74	1,005	-0,004	10,74
Abril	164,0	59,32	14,00	179,6	166,3	1,14	11,36	1,096	-0,003	10,27
Mayo	206,9	71,01	18,10	199,5	184,0	1,239	11,74	1,139	-0,003	11,54
Junio	213,1	72,40	21,10	193,6	178,0	1,185	12,66	1,139	-0,003	11,53
Julio	223,7	68,60	25,80	208,0	191,5	1,245	13,09	1,196	-0,003	11,91
Agosto	194,4	61,62	26,80	203,5	188,4	1,219	13,09	1,172	-0,003	11,91
Septiembre	141,6	54,51	21,90	170,2	158,1	1,043	11,36	1,003	-0,004	10,36
Octubre	106,0	44,14	19,60	154,9	144,3	0,94	11,74	0,894	-0,004	10,84
Noviembre	68,9	29,80	14,10	120,5	111,2	0,782	11,36	0,683	-0,004	10,57
Diciembre	62,1	22,80	13,90	124,4	113,9	0,801	18,85	0,771	-0,005	18,08

En *Tabla 4*, se puede observar evoluciona la producción estacionalmente, presentando picos máximos en primavera-verano (mayo-julio, 1.239–1.245 kWh/mes) y mínimos en invierno (noviembre-diciembre, 782–801 kWh/mes).

6.5.5 Pérdidas del sistema

El análisis de las pérdidas del sistema fotovoltaico permite comprender cómo la energía solar incidente se transforma progresivamente en energía eléctrica útil y qué fracciones se pierden a lo largo del proceso. En la *Figura 22* se presenta el diagrama global de pérdidas, que muestra la cadena energética hasta la energía finalmente aprovechada por el usuario (11.840 kWh/año).

En este esquema se identifican las distintas etapas de conversión y los porcentajes de pérdida asociados a cada una. Entre las más significativas destacan:

- Pérdidas por suciedad y sombreado (en torno al 5,4 % en conjunto), que reducen la radiación efectiva sobre los módulos.
- Pérdidas por temperatura (aproximadamente 5,4 %), derivadas del aumento térmico de las células en los meses más cálidos.
- Pérdidas del inversor (2,8 %), asociadas a su eficiencia nominal.
- Pérdidas menores por cableado, dispersión de módulos o indisponibilidad del sistema, que en conjunto no superan el 2 %.

El balance global confirma que, de una energía inicial estimada en 12.522 kWh a la salida del campo fotovoltaico, se obtiene finalmente una energía útil de 11.840 kWh

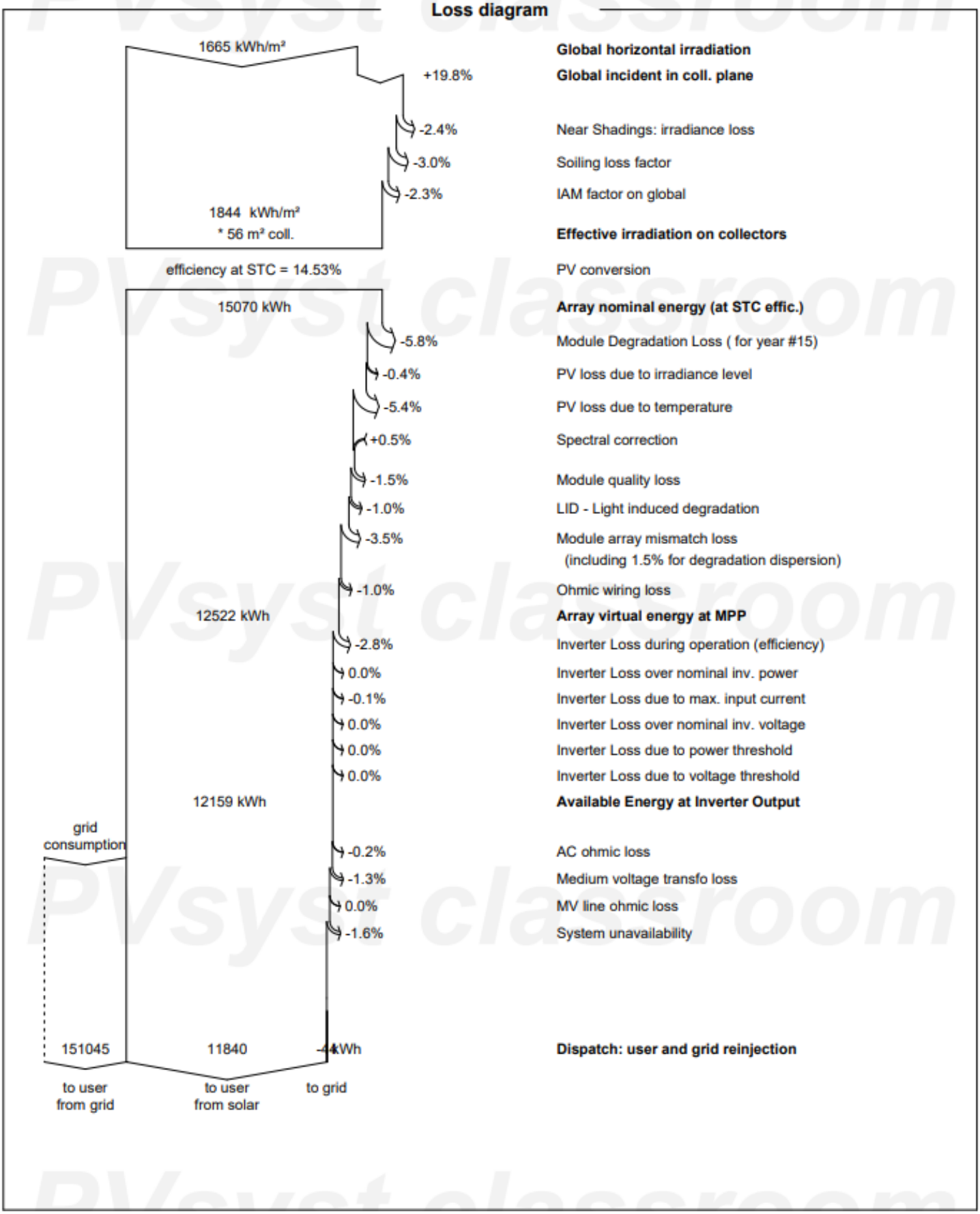


Figura 22. Diagrama de pérdidas del sistema. Fuente: PVSyst.

Por otro lado, la *Figura 23* muestra la evolución mensual de la energía normalizada (kWh/kWp·día), donde se desglosan las pérdidas de colección (L_c) y del sistema (L_s) junto con la energía útil (Y_f).

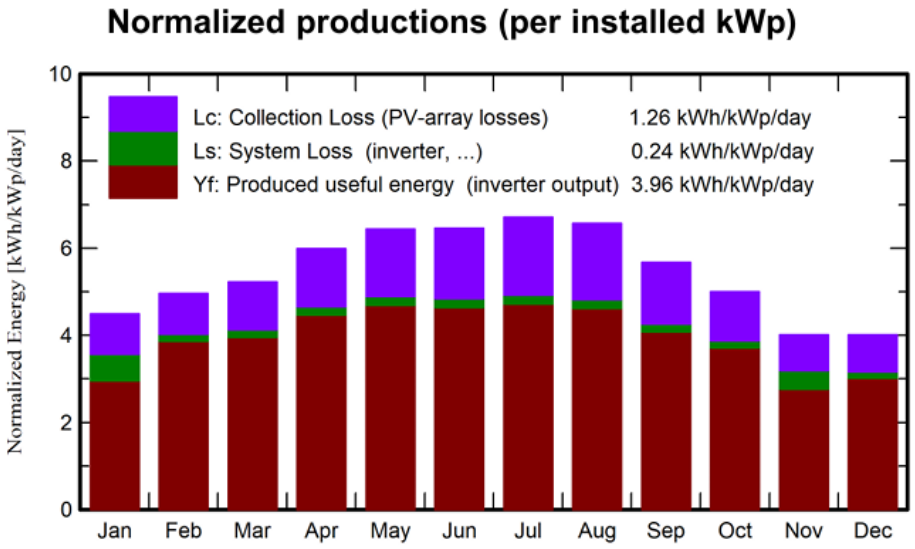


Figura 23. Generación anual del sistema por kWp instalado.

Se observa que los meses de mayo a agosto concentran la mayor producción de energía, aunque también presentan un ligero aumento de las pérdidas de colección debido a las temperaturas elevadas. Durante los meses más fríos, la irradiancia es menor, pero las pérdidas por temperatura se reducen, manteniendo un equilibrio en el rendimiento global del sistema.

6.6 Informe económico

En este apartado se analiza la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica que se encuentra en la azotea del edificio residencial situado en el distrito del Eixample, Barcelona. En este punto se detallan los costes asociados a la inversión inicial (*CAPEX*), el mantenimiento de los equipos (*OPEX*), y el cálculo del periodo de retorno simple (*PayBack*).

6.6.1 Informe de Inversión Inicial CAPEX

El objetivo de este punto es analizar todos los equipos necesarios para la ejecución del proyecto. Se incluyen materiales, mano de obra y costes indirectos. Los precios unitarios referenciados se han obtenido de la siguiente fuente (CYPE Ingenieros, S.A, 2025).

A continuación, se detallan los componentes principales del sistema fotovoltaico, en ellos no se tiene en cuenta el precio de mano de obra. Se analizan: módulo fotovoltaico, estructura metálica, soporte de hormigón, inversor, y el material eléctrico complementario al sistema.

6.6.1.1 Módulo Fotovoltaico. Symphony Energy SE-M233

Módulo solar fotovoltaico de células de silicio policristalino, potencia máxima (Wp) 233Wp, tensión a máxima potencia (Vmp) 30,4V, intensidad a máxima potencia (Imp) 7,68A, tensión en circuito abierto (Voc) 36,9V, intensidad de cortocircuito (Isc) 8,25 A, dimensiones 1636 × 982 mm, peso 17 kg, con caja de conexiones. Incluye accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico.

Coste unitario: 95,06 €/unidad (CYPE Ingenieros, S.A, 2025)

6.6.1.2 Estructura Soporte Metálica

Estructura de acero galvanizado para cubierta plana. Incluye todos los accesorios de montaje y elementos de fijación.

Coste unitario: 30,00 €/unidad (CYPE Ingenieros, S.A, 2025)

6.6.1.3 Soporte de Hormigón

Soporte de hormigón (682x507x195 mm) con ángulo de inclinación ajustable entre 10° y 40°.

Coste unitario: 46,80 €/unidad (CYPE Ingenieros, S.A, 2025)

6.6.1.4 Inversor

X1-Boost-4.2 kW con 2 MPPT, Es un inversor fotovoltaico con tensión de salida AC de 230V monofásica, diseñado para instalaciones residenciales de sistemas con *strings* con diferentes números de paneles.

Coste unitario: 1.263,88 €

6.6.1.5 Material Eléctrico Complementario

Cableado, protecciones, conectores y cuadros eléctricos no incluidos con otros componentes.

Coste estimado:1.200,00 € (CYPE Ingenieros, S.A, 2025)

Una vez definidos los equipos del sistema, se debe de tener en cuenta el proceso de instalación.

6.6.1.6 Mano de obra de la instalación

Corresponde a la instalación física de todos los componentes del sistema. El equipo de instalación está compuesto por un electricista cualificado (Oficial 1ª) y un Ayudante.

Coste: 45,00 €/hora (CYPE Ingenieros, S.A, 2025)

Los datos obtenidos en la *Tabla 5* representan valores aproximados obtenidos a partir de las características de nuestros equipos (ITeC, 2025).

Tabla 5. Número de horas destinadas a la instalación del sistema.

Concepto	Rendimiento	Cantidad	Horas Totales
Montaje de paneles	0,30h/panel	35 paneles	10,50 horas
Estructura soporte	0,25 h/panel	35 paneles	8,75 horas
Instalación inversor	5,00 horas	1 unidad	5,00 horas
Cableado y protecciones	10,00 horas	-	10,00 horas
Puesta en marcha y pruebas	5,00 horas	-	5,00 horas
SUBTOTAL HORAS TÉCNICAS			39,25 horas

Horas estimadas: 40 horas (ITeC, 2025).

6.6.1.7 Proyecto Técnico y Legalización

Corresponde a la redacción de proyecto técnico, gestión de permisos y legalización de la instalación ante el organismo competente.

Coste estimado: 1.200,00 € (valor supuesto, dado que es un coste difícil de obtener se analiza a partir de proyectos del mismo calibre desarrollados en la ciudad de Barcelona).

6.6.2 Resumen de Inversión (CAPEX)

En la *Tabla 6*, mostrada a continuación, se presenta el desglose de la inversión.

Tabla 6. Importe de la inversión (CAPEX).

Concepto	Cantidad	Precio Unitario (€)	Subtotal (€)	Porcentaje
Módulos fotovoltaicos	35	95,06	3.327,1	26,11
Estructura soporte	35	30	1.050	8,24
Soportes de hormigón	35	46,8	1.638	12,85
Inversor	2	1.263,88	2.527,76	19,84
Material eléctrico	Lote	1.200	1.200	9,42
Subtotal Materiales			9.742,86	76,46
Mano de Obra				
Instalación	40 horas	45	1.800	14,13
Gastos Indirectos				
Proyecto y legalización	-	-	1.200	9,42
IMPORTE TOTAL CAPEX			12.742,86	100

Estos datos se comparan con los de la fuente bibliográfica, al no tener baterías en el sistema coincide que los porcentajes con mayores pesos corresponden a los módulos fotovoltaicos, mano de obra y estructura del sistema. Los porcentajes son representados en la *Tabla 7* (AutoSolar, 2025).

Tabla 7. Precio instalación placas solares con baterías.

Componentes	Porcentaje precio instalación placas solares con baterías
Módulos fotovoltaicos	18%
Inversor solar	10%
Baterías	35,5%
Mano de obra	18%
Trámites	7,7%
Cableado, estructuras y protecciones	18,8%

6.6.3 Plan de mantenimiento

Para garantizar el rendimiento óptimo, la seguridad y la vida útil de la instalación fotovoltaica, es fundamental implementar un plan de mantenimiento periódico.

6.6.3.1 Mantenimiento preventivo (Anual)

Este mantenimiento tiene como objetivo prevenir posibles averías mediante revisiones y limpiezas programadas. Las operaciones principales incluyen:

- Limpieza de paneles: Eliminación de polvo, suciedad y otros residuos que reducen la eficiencia.
- Inspección visual y eléctrica: Revisión del cableado, conectores, estructura y tornillería para detectar corrosión, daños o conexiones flojas.
- Verificación del inversor y baterías: Comprobación del estado, parámetros de funcionamiento, conexiones y sistemas de ventilación.
- Revisión de protecciones eléctricas: Comprobación de fusibles, diferenciales y demás elementos de seguridad.

El precio se estima que cada panel son 15€ (Alonso, J. A, 2025). cada 6 meses se debe hacer esta limpieza y revisión por lo que el precio se debe de calcular dos veces por año

Coste Estimado del Mantenimiento Preventivo Anual: 1.050 €

6.6.3.2 Mantenimiento correctivo

Este mantenimiento se activa para reparar o sustituir componentes que hayan fallado. Dado que la necesidad de intervenciones correctivas es impredecible, se recomienda constituir un fondo de reserva para afrontar estas eventualidades.

Las actuaciones pueden incluir la sustitución de módulos dañados, reparación o cambio de inversores, o la renovación de cableado deteriorado.

Fondo de Reserva Anual Recomendado para el mantenimiento correctivo: 200,00 €

6.6.4 *Payback*

En primer lugar, se señalan los datos iniciales obtenidos en los apartados anteriores.

- Inversión total (CAPEX): 12.742,86 €
- Producción anual estimada: 11840 kWh
- Precio electricidad: 0,18 €/kWh
- Coste mantenimiento anual: 1.050 €

Sin tener en cuenta bonificaciones.

La inversión total requerida para el proyecto es:

CAPEX Total: 12.742,86 €

El ahorro anual por autoconsumo es el dinero que se deja de gastar en electricidad de la red gracias a la energía producida por la instalación.

- Producción Anual Estimada: 11.840 kWh
- Precio de la Electricidad: 0,18 €/kWh

Ahorro Anual = Producción Anual x Precio Electricidad
Ahorro Anual = 11.840 kWh * 0,18 €/kWh = 2.131,2€

Costes Anuales de Operación y Mantenimiento

Para mantener la instalación en óptimas condiciones, se incurre en los siguientes costes anuales:

- Mantenimiento Preventivo Anual: 1.050 €
- Fondo de Reserva para Mantenimiento Correctivo: 200 €

Coste Anual Total = 1050 € + 200 € = 1.250 €

El beneficio real que genera la instalación cada año, descontando los costes de mantenimiento del ahorro obtenido.

Flujo de Caja Neto Anual = Ahorro Anual - Coste Anual de mantenimiento
Flujo de Caja Neto Anual = 2131,2 € - 1.250 € = 881,2 €

El *payback* simple indica el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial con los flujos de caja netos generados.

Payback Simple (años) = Inversión Inicial (CAPEX) / Flujo de Caja Neto Anual

Payback Simple = 12.742,86 € / 881,2 €/año ≈ 14 años

El cálculo no tiene en cuenta posibles subvenciones o bonificaciones fiscales. Incluir estas ayudas reduciría significativamente la inversión inicial y, por tanto, el *payback*.

Ayudas y bonificaciones fiscales vigentes en 2025

1. Subvenciones autonómicas (Cataluña)

- Subvención de eficiencia energética: Hasta el 40 % del coste total de la instalación, con un máximo de 3.000 €, para instalaciones fotovoltaicas que impliquen una reducción de la demanda energética anual.

2. Bonificación fiscales municipal

- Bonificación del ICIO (Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras): Hasta el 95 % en municipios como Barcelona, Mataró, Sabadell, Gerona y Lérida.

En la *Tabla 8* se proporciona un análisis detallado del periodo de retorno teniendo en cuenta las subvenciones mencionadas

Tabla 8. Desglose del payback contando con ayudas autonómicas y locales.

Año	Inversión inicial (€)	Produccion-mantenimiento	Flujo neto anual (€)	Flujo acumulado (€)
0	-9258,63	0	-9258,63	-9258,63
1	0	881,2	881,20	-8377,43
2	0	881,2	881,20	-7496,23
3	0	881,2	881,20	-6615,03
4	0	881,2	881,20	-5733,83
5	0	881,2	881,20	-4852,63
6	0	881,2	881,20	-3971,43
7	0	881,2	881,20	-3090,23
8	0	881,2	881,20	-2209,03
9	0	881,2	881,20	-1327,83
10	0	881,2	881,20	-446,63
11	0	881,2	881,20	434,57
12	0	881,2	881,20	1315,77
13	0	881,2	881,20	2196,97
14	0	881,2	881,20	3078,17
15	0	881,2	881,20	3959,37

El *payback* se alcanza alrededor del año 11, cuando el flujo acumulado se vuelve positivo, indicando que a partir de ese momento la instalación empieza a generar un beneficio neto. A lo largo de 15 años, el flujo acumulado asciende a 3.959,37 €, demostrando la rentabilidad sostenida del sistema y el impacto económico positivo de las ayudas aplicadas.
Estos resultados muestran que la instalación no solo contribuye a la autosuficiencia energética, sino que también representa una inversión financieramente viable a medio plazo para un uso residencial.

6.7 Replicabilidad del proyecto

El modelo desarrollado en este trabajo puede replicarse en otros edificios del barrio que presentan características constructivas y de uso similares, derivadas de su homogeneidad en altura y la similitud de sus cubiertas. La

metodología aplicada, basada en la obtención de datos catastrales, el análisis de la superficie útil disponible y la simulación energética es plenamente adaptable a estas tipologías edificatorias dentro del entorno urbano analizado.

Además, la herramienta de cálculo y los procedimientos de dimensionamiento definidos permiten ajustar de forma sencilla las variables específicas de cada edificio, como la irradiancia local, la inclinación óptima o la tecnología de los módulos, manteniendo la coherencia del proceso. De este modo, el estudio constituye una base metodológica sólida para la expansión de sistemas fotovoltaicos en otros inmuebles del barrio.

La *Figura 24* muestra la disposición de los edificios del entorno que presentan condiciones favorables para la replicación del sistema fotovoltaico propuesto.



Figura 24. Representación de la homogeneidad de altura de edificios del Barrio del Ensanche. Fuente: Google Earth. Escala 1:50

7 CONCLUSIONS

Throughout this work, several conclusions of particular interest have been drawn:

- The economic analysis demonstrates that the photovoltaic installation projected in the Eixample is viable from both a technical and financial perspective. In the most unfavorable scenario, without public subsidies, the simple payback period is around 14 years, mainly due to the high initial investment in equipment and installation. In the most favorable scenario, considering regional grants, the payback period is reduced to approximately 11 years, placing the investment within the typical profitability margins for urban self-consumption systems.

- The results confirm that the inclusion of batteries is not viable for urban rooftops in the Eixample. The installed capacity and the share of surplus energy are insufficient to justify the cost and operational complexity of storage. Consequently, the optimal configuration corresponds to a grid-connected photovoltaic system designed for direct self-consumption, ensuring maximum efficiency and operational simplicity.

- The architectural and typological homogeneity of the Eixample, a result of its unified urban planning, allows the results obtained to be extrapolated to other residential buildings in the district. The simulation procedure, energy analysis, and economic assessment applied can be easily reproduced in other rooftops with similar characteristics, demonstrating a high potential for replicability and contributing to the promotion of local energy communities and the transition toward a more self-sufficient and sustainable urban model.

8 LÍNEAS FUTURAS

El presente trabajo se ha centrado en el diseño e instalación de un sistema fotovoltaico en la cubierta de un único edificio, concebido como apoyo a la generación eléctrica. No obstante, se identifican diversas líneas de desarrollo futuro que permitirían ampliar el alcance y la aplicabilidad del estudio.

Una primera línea de trabajo consistiría en extender la instalación a otros edificios del entorno, aprovechando la homogeneidad en altura y la similitud de sus cubiertas, con el objetivo de desarrollar un modelo de generación distribuida a escala de barrio. Este enfoque permitiría analizar los beneficios energéticos colectivos y la viabilidad de crear comunidades energéticas locales.

Asimismo, sería de interés estudiar la hibridación del sistema fotovoltaico con otras fuentes de energía renovable, como la solar térmica o la minieólica, con el fin de diversificar la producción, optimizar el aprovechamiento de los recursos disponibles y mejorar la estabilidad del suministro eléctrico.

Por último, aunque en el presente trabajo no se han considerado ayudas o subvenciones estatales, futuras líneas de investigación podrían incorporar su análisis. La inclusión de este factor permitiría evaluar con mayor precisión la rentabilidad económica de las instalaciones en distintos escenarios de apoyo institucional.

9 BIBLIOGRAFÍA

Alonso, J. A (2025). Limpieza de placas solares: Proceso, precio y frecuencia. SunFields https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/limpieza/

AutoSolar (2025). Precio instalación placas solares ¿Cuánto cuesta? https://autosolar.es/mi-experiencia-placas-solares/cuanto-cuesta-una-instalacion-fotovoltaica

Ayuntamiento de Barcelona (2024). Barcelona Societat. Journal on social Knowledge and analysis. https://ajuntament.barcelona.cat/dretssocials/sites/default/files/revista-ingles/revista_completa_bcns30_ang.pdf?utm

Ayuntamiento de Barcelona (2025). Energía Barcelona. Map: How much energy can you generate? https://www.energia.barcelona/en/generate-energy/generar-energia/map-how-much-energy-can-you-generate

Bódis, K., Kougias, I., Jäger-Waldau, A., Taylor, N., & Szabó, S. (2019). A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union. Renewable And Sustainable Energy Reviews, 1-13. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109309

BOE (2013). Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental https://www.boe.es/buscar/pdf/2013/BOE-A-2013-12913-consolidado.pdf

BOE (2018). Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. https://www.boe.es/buscar/pdf/2018/BOE-A-2018-13593-consolidado.pdf

BOE (2019). Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf

Chao, T., Li, M., & Bae, J. (2024). Recent Advances in Lithium Iron Phosphate Battery Technology: A Comprehensive Review. 1-36 https://doi.org/10.3390/batteries10120424

CYPE Ingenieros, S.A (2025). Generador de precios. España. https://generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Electricas/Solar_fotovoltaica.html

Elibol, E., Özmen, Ö. T., Tutkun, N., & Köysal, O. (2017). Outdoor performance analysis of different PV panel types. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 67, 651–661. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.051

IDAE (2011). Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf

IEA (2024). Solar PV. Latest findings. Solar PV is set to become the largest renewable energy source by 2029. https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv

ITeC (2025). BEDEC – Bases de datos con información de productos de la construcción. https://itec.cat/serveis/bedec/

Jakubiec, J. A., Reinhart, C. F. (2013). A method for predicting city-wide electricity gains from photovoltaic panels https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.03.022

Molnár, G., Cabeza, L. F., Chatterjee, S., & Ürge-Vorsatz, D. (2024). Modelling the building-related photovoltaic power production potential in the light of the EU's Solar Rooftop Initiative. Applied Energy, 1-17, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122708

ONU-Hábitat (2020). World Cities Report 2020. https://unhabitat.org/sites/default/files/2020/10/wcr_2020_report.pdf

Photovoltaic Geographical Information System (2025). PVGIS. Interactive tools. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR

Shi, K., Li, C., & Koo, C. (2021). A Techno-Economic Feasibility Analysis of Mono-Si and Poly-Si Photovoltaic Systems in the Rooftop Area of Commercial Building under the Feed-In Tariff Scheme. Sustainability, 13(9), 4709. https://doi.org/10.3390/su13094709

Suomalainen, K., Wang, V., & Sharp, B. (2017). Rooftop solar potential based on LiDAR data: Bottom-up assessment at neighborhood level. Renewable Energy, 1-13. https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.04.025