

Trabajo Fin de Grado.
Grado en ingeniería de Tecnologías Industriales.

Análisis del abastecimiento energético a una vivienda con energía solar fotovoltaica y sistema de almacenamiento en baterías.

Autor: Fernando Ángel Retamar Rodríguez

Tutores: Francisco Javier Pino Lucena

Sergio Jesús Navas Herrera

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla 2023



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

**Análisis del abastecimiento energético a una vivienda con
energía solar fotovoltaica y sistema de almacenamiento en
baterías.**

Autor:

Fernando Ángel Retamar Rodríguez

Tutores:

Francisco Javier Pino Lucena

Sergio Jesús Navas Herrera

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla 2023

Trabajo Fin de Grado: Análisis del abastecimiento energético a una vivienda con energía solar
fotovoltaica y sistema de almacenamiento en baterías.

Autor: Fernando Ángel Retamar Rodríguez

Tutores: Francisco Javier Pino Lucena
Sergio Jesús Navas Herrera

El tribunal nombrado para juzgar el Trabajo arriba indicado, compuesto
por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2023

El Secretario del Tribunal

A mis tutores

A mi familia

A mis amigos

Resumen

Actualmente, la energía solar fotovoltaica ha adquirido una presencia cada vez más destacada en nuestra vida diaria. Esta fuente de energía renovable se ha convertido en una herramienta muy útil para todas las actividades que requieren el uso de energía eléctrica. El aprovechamiento de la radiación solar para abastecer de electricidad a hogares y negocios representa un avance significativo en el estado de bienestar de nuestra sociedad moderna, la cual depende por completo de la realización de tareas cotidianas mediante dispositivos electrónicos. El concepto de autoconsumo solar fotovoltaico se ha convertido en la máxima expresión de optimización de esta fuente de energía renovable. En este modelo, la misma persona o entidad es capaz de generar la energía que posteriormente va a consumir ya que tiene la capacidad de aprovechar al máximo la energía solar disponible en su entorno. El autoconsumo solar fotovoltaico también contribuye al desarrollo sostenible y a la reducción de la huella de carbono. Al utilizar energía solar limpia y renovable, se disminuye la emisión de gases de efecto invernadero y se fomenta la transición hacia un modelo energético más verde y respetuoso con el medio ambiente. Además, al producir y consumir su propia energía, los usuarios se vuelven más conscientes de sus patrones de consumo y tienden a adoptar prácticas más eficientes y responsables en relación con el uso de la electricidad.

El reto de alcanzar la autosuficiencia energética implica el objetivo de equilibrar y equiparar el balance entre la energía total generada por el sistema fotovoltaico y la cantidad consumida por todos los dispositivos conectados a la red eléctrica. Sin embargo, debido a la naturaleza variable y no completamente predecible de la energía solar fotovoltaica y el patrón de consumo energético de una vivienda; el desarrollo y la implementación de sistemas de almacenamiento de energía se ha convertido en algo fundamental. Estos sistemas de almacenamiento permiten almacenar la energía excedente generada durante los días de mayor producción fotovoltaica para su posterior utilización en momentos de menor producción o alta demanda energética. De esta manera, se acerca cada vez más a la anhelada autosuficiencia energética, logrando maximizar el aprovechamiento de la energía solar y minimizar la dependencia de la red eléctrica tradicional. La implementación de estos sistemas de almacenamiento representa un avance crucial hacia la sostenibilidad y la eficiencia energética, permitiendo un mayor control y flexibilidad en la gestión de la energía y promoviendo un estilo de vida más concienciado con el consumo energético.

Los distintos factores que afectan a la producción de esta energía, como las condiciones ambientales, la eficiencia de los equipos y la disponibilidad de recursos, se traducirán en un ahorro económico significativo en términos de energía consumida de la red eléctrica convencional. Este ahorro económico no solo se reflejará en los costes de energía a largo plazo, sino que también serán determinantes a la hora de evaluar la implementación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, como las baterías. Aunque las baterías representan una fuerte inversión económica en la actualidad, los beneficios asociados, tanto en términos de eficiencia energética como de sostenibilidad, hacen que su adopción sea cada vez más atractiva para empresas y hogares en busca de una mayor autonomía y una reducción de la dependencia de la red eléctrica tradicional.

Índice general de contenido.

1.INTRODUCCIÓN	14
1.1 ALCANCE Y OBJETIVOS	18
2. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN EXISTENTE	19
2.2 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.	21
2.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS SOBRE LA INSTALACIÓN EXISTENTE.	21
2.4 UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN EXISTENTE.	23
2.5 PROPUESTA DE INCLUSIÓN DE SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.	24
3. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN	25
3.1 DESCRIPCIÓN DEL SIMULADOR PARA VALIDACIÓN DEL MODELO	25
3.2 DESCRIPCIÓN DEL SIMULADOR VALIDADO Y UTILIZADO EN EL PROYECTO	26
4. ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE AUTOCONSUMO PARA UNA VIVIENDA CASO BASE	29
4.1 CORRECCIÓN DEL FACTOR SPV.	29
4.1.1 Descripción del procedimiento de corrección del factor SPV.	29
4.1.2 Resultados de la corrección del factor SPV	31
4.2 ANÁLISIS DEL AUTOCONSUMO ANUAL DE LA VIVIENDA.	34
4.2.1 Determinación de la demanda energética anual de la vivienda.	34
4.2.2 Simulación anual del caso sin incluir baterías.	37
4.2.3 Simulación anual del caso incluyendo baterías.	¡Error! Marcador no definido.
4.2.4 Principales diferencias entre los distintos casos.	45
5. ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO	46
5.1 DATOS Y CONCEPTOS PREVIOS AL ESTUDIO.	46
5.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO.	49
6.CONCLUSIONES	53
BIBLIOGRAFÍA	54
ANEXO I	56
ANEXO II	

Índice de Figuras.

Figura 1.Desarrollo a nivel mundial de la energía solar fotovoltaica [2].	14
Figura 2.Evolución histórica del precio de los paneles solares fotovoltaicos a nivel mundial.	14
Figura 3.Porcentaje de energía solar frente a la energía renovable total mundial.	15
Figura 4.Situación actual del mercado solar fotovoltaico europeo.	15
Figura 5.Evolución de la generación de energía fotovoltaica en España.	16
Figura 6.Evolución del precio histórico de la electricidad en España. [10].	17
Figura 7.Panel fotovoltaico Jinko Tiger N-Type 66TR 390-410.	22
Figura 8.Inversor SUN2000 -2KTL-L1 de la instalación.	22
Figura 9.Detalle de la ficha técnica del inversor SUN2000 -2KTL-L1.	22
Figura 10.Paneles fotovoltaicos de la instalación.	23
Figura 11. Detalle del Simulador FV diseñado en Simulink.	26
Figura 12. Estructura principal simulador anual sin baterías.	27
Figura 13 .Esquema del añadido al simulador anual con baterías.	28
Figura 14.Interfaz de la aplicación de monitorización "Fusionsolar".	29
Figura 15.Potencia real vs Tiempo Semana de invierno.	30
Figura 16.Potencia real vs Tiempo Semana de verano.	30
Figura 17.Consumo de la vivienda en un día tipo proporcionado por Fusionsolar.	34
Figura 18. Consumo semanal aproximado de invierno.	35
Figura 19. Consumo semanal aproximado de verano	36
Figura 20.Consumo energético anual extrapolado.	36
Figura 21.Potencia anual entregada por el panel fotovoltaico.	37
Figura 22.Energía comprada a la red eléctrica simulada para todo el año.	38
Figura 23.Energía anual vendida como excedente simulada.	39
Figura 24.Energía comprada a la red caso 1100 Ah.	40
Figura 25.SoC para el caso de 1100 Ah.	41
Figura 26.Energía comprada a la red caso 660 Ah.	41
Figura 27.SoC para el caso de 660 Ah.	42
Figura 28.Energía comprada a la red para el caso de 330 Ah.	42
Figura 29.SoC para el caso de 330 Ah	43
Figura 30.Energía vendida para el caso de 110 Ah.	43
Figura 31.Energía comprada a la red caso 110 Ah.	44
Figura 32.SoC para el caso de 110 Ah.	44
Figura 33.Detalle de la factura más reciente disponible.	46
Figura 34.Temperatura ambiente para una semana de invierno.	56
Figura 35.Radiación global inclinada para una semana de invierno.	56
Figura 36.Temperatura ambiente para una semana de verano.	57
Figura 37.Radiación global inclinada para una semana de verano.	57
Figura 38.Radiación global inclinada para un año completo.	
Figura 39.Temperatura ambiente para un año completo.	

Índice de Tablas.

Tabla 1.Eficiencia de las células según el material.[13] _____	20
Tabla 2.Variación del factor SPV frente al Error Cuadrático Medio Invierno. _____	31
Tabla 3.Variación del factor SPV frente al Error Cuadrático Medio Verano. _____	31
Tabla 4.Valores de energía obtenidos para los cuatro casos de capacidad. _____	44
Tabla 5.Resumen tarificación por término de energía. _____	47
Tabla 6.Tarificación por término de potencia. _____	47
Tabla 7. VAN para cada caso. _____	51

Índice de Gráficos.

Gráfico 1.Desglose de la Producción anual. _____	39
Gráfico 2.Desglose del Consumo Total Anual. _____	39
Gráfico 3.Flujos de Caja para el periodo de 25 años. _____	50

1.Introducción

La energía solar fotovoltaica ha ido cobrando una notable importancia a lo largo de los años en términos de sostenibilidad y rentabilidad, siendo esta fuente de energía renovable una de las más desarrolladas en nuestro país en los últimos años.

A nivel mundial la energía solar fotovoltaica se ha desarrollado de manera exponencial como se puede observar en la figura 1, llegando a alcanzar los 94 Gigavatios de potencia producida [1].

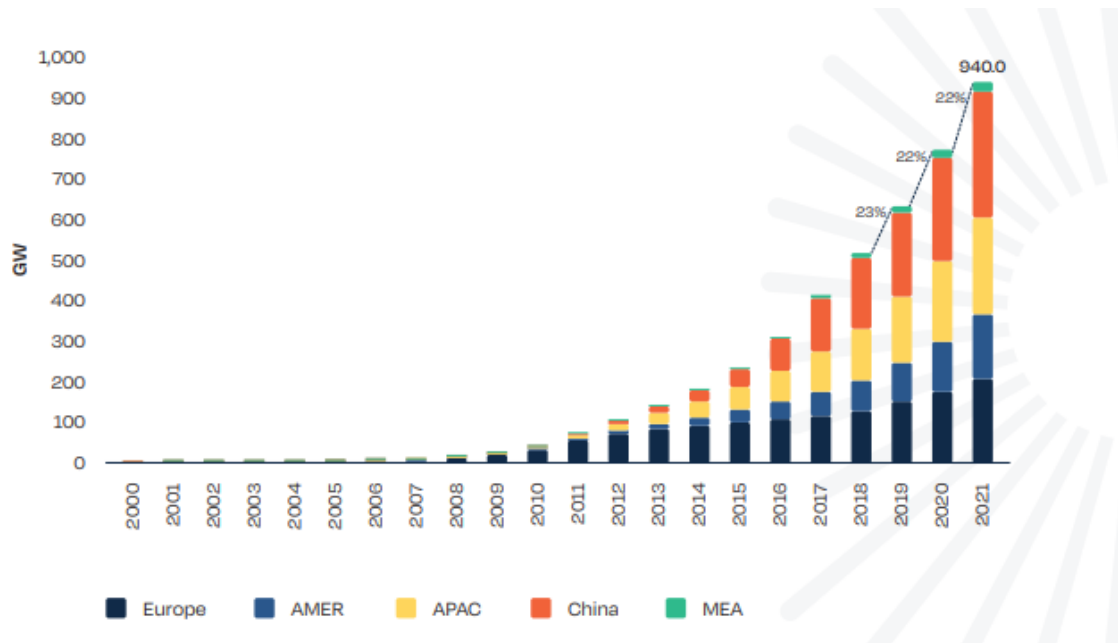


Figura 1.Desarrollo a nivel mundial de la energía solar fotovoltaica [2].

En los últimos años, el precio de los paneles solares fotovoltaicos ha experimentado una importante reducción a nivel mundial tal y como se muestra en la figura 2. Según un estudio, el precio de las placas solares fotovoltaicas se ha visto reducido entre un 65% y 75% entre los años 2009 y 2013.[3]. Actualmente el precio de los paneles solares fotovoltaicos es de 0.3-0.25 €/W.

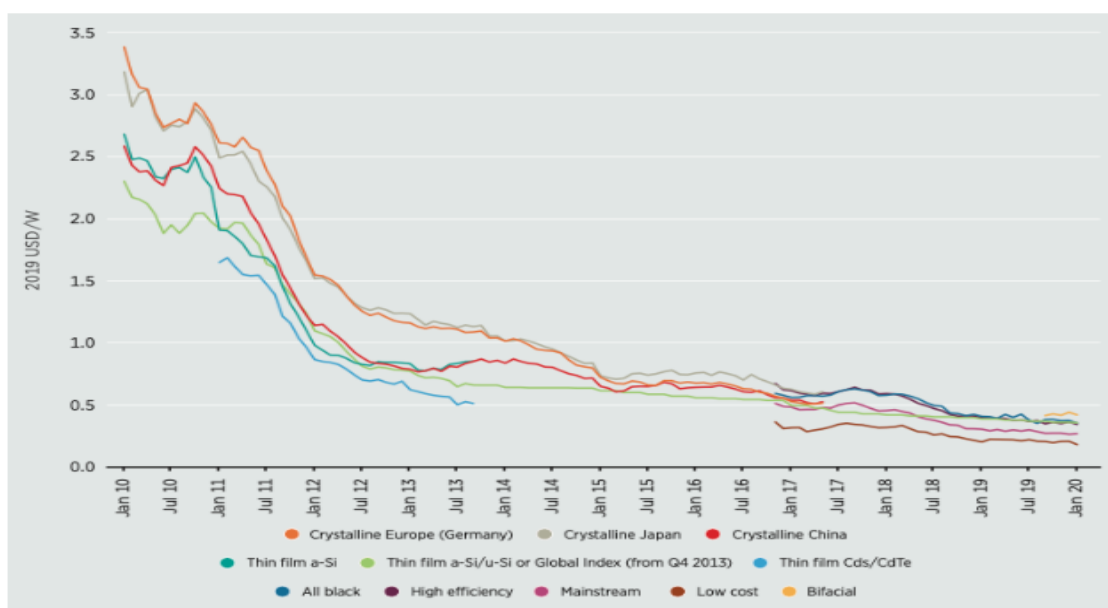


Figura 2.Evolución histórica del precio de los paneles solares fotovoltaicos a nivel mundial.

Debido a todos estos factores la energía solar fotovoltaica es actualmente una de las más relevantes, representando un porcentaje del 31% sobre el total de la energía renovable producida a nivel mundial.[4]

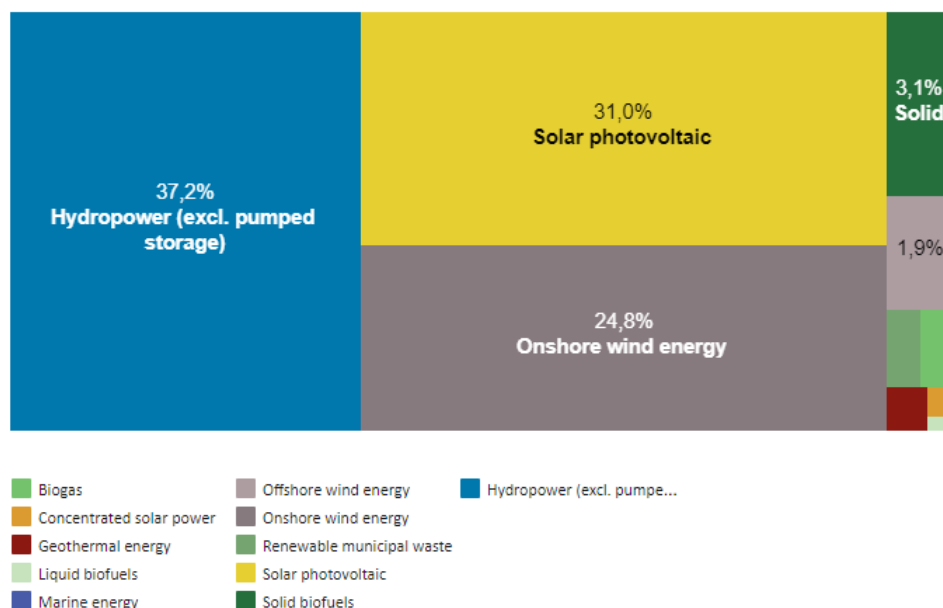


Figura 3. Porcentaje de energía solar frente a la energía renovable total mundial.

En 2022, la Unión Europea experimentó un importante avance en la instalación de energía solar fotovoltaica, con la adición de más de cuarenta gigavatios de capacidad (41,4 GW). Esto representa un crecimiento de casi cincuenta puntos porcentuales (47%) en comparación con el año anterior. El parque solar fotovoltaico de la Unión Europea ha pasado los 167.500 megavatios registrados a finales de 2021 a los 208.900 megavatios al finalizar el año 2022. Según las estimaciones de Solar Power Europe, los 41.400 megavatios de nueva capacidad fotovoltaica instalada este año en la Unión Europea generarán electricidad suficiente para abastecer aproximadamente a doce millones y medio de hogares.

España se sitúa como el segundo país a nivel europeo en términos de capacidad instalada según la figura 3, aunque prevé un crecimiento del 31% anual, frente al 18% previsto para Alemania.[5]

Country	2022 Total capacity (GW)	By 2026 Total capacity medium scenario (GW)	2023-2026 New capacity (GW)	2023-2026 Compound annual growth rate (%)	Political support prospects
Germany	68.5	131.0	62.6	18%	☀️
Spain	26.4	77.7	51.2	31%	☀️
Poland	12.5	34.4	21.8	29%	☀️
Italy	24.7	45.5	20.9	17%	☀️
Netherlands	18.0	37.2	19.3	20%	☀️
France	16.1	34.6	18.4	21%	☀️
Greece	5.6	15.9	10.4	30%	☀️
Portugal	4.2	14.5	10.3	36%	☀️

Figura 4. Situación actual del mercado solar fotovoltaico europeo.

De hecho, en los últimos tres años, la generación de energía solar fotovoltaica instalada en España se ha triplicado, pasando de 9.252 GWh producidos a finales de 2019 a 27.902 GWh producidos mediante esta energía a finales de 2022, [6].

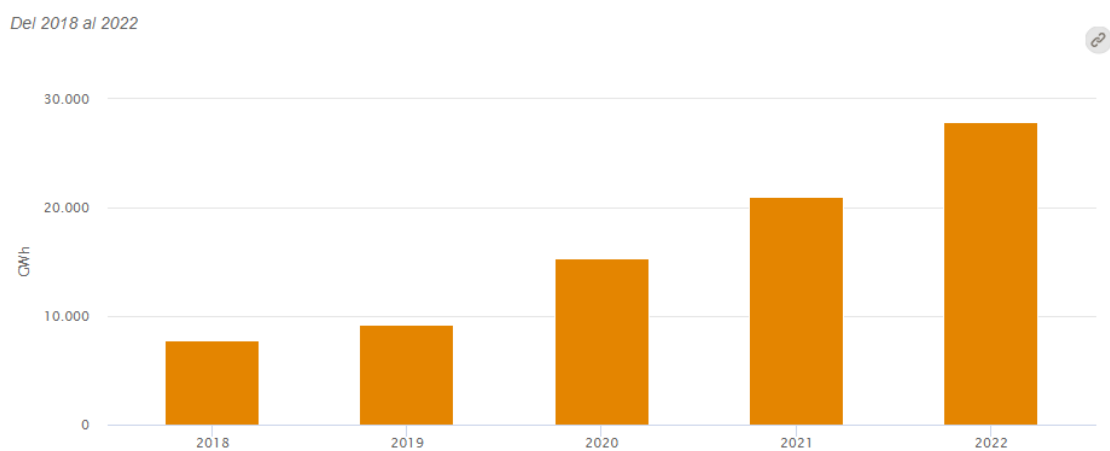


Figura 5. Evolución de la generación de energía fotovoltaica en España.

Esto se debe principalmente a distintas características que hacen a España actualmente un país muy atractivo a la hora de realizar una inversión en instalación de tecnología solar fotovoltaica.

La privilegiada posición geográfica de la que goza nuestro país permite recibir una radiación solar óptima durante un elevado número de horas de sol al año, lo que se traduce en un aprovechamiento de la misma para la producción de energía solar fotovoltaica. A ello se suman las distintas políticas de apoyo que se han ido implementando a lo largo de estos años. El “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021” [7] asienta las bases de los principales objetivos para 2030 a nivel nacional; en materia de generación de energía a partir de fuentes renovables. Los principales puntos a tener en cuenta son:

- Alcanzar un 42% de uso de las energías renovables sobre el uso de energía total del país.
- Disminuir un 15% la dependencia energética exterior.

Además, la derogación en 2018 del mal llamado “Impuesto al sol”, el cual fue instaurado en como RD 900/15 y que consistía en un “*gravamen específico recogido en este decreto que se aplicaba a la energía eléctrica generada en autoconsumos fotovoltaicos*”, [8]; supuso un avance hacia la instalación de nuevas tecnologías de aprovechamiento solar fotovoltaico.

Tras ello se han combinado una serie de factores políticos y sociales que han favorecido el incremento de la implementación de esta tecnología.

En primer lugar, las políticas de subvenciones a nivel estatal y regional para la instalación de paneles fotovoltaicos gracias a los fondos Europeos *Next Generation*. [9]. Por ejemplo, en el caso de Andalucía, el programa de incentivos que se propone dependerá de la naturaleza del solicitante, una empresa o una vivienda, y de la potencia con o sin almacenamiento a instalar que se necesite. En base a una extensa tabla de porcentajes, los contribuyentes pueden deducirse hasta un 45% del

presupuesto de la instalación. También se bonifican varios impuestos como el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI), Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO).

En segundo lugar, la inestabilidad social y política en Europa debido al conflicto entre Rusia y Ucrania ha provocado un aumento significativo del precio de la energía eléctrica en España a lo largo de 2022 alcanzando los 200 euros por megavatio hora como indica la figura 6, lo cual ha sido clave en la transición hacia la generación de energía eléctrica a partir de la fotovoltaica en España.

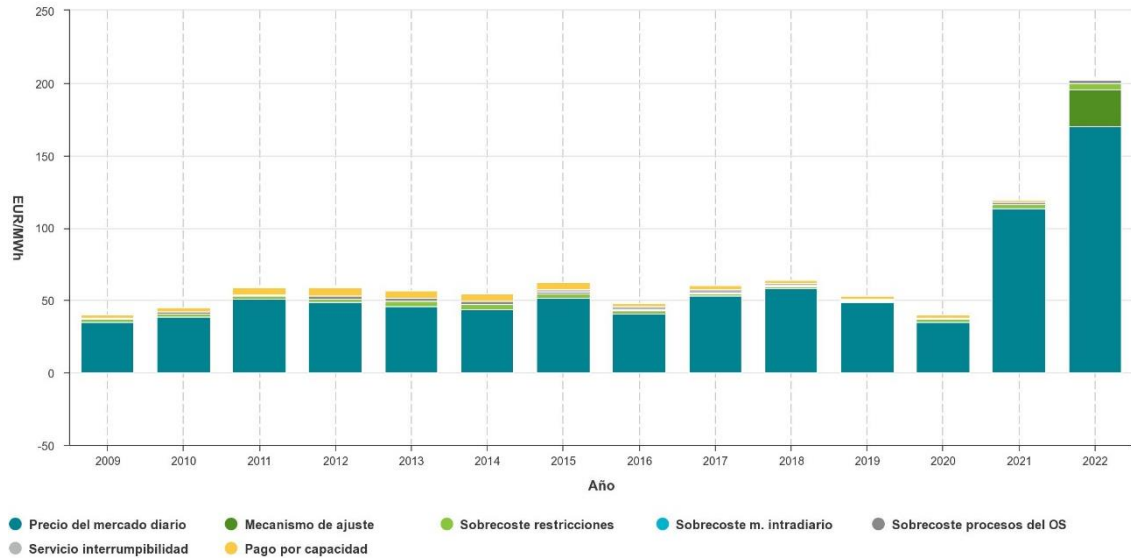


Figura 6. Evolución del precio histórico de la electricidad en España. [10].

Debido a la combinación de todos estos factores, la energía fotovoltaica ha ido desarrollándose en mayor medida durante estos años y España se ha proclamado como el cuarto país a nivel mundial en producción de energía eléctrica mediante instalaciones de paneles fotovoltaicos, según el último informe de REN21 [11].

1.1 Alcance y Objetivos

El objetivo principal de este trabajo de fin de grado es hacer un análisis global sobre el autoconsumo fotovoltaico de una vivienda familiar, teniendo en cuenta la producción de energía eléctrica que se genera gracias a los paneles solares instalados y el consumo de energía real de la misma. El análisis en cuestión incluirá a su vez un análisis de sensibilidad sobre el dimensionamiento de un sistema de almacenamiento, sobre el cual se analizarán baterías de distinta capacidad. Para ello se trabajará con un simulador programado en el entorno de MATLAB, utilizando mayoritariamente la extensión *Simulink*, que realizará las simulaciones pertinentes sobre la producción de energía fotovoltaica y tomará los datos reales de demanda de autoconsumo de la vivienda mencionada.

El otro de los objetivos del proyecto es realizar un estudio sobre la viabilidad económica actualizado a los precios de la energía y las tarifas contratadas por el consumidor con la compañía comercializadora.

Todo ello proporcionará información suficiente para hacer una afirmación sobre la rentabilidad de incluir el sistema de almacenamiento más adecuado en términos de capacidad. Se analizarán años los flujos de caja anuales para un periodo total de 25 años, resultando estos positivos o negativos y teniendo en cuenta la vida útil de las baterías fijada en 14 años.

La memoria constará de distintos capítulos. En los dos primeros capítulos se describirán la instalación existente y el simulador junto al modelo implementado para realizar las distintas simulaciones. En los siguientes capítulos se justificará la correcta aproximación del modelo a la realidad y se dará paso a las simulaciones para los distintos casos incluyendo el sistema de almacenamiento mediante baterías. Finalmente se realizará un análisis sobre la rentabilidad económica de los distintos casos y las conclusiones que permiten alcanzar estos resultados.

2. Descripción de la instalación existente

2.1 Principio de la tecnología fotovoltaica.

La **tecnología fotovoltaica** aprovecha la radiación solar para generar **electricidad**. Su funcionamiento se basa en el **efecto fotovoltaico**, donde ciertos materiales, como el silicio en las células fotovoltaicas o paneles solares, pueden generar corriente eléctrica cuando se exponen a la luz solar. Las células fotovoltaicas, son el componente central de los sistemas fotovoltaicos. Cuando los fotones de la luz solar golpean estas células, los electrones dentro de los materiales semiconductores de los cuales están hechas estas células, se liberan. Esta liberación de electrones genera una **corriente eléctrica** que es utilizada para alimentar dispositivos eléctricos.

El Silicio es el material semiconductor más utilizado en electrónica y en las celdas fotovoltaicas, el silicio puro tiene 4 electrones de valencia que comparte con los átomos vecinos para formar enlaces covalentes, se alteran las propiedades conductoras del silicio se alteran al dopar el Silicio con impurezas. Hay dos tipos de semiconductores en la tecnología fotovoltaica

- El **semiconductor tipo N** se dopa introduciendo impurezas en la estructura cristalina de silicio, las cuales deben tener cinco electrones de valencia en su órbita externa, como el fósforo. Cada átomo de fósforo forma cuatro enlaces covalentes y tiene un electrón libre que aumenta la conductividad eléctrica del material. Estos semiconductores se conocen como tipo N debido a la carga negativa de los portadores añadidos (electrones).
- El **semiconductor tipo P** se produce al introducir impurezas en la estructura cristalina de silicio con tres electrones de valencia en su órbita externa, como boro, galio o indio. Un átomo de boro formará tres enlaces covalentes, dejando un electrón sin enlazar y creando un hueco que se comporta como una carga positiva en el interior de la red cristalina. Estos semiconductores se conocen como tipo P debido a la carga positiva de las impurezas añadidas

Los fotones de la radiación solar producen un movimiento de electrones partiendo del silicio de la parte N y a través del semiconductor hacia la parte P, donde los electrones se posicionan para crear enlaces covalentes. La parte P de la célula queda cargada negativamente al aceptar los electrones y la parte N de la célula queda cargada más positivamente al perder electrones. Debido a este efecto fotoeléctrico se produce una diferencia de potencial en el interior de la célula solar que va aumentando y esto a su vez genera una corriente eléctrica. El semiconductor N siempre será el que se encuentre en la parte de la célula irradiada por luz solar.[12]

Hay distintos tipos de paneles solares fotovoltaicos según su composición.

- Paneles solares de silicio **monocristalino**: Estos paneles están fabricados con células solares que utilizan lingotes de silicio (Mono-Si). Son altamente eficientes y ofrecen un rendimiento óptimo incluso en condiciones de poca luz. Se reconocen por su color uniforme y esquinas cortadas.
- Paneles solares de silicio **policristalino**: Están compuestos por células solares fabricadas con silicio no homogéneo (P-Si). Su proceso de fabricación es más simple, por lo tanto, su coste es menor y su eficiencia es ligeramente inferior a la de los paneles monocristalinos. Tienen un color azul más oscuro.
- Paneles solares de **película delgada**: Estos paneles están formados por capas delgadas de materiales semiconductores depositados sobre un sustrato, como vidrio o plástico. Los materiales utilizados incluyen telurio de cadmio (CdTe), seleniuro de cobre-indio-galio (CIGS) y silicio amorfo (a-Si). Tienen un proceso de fabricación más sencillo y flexible, lo que les permite adaptarse a diferentes aplicaciones y superficies. Su eficiencia puede ser menor en comparación con los paneles de silicio, ofrecen ventajas en términos de costo, peso y rendimiento en condiciones de luz difusa o sombreadas.
- Paneles solares de células solares de **perovskita**: Las células solares de perovskita son una tecnología fotovoltaica emergente. Están compuestas por una capa de material de perovskita que puede ser depositada en diferentes sustratos, incluido el silicio, aunque estas actualmente se encuentran en desarrollo.

Célula	Eficiencia Laboratorio (%)	Eficiencia Industrial (%)
Mono-Si	24.7	18
P-Si	19.8	15
Panel Película Delgada	13	10.5

Tabla 1. Eficiencia de las células según el material.[13]

En lo referido al tamaño de los paneles fotovoltaicos, de forma general no necesariamente iría relacionado la utilización de unos paneles solares de mayor tamaño, con un mayor rendimiento asociado.

2.2 Descripción del funcionamiento de la instalación.

Una instalación solar fotovoltaica es un sistema diseñado para la producción de energía eléctrica mediante la captación de radiación solar que incide sobre el área donde se ubican los paneles solares fotovoltaicos y consta de varios componentes.

- Paneles solares fotovoltaicos: Es el componente principal de la instalación, su función es absorber la radiación emitida por el sol y transformarla en electricidad siguiendo el principio de la tecnología fotovoltaica.
- Inversor: Este dispositivo recibe la energía eléctrica producida por el panel solar fotovoltaico en corriente continua y la transforma a corriente alterna para poder ser utilizada por los dispositivos que estén conectados a la red eléctrica en la vivienda.

Como caso base de este proyecto, la energía se vierte completamente a la red eléctrica, no hay dispositivos de almacenamiento como baterías, por tanto, sólo se consume la energía o se vierten excedentes de ésta a la red eléctrica.

2.3 Especificaciones técnicas sobre la instalación existente.

Esta instalación sobre la que se va a hacer este estudio consta de los componentes mencionados anteriormente, y cada uno de ellos lleva unos parámetros asociados característicos y relevantes en la producción de la energía eléctrica a partir de la radiación solar, que deben ser tenidos en cuenta.

- Paneles solares fotovoltaicos: La instalación consta de 6 paneles solares de la marca *Jinkosolar*, Modelo, *Tiger N-Type 66TR 390-410 Watt* que tienen una producción pico de 400 Wp por módulo solar, siendo la producción total 2400 Wp. Estos paneles se encuentran inclinados 20° sobre la horizontal.



Figura 7. Panel fotovoltaico Jinko Tiger N-Type 66TR 390-410.

- Inversor: El inversor utilizado en esta instalación es un inversor marca *Huawei* en concreto el modelo *SUN2000 -2KTL-L1* que tiene una potencia de salida nominal de 2000 W, y una eficiencia de un 0.98 de conversión de la energía.



Figura 8. Inversor SUN2000 -2KTL-L1 de la instalación.

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

Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 ¹
Eficiencia							
Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
Entrada (FV)							
Entrada de CC máxima recomendada ²	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V ³						
Tensión de arranque	100 V						
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V - 560 V ³						
Tensión nominal de entrada	360 V						
Máx. intensidad por MPPT	12.5 A						
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A						
Cantidad de MPPTs	2						
Máx. número de entradas por MPPT	1						
Entrada (Batería CC)							
Batería compatible	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Rango de tensión de operación	350 - 450 Vcc						
Max. corriente de operación	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Potencia de carga máxima	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh - 30kWh ¹						
Rango de tensión de operación	350 - 560 Vdc						
Max. corriente de operación	15 A						
Potencia de carga máxima	5,000 W ⁴						
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Salida							
Conexión a la red eléctrica	Monofásica						
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ⁵	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ⁶	5,500 VA ⁷	6,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz						
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁸	25 A ⁸	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %						
Salida para SAI	Sí (a través de Backup Box-B0 ¹)						

Figura 9. Detalle de la ficha técnica del inversor SUN2000 -2KTL-L1.

2.4 Ubicación de la instalación existente.

La vivienda sobre la que se va a hacer el estudio está ubicada en Sevilla capital, concretamente en la calle Juan de Zoyas nº34, marcada en azul en la imagen. La orientación de las placas solares es la óptima pues es orientación Sur, la cual recibe radiación solar todas las horas de sol al día.

El área marcada en rojo en la imagen indica el área ocupada de la zona superior de la vivienda donde se encuentran instalados los 6 paneles solares. Lamentablemente en la imagen satelital no aparece actualmente la instalación fotovoltaica, aunque se observa una instalación solar térmica.



Figura 5. Imagen satelital de la ubicación de la instalación.



Figura 10. Paneles fotovoltaicos de la instalación.

2.5 Propuesta de inclusión de sistema de almacenamiento.

Para esta vivienda, se ha propuesto la implementación de un sistema de almacenamiento basado en baterías de plomo-ácido, en base al artículo realizado por el departamento de ingeniería energética de la escuela en el que se utilizan baterías estacionarias modelo “*Enersol 1100 Ah Voltaje nominal de 48 Voltios*”. Estas baterías se caracterizan por utilizar plomo y ácido sulfúrico como componentes principales los cuales producen una reacción química que genera una diferencia de potencial entre los bornes de la batería.

Si se aplica electricidad a la batería en sentido opuesto como sucede al generar la electricidad mediante paneles solares fotovoltaicos, la reacción se invierte, lo que permite almacenar la energía para su uso posterior. Esto da lugar al ciclo de carga y descarga característico de las baterías de plomo-ácido [14].

3. Descripción de la herramienta de simulación

3.1 Descripción del simulador para validación del modelo

El análisis sobre el autoconsumo de esta vivienda se hará realizando distintas simulaciones mediante la herramienta informática Simulink, un simulador programado a través MATLAB, que proporcionará la información necesaria sobre la potencia entregada por los paneles fotovoltaicos.

El modelo en el que se basa este simulador viene detallado en el punto 2.2.1 *PV field* del artículo realizado por el departamento de ingeniería energética de la escuela [15].

El funcionamiento de esta herramienta de simulación es sencillo. El simulador toma como variables principales la temperatura ambiente en °C (grados centígrados) y la radiación solar global inclinada en W/m^2 y proporciona un valor de la potencia eléctrica en kW (kilowatios), producida por los paneles fotovoltaicos.

Esta potencia se obtiene al realizar una serie de cálculos y operaciones que están implementados en el simulador en forma de función.

La función a describir es la siguiente:

```
function z=PV(G,Tamb)

N=6;

f_SPV=0.8725;

Tc=Tamb+G*((45-20)/800);

P=0.400*f_SPV*(G/1000)*(1+(-0.0043*(Tc-20)));

z=P*N*0.98;

end
```

Donde:

- G es la radiación solar global inclinada proporcionada al simulador en W/m^2 .
- Tamb es la temperatura ambiente proporcionada al simulador en °C.
- N es el número de módulos solares fotovoltaicos que tiene la instalación.
- f_SPV es un factor corrector implícito en el cálculo de la potencia que habrá que determinar experimentalmente.
- Tc es la temperatura de celda. Esta temperatura se calcula mediante la temperatura nominal de operación de celda (NOCT) la cual se ha fijado en 45°C y corresponde a una irradiancia en el plano del módulo de 800 W/m^2 , con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar, temperatura ambiente 20 °C.
- P es la potencia entregada por cada uno de los módulos fotovoltaicos que componen la instalación.

- z es el resultado de la potencia entregada por el total de los módulos que conforman la instalación, multiplicado por la eficiencia de conversión del inversor (0.98).

El simulador diseñado en Simulink utiliza la función descrita anteriormente para realizar los cálculos de la potencia que entregará finalmente la instalación. El simulador está diseñado en un principio para calcular valores de potencia horaria a lo largo de una semana, es decir, calculará la potencia correspondiente a los valores proporcionados de radiación media y de temperatura ambiente media para las 168 horas que tiene una semana.

Como se puede observar en la imagen, los parámetros a introducir en el FV son la radiación solar global y la temperatura ambiente del entorno. La salida, es la potencia que entrega la instalación.

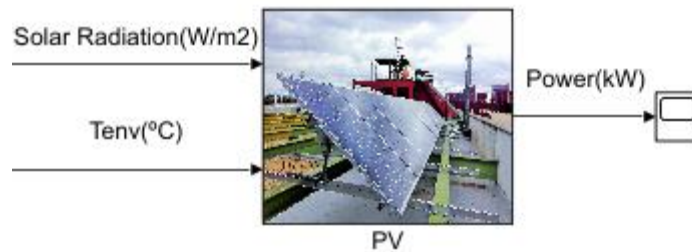


Figura 11. Detalle del Simulador FV diseñado en Simulink.

El simulador, en primera instancia ha sido utilizado para un periodo de una semana con intención de obtener una comparación entre los resultados reales de producción de energía de la vivienda y los resultados obtenidos mediante la simulación. Posteriormente, será modificado para aceptar valores de datos temperatura ambiente y de radiación solar media a lo largo de todo un año y por tanto proporcionar resultados de energía para un año completo (8760 horas).

3.2 Descripción del simulador validado y utilizado en el proyecto

El simulador utilizado en el proyecto mantiene la estructura básica del simulador comentado anteriormente aunque hay distintos parámetros a tener en cuenta, en términos de entradas y salidas distintas a las del simulador básico. Además está modelado de manera que toda la información que proporciona en términos de potencia, será simulado para el periodo de un año, no para una semana como en el simulador básico.

Para una descripción precisa del simulador se deben describir los dos simuladores que se han utilizado en el proyecto.

- Simulador anual **carente de** dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica. (Baterías)
- Simulador anual **incluyendo** dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica. (Baterías)

La función principal del **simulador anual sin dispositivos de almacenamiento** de energía eléctrica consiste en la utilización de la herramienta *Simulink* de MATLAB para efectuar una estimación del autoconsumo de potencia de la vivienda, a través de las variables de entrada y salida respectivas con las que trabaja el simulador.

Al igual que el simulador básico descrito en el apartado 3.1 este simulador tomará como variables de entrada los datos climáticos de la ciudad de Sevilla en este caso para el espacio temporal de un año, de manera horaria. De estos datos tomará la temperatura ambiente media en °C y la radiación solar global inclinada en W/m^2 por hora durante un año completo.

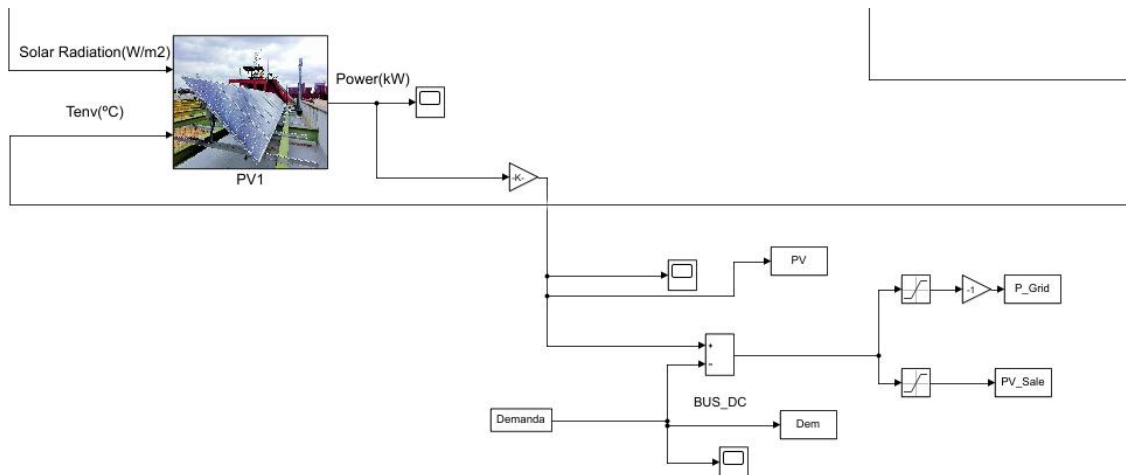


Figura 12. Estructura principal simulador anual sin baterías.

Como novedad, este simulador utiliza los datos de demanda energética de la vivienda en el periodo de un año, los cuales se han estimado a través de datos reales de consumo cuya aproximación es explicada detalladamente en el apartado 4 del proyecto. El simulador trabaja con datos invernales de consumo durante los tres primeros y los tres últimos meses del año, los otros seis meses son simulados mediante los datos estivales reales de consumo.

Como salidas el simulador devolverá en términos de potencia tres salidas determinantes a la hora de realizar análisis del apartado 4.

- La potencia producida por los paneles solares fotovoltaicos representada como **PV** en *Simulink*.

- La potencia consumida por la red eléctrica cuando la potencia producida por los paneles solares no es la suficiente, representada como ***P_Grid*** en el simulador.
- La potencia que será vendida como excedente representada por ***PV_Sale***. Esta potencia, al no ser consumida y no haber ningún dispositivo de almacenamiento de energía será desechada a la red.

El simulador anual con dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica se diferencia únicamente en el tratamiento de los datos de salida de la potencia del panel fotovoltaico.

Su funcionamiento es el siguiente, cuando la potencia entregada por el panel fotovoltaico sea superior a la energía demandada en la vivienda, es decir, cuando el consumo de la vivienda sea insuficiente y haya una potencia que será considerada como excedente, esta misma potencia será almacenada en el dispositivo de almacenamiento que se haya establecido.

El modelo diseñado para este simulador tiene características a tener en consideración importantes. En este modelo de simulación, el dispositivo de almacenamiento está diseñado para **no** aceptar energía excedente para almacenar cuando este dispositivo se encuentre al menos al **70%** de su capacidad de carga (*SoC*). De hecho esta energía que es rechazada por la batería, será energía **vendida**, ya que no es almacenada.

Del mismo modo, en el simulador el modelo está definido para que si el dispositivo de almacenamiento se encuentra al **30%** de capacidad de carga o inferior, la energía que se demande de la vivienda, no sea consumida de la energía almacenada en las baterías, sino de la red eléctrica.

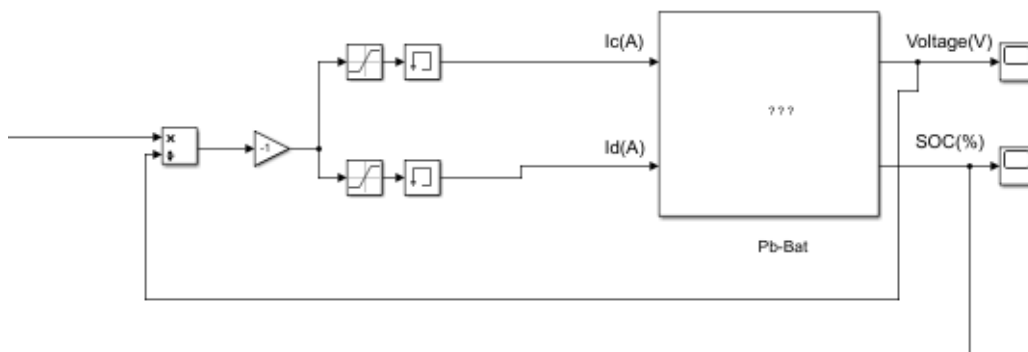


Figura 13 .Esquema del añadido al simulador anual con baterías.

El simulador anual sin dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica representado en la figura 12, será el caso real de la vivienda que se analizará en el punto 4 de este proyecto. El simulador que incluye el almacenamiento de la energía eléctrica en baterías será utilizado más adelante en el proyecto para realizar el análisis tecno-económico y el dimensionamiento de estos dispositivos de almacenamiento.

4. Análisis de un sistema de autoconsumo para una vivienda caso base

4.1 Corrección del factor SPV.

4.1.1 Descripción del procedimiento de corrección del factor SPV.

Para un correcto análisis del autoconsumo fotovoltaico de esta vivienda, se deberá determinar en primer lugar el factor corrector SPV (f_{SPV}), que habría que proporcionar al simulador para que una vez definido este factor, las simulaciones sobre las que se trabaje posteriormente sean lo más acertadas posibles. El proceso de obtención del factor SPV óptimo sigue una dinámica estricta. Se hará una comparación entre la potencia entregada por los paneles fotovoltaicos realizada mediante la simulación, frente a la potencia entregada por los paneles fotovoltaicos medida experimentalmente, gracias a la aportación de los datos de la herramienta *Fusionsolar*, la cual monitoriza la producción horaria de las placas desde la puesta en marcha de la instalación.

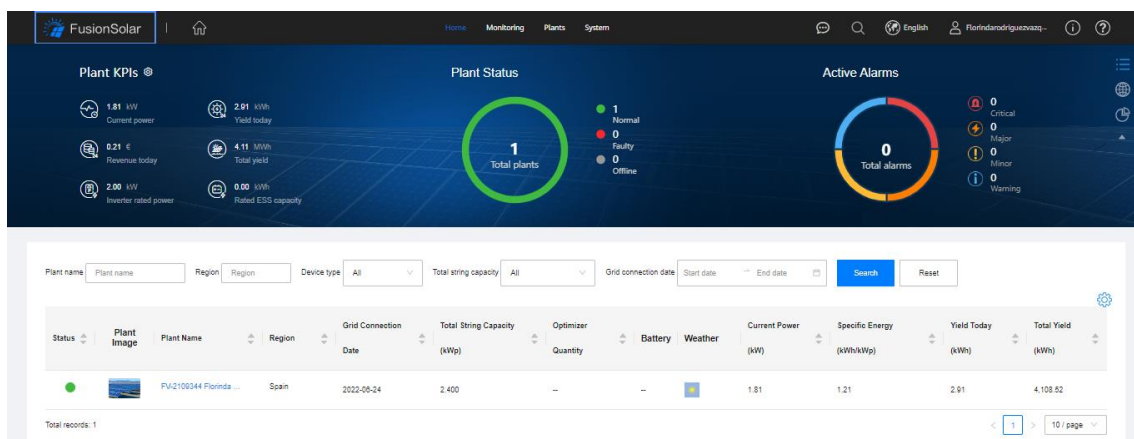


Figura 14. Interfaz de la aplicación de monitorización "Fusionsolar".

Para conseguir una mayor exactitud a la hora de obtener el valor óptimo del factor SPV se han seleccionado aleatoriamente dos semanas del año una de invierno y otra de verano, correspondientes a las semanas del 21 al 28 de enero de 2023 para la de invierno y del 10 al 16 de septiembre de 2022 para la de verano.

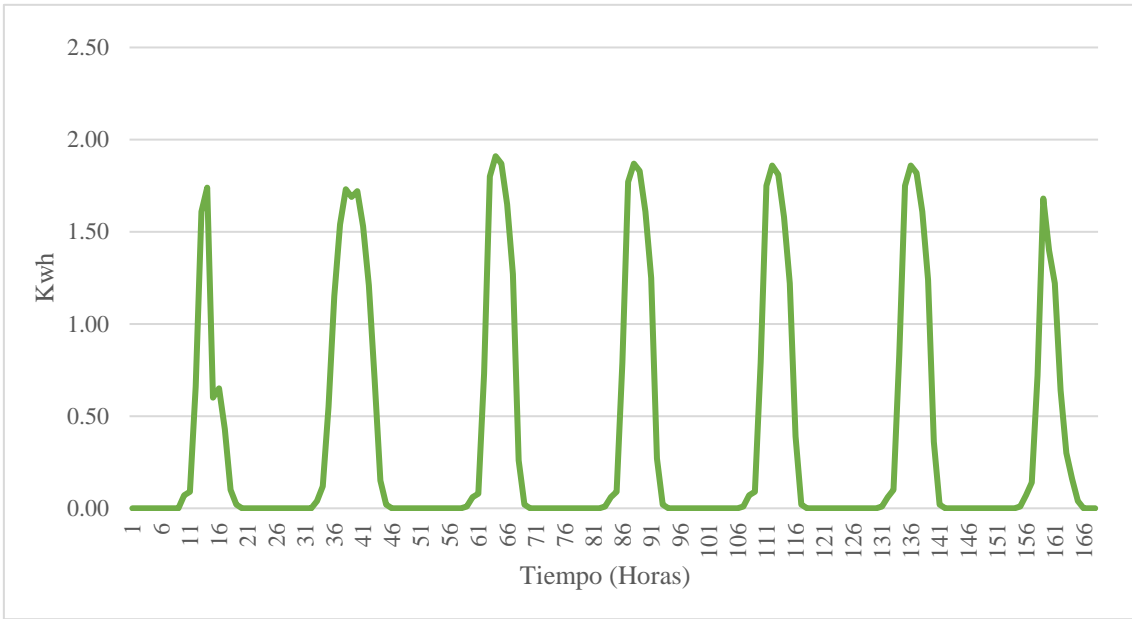


Figura 15. Potencia real vs Tiempo Semana de invierno.

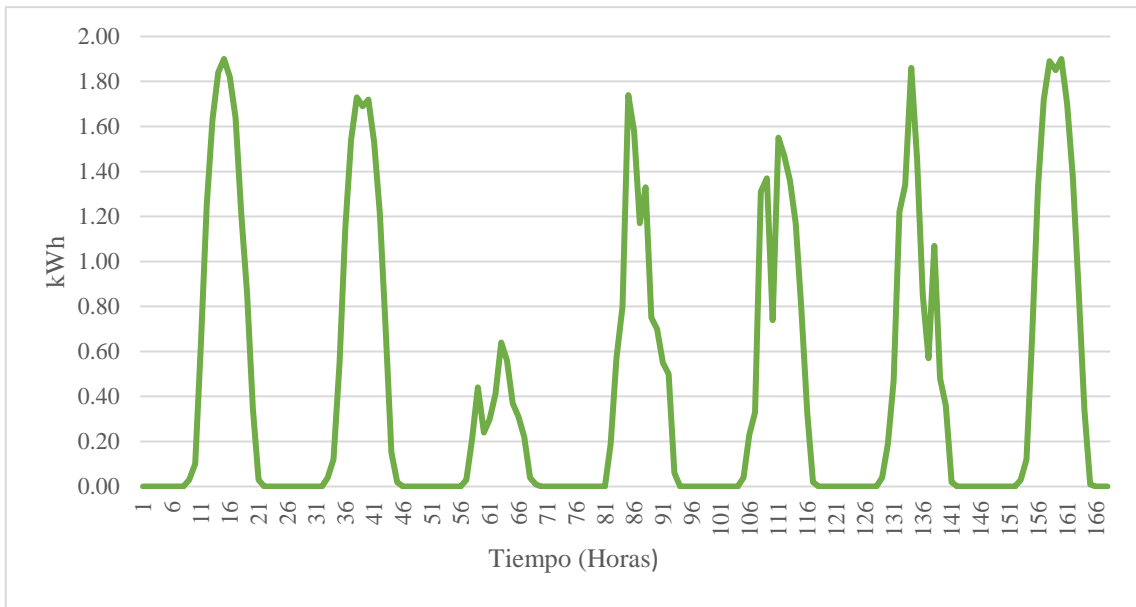


Figura 16. Potencia real vs Tiempo Semana de verano.

Estos valores de energía entregada por hora serán comparados con los valores de energía obtenidos mediante la herramienta de simulación.

La herramienta de simulación, para realizar su función, requiere unos parámetros de entrada, los cuales le son proporcionados a través de una base de datos climáticos de la ciudad de Sevilla facilitados por el grupo de Termodinámica del departamento de Ingeniería Energética. Estos datos han sido recogidos en los distintos periodos que han sido seleccionados tanto para invierno como para verano, disponibles gráficamente en el Anexo I.

Para la obtención de las potencias entregadas por la instalación mediante el simulador se irá suponiendo sucesivamente un factor SPV en el proceso de simulación. Tras ello se analizará si los valores de potencia obtenidos mediante la simulación son factibles, y se comparará con la potencia real monitorizada, anteriormente hora por hora.

La comparación de estos valores de potencia consistirá en calcular la suma de los errores cuadráticos medios de cada una de las simulaciones semanales, (invierno y verano), y finalmente analizar el factor SPV de la simulación que induzca a un menor error cuadrático medio para el conjunto de todos los valores de una semana.

Para el cálculo del error cuadrático medio (**ECM**) se tiene la siguiente expresión:

$$\text{Error Cuadrático Medio} = \sum_{i=0}^{i=168} ((\text{Potencia real}(i) - \text{Potencia simulada}(i))^2)$$

Donde 168 es el número total de horas de una semana y la *i* representa la hora correspondiente de la semana. La Potencia real es la potencia entregada por el panel fotovoltaico proporcionada por la mencionada herramienta *Fusionsolar* y la Potencia simulada es la potencia entregada por el panel fotovoltaico proporcionada por la simulación llevada a cabo.

4.1.2 Resultados de la corrección del factor SPV

Para la semana de invierno se han obtenido los siguientes valores de la suma del error cuadrático medio para los distintos valores de factor SPV:

Factor SPV	0.6	0.65	0.7	0.75	0.8	0.85	0.9
Suma ECM	21.26	19.30	17.93	17.17	16.99	17.41	18.42

Tabla 2. Variación del factor SPV frente al Error Cuadrático Medio Invierno.

Para la semana de verano se han obtenido los siguientes valores de la suma del error cuadrático medio para los distintos valores de factor SPV:

Factor SPV	0.69	0.75	0.85	0.9	0.93	0.95	1
Suma ECM	12.32	9.36	5.95	4.96	4.60	4.46	4.43

Tabla 3. Variación del factor SPV frente al Error Cuadrático Medio Verano.

Como se puede observar en dichas tablas, los valores de la suma del error cuadrático medio para la semana de invierno son superiores a los valores obtenidos para la misma en la semana de verano. De hecho para la semana de verano los valores de la suma del error cuadrático medio son decrecientes al ir aumentando el factor SPV, siendo distinto para la semana de invierno, para la cual los valores son decrecientes hasta un **f_SPV de 0.8** y después se vuelve creciente. Esto, aunque no se puede saber con certeza, puede deberse a que los datos climáticos proporcionados para realizar la simulación han sido registrados en la ubicación de la ETSI y por lo tanto no tienen el alcance suficiente para determinar por ejemplo, un día más nublado en la ubicación de la vivienda y por tanto con menor radiación global incidente.

Para realizar una correcta aproximación del factor SPV global, se procede a realizar una media entre el valor del factor SPV correspondiente a la suma del error cuadrático medio más bajo de la semana de invierno y la de verano.

Por lo tanto el factor SPV global que se usará para las simulaciones posteriores del proyecto será la media del factor 0.8 escogido de la semana de invierno, y del factor 0.95 de la semana de verano, que aunque no sea el menor, es aceptable ya que la diferencia es ínfima y al pasar de 0.95 se afecta al segundo decimal.

La media de los dos es **f_SPV = 0.875** y será el que se utilizará en las siguientes simulaciones.

Para un **f_SPV de 0.875** se tiene:

Suma ECM Invierno	Suma ECM Verano
17.80	5.40

Tabla 3. Suma Error Cuadrático Medio final.

Para una mejor visualización de la aproximación de la potencia obtenida mediante el simulador frente a la potencia real se tienen los gráficos de la potencia entregada por los paneles fotovoltaicos simulada utilizando el factor SPV **0.875** seleccionado anteriormente.

- Para la semana de Invierno la simulación frente a la potencia real queda de manera:

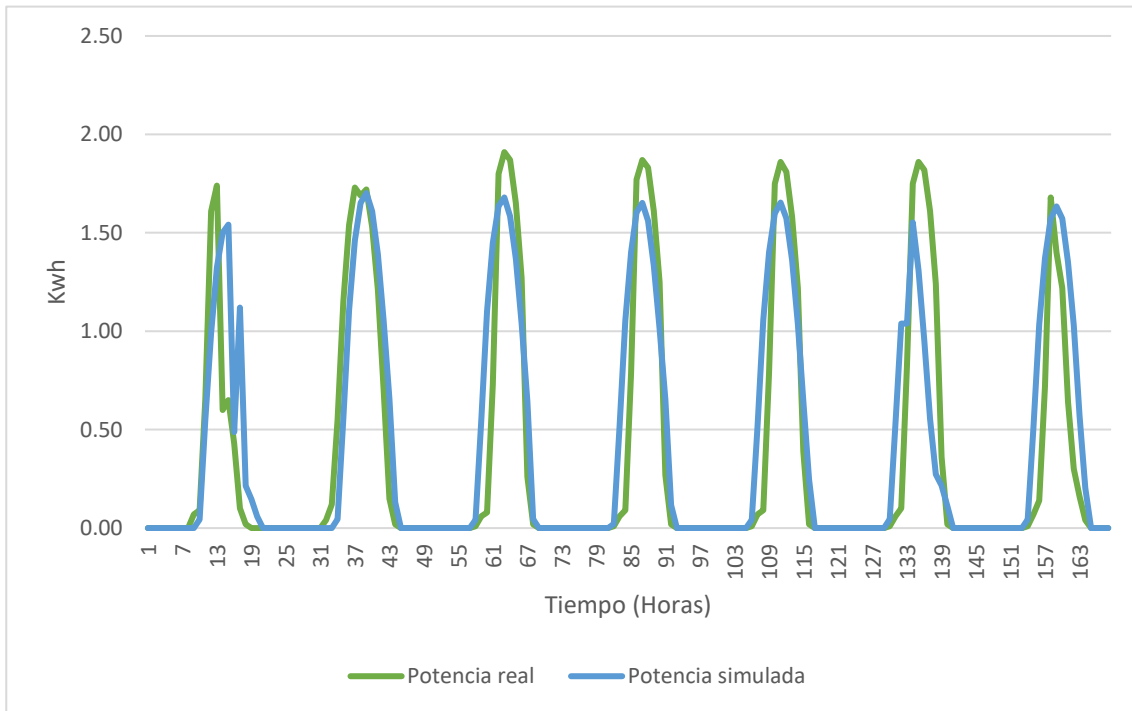


Figura 8. Potencia simulada vs Potencia real semana de invierno.

- Para la semana de Verano la simulación frente a la potencia real queda de manera:

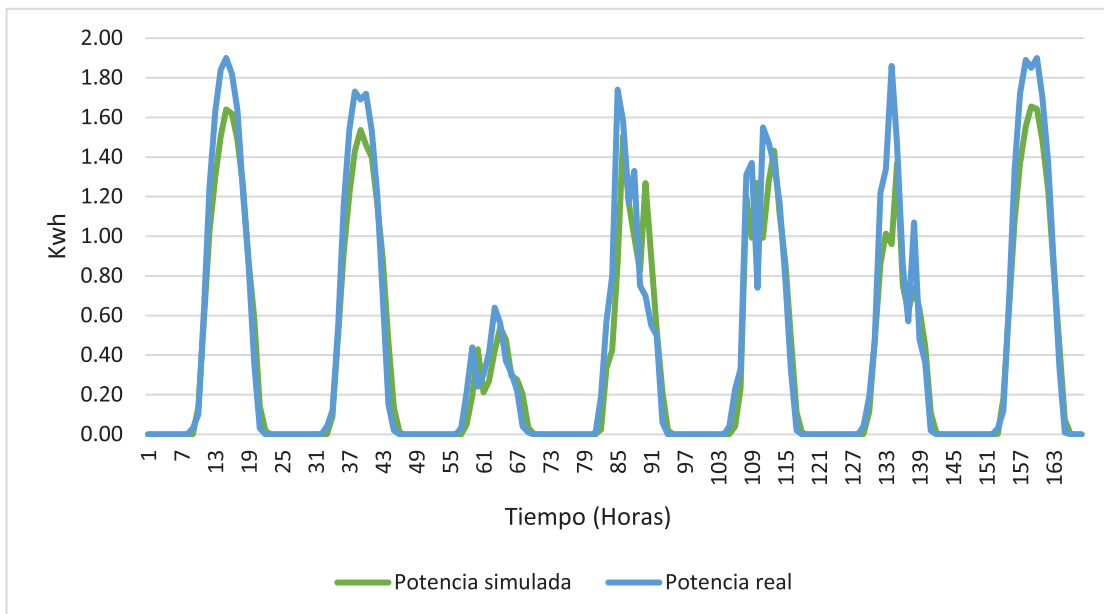


Figura 9. Potencia simulada vs Potencia real semana de verano.

Analizando las gráficas obtenidas se puede deducir que la aproximación más correcta, como se ha comprobado antes, recae en la semana de verano ya que la suma de Errores Cuadráticos Medios es notablemente inferior a la de la semana invernal. Aunque la aproximación realizada mediante la simulación de la semana invernal es menos precisa, será considerada admisible.

4.2 Análisis del autoconsumo anual de la vivienda.

4.2.1 Determinación de la demanda energética anual de la vivienda.

A partir de este punto, habiendo realizado la aproximación del factor SPV a **0.875** se realizará la simulación de la producción de potencia de la instalación para un periodo de un año. Esta simulación, tomará los valores de producción en tramos horarios, para un total de 8760 horas.

Para determinar el consumo de la vivienda se ha de analizar la demanda de potencia a lo largo del año completo, es decir, la demanda energética anual de los consumidores para el periodo estival e invernal. Para ello se ha supuesto un periodo de seis meses para el verano y otro periodo de seis meses para el invierno.

Los datos de la demanda energética anual de la vivienda se han obtenido a través de la herramienta *Fusionsolar* mencionada anteriormente, la cual monitoriza la producción de los paneles solares fotovoltaicos y proporciona el consumo de energía eléctrica total en tramos diarios de manera experimental. Se tomará esta demanda de energía como la demanda real de la vivienda a lo largo del año completo.

Para la extrapolación de los datos de la demanda energética anual se han aproximado los datos de una semana de invierno y de una semana de verano; de la demanda energética proporcionada por la mencionada herramienta.

Para una aproximación más precisa se han establecido distintos tramos horarios de consumo a lo largo de cada día de la semana, ya que la demanda proporcionada por la herramienta viene dada en datos cada 24 horas. Para ello se ha aproximado un patrón de consumo tras analizar los datos reales sobre los que se trabaja.

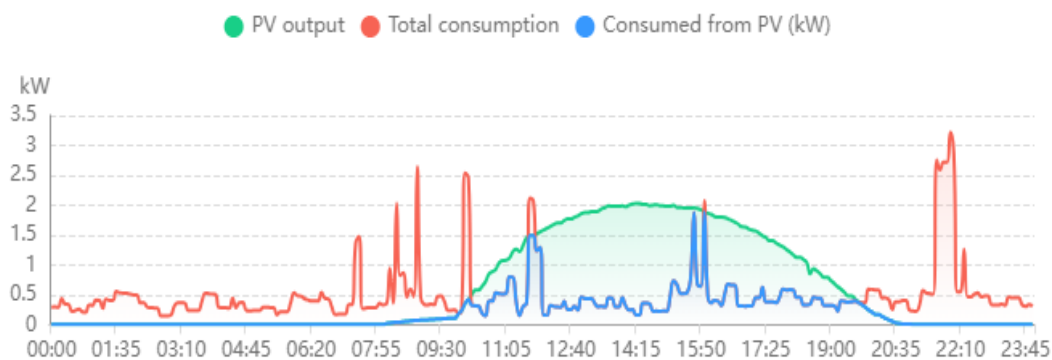


Figura 17. Consumo de la vivienda en un día tipo proporcionado por *Fusionsolar*.

La figura anterior muestra el consumo de la vivienda (línea roja) a lo largo de un día. Se ha escogido este día como día tipo debido a que refleja unas buenas condiciones de producción de energía (línea verde), ya que no hay interferencias en la producción debido a mal tiempo o mal funcionamiento. Aparte, refleja los picos de consumo que se repiten a lo largo de todos los días del año, y permite establecer un patrón de consumo para la vivienda.

- En primer lugar se ha establecido un tramo horario de 7 horas, es decir desde las 12 de la noche hasta las 7 de la mañana, en el que el patrón de consumo de la vivienda permite aproximar a un 15% de la potencia total diaria.
- En segundo lugar se ha establecido un periodo de 8 horas, es decir de 7 de la mañana a 15 pm, en el que el patrón de consumo muestra que se demanda un 40% de la energía total consumida en un día.
- En tercer lugar, para el último periodo de 9 horas, 15 pm a 12 pm, se establece un 45% de la demanda total consumida en 24 horas de la vivienda.

El establecimiento de estos tramos horarios facilitará la aproximación anual de la demanda energética de la vivienda. Haciendo uso de las ponderaciones horarias 15%, 40%, 45%, teniendo en cuenta que los datos de demanda de los que se dispone corresponden al consumo de un día completo, se realizan las ponderaciones mencionadas al total de la energía de cada día para definir el consumo energético por horas, para representar una semana de consumo energético de forma horaria. Este procedimiento se realizará tanto para los datos de consumo de una semana de verano como para los de una semana de invierno y los resultados semanales se extrapolarán de manera que representen los datos de consumo de la semana de invierno los seis meses de invierno en el año completo y la semana de verano otros seis meses respectivamente.

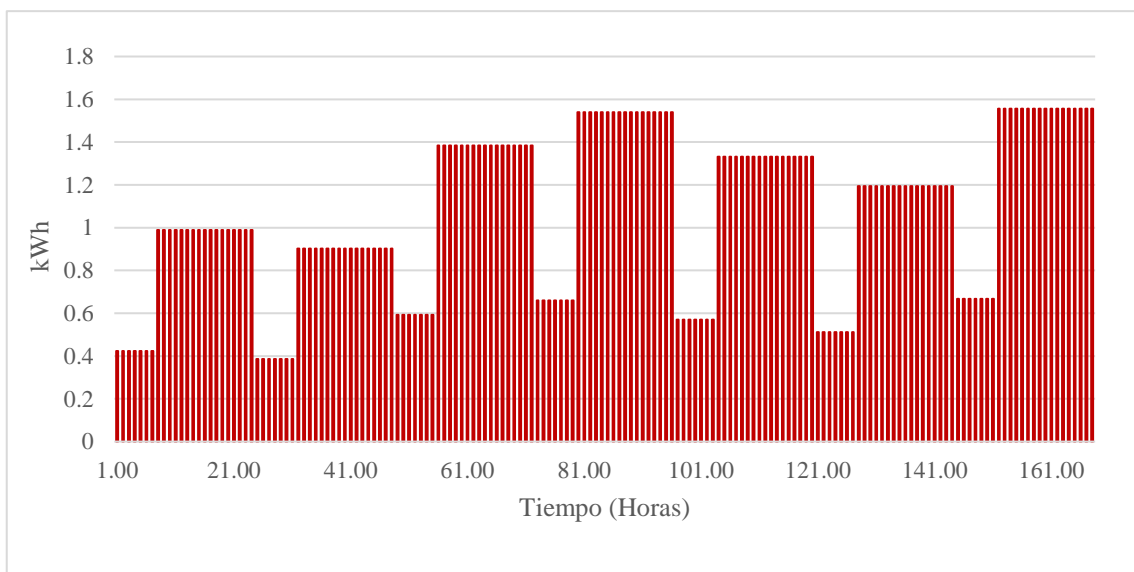


Figura 18. Consumo semanal aproximado de invierno.

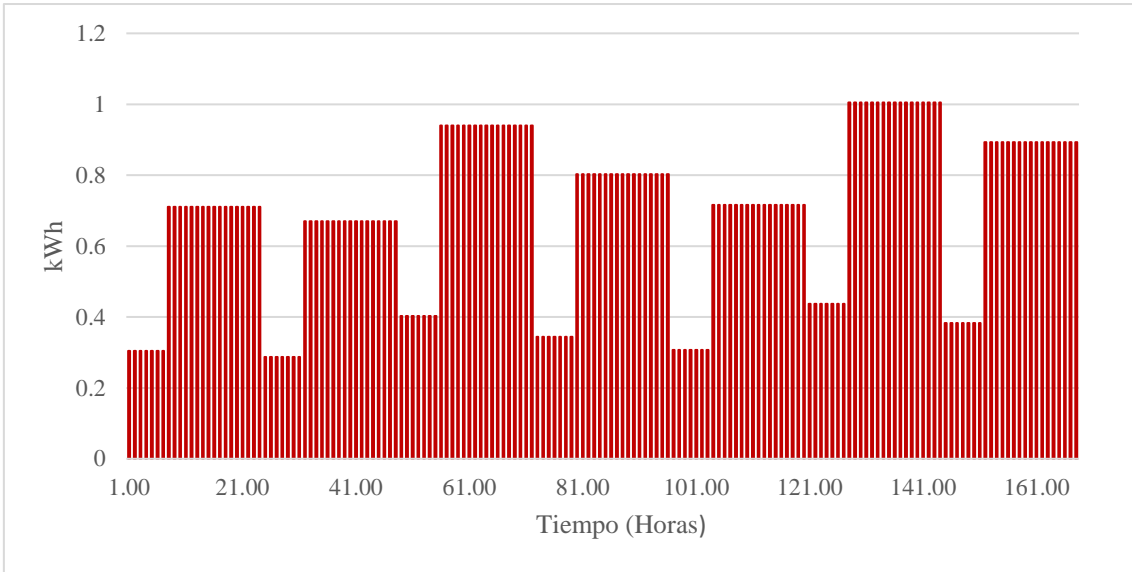


Figura 19. Consumo semanal aproximado de verano

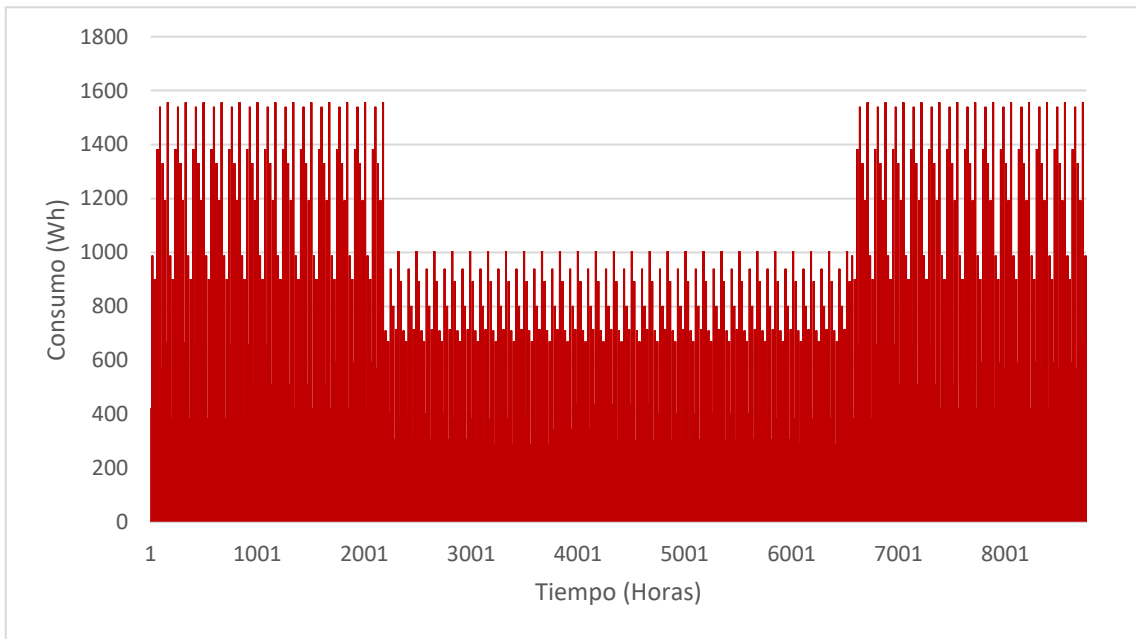


Figura 20. Consumo energético anual extrapolado.

El consumo energético total anual de la vivienda aproximado es de **7.6297 MWh**.

4.2.2 Simulación anual del caso sin incluir baterías.

En este caso se va a utilizar el simulador descrito en el punto tres, este simulador utilizará distintas variables de entrada, todas ellas proporcionadas en datos horarios:

- Demanda energética anual, la cual se ha obtenido repitiendo 13 semanas de consumo de invierno a principios de año, correspondientes a los primeros los primeros tres meses del año, 26 semanas de consumo correspondientes al periodo de verano (seis meses) y otras 13 semanas de consumo invernal para los tres últimos meses del año; para hacer un total de 52 semanas que completan un año.
- Datos climáticos de la ciudad de Sevilla para el año completo 2022 disponibles gráficamente en el Anexo II.

Y brindará como resultados tres variables de salida,

- La energía entregada por el panel solar fotovoltaico en un año completo.
- La energía consumida por la vivienda tomada de la red eléctrica y por tanto tarifada.
- La energía considerada como excedente, la cual no es consumida por la vivienda y no puede ser almacenada.

La **energía producida** por la instalación fotovoltaica para el año entero viene representada por la siguiente gráfica:

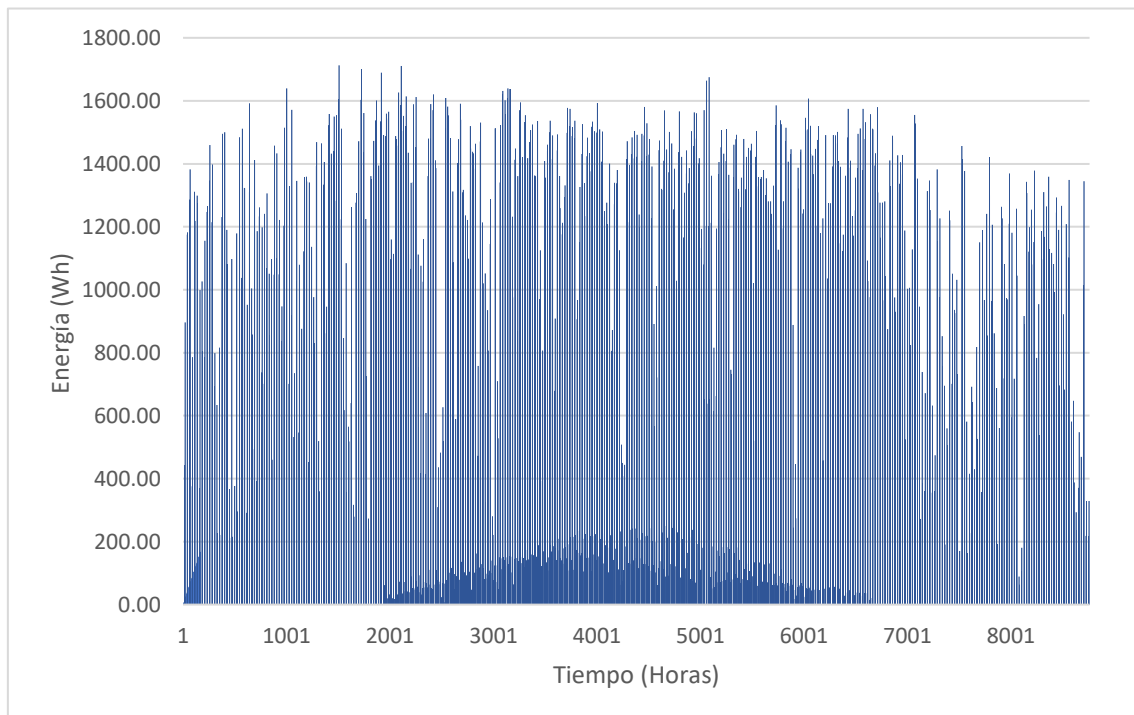


Figura 21. Potencia anual entregada por el panel fotovoltaico.

En la figura 20 se observa la potencia entregada por el panel fotovoltaico obtenida mediante la simulación a lo largo del periodo anual, en este caso en el eje Y está representada la energía en Wh y en el eje X el tiempo en horas. La energía total entregada por el panel fotovoltaico en todo el año es de **3.527 MWh**.

La **energía comprada** a la red para el año entero viene representada por la siguiente gráfica:

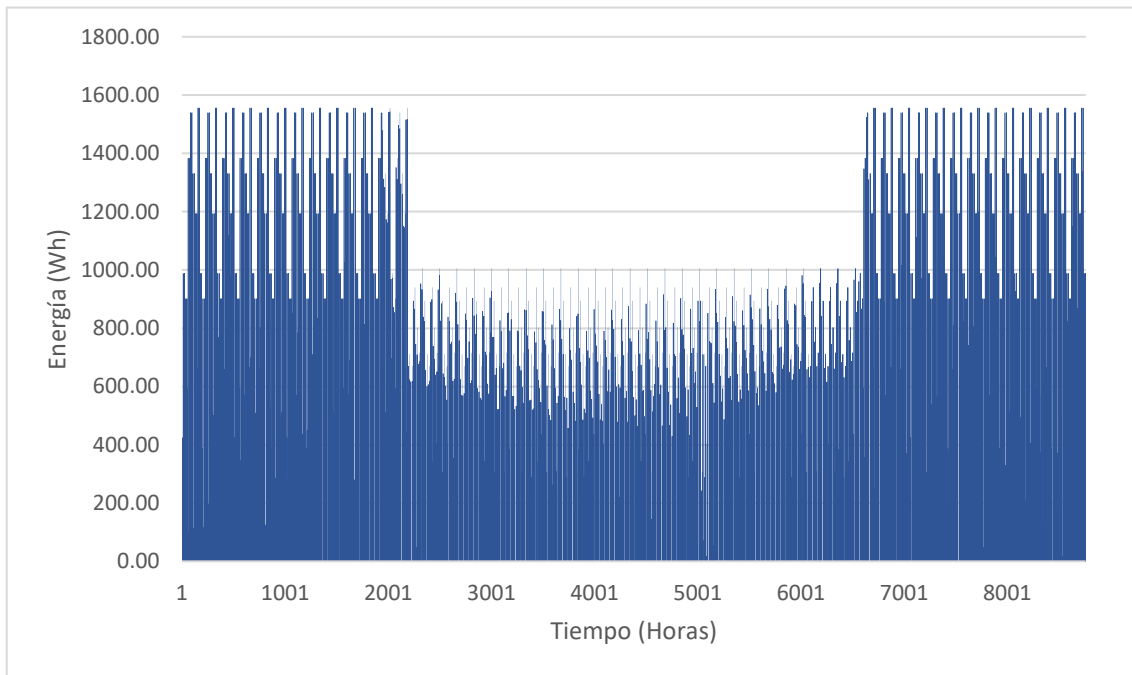


Figura 22. Energía comprada a la red eléctrica simulada para todo el año.

Se observa en esta gráfica de la figura 21 que para los meses de verano se consume mucha menos energía de la red eléctrica que para los meses de invierno. La energía total comprada a la red eléctrica para el año completo es de **4.944 MWh**.

La energía considerada como excedente y por tanto vertida a la red para el periodo anual completo será uno de los argumentos de salida del simulador.

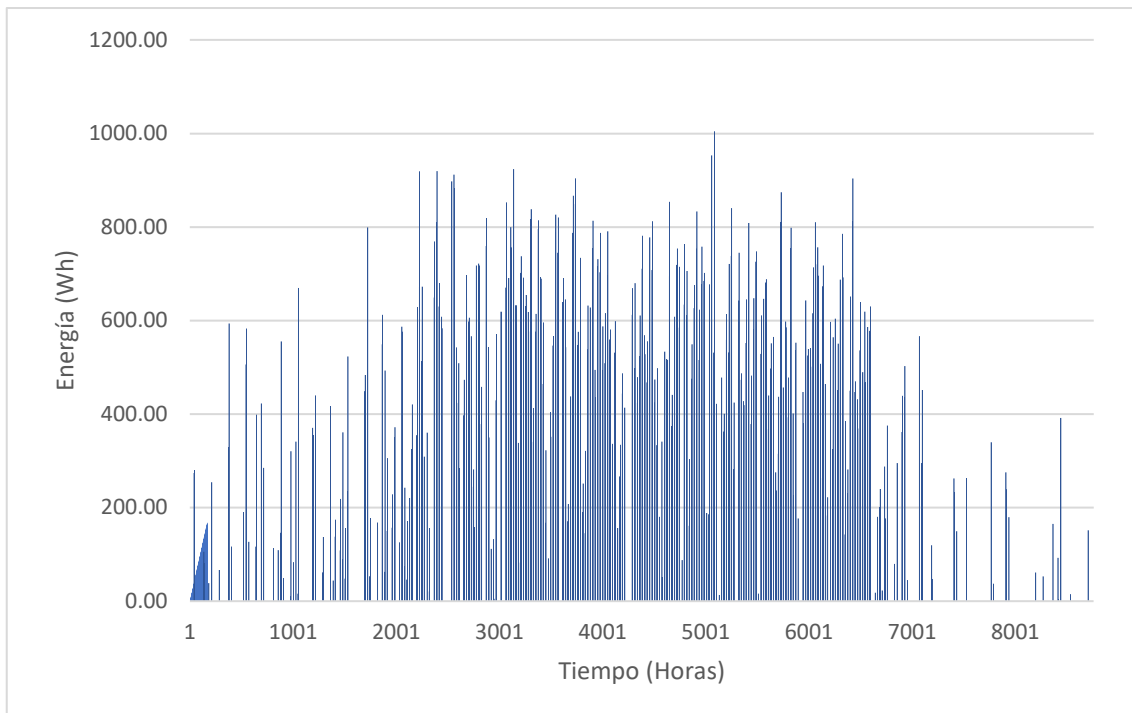
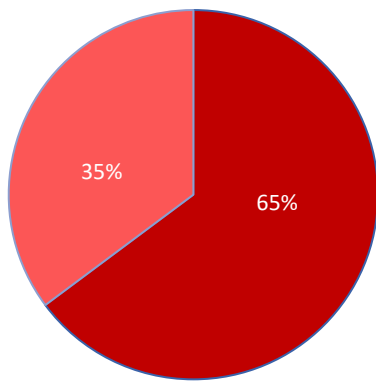


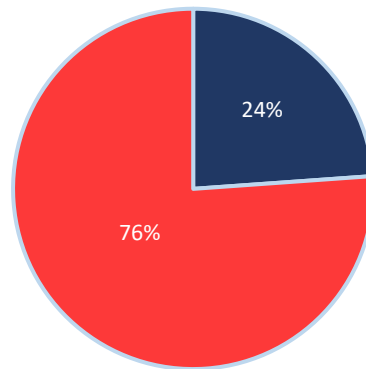
Figura 23. Energía anual vendida como excedente simulada.

En la figura 22 se puede observar que la energía anual vendida como excedente es mucho mayor para los meses de verano que para los meses de invierno. La energía total vendida como excedente para el año completo es de **841.754 kWh**.



■ Energía comprada a la red
■ Autoconsumo Fotovoltaico

Gráfico 2. Desglose del Consumo Total Anual.



■ Energía vendida
■ Autoconsumo fotovoltaico

Gráfico 1. Desglose de la Producción anual.

4.2.3. Simulación Anual del caso incluyendo baterías.

Para la simulación del caso en el que la instalación incluya sistemas de almacenamiento de energía eléctrica se deberán dimensionar las baterías que se instalarán en el sistema.

Este dimensionamiento de las baterías consiste en realizar distintas simulaciones para las distintas capacidades que se asignen a las baterías. En este proyecto las baterías se han dimensionado para cuatro valores de capacidades distintos; siendo la capacidad máxima 1100 Ah (Amperios-hora).

Los valores de capacidad de las baterías serán correspondientes al 100% de su capacidad máxima, es decir, 1100 Ah, para el 60% de su capacidad máxima, 660 Ah, para el 30% de su capacidad máxima, 330 Ah y el 10% de su capacidad máxima 110 Ah.

Con estos cuatro valores se realizarán las simulaciones mediante el simulador que incluye las baterías en la instalación, obteniendo distintos gráficos de potencia vendida como excedente y de potencia consumida por la red anualmente, dependiendo del valor de la capacidad de la batería que esté tomando el simulador.

Es muy importante tener en cuenta que, para ambas simulaciones, tanto con baterías incorporadas o no, la producción de la instalación fotovoltaica es la misma, lo único distinto será la energía vendida como excedente y la energía final consumida por la vivienda de la red eléctrica.

- Caso de las baterías dimensionadas a 1100 Ah

La **energía vendida** como excedente, es decir, vertida a la red, en este caso es 0 para todo el periodo anual.

La **energía comprada** a la red eléctrica para todo el año es 4.227 MWh para el año por completo.

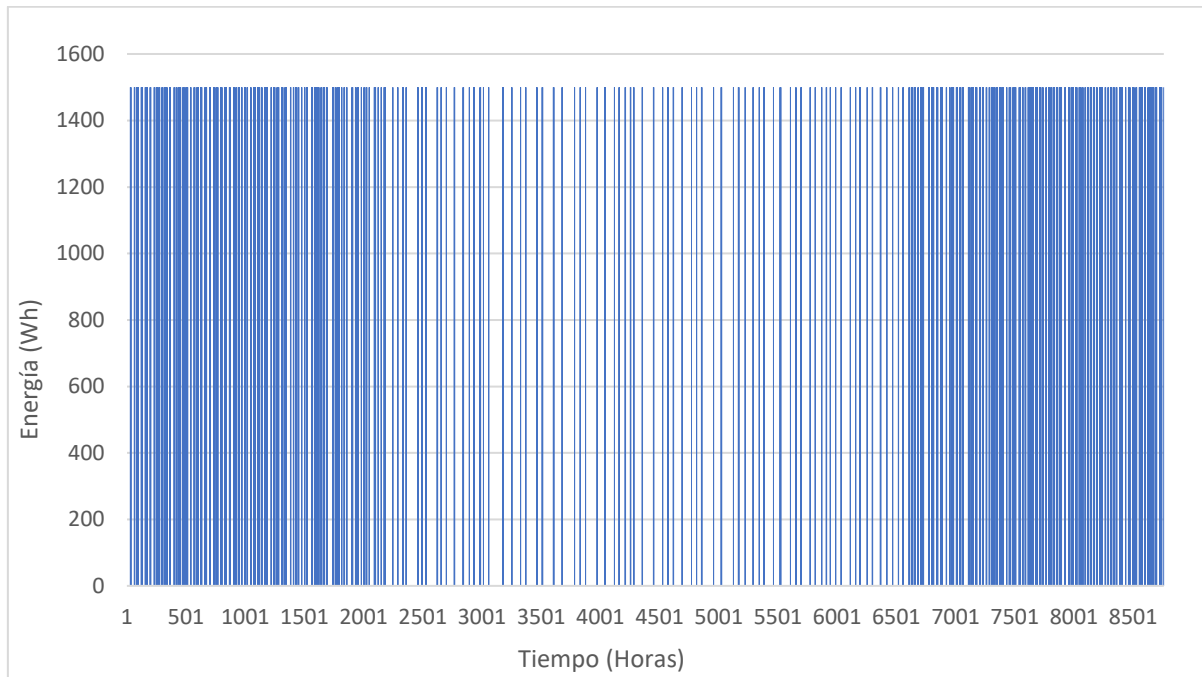


Figura 24. Energía comprada a la red caso 1100 Ah.

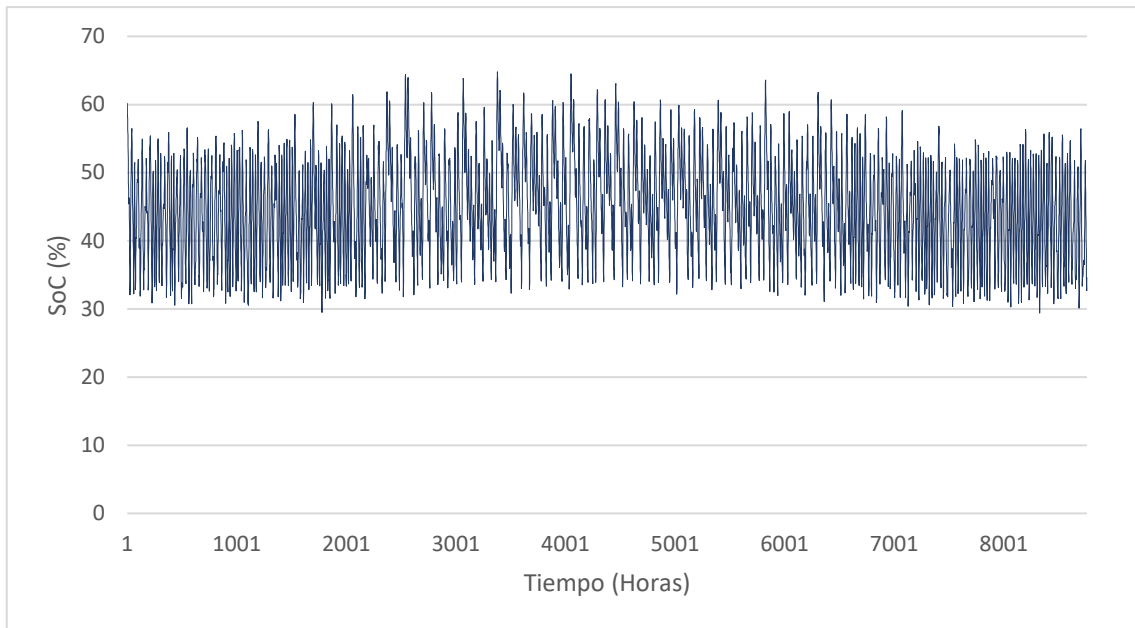


Figura 25. SoC para el caso de 1100 Ah.

- Caso de las baterías dimensionadas a 660 Ah

La **energía vendida** como excedente, es decir, vertida a la red, en este caso es 0 para todo el periodo anual.

La **energía comprada** a la red eléctrica para todo el año es 4.2 MWh para el año por completo.

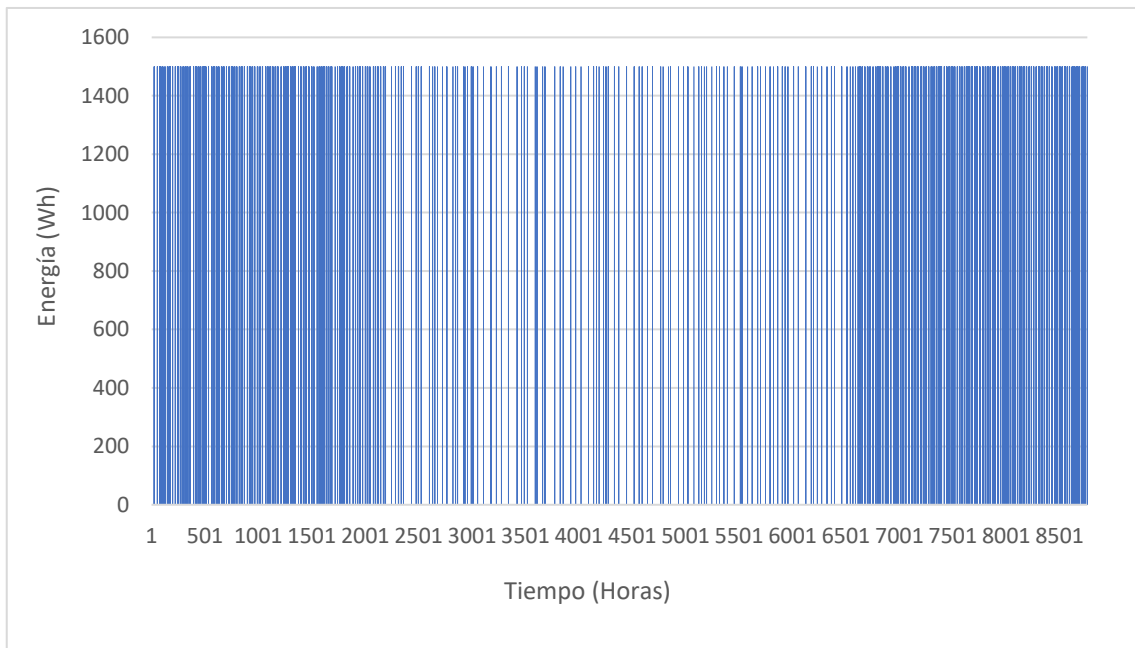


Figura 26. Energía comprada a la red caso 660 Ah.

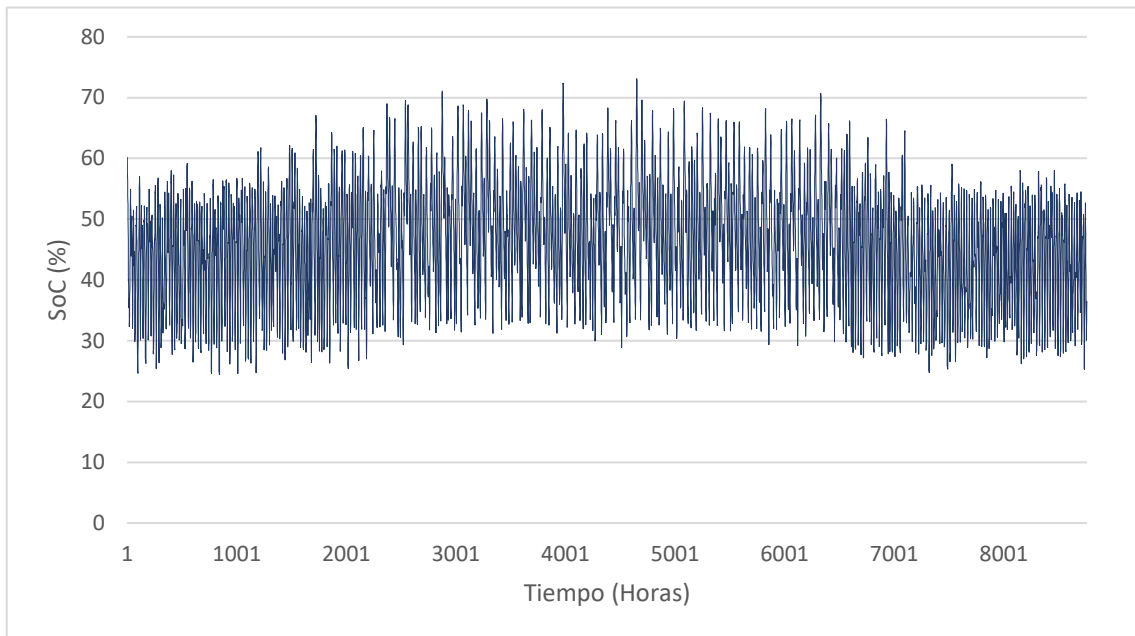


Figura 27. SoC para el caso de 660 Ah.

- Caso de las baterías dimensionadas a 330 Ah

La **energía vendida** como excedente, es decir, vertida a la red, en este caso es 0.019 kWh para todo el periodo anual.

La **energía comprada** a la red eléctrica para todo el año es 4.189 MWh para el año por completo.

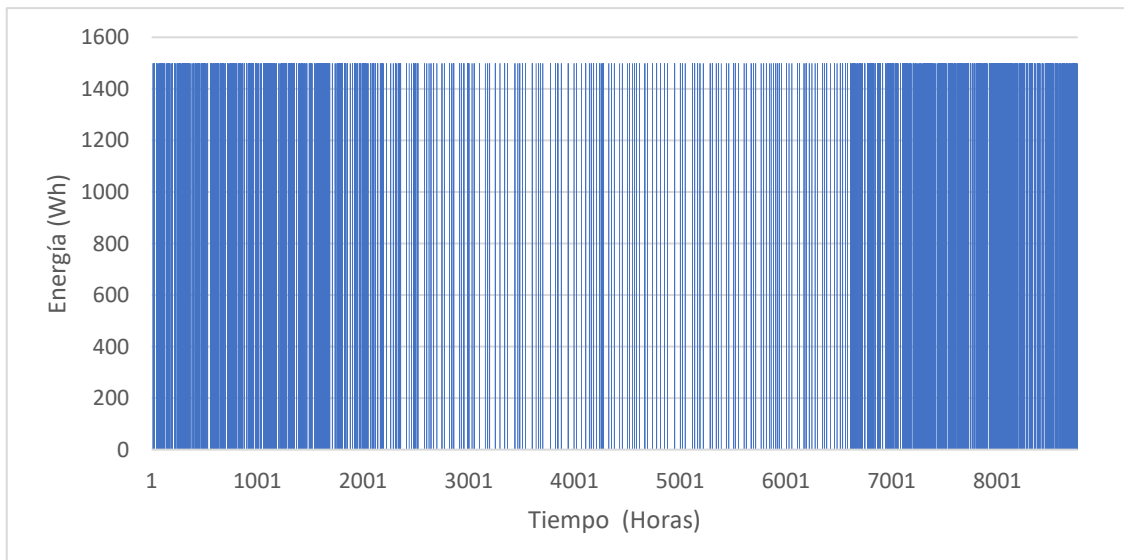


Figura 28. Energía comprada a la red para el caso de 330 Ah.

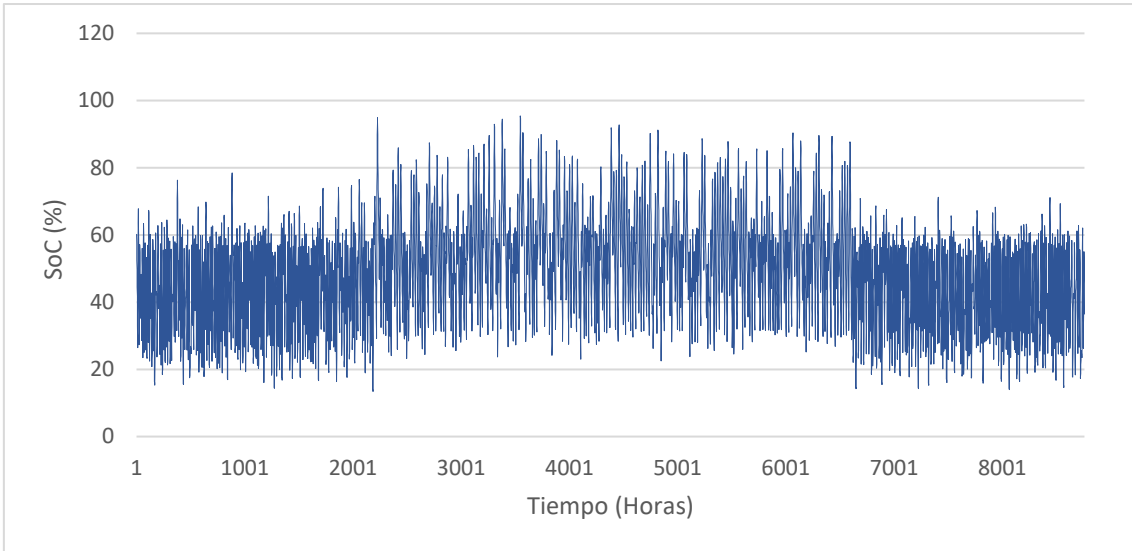


Figura 29. SoC para el caso de 330 Ah

- Caso de las baterías dimensionadas a 110 Ah

La **energía vendida** como excedente, es decir, vertida a la red, en este caso es 1.016 kWh para todo el periodo anual.

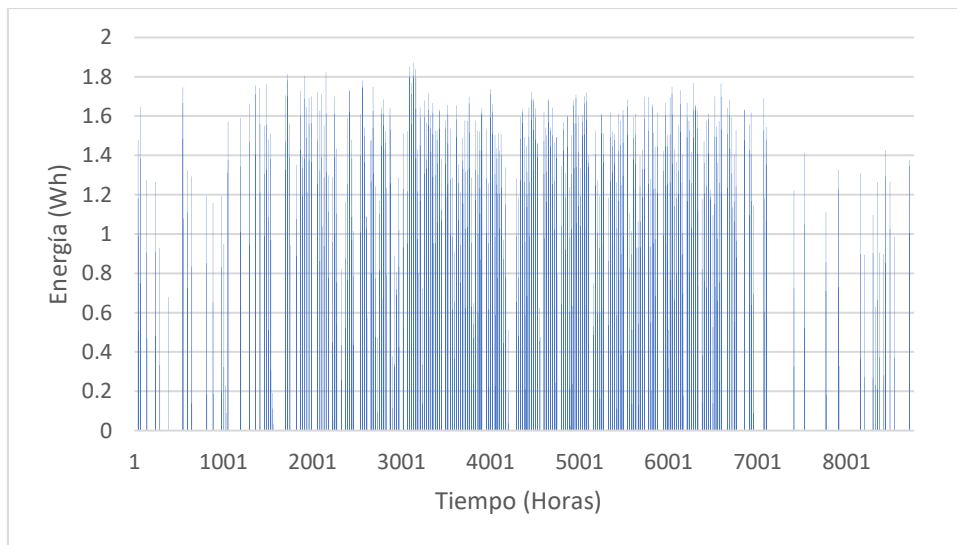


Figura 30. Energía vendida para el caso de 110 Ah.

La **energía comprada** a la red eléctrica para todo el año es 5.142 MWh para el año por completo.

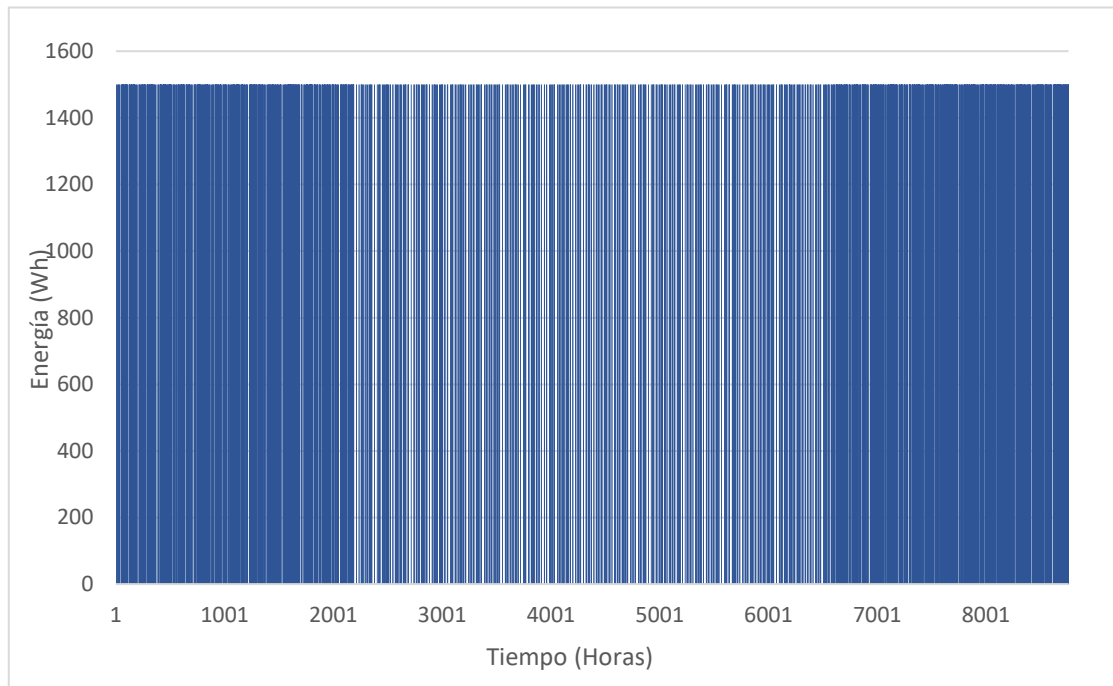


Figura 32. Energía comprada a la red caso 110 Ah.

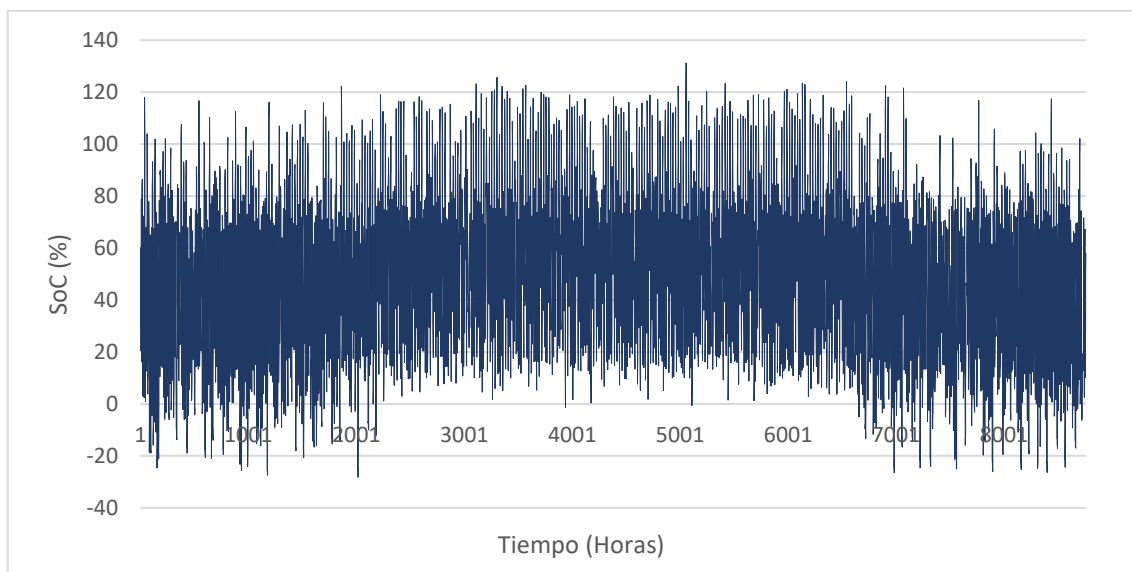


Figura 31. SoC para el caso de 110 Ah.

Simulación Anual	1100 (Ah)	660 (Ah)	330 (Ah)	100 (Ah)
Energía vendida como excedente (MWh)	0	0	0.000019	0.001016
Energía comprada a la red eléctrica (MWh)	4.227	4.2	4.189	5.142

Tabla 4. Valores de energía obtenidos para los cuatro casos de capacidad.

4.2.4 Principales diferencias entre los distintos casos.

Para los dos primeros casos de dimensionamiento de las baterías a 1100 Ah y 660 Ah de capacidad, la mayor diferencia respecto a los otros dos casos es que la energía vendida como excedente resulta ser nula para el periodo del año completo. Esto se debe a que al estar el sistema sobredimensionado para la instalación, la capacidad de almacenamiento es tan superior, que el completo de la energía que se produce por la instalación es almacenada por las baterías. Para el caso de las baterías dimensionadas para una capacidad de 330 Ah energía que se trata como energía vendida resulta ser una cantidad ínfima, lo cual es una situación plausible ya que las baterías al tener una capacidad menor que los casos anteriores, no almacenan la totalidad de la energía producida, por tanto, se vende un mínimo de energía. Por último, en el caso de las baterías de capacidad 110 Ah la energía vendida como excedente aumenta considerablemente respecto anterior, debido que la capacidad es 3 veces menor en este caso, y por tanto se almacena una menor cantidad de energía, por lo que se vende más energía como excedente.

Sin embargo, los valores de energía comprada a la red para los tres primeros casos de dimensionamiento 1100 Ah 660 Ah y 330 Ah, mantienen unos valores muy parecidos entre 4.3 MWh y 4.2 MWh. Se observa además gráficamente en las figuras 23, 25 y 28 que para el periodo de verano (centro de las gráficas), la energía comprada a la red eléctrica es notablemente menor que la comprada en invierno. Para el caso del menor de los dimensionamientos, la capacidad de 110 Ah, este valor de energía comprada aumenta hasta un 22.77% por encima del mayor de los obtenidos (caso de 330 Ah). Esto se debe a la disminución de la capacidad que lleva asociada este caso, ya que esta batería se descarga por completo de manera más frecuente al tener menor capacidad y por tanto, el sistema compra energía a la red eléctrica de forma más frecuente.

Para las gráficas del SoC (State of Charge) se puede observar que las cuatro gráficas de las figuras 25, 27, 29 y 32 comparten para el periodo de invierno unas fluctuaciones de carga y descarga de las baterías muy superiores con respecto a periodo de verano. Esto se debe a que estas baterías permiten un almacenamiento mayor y en el periodo estival, al recibir mayor radiación solar, se mantienen un tiempo mayor almacenando y descargando energía. De hecho, en las dos primeras gráficas, figuras 24 y 26 se puede observar que el SoC nunca alcanza el 70% por tanto, se confirma que para esos casos de capacidad correspondientes a 1100 Ah y 660 Ah no puede registrarse energía vendida. En la representación gráfica de las figuras 25, 27 y 29 se puede apreciar claramente una gran diferencia en el periodo invernal con respecto la figura 32, debido a que en el caso representado en la figura 32, las baterías de 110 Ah de capacidad completan su carga mucho más rápido que los otros tres casos, por tanto, se encuentran al 70% y al 30% de forma mucho más frecuente que en los otros casos, llegando a haber picos de sobrecarga de la batería. Los valores superiores al 100% y menores al 0% del caso de la batería dimensionada a 110 Ah se deben al diseño de controlador del Soc. Este está diseñado de forma horaria por lo que no permite ajustar de forma continua los datos de carga y almacenamiento de las baterías, quedando un pico de sobrecarga o negativo al finalizar un tramo horario.

5. Análisis tecno-económico

5.1 Datos y conceptos previos al estudio.

Haciendo uso de los datos de potencia consumida y vendida obtenidos anteriormente, se procede a realizar un estudio sobre la viabilidad económica del proyecto de instalación de baterías en la vivienda.

Para este estudio, se han utilizado los datos reales de tarificación por parte de la empresa comercializadora de la electricidad, en este caso la empresa *Naturgy*. A partir de los datos de las facturas más recientes se han obtenido los precios correspondientes a los periodos valle, punta y llano. Estos periodos se caracterizan por tener los tres una duración de ocho horas al día, estando estas horas repartidas a lo largo de un día completo. Cada uno de estos periodos se tarifica de forma distinta, cobrando un precio por kWh distinto dependiendo del periodo en el que se haya consumido la electricidad.

Por otro lado, en este estudio tecno-económico se tendrá en cuenta también el precio que se percibe por kWh vendido a la red, lo que se conoce como excedente. La **compensación económica por excedentes** viene regulada por el Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica [16]. Para obtener esta compensación económica, la instalación debe cumplir una serie de requisitos técnicos y administrativos:

- La instalación debe producir una potencia total inferior a 100 W.
- Debe estar asociada a modalidad de suministro con autoconsumo.
- Debe tener la capacidad de inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

Es importante recalcar sobre la compensación de excedentes que en el proceso de cálculo existe un límite regulado por el Real Decreto 244/2019, llamado "**límite de compensación**". Este límite establece que la cantidad económica a percibir no puede ser mayor que el valor correspondiente a los kWh que has consumido de la red eléctrica. Este límite no siempre se refleja en la factura, sino que se aplica únicamente cuando el valor de la energía vertida excede el valor de la energía consumida de la red.[endesa]. Para el estudio económico que se ha realizado no se ha tenido en cuenta este límite para la compensación económica por excedentes.



Concepto		Cálculo	Importe
Consumo electricidad punta	27 kWh	0,218678€/kWh	5,90€
Consumo electricidad llano	46 kWh	0,167764€/kWh	7,72€
Consumo electricidad valle	141 kWh	0,127976€/kWh	18,04€
Compensación excedente	-222 kWh	0,110000€/kWh	-24,42€
Término de potencia P1 (6,900 kW)	31 días	0,08057€/kW día	17,23€
Término de potencia P2 (6,900 kW)	31 días	0,014706€/kW día	3,15€
Financiación del Bono Social	31 días	0,038455€/día	1,19€
Subtotal			28,81€
Impuesto electricidad mínimo comunitario 0,214 MWh		1,00€/MWh	0,21€
Otros conceptos electricidad			
Alquiler de contador	31 días	0,028710€/día	0,89€
Total electricidad			29,91€
Base imponible			29,91€
Total IVA 5%	29,91€	5%	1,50€
Total a pagar			31,41€

Figura 33. Detalle de la factura más reciente disponible.

De la factura anterior se tienen los precios correspondientes a los distintos periodos que se muestran en la siguiente tabla.

Periodo	Duración (h)	Precio (€/kWh)
Valle	00:00 h – 08:00 h	0,127976
Llano	08:00 h-10:00 h 14:00 h-18:00 h 22:00 h-00:00 h	0,167764
Promedio ponderado	24 h	0,171472

Tabla 5. Resumen tarificación por término de energía.

Término de potencia	Precio (€/kW día)
P1	0,08057
P2	0,014706
P1+P2	0,095276

Tabla 6. Tarificación por término de potencia.

En las dos tablas anteriores (tabla 4 y tabla 5) se han incluido dos datos importantes a la hora de la realización del estudio, uno de ellos es el promedio del término de energía de la factura, ponderado con las horas de los tres periodos de cada día, en este caso 8 horas cada uno lo que resulta en **0.171472 €/kWh**, de término de energía promedio.

El segundo es el término de potencia diario que se fija en la suma de los dos términos de potencia P1 y P2 proporcionados en la factura, el cual resulta en **0.095276 €/kW día**.

De la factura anterior también se obtiene el precio correspondiente a lo que se percibe por kWh de energía vendida siendo **0,11 €/kWh** la compensación por **excedente**.

Hay dos conceptos clave que se analizarán en este estudio y serán determinantes para trasladar los resultados del estudio a las conclusiones posteriores.

- **VAN**

El VAN (Valor Actual Neto) es un indicador de la rentabilidad del proyecto. El VAN es el valor presente de todos los flujos de caja, positivos y negativos a lo largo de un periodo de años.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

Donde t es el periodo de tiempo que se va a analizar en el estudio, N el es número total de periodos de tiempo t que se analizan. CF es el flujo de caja correspondiente al periodo t, I_0 es la inversión inicial del proyecto y el término i es el coste de capital asociado.

Un VAN **positivo** significará que el proyecto es rentable, es decir que el estudio en cuestión daría como conclusión que sería factible añadir baterías al sistema fotovoltaico que del que ya se dispone.

Un VAN **negativo** o **nulo** no será interesante ya que o generaría pérdidas en el primer caso o no tendría ningún interés llevar a cabo el proyecto.

- **Plazo de recuperación o “Payback”**

El payback es el plazo temporal de recuperación del capital de la inversión inicial. Básicamente indica el tiempo en el que la inversión inicial comienza a ser rentable, es decir, se recupera lo invertido y se comienzan a obtener beneficios. En el caso de este estudio, interesa saber cuando o al cuánto tiempo se recupera la inversión inicial dependiendo de las baterías que se estén estudiando para cada caso.

Se calcula como:

$$PayBack = a + \frac{(I_0 - b)}{CF_r}$$

Donde a es el periodo anterior a la recuperación de la inversión, I_0 es la inversión inicial, b es la suma de los CF hasta el periodo a, y CF_r es el valor del flujo de caja del periodo en el que se recupera la inversión inicial.

Este estudio se ha realizará para un periodo total N de 25 años, siendo t un periodo de un año. También se ha tenido en cuenta en el estudio la vida útil de las baterías que se van a añadir a la instalación fotovoltaica, fijando este periodo en 14 años, por tanto a los 14 años se produce una sustitución de las baterías.

- **TIR**

Otro concepto importante a tener en cuenta es la Tasa Interna de Retorno (TIR), la cual hace que el VAN explicado anteriormente sea nulo.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t}$$

Donde N es el número de periodos total t es el periodo correspondiente, CF_t el flujo de caja del periodo t respectivo, e I_0 la inversión inicial.

Para la realización del análisis tecno-económico se hará uso de todos estos parámetros mediante una hoja de cálculo en Excel diseñada para proporcionar tanto los resultados del VAN del proyecto como del Payback o plazo de recuperación de la inversión. A la hoja de cálculo en cuestión se le proporcionarán como datos de entrada los precios promedios y ponderados de la electricidad disponibles en las tablas 4-5, y el precio de compensación de excedentes ya mencionado. También se hará uso de los datos obtenidos mediante la simulación correspondientes a la energía comprada de red a lo largo del año y los datos simulados de energía vendida como excedente a lo largo del año. Todos estos datos se encuentran en la tabla 3.

Tras la introducción de todos estos datos en esta hoja de cálculo, se realiza el cálculo de la inversión inicial y de los flujos de caja para cada año para el periodo de 25 años ya definido. Obtenidos estos flujos de caja anuales se procede a realizar el cálculo del VAN del proyecto y del Payback que serán los resultados del estudio a analizar.

5.2 Resultados del análisis tecno-económico.

Habiendo tenido en cuenta todos los datos previos al estudio, se necesita también de todos los datos obtenidos anteriormente de la simulación, sobre la energía vendida y consumida de la red a lo largo de un año completo.

Los resultados de este estudio serán determinantes en la conclusión sobre si la inversión económica en un sistema de almacenamiento de energía es rentable a largo plazo y si lo es para los cuatro casos de dimensionamiento de estas baterías.

Para los cuatro casos de dimensionamiento de baterías, se ha presupuestado una inversión inicial de 5400 € para las baterías de mayor capacidad (1100 Ah) y un 60% 30% y 10 % para los otros tres casos que se han presupuestado de manera proporcional a la capacidad de cada uno de los casos, siendo las otras tres baterías dimensionadas para una capacidad 660, 330 y 110 Ah.

Es importante recalcar que este estudio no contempla la inversión inicial de la instalación fotovoltaica, es decir, el análisis da por caso base la instalación fotovoltaica ya instalada, y solo tiene en cuenta la inversión en las nuevas baterías que se quieren instalar y dimensionar. Además el análisis ha tenido en cuenta la sustitución de estas baterías a los 14 años por agotamiento de su vida útil.

Los resultados del estudio para los cuatro casos de dimensionamiento de baterías proporcionan flujos de caja anuales negativos para todo el periodo de análisis de 25 años. De hecho, es interesante reflejar que nunca habrá un plazo de recuperación Payback para ninguno de los cuatro casos de dimensionamiento de baterías.

Para mayor practicidad, se tiene una gráfica conjunta de los flujos de caja de los cuatro casos, en la que se puede observar la tendencia negativa que presentan todo ellos.

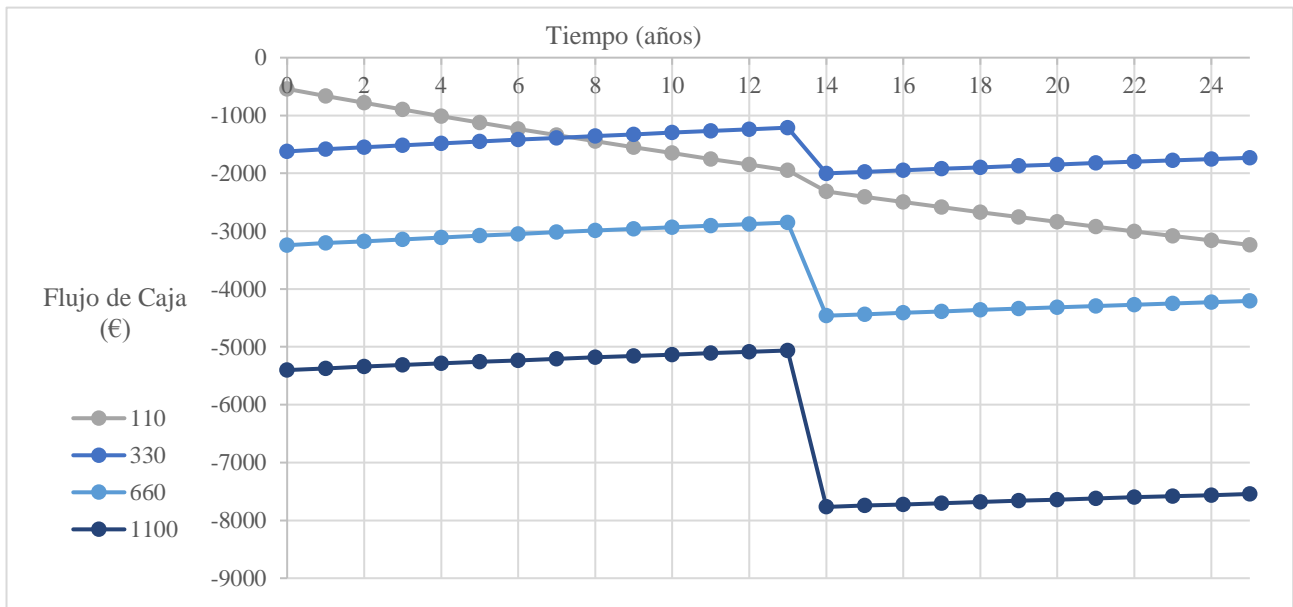


Gráfico 3. Flujos de Caja para el periodo de 25 años.

En el gráfico se observa claramente la mencionada sustitución de las baterías respectivas en el año 14, lo que hace que se acentúe la bajada de los flujos de caja posteriores a ese año.

También se observa un flujo de caja mucho más negativo a medida que la batería es de mayor capacidad, debido a que el coste de la inversión inicial es mucho mayor en para aquellos casos de mayor capacidad de almacenamiento.

El valor actual neto VAN de cada uno de los casos es el siguiente.

Capacidad (Ah)	VAN (€)
1100	-7545
660	-4205
330	-1731
110	-3238

Tabla 7. VAN para cada caso.

La energía comprada a la red anualmente no representa un porcentaje lo suficientemente reducido frente a la energía producida anualmente por la instalación fotovoltaica. Si esto no fuese así, los flujos de caja representados para los 25 años del periodo se verían reducidos pero, al no cumplirse esta condición, los flujos de caja van disminuyendo paulatinamente. Además, la sustitución en el año 14 de las baterías debido al agotamiento de su vida útil, acrecenta todavía más la reducción de los flujos de caja para todo el periodo.

La energía vendida como excedente que se compensa económicamente a 0.11 €/kWh, influye en estos resultados de forma relevante, ya que, al implementar el sistema de almacenamiento basado en baterías, la energía vendida total anual va disminuyendo a medida que la capacidad de las baterías es mayor, por tanto, la compensación económica percibida también disminuye a su vez. Teniendo en cuenta que para el caso base en el cual no se incluyen baterías la energía total vendida como excedente para el año completo es de 841.754 kWh, y para los dos primeros casos de 1100 Ah y 660 Ah esta energía vendida es 0, se estarían perdiendo unos 92.59 € de compensación económica por excedentes al año frente los casos mencionados. Podría ser posible que si la compensación económica fijada por la empresa comercializadora fuera considerablemente menor a 0.11 €/kWh, los flujos de caja del proyecto se vieran afectados positivamente, ya que al disminuir esta compensación económica los flujos de caja no estarían tan determinados por este factor, el cual hace más interesante que la instalación venda una gran cantidad de energía para que compense económicamente.

Es por todos estos factores por los que el VAN del proyecto para todos los casos resulta negativo y por tanto el proyecto no puede ser considerado rentable en ninguno de los casos estudiados.

Dado los resultados de inviabilidad del proyecto para todos los casos, se podría plantear una alternativa al sistema de almacenamiento convencional que se ha dimensionado en este estudio. En lugar de la utilización de baterías físicas para almacenar la energía sobrante, se podría incluir un sistema de almacenamiento virtual como plantean algunas compañías. Este sistema de **baterías virtuales** consiste en un servicio ofrecido por ciertas compañías energéticas que permite al propietario de una instalación de autoconsumo, acumular los excedentes de energía para su uso

posterior. A diferencia de un sistema físico, se trata de un método para contabilizar la energía generada pero no consumida, generando un saldo a favor que se compensará en el futuro [17].

Las baterías virtuales aprovechan la infraestructura de la red eléctrica existente. Cuando los paneles solares generan más energía de la necesaria en un momento determinado, en lugar de enviarla a la red eléctrica, se registra y se acredita como un saldo a favor en una cuenta virtual. Posteriormente, cuando la producción de energía solar es insuficiente para cubrir la demanda, el consumidor puede utilizar el saldo acumulado en su cuenta virtual para obtener energía de la red eléctrica, sin necesidad de utilizar energía proveniente de fuentes convencionales. Para que este sistema funcione es imprescindible que la instalación esté dada de alta en la modalidad para la compensación de excedentes.

6. Conclusiones

Tras haber realizado el análisis tecno-económico, se pueden asumir las siguientes conclusiones.

En primer lugar, se evidencia que la instalación de un sistema de almacenamiento basado baterías es completamente inviable debido a que los resultados del VAN para todos los casos son **negativos**.

Nunca habrá un periodo de recuperación de la inversión que supone la compra y el mantenimiento de las baterías, habiendo que reemplazarlas ya que su vida útil se agota a los 14 años.

Las baterías, cuanto mayor capacidad para la que se haya dimensionado, mayor energía almacenarán de la producción de energía solar fotovoltaica. Esto conlleva una reducción drástica de la energía vendida como excedente a la red, ya que la energía que se produce es completamente almacenada. De hecho, para los casos de las baterías con mayor capacidad 1100 Ah y 660 Ah la energía vendida es de 0 kW para el año completo, por tanto, esto se traduce en una nula compensación económica de los excedentes por parte de la empresa comercializadora.

Por otro lado, el dimensionamiento de las baterías de menor capacidad es incluso muy alto para la instalación fotovoltaica que se tiene. El dimensionamiento óptimo para la vivienda serían las baterías 330 Ah de capacidad, por registrar un VAN menos negativo que los otros casos, pero sigue sin ser viable.

Se podría concluir que la **compensación por excedentes** en este caso es **determinante** para que la instalación fotovoltaica sea rentable, ya que en este caso la compensación económica es de 0.11 €/kWh por lo que es una compensación bastante alta. Interesa en términos económicos que la instalación produzca más energía de la que se consume y por tanto se monetice esta diferencia, para que sea rentable, por lo que instalar un sistema de almacenamiento coartaría la posibilidad de percibir esta remuneración y generaría un sobrecoste innecesario que nunca se recuperaría, por lo menos en el plazo estudiado a 25 años.

Bibliografía

- [1] REN 21, Renewables 2022 Full Report 2022. pp 27-28.
- [2] SolarPowerEU, EU Market Outlook For Solar Power 2022-2026, 2022. pp 18.
- [3] Hogarsense. “Energía Fotovoltaica en España.” Disponible en: www.hogarsense.es/placas-solares/energia-fotovoltaica-espana.
- [4] “IRENA-International Renewable Agency Technologies” Disponible en: www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Technologies.
- [5] SolarPowerEU, EU Market Outlook For Solar Power 2022-2026, 2022. pp 27.
- [6] Red eléctrica española Ree, Disponible en: www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion?start_date=2018-01-01T00:00&end_date=2022-12-31T23:59&time_trunc=year&systemElectric=nacional.
- [7] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, Disponible en www.lamoncloa.gob.es/consejodem ministros/Paginas/enlaces/220219-plan.aspx.
- [8] Real Decreto 900/2015 de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. *Boletín Oficial del Estado*, n.243 de 10 de octubre de 2015.
- [9] Ministerio de Hacienda y Función Pública, Disponible en: <https://www.hacienda.gob.es/ES/CDI/Paginas/FondosEuropeos/Fondos-relacionados-COVID/Next-Generation.aspx>.
- [10] OMIE-Operador de Mercado ibérico de Energía Disponible en: <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/average-final-prices/components-free-market?scope=interannual>.
- [11] REN 21 Renewables now, Renewables 2022 Full Report 2022. pp 129.
- [12] Área Tecnología, *Paneles Solares*. Disponible en: www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html
- [13] R. H. C. H. Isidoro Lillo Bravo, Instalaciones fotovoltaicas- Manual para uso de Instaladores, Fabricantes, Proyectistas, Ingenieros y Arquitectos, Instituciones de Enseñanza y de Investigación. 2004.
- [14] Solarplak, *Cómo funcionan las baterías de plomo-ácido*. Disponible en: solarplak.es/energia/como-funcionan-las-baterias-de-plomo-acido/
- [15] AICIA Thermal Group, Departamento de Ingeniería Energética, *Hybrid power-heat microgrid solution using hydrogen as an energy vector for residential houses in Spain. A case study* .2022.
- [16] Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, n.83 de 6 de abril de 2019.
- [17] EDP Renovables Andrés Muñoz, *Baterías virtuales; una nueva forma de aprovechar los excedentes del autoconsumo*. Disponible en: <https://www.edpenergia.es/es/blog/energia-fotovoltaica/baterias-virtuales/>.

ANEXO I

Datos climáticos semanales de la ciudad de Sevilla.

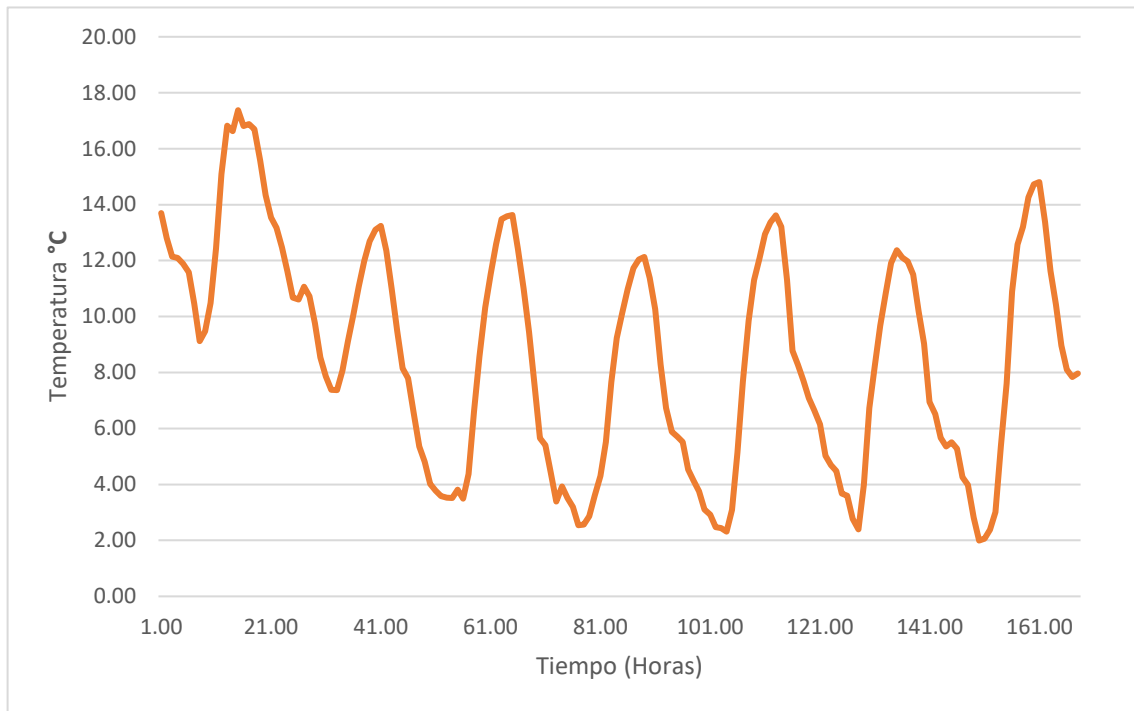


Figura 34. Temperatura ambiente para una semana de invierno.

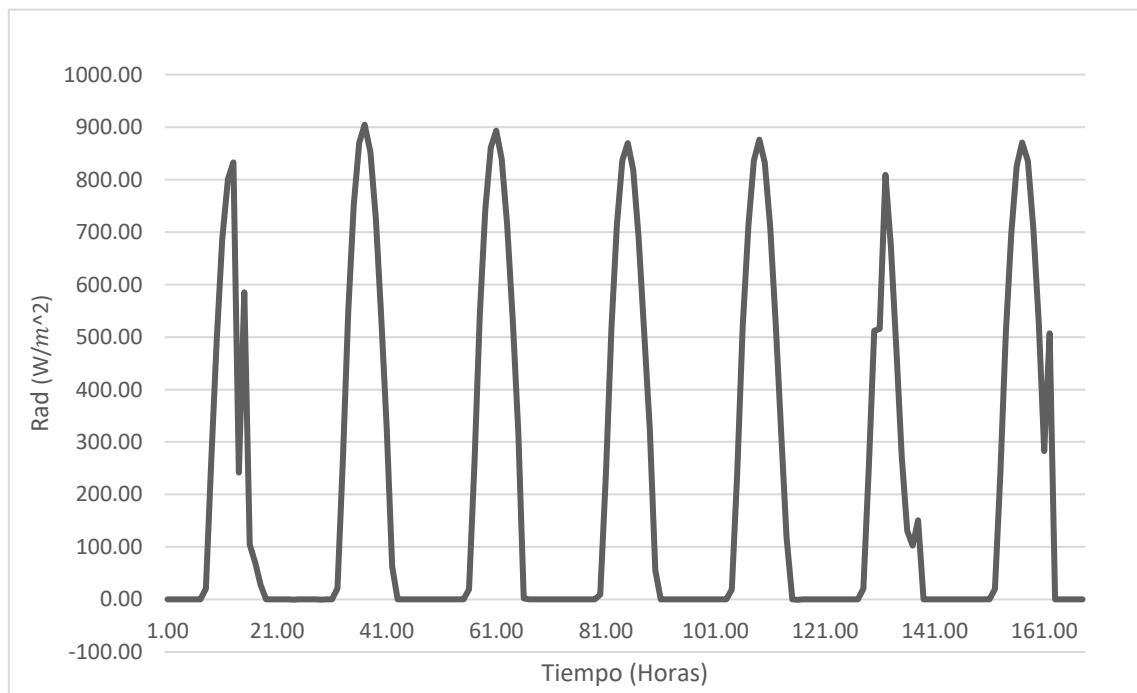


Figura 35. Radiación global inclinada para una semana de invierno.

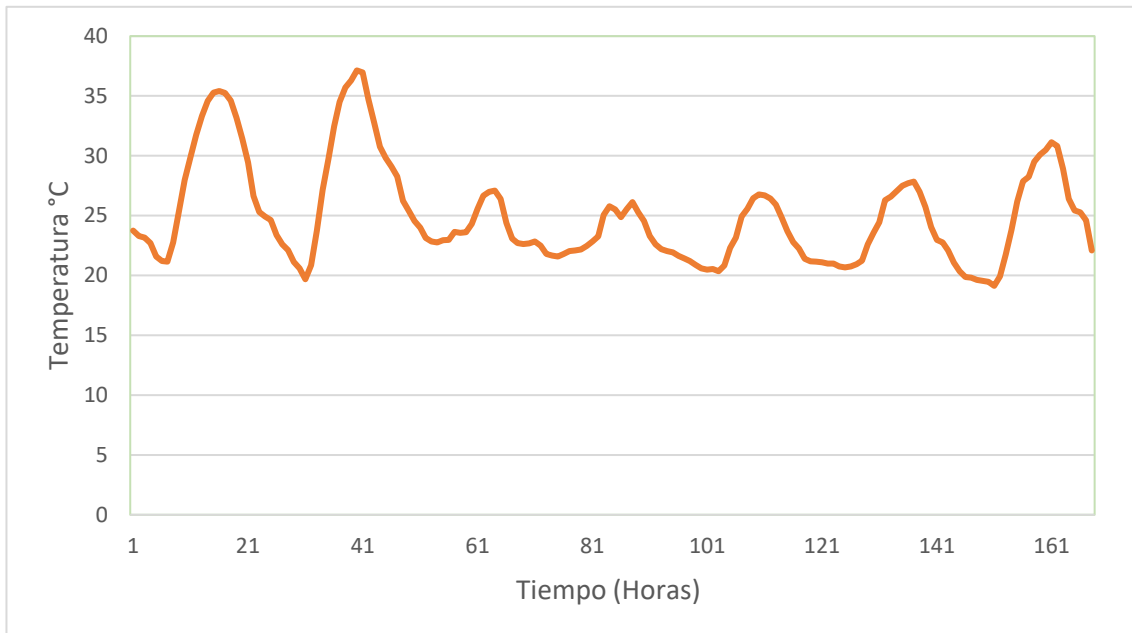


Figura 36. Temperatura ambiente para una semana de verano.

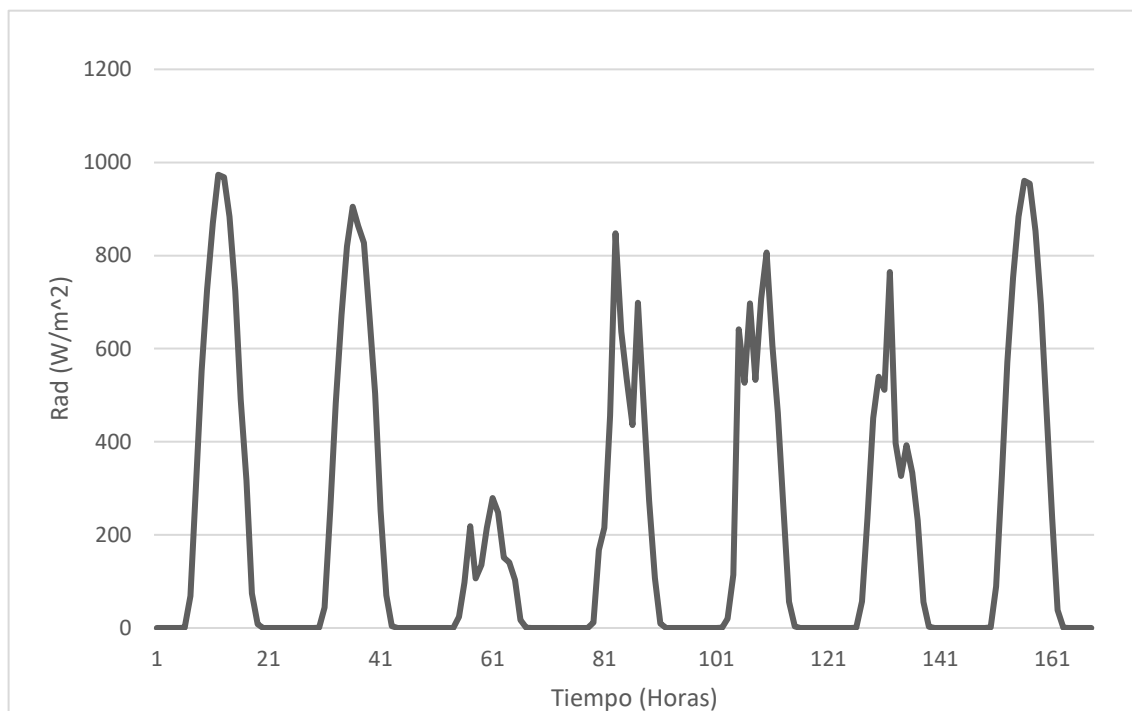


Figura 37. Radiación global inclinada para una semana de verano.

ANEXO II

Datos climáticos anuales para la ciudad de Sevilla.

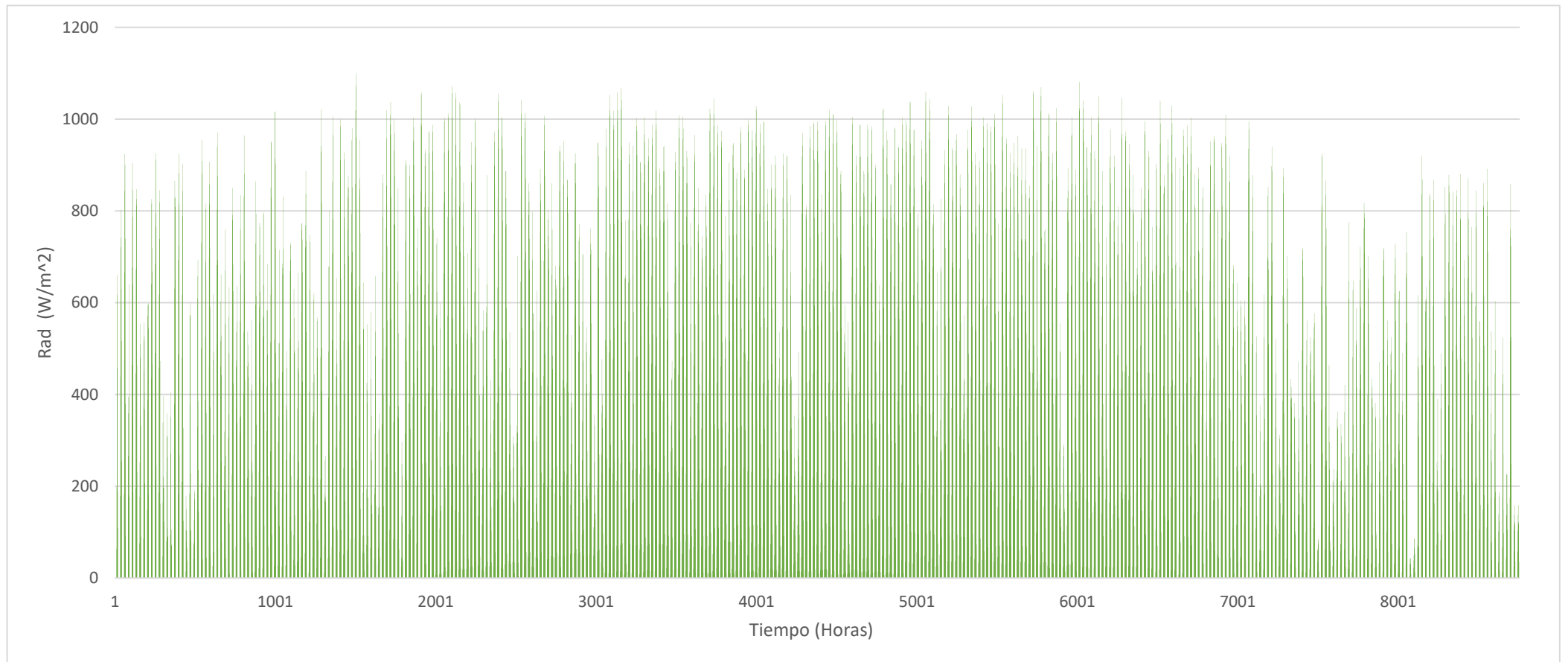


Figura 38. Radiación global inclinada para un año completo.

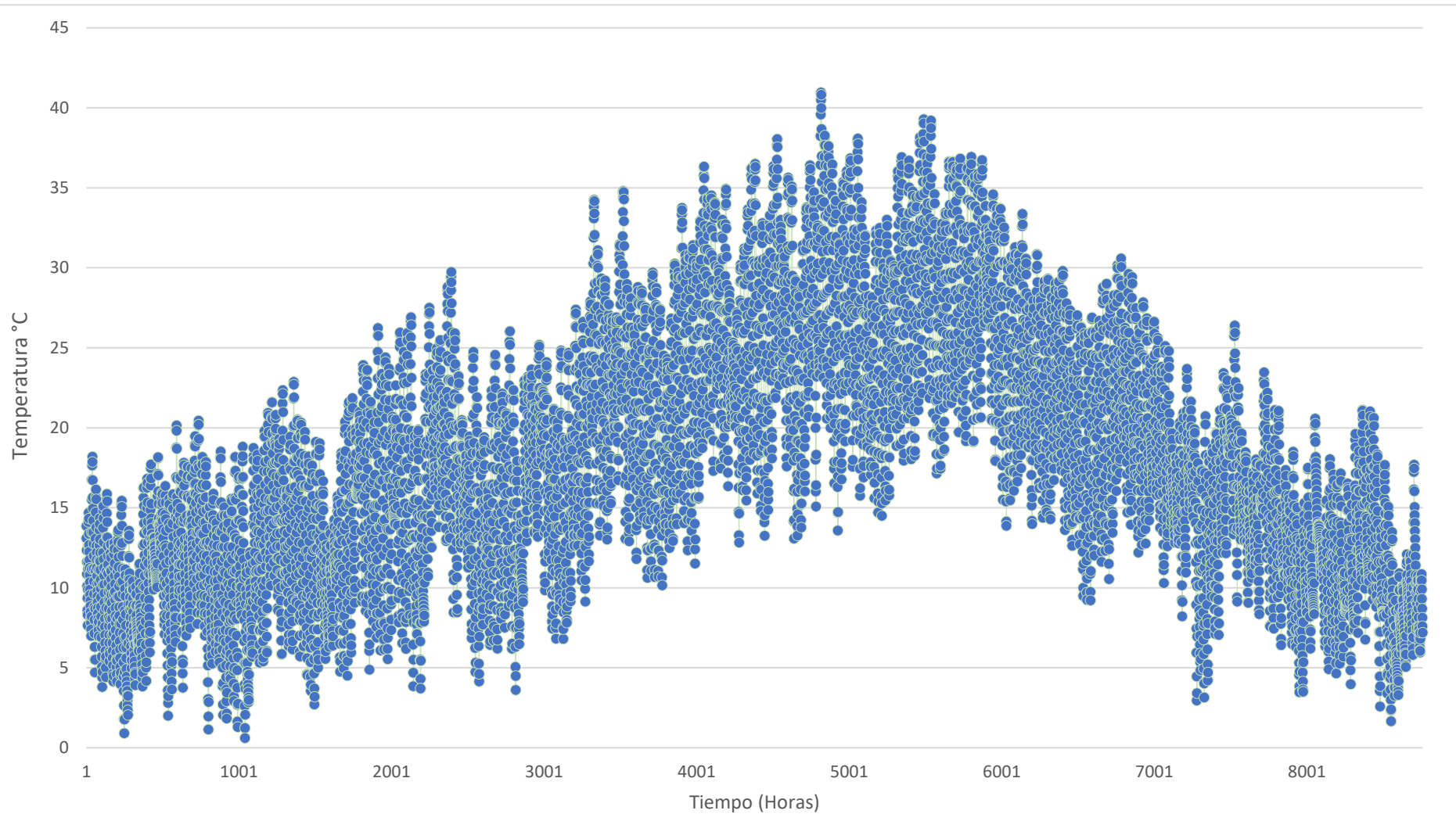


Figura 39. Temperatura ambiente para un año completo.