

TRABAJO FIN DE GRADO

EMPLEO ÓPTIMO DE BATERÍAS EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL: ANÁLISIS DEL IMPACTO ECONÓMICO, ENERGÉTICO Y MEDIOAMBIENTAL

TRABAJO FIN DE GRADO PARA
LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
GRADUADO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

SEPTIEMBRE 2025

Celia Moratalla Sainz

DIRECTOR DEL TRABAJO FIN DE GRADO:

Leo Casasola Aignesberger

“Dios escribe derecho con los renglones torcidos.”

- Mi abuela Lola



INDUSTRIALES
ETSII | UPM



POLITÉCNICA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**EMPLEO ÓPTIMO DE BATERÍAS EN UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL: ANÁLISIS DEL IMPACTO
ECONÓMICO, ENERGÉTICO Y MEDIOAMBIENTAL**

Departamento de Electrotecnia

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Universidad Politécnica de Madrid

Autora: Celia Moratalla Sainz

Tutor de TFG: Leo Casasola Aignesberger

Septiembre 2025

Agradecimientos

En primer lugar, quiero darle las gracias a mi padre y a mi madre, mi mayor guía y apoyo en todos los aspectos de mi vida. Sin ellos, no sería quien soy hoy y siempre serán el mayor orgullo que puedo tener. Gracias por tanto, de verdad.

Junto a ellos, quiero mencionar también a mi abuelo Alfredo, con quien me hubiese gustado hablar de todo lo que he aprendido en la carrera y de muchas otras cosas más, pero desgraciadamente hace ya 14 años que se fue demasiado pronto de este mundo. A él le dedico este trabajo, que marca uno de mis primeros hitos en mi camino como ingeniera.

Además de a ellos, le doy las gracias al resto de mi familia, especialmente por animarme tanto siempre que en vacaciones, pese a estar físicamente en la misma casa o ciudad por unas semanas, no podía pasar con ellos el tiempo que me hubiese gustado por tener que estudiar.

A mis amigos, tanto a los que me vieron entrar en la universidad como a los que conocí allí. Desde mi primer grupo de amigos –formado entre mascarillas, ventanas abiertas y clases online–, pasando por mi segundo grupo que llegó para quedarse en mi cuarto año de carrera o el resto de gente que he ido conociendo por el camino, me quedo con todo lo vivido. Entre ellos he conocido a gente que, sumado a mi paso por la universidad en general, me ha hecho evolucionar como persona como nunca hubiese imaginado y a ser una mejor versión de aquella chica que entró en 2020, además de hacerme aprender mucho de la vida en general.

A Kilowatio, mi querida asociación, por haberme dado a gente maravillosa y tantas risas y buenos ratos, pese al follón que es aprender cómo funciona una asociación por dentro y todo el papeleo. Por los concursos de cocina que recuperamos con tanto cariño y que tan feliz me han hecho al organizarlos.

A mi tutor, por haberme guiado durante el desarrollo del trabajo.

Por último, a todos aquellos profesores que me han transmitido su materia con el entusiasmo que tienen por ella y que demuestran su pasión por la docencia. Sin ellos, todo esto no tendría sentido.

Resumen ejecutivo

Tomar decisiones que beneficien al medio ambiente se está volviendo cada vez más importante para poder preservar nuestro planeta como es debido. Uno de los objetivos marcados a nivel mundial para ello es la transición energética hacia fuentes de producción que produzcan el menor número de emisiones posible. En este contexto, surge el autoconsumo fotovoltaico residencial, una opción que permite a las personas instalar paneles solares en sus viviendas para obtener parte de su consumo de manera completamente renovable.

Debido a la volatilidad de los precios, aumenta el interés por este tipo de instalaciones, también con la opción de añadir baterías para poder almacenar energía cuando sea conveniente y aprovecharla en horas donde el consumo es más caro o conlleva un mayor número de emisiones de CO₂ equivalentes. Este trabajo tiene como objetivo optimizar el comportamiento de las baterías para minimizar la factura de la electricidad, comparando distintos métodos y analizando su impacto económico, energético y medioambiental.

Para ello, se ha desarrollado una herramienta de simulación en Python que utiliza la librería `scipy.optimize` para resolver el problema. El modelo se aplica a un caso de estudio real, utilizando datos horarios de consumo de 2023 de una vivienda y los datos de ese año de los precios de la tarifa PVPC y de generación fotovoltaica. Se evalúan 30 combinaciones de instalaciones, abarcando potencias pico instaladas de 0 a 4 kW y capacidades de batería de 0 a 5 kWh.

Para una factura anual inicial de 339,28 € se obtienen resultados de hasta un 100 % de ahorro. La mejor combinación por criterio de beneficio económico consiste en la instalación de 2 kW de potencia pico y 4 kWh de batería. Sin embargo, uno de los hallazgos más relevantes es que, para potencias a partir de los 2 kW, el comportamiento simple y no optimizado de las baterías (cargar cuando hay excedente de generación solar y descargar cuando hay déficit de energía) rivaliza con una optimización diaria, suponiendo esta última sólo 4,37 € de ahorro máximo para los casos mencionados.

Asimismo, destaca cómo, optimizando el comportamiento de las baterías para la minimización de las emisiones de CO₂ en vez de la factura, se obtienen resultados especialmente interesantes para su implementación a partir de los 2 kW de potencia fotovoltaica. Para dichos valores, se obtiene una factura anual asequible (caso más caro con baterías = 31,32 € al año) y que puede llegar a conseguir una reducción de hasta 21 kg de CO₂ al año, siendo la inversión más rentable la instalación de 3 kW de potencia fotovoltaica y 4 kWh de capacidad de almacenamiento.

Se concluye que todas las combinaciones tienen un impacto económico y medioambiental positivo, diferenciándose principalmente en el beneficio económico generado, el tiempo de recuperación de la inversión, el coste de la inversión inicial y si se consigue compensar todas las emisiones iniciales o no.

Palabras clave: Autoconsumo fotovoltaico, baterías, optimización, Python, análisis económico, impacto ambiental, PVPC.

Códigos UNESCO: **3322.94** - Baterías fotovoltaicas, **3322.86** - Generación renovable y uso eficiente de la energía, **5304.01** - Consumo, ahorro, inversión, **3308.94** - Impacto ambiental.

Índice

Agradecimientos	v
Resumen ejecutivo	vi
1. Introducción	1
1.1. Estructura del trabajo	1
1.2. Relevancia del proyecto	2
2. Marco teórico	3
2.1. Auge de las instalaciones fotovoltaicas residenciales	4
2.1.1. Factores impulsores en el crecimiento	6
2.1.2. Desafíos y barreras	6
2.2. Evolución de las baterías	6
2.2.1. Evolución tecnológica	7
2.2.2. Impacto económico y en la instalación	7
2.2.3. Tecnologías emergentes	8
3. Perfil de consumo	9
3.1. Factura inicial de la vivienda	10
4. Formulación matemática del problema de optimización	13
4.1. Conjuntos e índices	13
4.2. Parámetros	13
4.3. Variable de decisión	13
4.4. Función objetivo	13
4.5. Restricciones	14
5. Implementación en la herramienta de simulación	15
5.1. Formato de los archivos de los datos	15
5.1.1. Consumo	15

5.1.2.	PVPC	15
5.1.3.	Generación solar	16
5.1.4.	Emisiones de CO ₂	17
5.2.	Librerías utilizadas	17
5.3.	Funciones de preparación de datos	17
5.3.1.	precios.py, generacion.py y co2.py	17
5.3.2.	existencia	18
5.3.3.	procesar_consumo y unir_dfs	18
5.4.	Módulo de optimización	18
5.5.	Selección de las ventanas de optimización	19
5.6.	Salida del programa	20
6.	Estudio de los resultados	21
6.1.	Factura anual	21
6.2.	Comportamiento de las baterías	22
6.3.	Comparación con ventanas de optimización de un mes	24
6.3.1.	Diferencias en el comportamiento de las baterías	25
6.4.	Batería sin optimizar	26
6.5.	Análisis de la ejecución de la optimización	27
7.	Evaluación de impactos	29
7.1.	Impacto económico	29
7.2.	Impacto energético y medioambiental	32
7.2.1.	Minimización de las emisiones de CO ₂	33
7.2.2.	¿Qué supondría compensar las emisiones iniciales de esta vivienda?	35
7.3.	Impacto social	36
7.4.	Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible	36
8.	Estudio del marco ético, legal y normativo	38
8.1.	Análisis de los aspectos éticos	38

8.2.	Análisis del marco normativo de aplicación	38
8.3.	Análisis de los estándares que afectan a los desarrollos	39
9.	Planificación y presupuesto	40
9.1.	Presupuesto detallado	40
9.2.	Estructura de Descomposición del Proyecto (EDP)	40
9.3.	Diagrama de Gantt	42
10.	Conclusiones y líneas futuras	43
10.1.	Hallazgos principales	43
10.2.	Limitaciones del estudio	43
10.3.	Elección de la configuración óptima	44
10.3.1.	Minimización de la factura	44
10.3.2.	Minimización de las emisiones	45
10.4.	Líneas futuras	46
Bibliografía		48
Índice de figuras		53
Índice de tablas		55
Anexo		56
A.	Código de Python empleado para las simulaciones	56
A.1.	obtener_dataframes.py	56
A.2.	precios.py	59
A.3.	generacion.py	61
A.4.	co2.py	62
A.5.	existencia.py	63
A.6.	optimizar.py	64
A.7.	factura.py	66
A.8.	Main	68

A.9.	bateria_simple.py	72
B.	Tablas de datos	74

1. Introducción

En los últimos años, el sector energético ha ido evolucionando para transformarse junto con la sociedad, debido a la necesidad de ser más sostenibles y respetuosos con nuestro planeta. Asimismo, la volatilidad de los precios, a veces causada por conflictos políticos, ha contribuido a ese cambio. En consecuencia, el autoconsumo fotovoltaico se convierte en una inversión interesante tanto en el ámbito industrial como en el residencial, permitiendo obtener energía limpia de generación propia y reduciendo así el consumo de la red, produciendo un ahorro en la factura de la luz.

Sin embargo, pese a las varias ventajas que presenta, tiene un inconveniente: la generación no se da durante las 24 horas del día ni todos los días del año, dependiendo directamente de la meteorología. Relacionado con esa intermitencia en la generación, la solución recae en la utilización de baterías para aprovechar los excedentes de producción que, por ejemplo, en instalaciones fotovoltaicas sin vertido de excedentes, no se podrían utilizar en otro momento.

Este Trabajo de Fin de Grado (TFG) tiene por objetivo optimizar el comportamiento de dichas baterías para determinar una combinación óptima para un caso de aplicación planteado: el consumo del año 2023 en un piso habitado por dos personas en la ciudad de Madrid. De esta manera, se busca conseguir el mayor ahorro posible y, en consecuencia, el mayor aprovechamiento de la energía.

1.1. Estructura del trabajo

En primer lugar, en el marco teórico se pone en situación al lector, explicando cómo funciona la tarifa elegida para el análisis, el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Será importante también tener una imagen de la evolución del autoconsumo fotovoltaico residencial, relatada posteriormente, cuyo crecimiento ha aumentado considerablemente en los últimos 5 años. Para finalizar, se contempla el desarrollo tecnológico de las baterías utilizadas en este contexto, incluyendo la mención a tecnologías emergentes que auguran un futuro prometedor a su desarrollo.

A continuación, se examinan en detalle las características del perfil de consumo utilizado. Relacionar los hábitos cotidianos con el consumo es fundamental para poder analizar los resultados a posteriori, identificando en ellos las consecuencias de dichos patrones de comportamiento.

Antes de crear la función de optimización, es imprescindible precisar el modelo matemático que describe el problema planteado, definiendo los distintos parámetros y restricciones que se ven involucrados en la función objetivo. De esta forma, se tendrá una visión clara del enunciado a resolver antes de iniciar el desarrollo del código.

Sirviendo la formulación matemática como introducción, en la Sección 5 se explica cómo ha sido la implementación en Python, empezando por la explicación del formato de los archivos de entrada. El objetivo principal de esta sección es servir como guía de utilización del código para que, en caso de querer replicar el estudio, sirva como explicación principal, aunque el código luego esté comentado para facilitar su comprensión. Se indica el formato específico y la fuente de obtención de los datos de entrada, se especifica el propósito de cada función utilizada y, por último, se explica el contenido de cada uno de los datos de salida tras la ejecución.

Posteriormente, se muestran los resultados obtenidos y se analizan los diferentes impactos que tiene este proyecto, siendo los más relevantes la viabilidad económica y el impacto ambiental. Destaca especialmente en esta última parte el análisis de la minimización de las emisiones con respecto a la factura, planteando así el trabajo desde otro punto de vista más sostenible todavía.

En último lugar, tras considerar los marcos legal y normativo de la aplicación y observar la planificación y presupuesto del estudio, se presentan las conclusiones del TFG, acompañadas de las líneas de investigación más interesantes para continuarlo.

1.2. Relevancia del proyecto

El aspecto más interesante de este TFG consiste en la **actualidad del problema** tratado y de los temas involucrados: la transición energética y la respuesta ante altos precios de la electricidad. De hecho, ambos temas están muy relacionados entre sí, ya que un aumento en el número de instalaciones fotovoltaicas residenciales repercute positivamente al disminuir la demanda de la red y, en consecuencia, hacer que los precios de la electricidad bajen. Ayudando a ver el beneficio de este tipo de instalaciones, este trabajo contribuye a que se consiga un ahorro individual y un beneficio colectivo.

Dicho beneficio mencionado no es sólo económico, sino también ambiental. Se plantea una **perspectiva distinta** a la económica, **optimizando las emisiones de CO₂** para buscar una solución mejor para el medio ambiente y dando un enfoque diferente.

Sumado a eso, otro punto fuerte de este trabajo es que está diseñado para que sea un **estudio accesible y fácilmente replicable** por cualquier usuario interesado en instalar paneles solares con o sin almacenamiento, fomentando de esta manera el ahorro y la energía sostenible. De esta manera, con contribuciones de otros individuos, puede lograrse una mejora de la herramienta, permitiendo así un mayor beneficio económico y ambiental a la sociedad.

2. Marco teórico

Para comprender el resultado de este trabajo, hay que empezar por entender la regulación de los precios a la que se acoge este tipo de consumo. Dado que hay varios tipos de tarifa a los que acogerse, se va a trabajar con el **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor** (en adelante, PVPC)¹ por ser una tarifa ofrecida por todas las empresas comercializadoras. Esta tarifa está regulada por el Gobierno de España mediante el Real Decreto 216/2014 [1] y se encuentra dentro de lo que se denomina mercado regulado. Por ello, el precio del MWh varía según la hora y el día del año en función de la oferta y la demanda.

El precio total se determina en su mayoría mediante la suma de tres términos:

1. Coste de la producción de electricidad
2. Peajes de acceso
3. Coste de comercialización

El **coste de la producción** viene determinado por la casación de la energía en el mercado diario e intradiario, por lo que será el término que introducirá más variabilidad al precio final. Los **peajes de acceso**, sin embargo, tienen un valor fijo que depende de los niveles de tensión tarifarios² y del tramo horario del día.

En función de la hora del día, hay un término dependiente de la potencia contratada y otro de la energía consumida. El término de la energía consumida se divide en tres tramos horarios, denominados de la siguiente manera: **hora punta** (el más caro), **hora llana** (el tramo de valor intermedio) y **hora valle** (el más barato). El de potencia, sin embargo, sólo tiene dos tramos horarios, agrupando las horas punta y llana anteriores como un solo tramo.

Cabe destacar que estos sólo se aplicarán de lunes a viernes laborables, ya que los sábados, domingos y festivos todas las horas del día son consideradas **horas valle**.

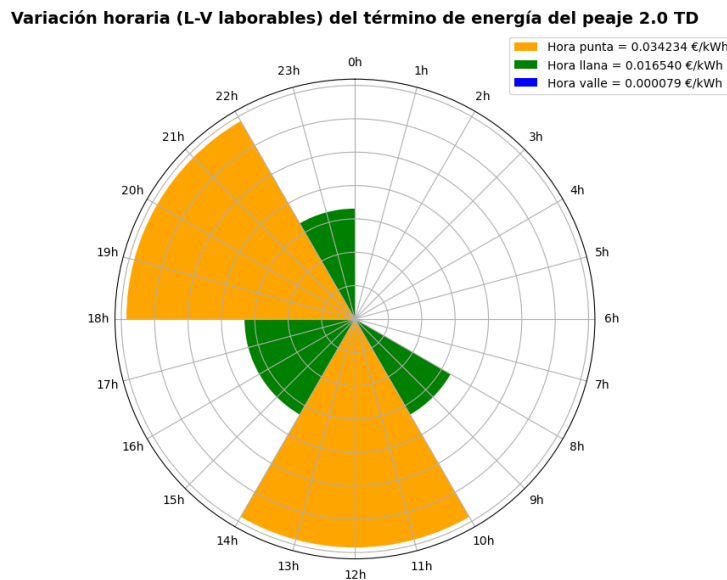


Figura 2.1: Variación horaria en Península, Baleares y Canarias de lunes a viernes laborables de 2025 en €/kWh del término de la energía consumida correspondiente al peaje 2.0 TD de los peajes de acceso. Fuente: *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* [3][2]

¹A esta tarifa sólo se pueden acoger las personas físicas y microempresas cuya potencia contratada sea menor de 10 kW y que no superen 1 kV de tensión.

²El caso de estudio se corresponde con un peaje 2.0 TD, ya que la tensión es menor de 1 kV y la potencia contratada, menor de 15 kW [2].

En la Figura 2.1³ se puede observar la diferencia entre horas, siendo este término despreciable en las horas valle y, por tanto, también en sábados, domingos y festivos, como se ha mencionado previamente. No obstante, cabe mencionar que estos valores cambian cada año según lo que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Cabe mencionar que hay dos tipos de instalaciones de autoconsumo: aquellas sin excedentes y aquellas con ellos. En el primer caso, se cuenta con una válvula antivertidos que impide la inyección de la energía sobrante a la red. Aquellas con excedentes sí pueden verterlos a la red si su potencia es inferior a 15 kW y pueden compensarse económicamente o no.

En este caso, se estudia una instalación con excedentes acogida a compensación simplificada por lo que, además del PVPC habrá que tener en cuenta el precio de la energía excedentaria, es decir, la cantidad remunerada por inyectar energía de producción propia a la red. Este precio puede ser tanto positivo como negativo, por lo que, si fuese negativo, significaría que habría que pagar por inyectar energía. Una aclaración importante es que la factura mensual no podrá ser menor a 0 €. En otras palabras, no se podrá ganar dinero a final de mes por mucha energía que se aporte a la red [4].

Una de las preocupaciones que puede haber a la hora de acogerse a esta tarifa es la variabilidad que puede haber en los precios. Con el objetivo de evitar grandes subidas, como ocurrió, por ejemplo, con el inicio de la Guerra de Ucrania, se modificó el Real Decreto que regula el PVPC y, desde el 1 de enero de 2024, se inició un cambio gradual en la manera de calcular los precios. La evolución es la siguiente:

Mercado	Previo	Desde 2024	Desde 2025	Desde 2026
Diario	100 %	75 %	60 %	45 %
Mensual	0 %	2,5 %	4 %	5,5 %
Trimestral	0 %	9 %	14,4 %	19,8 %
Anual	0 %	13,5 %	21,6 %	29,7 %

Tabla 2.1: Evolución del peso porcentual de cada tipo de mercado en el precio final de la energía. Fuente: *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico* [5]

Al introducir la influencia de los mercados a futuro, aparentemente el precio final no debería verse tan afectado por grandes variaciones en el mercado diario como antes y, por ello, debería ser más estable. No obstante, esto no significa que tenga que ser necesariamente más barato.

En este trabajo se estudiarán los datos del 2023, cuyos precios se obtuvieron con el método de cálculo anterior a este cambio.

2.1. Auge de las instalaciones fotovoltaicas residenciales

Ver paneles solares en los techos de los edificios es una imagen que se ha ido haciendo más y más frecuente con el paso del tiempo, pero ¿a qué se debe que más hogares decidan instalarlos?

A nivel global, en 2023 la generación solar creció hasta llegar a más de 1.600 TWh, siendo la fuente de energía renovable con mayor crecimiento en dicho año [6]. En la Figura 2.2, se puede

³Se han representado los valores correspondientes al 2025 por ser los más actuales, pero el estudio se ha realizado con el PVPC correspondiente a 2023

ver la evolución de la generación renovable según su método de obtención hasta 2023, así como su predicción hasta el año 2030. Destaca cómo a partir del año 2022, se muestra y se predice una aceleración en la tendencia de crecimiento de la generación solar en todos los sectores.

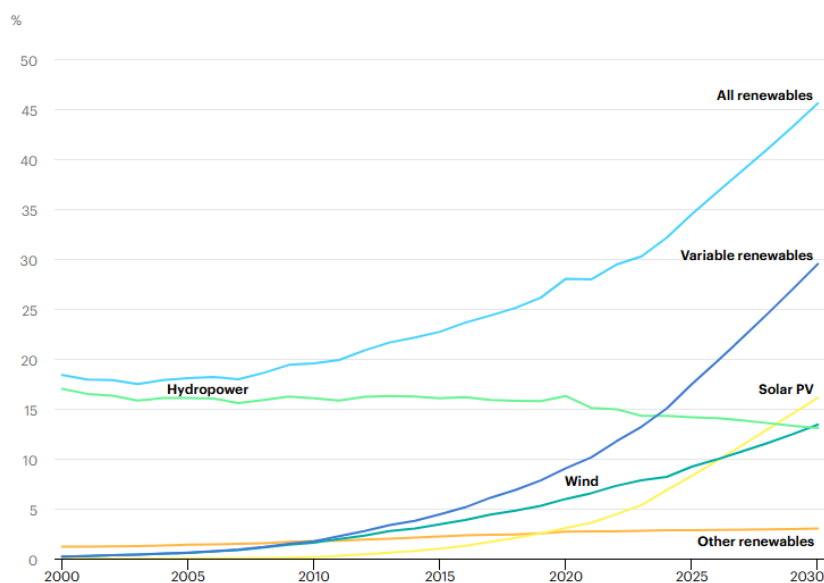


Figura 2.2: Porcentaje de generación de energía renovable según el método utilizado.
Fuente: *Agencia Internacional de la Energía* [7].

Específicamente en la Unión Europea, a finales del 2023 se llegó a los 269 GW de potencia instalada, siendo esta 2.500 veces superior a la de principios de siglo [8]. De hecho, en junio de 2025 se alcanzó un hito: se consiguió que, por primera vez en la historia, la generación fotovoltaica se convirtiese en la primera fuente de generación con un 22,5 % del mix total de energía [9].

Viendo este crecimiento que cada vez parece ser mayor, se va a analizar cómo este se ve reflejado en el autoconsumo residencial español.

Desde el año 2018, la potencia anual instalada ha crecido a un ritmo medio mayor al 90 % anual [10], llegando hasta un total de 2.281 MW [11]. En la Figura 2.3 se puede ver la evolución de la potencia residencial total desde 2015 hasta 2024:

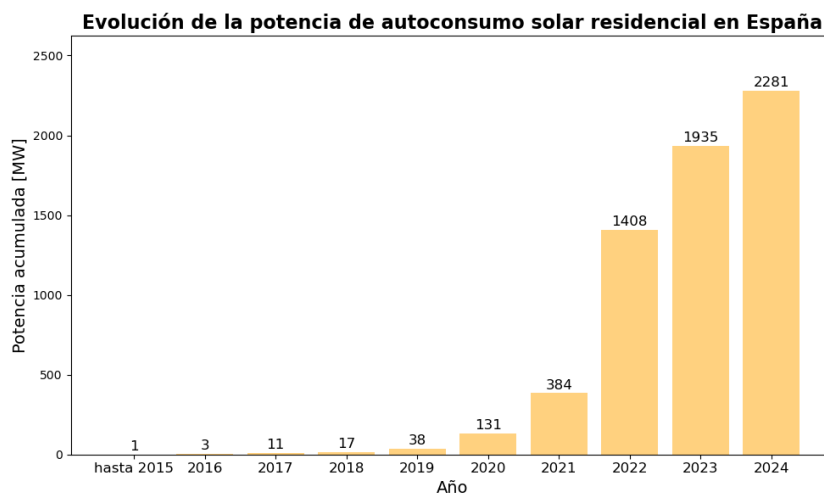


Figura 2.3: Evolución de la potencia de autoconsumo residencial total en España.
Fuente: *APPA Renovables* [10][11].

2.1.1. Factores impulsores en el crecimiento

Sobresale el gran crecimiento que ha habido en estos últimos 5 años, especialmente en el año 2022, donde se ve la mayor subida. Esto se dio principalmente por motivos temporales como la alta inestabilidad de los precios de la electricidad que hubo, así como por la ayuda que supusieron los fondos europeos NextGenerationEU (recogidos en el Real Decreto 477/2021 [12]) [10].

El ritmo de crecimiento se vio frenado a partir del año siguiente, debido a la ausencia de aquellos factores que lo dispararon en 2022, lo que indica su gran **dependencia de factores externos** como son los **precios del mercado** y las **ayudas económicas**.

Asimismo, la **legislación** pertinente puede ayudar o perjudicar. Un ejemplo de esto es una de las posibles razones del inicio del aumento de las instalaciones fotovoltaicas residenciales a partir de 2019: la derogación del polémico *impuesto al sol* mediante el Real Decreto-ley 15/2018 [13]. Este afectaba a las instalaciones de la Península y Baleares de más de 10 kW y, además, prohibía el autoconsumo compartido en comunidades de vecinos y no recogía la opción de tener instalaciones con compensación de excedentes.

Otro factor es el **avance de las tecnologías**, haciendo que se mejore la eficiencia y se reduzcan los costes, reduciendo así la inversión inicial necesaria y el *payback* de la inversión. Un ejemplo de esto es cómo, para un mismo tamaño medio de instalación de 4,7 kW en 2023 y 2024, en este último año el precio de dicha inversión se correspondía con 6.364 €, un 12 % menos que en el año anterior [11].

2.1.2. Desafíos y barreras

Uno de los principales motivos que limita el aumento de instalaciones fotovoltaicas residenciales son las **dificultades burocráticas**. Al ser un proceso tedioso, muchos potenciales usuarios pueden abandonar la idea de continuar con la instalación debido a las dificultades de este. Según la comunidad autónoma donde se resida, puede ser un proceso más o menos difícil, ya que de ellas depende la simplificación administrativa, las deducciones fiscales o la tramitación de ayudas.

Asimismo, hay un gran problema de eficiencia en la utilización de energía, ya que parte de la energía producida se desperdicia debido a las **limitaciones del sistema eléctrico español**. Actualmente, la red es incapaz de absorber los excedentes producidos por todas las instalaciones de autoconsumo sin comprometer su estabilidad y calidad de distribución. Por ese motivo, la posibilidad de inyección está limitada a instalaciones con potencia menor a 15 kW. Esto afecta a instalaciones de mayor tamaño, como a los casos de autoconsumo colectivo o industrial que tengan un gran exceso de generación, lo que hace que la instalación de baterías pueda resultar interesante para minimizar estas pérdidas.

Como ejemplo de la pérdida de energía que causa esta situación, en el año 2024 se desaprovecharon un total de 2.094 GWh de electricidad entre autoconsumo industrial y residencial, es decir, el 19 % del total, traducándose en una pérdida estimada de 88 millones de euros [11].

2.2. Evolución de las baterías

Uno de los inconvenientes de la generación solar recae en que no es constante y sólo se da durante un periodo horario del día. En este contexto, surge la alternativa de añadir baterías a las instalaciones fotovoltaicas para, por ejemplo, almacenar los excedentes de generación. Esto se vuelve especialmente interesante para las instalaciones que no vierten excedentes a la red, haciendo que no se desperdicie esa energía.

2.2.1. Evolución tecnológica

En las primeras etapas del autoconsumo solar residencial, se utilizaban baterías de plomo-ácido. Al usar una tecnología básica, su coste es menor, pero tienen la limitación de que su vida útil es de unos 300 ciclos de carga y sólo se pueden descargar hasta un 60 % de su capacidad para no acortar su vida útil [14]. Además, necesitan bastante atención en el mantenimiento, ya que es necesario que tengan agua destilada.

La siguiente mejora a estas baterías vino con las baterías AGM y las baterías de gel, con 500 y 1.200 ciclos de carga respectivamente. No obstante, tenían también los problemas de baja capacidad de descarga y eficiencia, siendo además las baterías de gel más costosas que el resto [14].

La aparición de las baterías de litio supuso un enorme avance en el sector, ya que estas baterías tienen hasta 6.000 ciclos de carga y una profundidad de descarga de hasta el 100 % sin acortar su vida útil [14]. Además, al ser bastante más eficientes que las baterías de plomo-ácido, son más pequeñas y ligeras. Al poco mantenimiento que necesitan y a su capacidad de carga rápida, se suma que su precio va siendo cada vez más económico gracias a su mejora tecnológica, lo que facilita su incorporación a las instalaciones fotovoltaicas [15].

2.2.2. Impacto económico y en la instalación

Como se puede ver en la Figura 2.4, el precio de las baterías ha bajado hasta ser 7 veces menor que hace 11 años. Esto se debe a motivos como la bajada de los precios del metal y de los componentes y a la desaceleración del crecimiento de la venta de vehículos eléctricos [16]. Esta bajada ha hecho que la incorporación de baterías a las instalaciones se haya convertido en una opción cada vez más viable.

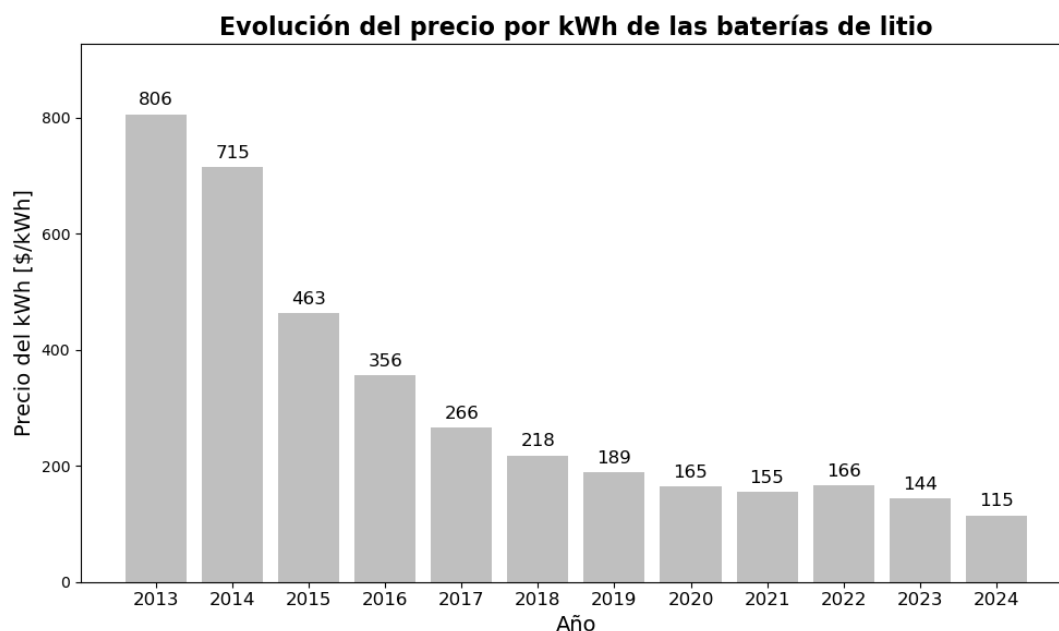


Figura 2.4: Evolución del precio en dólares del kWh de las baterías de litio.
Fuente: *BloombergNEF*.

En cuanto a la evolución de la instalación de baterías para autoconsumo en España, en los últimos años ha sido la siguiente:

Año	Capacidad instalada [MWh]
2022	406
2023	128
2024	155

Tabla 2.2: Evolución de la capacidad de almacenamiento instalada en autoconsumo en España en los últimos años. Fuente: *APPA Renovables*.

La bajada en la capacidad instalada ocurre por los motivos mencionados previamente en la Sección 2.1.1, que también fueron los responsables de la bajada en el crecimiento de la potencia de autoconsumo instalada en el mismo año.

En los años 2022 y 2023, la mayor parte de la capacidad instalada fue en el sector residencial. Sin embargo, a diferencia de años anteriores, en 2024 el 60 % de la capacidad instalada se dio en el sector industrial [11]. Pese a que en 2023 y 2024 se instaló mucho menos que en 2022, esto no hubiese sido posible si no se hubiese dado la bajada de precio representada en la Figura 2.4.

2.2.3. Tecnologías emergentes

En el futuro de las baterías destinadas al autoconsumo destacan las baterías de estado sólido, que eliminan los líquidos inflamables que tienen las baterías de litio en su interior. Asimismo, contarían con una mayor vida útil, eficiencia y seguridad [17].

En adición a este tipo de baterías, un dato interesante es que la batería de un vehículo eléctrico al final de su vida útil es todavía capaz de utilizar hasta un 70 % de su capacidad. Darles una segunda vida sería una opción muy interesante que, además de beneficiar al medio ambiente, supondría un ahorro para los usuarios de vehículos eléctricos [17].

Por otro lado, la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) estudió la viabilidad de baterías térmicas para el autoconsumo fotovoltaico residencial, llegando a generar un ahorro de entre el 70 % y el 90 % en comparación con la utilización de la red y de combustible para la calefacción. Destaca esta tecnología debido a los grandes beneficios que puede generar pese a tener rendimientos bajos (20-40 %) [18].

En definitiva, hay previsión de que siga habiendo bastantes mejoras en este campo, haciendo que cada vez sea más viable incorporar baterías como complemento a la generación solar.

3. Perfil de consumo

Se va a trabajar con los datos de consumo horario reales de un piso habitado por dos personas: la autora del trabajo y su madre. Se eligió analizar estos datos gracias a la facilidad de obtención, así como por el profundo conocimiento de los hábitos diarios en comparación con el uso de datos ajenos. De esta manera, es sencillo identificar cómo se reflejan ciertos comportamientos en el consumo.

Para 2023, el consumo residencial total de electricidad en España fue de 73.151,194 GWh [19]. Teniendo en cuenta que a finales de ese año el número de hogares fue 19.346.386 [20], se obtiene que el consumo promedio por hogar fue de 3.781,13 kWh/año. El **consumo anual** de la vivienda de estudio es de **2.210,62 kWh**, situándose muy por debajo de la media nacional. Uno de los motivos es que la ocupación de esta (2 personas) es inferior a la media española (2,5 personas [21]), por lo que, al haber menos personas, el consumo será menor.

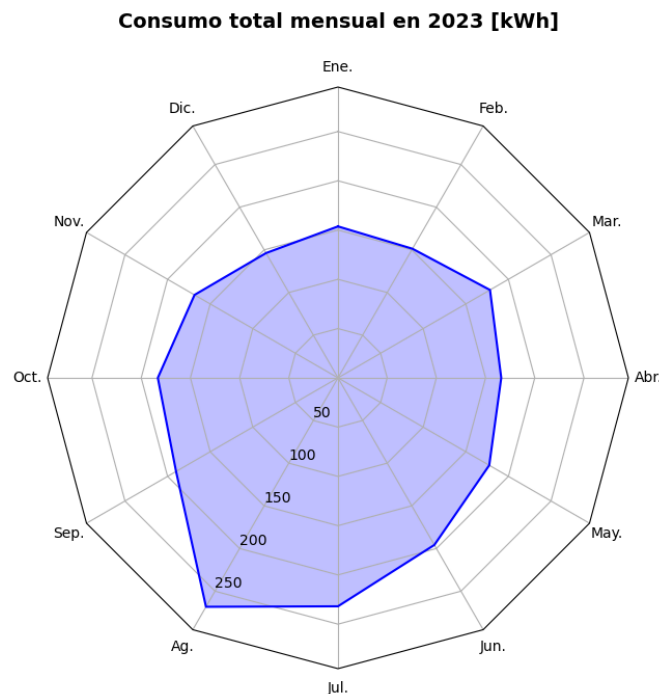


Figura 3.1: Representación del consumo de estudio por mes del año (datos en Tabla B.2).

En la Figura 3.1 se puede observar en qué meses se demanda más energía. Destaca a primera vista cómo sube el consumo en los meses de verano, siendo agosto el mes donde este es mayor (268,106 kWh). Pese a que son meses donde se está menos en casa debido a las vacaciones, es esperable este aumento ya que se utiliza a menudo el aire acondicionado en varias estancias de la casa durante varias horas al día. Asimismo, en julio y agosto es donde se dan las temperaturas más altas, lo que acentúa este comportamiento cuanto más cálido sea el verano.

Algo que puede llamar la atención es por qué, al igual que ocurrió esta subida en verano, no hay otro pico de consumo en invierno con las temperaturas propias de la estación en los meses más fríos. La explicación es que, en este caso, la vivienda no dispone de calefacción eléctrica, sino de calefacción central de gas natural, independiente del consumo eléctrico. Esto también es otro de los motivos principales por los que el consumo anual se encuentra tan por debajo de la media nacional.

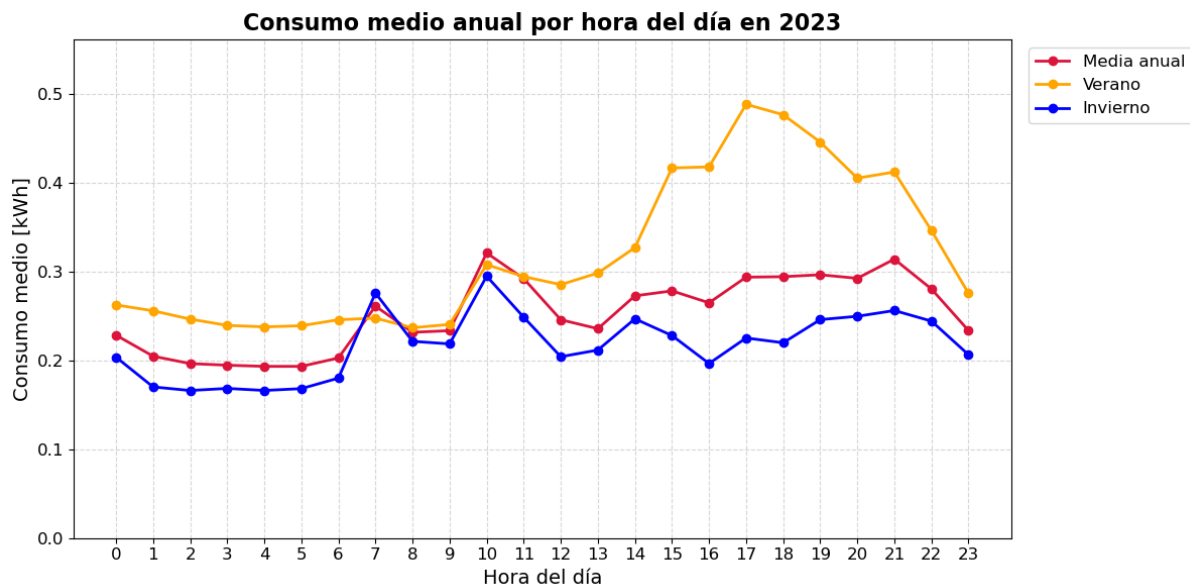


Figura 3.2: Evolución del consumo horario medio anual, en verano y en invierno del año 2023 (datos en Tabla B.3 junto con los datos adicionales de los consumos medios en primavera y otoño).

Siguiendo con esa diferencia estacional mencionada, se observa en la Figura 3.2 la diferencia en el consumo horario entre verano e invierno, así como la media anual. Se ha elegido representar estas dos estaciones específicamente ya que, en la mayoría de las horas, se corresponden con los consumos medios máximos y mínimos del año. No obstante, destacan las 7:00 y las 10:00 horas: a las 7:00, en invierno se da el consumo medio máximo y en verano, el mínimo. Por otra parte, a las 10:00 ocurre que los consumos de primavera y otoño, que normalmente se encuentran entre los de invierno y verano, son en ambos casos superiores a ambas estaciones.

Asimismo, a esas horas se ven los dos primeros picos de consumo del día, ya que se tratan de las horas de despertarse entre semana y en fin de semana. Además, a las 10:00 también se hace uso de electrodomésticos como la lavadora de vez en cuando en días de entre semana cuando se teletrabaja, lo que contribuye a que el pico sea mayor.

En cuanto al resto del día, de madrugada es donde el consumo es menor, siendo mayor en verano por el uso de ventiladores o aire acondicionado. Por la tarde, a partir de las 14:00, es cuando se observa la diferencia más pronunciada entre estaciones, aumentando en gran cantidad el consumo en verano. Esto se debe a que, durante esos meses, la madre de la autora tiene jornada intensiva en el trabajo y no trabaja por las tardes. Sumado a las altas temperaturas que hay a esas horas, la estancia en casa y con electrodomésticos que disminuyan la temperatura del hogar (que es especialmente caluroso al tratarse de un último piso), hace que haya un uso de electricidad muchísimo mayor que durante otras estaciones del año.

3.1. Factura inicial de la vivienda

Teniendo en consideración los hábitos de consumo previamente vistos, se va a proceder a estudiar qué momentos suponen un mayor coste en la factura.

Además de analizar cuándo el consumo es mayor, para determinar el coste total de la factura hay que tener en cuenta para cada hora con qué precio se corresponde el consumo realizado. Para 2023, la distribución de precios horarios fue la siguiente:

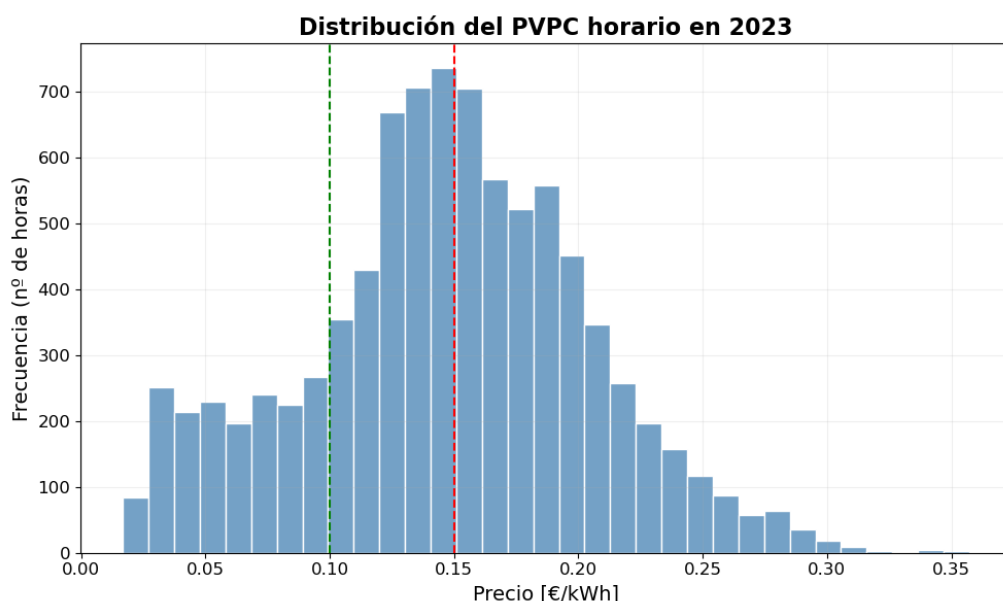


Figura 3.3: Frecuencia de los precios horarios para el año 2023. Fuente: *Red Eléctrica*.

Tomando como referencia los rangos de precio que aparecen en la consulta del término de facturación de energía activa del PVPC, se tiene que el 19,68 % de las horas han sido baratas ($<0,10$ €/kWh); el 32,05 %, de precio intermedio ($0,10 - 0,15$ €/kWh); y el 48,27 %, caras ($>0,15$ €/kWh). Esta distribución hace intuir que gran parte de la factura se deberá al consumo en las horas más caras, que son casi la mitad de las horas del año.

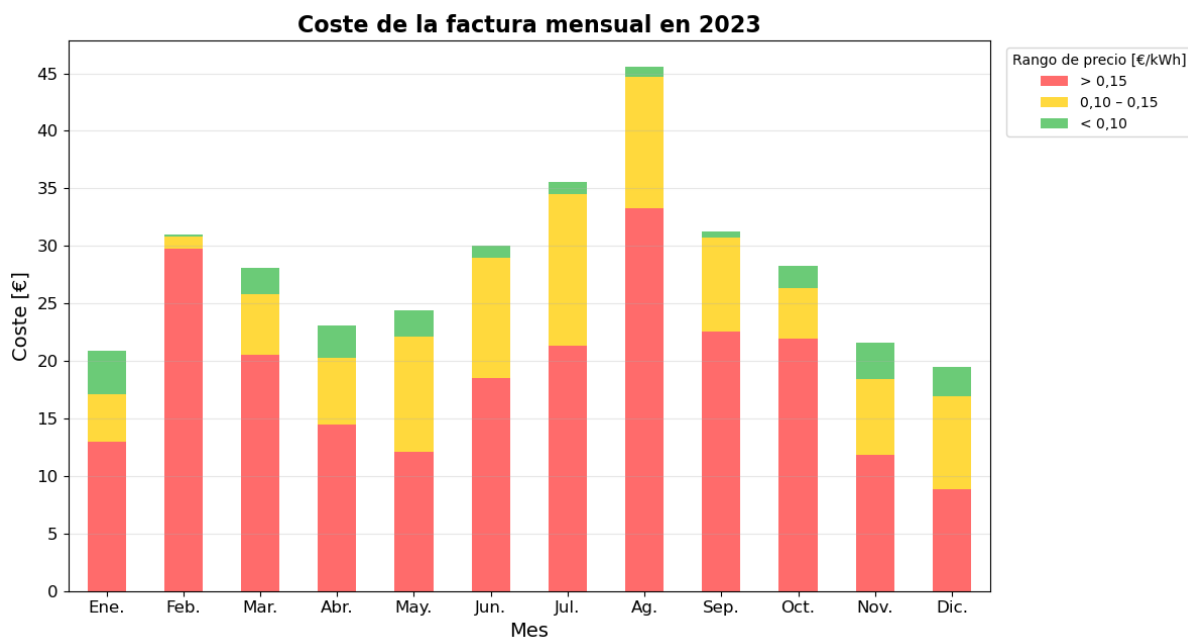


Figura 3.4: Coste mensual de la factura eléctrica para el año 2023, en ausencia de instalación fotovoltaica y de baterías, clasificada por la cantidad de coste generado en cada tramo de precio definido previamente (mapa de calor con los datos en Tabla B.4).

En la Figura 3.4 se confirma que, como era de esperar, el 67,28 % de la factura anual se debe al consumo en horas donde el kWh cuesta más de 0,15 €. Destaca especialmente febrero, donde el coste proveniente de horas caras es muy parecido al de agosto, siendo el consumo en este mes mucho menor (117 kWh de diferencia). Sin embargo, sólo el 6,66 % del consumo se hace en las horas baratas.

Una vez vistos los hábitos de consumo y el análisis de los precios, se llega a la conclusión preliminar de que, para conseguir ahorrar lo máximo posible en la factura, **la instalación fotovoltaica con baterías que se instale debería hacer que se consuma energía de la red lo menos posible durante las horas más caras**. Asimismo, habrá que aprovechar las **horas más económicas para cargar las baterías** si es posible y, de esa manera, **recurrir a esa energía cuando el precio del kWh sea elevado**.

4. Formulación matemática del problema de optimización

El objetivo del problema de estudio será optimizar el comportamiento horario de las baterías para minimizar la factura eléctrica. Posteriormente, se explicará la elección del tamaño de las ventanas de optimización para este caso.

4.1. Conjuntos e índices

- $t \in \mathcal{T} = \{1, 2, \dots, T\}$: Índice (t) y conjunto ($\mathcal{T}$) de los periodos de tiempo del horizonte de optimización.

4.2. Parámetros

- D_t : Consumo eléctrico en el periodo t [kWh].
- G_t : Generación fotovoltaica en el periodo t [kWh].
- π_t^c : Precio de compra de la energía en el periodo t [€/kWh].
- π_t^v : Precio de venta de la energía excedentaria en el periodo t [€/kWh].
- C_{bat} : Capacidad máxima de la batería [kWh].
- P_{max} : Potencia máxima de carga/descarga de la batería [kW].
- P_{cont} : Potencia contratada en la vivienda [kW].
- η_c : Eficiencia de carga de la batería.
- η_d : Eficiencia de descarga de la batería.
- S_0 : Estado de carga inicial de la batería [kWh].

4.3. Variable de decisión

- $E_{\text{bat},t}$: Cantidad de energía en kWh que carga o descarga la batería en un periodo horario.

4.4. Función objetivo

La función objetivo será la factura correspondiente del conjunto $\mathcal{T}$ elegido:

$$\min_{E_{\text{bat},t}} \Phi = \sum_{t=1}^T [\pi_t^c \cdot \max(0, D_t + E_{\text{bat},t} - G_t) - \pi_t^v \cdot \max(0, G_t - (D_t + E_{\text{bat},t}))], \quad (4.1)$$

siendo $\max(0, D_t + E_{\text{bat},t} - G_t) = E_{\text{red},t}^c$ la energía de red utilizada en el periodo t y $\max(0, G_t - (D_t + E_{\text{bat},t})) = E_{\text{red},t}^v$ la energía inyectada a la red en el periodo t .

4.5. Restricciones

Las restricciones del problema están definidas por las siguientes ecuaciones:

$$S_t = S_{t-1} + \begin{cases} E_{\text{bat},t-1} \cdot \eta_c & \text{si } E_{\text{bat},t-1} > 0 \\ \frac{E_{\text{bat},t-1}}{\eta_d} & \text{si } E_{\text{bat},t-1} < 0 \\ 0 & \text{si } E_{\text{bat},t-1} = 0 \end{cases} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.2)$$

$$0 \leq S_t \leq C_{\text{bat}} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.3)$$

$$-P_{\text{max}} \cdot \Delta t \leq E_{\text{bat},t} \leq P_{\text{max}} \cdot \Delta t \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.4)$$

$$0 \leq \frac{E_{\text{red},t}^c}{\Delta t} \leq P_{\text{cont}} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.5)$$

$$0 \leq \frac{E_{\text{red},t}^v}{\Delta t} \leq P_{\text{cont}} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.6)$$

$$\frac{C_{\text{bat}}}{2} - \varepsilon \leq S_t \leq \frac{C_{\text{bat}}}{2} + \varepsilon \quad (4.7)$$

que representan estas condiciones:

- **Ecuación 4.2:** el estado inicial de la batería en una hora t tiene que ser la suma del estado y del comportamiento de la batería en la hora anterior, teniendo en cuenta los rendimientos de carga y descarga para cada caso.
- **Ecuación 4.3:** el estado de la batería en una hora t sólo puede ser no negativo y menor o igual a la capacidad máxima de almacenamiento de la batería.
- **Ecuación 4.4:** la batería podrá cargarse o descargarse con una potencia máxima P_{max} durante cada periodo horario $\Delta t = 1$ hora.
- **Ecuaciones 4.5 y 4.6:** la potencia media (cantidad de energía utilizada de la red o inyectada en ella en un periodo horario Δt) no podrá superar la potencia contratada de la vivienda. Se trabaja con energía utilizada por hora en vez de con la potencia específica dentro de esa hora porque se va a estudiar el comportamiento neto en ese periodo horario, sin especificar la potencia utilizada en distintos momentos dentro de la periodo de trabajo.
- **Ecuación 4.7:** la batería tiene que acabar en un estado cercano a la mitad de la capacidad de la batería. Se impone un intervalo en vez de una igualdad para facilitar la ejecución posterior del optimizador. Asimismo, esta restricción hace que la batería no acabe descargada ya que, al llegar al final del conjunto $\mathcal{T}$, si el optimizador no ve más allá de este, el comportamiento óptimo sería descargarse por completo para utilizar toda la energía y aprovecharla.

5. Implementación en la herramienta de simulación

Para solucionar este problema se ha elegido utilizar Python, al ser un lenguaje ampliamente utilizado. Para poder calcular la factura, se ha necesitado importar tres tipos de datos: el consumo, el PVPC y la generación solar. En el posterior cálculo de emisiones equivalentes de CO₂, se ha usado un archivo adicional.

5.1. Formato de los archivos de los datos

5.1.1. Consumo

Los datos horarios de consumo del año analizado se han descargado desde el área de usuario de la empresa distribuidora correspondiente en un archivo Excel (.xlsx). Dicho archivo estaba formado por las siguientes columnas:

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Código universal de punto de suministro	Fecha	Hora	Consumo kWh	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	Método de obtención
2		01/01/2023		1 0,157	Sin dato	Sin dato	0,157	Real
3		01/01/2023		2 0,140	Sin dato	Sin dato	0,140	Real
4		01/01/2023		3 0,131	Sin dato	Sin dato	0,131	Real
5		01/01/2023		4 0,149	Sin dato	Sin dato	0,149	Real
6		01/01/2023		5 0,134	Sin dato	Sin dato	0,134	Real
7		01/01/2023		6 0,129	Sin dato	Sin dato	0,129	Real
8		01/01/2023		7 0,153	Sin dato	Sin dato	0,153	Real
9		01/01/2023		8 0,142	Sin dato	Sin dato	0,142	Real
10		01/01/2023		9 0,138	Sin dato	Sin dato	0,138	Real
11		01/01/2023		10 0,149	Sin dato	Sin dato	0,149	Real

Figura 5.1: Ejemplo del formato del archivo con los datos de consumo horario de la vivienda de estudio (no se muestra el código universal de punto de suministro por motivos de protección de datos).

Por homogeneidad, habrá que restarle 1 a todas las horas del día para que el día empiece en 0 y, al crear el formato de fecha completa adjuntando la columna de fecha, se pueda reconocer en formato datetime. Las columnas de interés, por tanto, serán *Fecha*, *Hora* y *Consumo_kWh*.

5.1.2. PVPC

Los datos del PVPC se han obtenido de la página web de Red Eléctrica [22], que permite su descarga en ficheros Excel (.xls). Como puede verse en la Figura 5.2 de la página siguiente, cada fichero contiene los datos de un día, por lo que será necesario leer todos los del periodo a analizar y crear un único archivo con la información precisa, como se verá más adelante.

Las columnas necesarias de este archivo serán *Día*, *Término energía PVPC FEU = TEU + TCU €/MWh consumo*, *Total PMH €/MWh bc* y *Coste desvíos €/MWh bc*. Por comodidad, se renombrarán respectivamente como *Fecha*, *PVPC_total*, *Total_diario_intradiario* y *Desvíos*. Habrá que convertir los datos a €/kWh para que sean más cómodos de operar y acorde al tamaño del consumo de la vivienda.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1					Detalle cálculo término energía PVPC para Península, Canarias y Baleares. Fecha 01-01-2023									
2														
3														
4	Hora				Componentes PVPC			Coefficiente pérdidas		Total				
	Día	Hora	Peaje	Periodo	Término energía PVPC TEU = TEU + TCU €/MWh consumo	Peajes y cargas TEU €/MWh consumo	Precio producción TCU=CP x(1+PERD/100) €/MWh consumo	% coeficiente pérdidas PVPC PERD	% coeficiente pérdidas estándar	Coste producción CP €/MWh bc	Total OC €/MWh bc	Financiación OS €/MWh bc	Financiación OM €/MWh bc	Carga capacidad €/MWh bc
5														
6	01/01/2023	1	2.OTD	3	41,45	3,18	38,27	23,7	18,0	30,94	1,48	0,16	0,04	0,00
7	01/01/2023	2	2.OTD	3	43,01	3,18	39,83	24,7	18,0	31,94	1,49	0,16	0,04	0,00
8	01/01/2023	3	2.OTD	3	58,07	3,18	54,90	26,1	18,0	43,53	1,67	0,16	0,04	0,00
9	01/01/2023	4	2.OTD	3	60,69	3,18	57,52	27,2	18,0	45,22	1,69	0,16	0,04	0,00
10	01/01/2023	5	2.OTD	3	62,91	3,18	59,73	27,8	18,0	46,74	1,71	0,16	0,04	0,00
11	01/01/2023	6	2.OTD	3	61,48	3,18	58,30	27,9	18,0	45,58	1,70	0,16	0,04	0,00
12	01/01/2023	7	2.OTD	3	63,01	3,18	59,84	27,3	18,0	47,01	1,72	0,16	0,04	0,00
13	01/01/2023	8	2.OTD	3	60,32	3,18	57,14	26,3	18,0	45,24	1,69	0,16	0,04	0,00
14	01/01/2023	9	2.OTD	3	67,93	3,18	64,75	25,6	18,0	51,55	1,79	0,16	0,04	0,00
15	01/01/2023	10	2.OTD	3	64,65	3,18	61,48	23,1	18,0	49,94	1,76	0,16	0,04	0,00

Figura 5.2: Ejemplo del formato del archivo con los datos del PVPC.

5.1.3. Generación solar

Los datos de generación solar son los proporcionados por la Comisión Europea [23] en formato csv. En esa página se puede seleccionar con exactitud la ubicación deseada para obtener los datos correspondientes a la ubicación de estudio. En la configuración previa a la descarga de datos, se seleccionó la base de datos PVGIS-SARAH3, el tipo de montaje fijo con configuración óptima de inclinación y de ángulo acimutal y, al seleccionar la opción *Potencia FV*, la configuración por defecto (silicio cristalino, potencia pico de 1 kW y pérdidas del sistema del 14 %).

Cabe mencionar que, por cuestión de protección de datos, los datos mostrados en la Figura 5.3 se corresponden con los de otra parte de la ciudad.

```

1  Latitude (decimal degrees): 40.413
2  Longitude (decimal degrees): -3.691
3  Elevation (m): 644
4  Radiation database: PVGIS-SARAH3
5
6
7  Slope: 38 deg. (optimum)
8  Azimuth: -5 deg. (optimum)
9  Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp): 1.0
10 System losses (%): 14.0
11 time,P,G(i),H_sun,T2m,WS10m,Int
12 20230101:0010,0.0,0.0,0.0,6.55,1.52,0.0
13 20230101:0110,0.0,0.0,0.0,6.72,1.31,0.0
14 20230101:0210,0.0,0.0,0.0,5.91,1.31,0.0
15 20230101:0310,0.0,0.0,0.0,4.83,1.52,0.0
16 20230101:0410,0.0,0.0,0.0,4.14,1.52,0.0
17 20230101:0510,0.0,0.0,0.0,3.76,1.52,0.0
18 20230101:0610,0.0,0.0,0.0,3.49,1.45,0.0

```

Figura 5.3: Ejemplo del formato del archivo con los datos de la generación solar para una ubicación de ejemplo en la ciudad de Madrid.

Las columnas de interés serán *time* (fecha y hora de los datos) y *P* (potencia del sistema en kW para cada hora). Dado que los intervalos de trabajo son horarios ($\Delta t = 1$ h), estos valores representan la potencia media de generación durante cada hora y son numéricamente equivalentes a la cantidad de energía generada por hora en kWh.

Por homogeneidad, habrá que restarle 10 minutos a la hora indicada en el archivo para poder combinar los datos de generación con el resto. Asimismo, habrá que descartar las 10 primeras y las 7 últimas filas para trabajar sólo con la información de interés.

5.1.4. Emisiones de CO₂

Pese a que no será necesario para calcular la factura, en este trabajo se utilizarán también las emisiones de CO₂ equivalentes. Dicho archivo consiste en un csv proporcionado por Red Eléctrica [24], del cual sólo serán de interés las columnas *value*, que proporciona las toneladas de CO₂ producidas por MW, y *datetime*, con la fecha, hora y zona horaria.

Por el mismo motivo que ocurría con la potencia de generación, estos valores son numéricamente equivalentes a tCO₂/MWh ($1 \text{ tCO}_2/\text{MW} \cdot \Delta t = 1 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$). Sin ser necesaria ninguna conversión, se trabajará con kgCO₂/kWh por comodidad de visualización de datos.

```
1 id;name;geoid;geoname;value;datetime
2 10355;CO2 Asociado Generación T.Real;;;0.06941047834852297;2023-01-01T00:00:00+01:00
3 10355;CO2 Asociado Generación T.Real;;;0.07864956976985278;2023-01-01T01:00:00+01:00
4 10355;CO2 Asociado Generación T.Real;;;0.08203258898859385;2023-01-01T02:00:00+01:00
5 10355;CO2 Asociado Generación T.Real;;;0.08373484358039535;2023-01-01T03:00:00+01:00
6 10355;CO2 Asociado Generación T.Real;;;0.08505308839002976;2023-01-01T04:00:00+01:00
7 10355;CO2 Asociado Generación T.Real;;;0.08430640479278612;2023-01-01T05:00:00+01:00
8 10355;CO2 Asociado Generación T.Real;;;0.08301809345717573;2023-01-01T06:00:00+01:00
9 10355;CO2 Asociado Generación T.Real;;;0.0815421694052022;2023-01-01T07:00:00+01:00
10 10355;CO2 Asociado Generación T.Real;;;0.08349076783372011;2023-01-01T08:00:00+01:00
```

Figura 5.4: Formato de los datos de emisiones equivalentes generadas.

5.2. Librerías utilizadas

Las librerías utilizadas en la elaboración del código han sido las siguientes:

- **numpy**: para vectores y operaciones como sumas acumuladas, valores absolutos, máximos, etc.
- **pandas**: para poder leer los archivos Excel y csv, así como para combinar dataframes y guardarlos como archivos.
- **scipy.optimize**: para poder resolver el problema de optimización con la función **minimize**.
- **time**: para medir el tiempo empleado en la ejecución.
- **os**: para poder comprobar si existe un archivo determinado o no.
- **datetime**: se utiliza la función **timedelta** para poder ajustar las horas de los datos de generación a en punto y así hacerlos corresponder con el formato de las fechas del resto de archivos.

5.3. Funciones de preparación de datos

En primer lugar, se ha diseñado un conjunto de funciones que se encargan de leer los archivos y obtener un dataframe conjunto con toda la información para poder trabajar con él. Otras funciones se encargan de, además de leer los ficheros de origen, generar otro fichero con los datos que se utilizan, pero en un formato más cómodo de manejar.

5.3.1. precios.py, generacion.py y co2.py

Las funciones contenidas en estos archivos sólo se utilizan si el archivo con los datos de precios, generación o emisiones del año de estudio no existe para generarlo entonces. Esto se hace con el objetivo de acelerar un poco el proceso y que el ordenador no tenga que leer y filtrar los archivos cada vez que se ejecuta el programa.

En el caso de `precios.py` (Anexo A.2), se lee una carpeta con los 365 ficheros de datos diarios y se devuelve un Excel con la fecha (en UTC y en zona horaria de Madrid), hora, PVPC y precio de la energía excedentaria. El programa `generacion.py` (Anexo A.3), sin embargo, lee un csv con los datos de generación de varios años para devolver un csv con los datos del año de interés filtrados. Sus columnas son la fecha en UTC y la potencia generada en la hora correspondiente.

Por último, `co2.py` (Anexo A.4) simplemente elimina las columnas que no son necesarias y devuelve un csv que contiene únicamente la fecha y el valor de las emisiones equivalentes horarias correspondientes.

5.3.2. existencia

Esta función es la que comprueba si los archivos filtrados ya existen o si, por el contrario, es necesario llamar a las funciones contenidas en `precios.py`, `generacion.py` o `co2.py` para crearlos primero.

5.3.3. procesar_consumo y unir_dfs

La función `procesar_consumo` se encuentra dentro de `obtener_dataframes.py` (Anexo A.1) y se encarga de leer el archivo del consumo del año de estudio, tratarlo y devolver directamente el dataframe con los datos necesarios. No se guarda en otro archivo como el resto porque el archivo de origen ya es fácil de interpretar.

Finalmente, la función `unir_dfs` (contenida también en el archivo `obtener_dataframes.py`) se encarga de crear el dataframe conjunto con el que se trabajará partiendo de los distintos dataframes separados. **La unión se realiza en base a las fechas en UTC.** De esta forma, se solventan los posibles problemas de interpretación que hay con los datos de los cambios de hora de primavera y otoño, asegurando una correspondencia de horas sin lugar a confusión. Una vez unidos, se convierte la columna a zona horaria de Madrid para poder trabajar con las fechas de interés.

Es importante tener esto último en cuenta ya que, aquellos datos que estén dados con fecha UTC, tendrán que filtrarse de manera consecuente con este cambio posterior.

5.4. Módulo de optimización

En la función `optimizar` (Anexo A.6) se traduce a código la formulación matemática del apartado 4. Los parámetros D_t , G_t , π_t^c y π_t^p se obtendrán del dataframe conjunto creado antes, mientras que el resto serán constantes establecidas según las características de las baterías y de la vivienda.

El comando que minimiza la función objetivo es el siguiente:

```

64 res = minimize(
65     coste_total,
66     E_bat_0,
67     method='SLSQP',
68     bounds=bounds,
69     constraints=[restric],
70     options={'disp': True, 'maxiter': 150, 'ftol': 1e-3, 'eps': 1e
71             -2})

```

Fragmento 5.1: Comando de minimización de la función objetivo `coste_total` (Anexo A.6).

Se eligió utilizar el método SLSQP (Sequential Least Squares Programming) por varios motivos. En primer lugar, de todos los métodos disponibles para la función `minimize`, se descartaron los métodos escalares por estar lidiando con un problema cuya variable de decisión es un vector. Después, una vez se comprobó que las restricciones y la función objetivo estaban bien definidas acorde al problema físico que representan, se probó con distintos métodos y se eligió aquel que, además de no crear errores, conseguía ejecutar la optimización en el menor tiempo posible.

En cuanto a las iteraciones, se eligió establecer el máximo en 150 para dar suficiente margen de ejecución al programa y evitar la parada por límite de iteraciones. Si se diese la parada por ese motivo, podría indicar un posible problema en la implementación. La tolerancia se fija en 0,001 ya que, al estar optimizando un precio diario o mensual y mostrar luego la suma anual, se evita un error en la factura anual por acumulación de errores. Se fija también el paso para la aproximación por diferencias finitas del gradiente de la función, estableciendo el valor para el cual se han obtenido los mejores resultados.

Además de optimizar el comportamiento de las baterías, la función `optimizar` se encarga de generar un dataframe con los resultados para poder hacer su estudio posterior.

5.5. Selección de las ventanas de optimización

El Fragmento 5.1 se ejecuta para un periodo de tiempo determinado que hay que establecer. En este caso, se ha elegido hacer optimizaciones diarias por varias razones. En primer lugar, optimizar el año entero supone un coste computacional demasiado elevado, incluso disponiendo de un ordenador con potencia de cálculo.

En consecuencia, se planteó hacerlo en ventanas de un mes, optimizando la factura mensual directamente y en un tiempo muchísimo menor en comparación. Pese a que esa opción era viable, se ha elegido tomar como optimización de referencia la de periodos diarios para aproximarse más al uso real. Esto se debe a que, en el día a día, cuando no se dispone de todos los datos como ahora, es una aproximación mucho más segura de hacer, debido a que el PVPC es conocido con un día de anterioridad. No obstante, cabe mencionar que esta aproximación para datos desconocidos podría no ser el verdadero comportamiento óptimo, ya que la variación media del consumo horario de un día al siguiente es del 31,479 % (ver Tabla B.5).

En el código principal del programa (Anexo A.8), se diseña un bucle para concatenar las distintas optimizaciones diarias que se harán, estableciendo previamente las fechas de inicio y fin del periodo de análisis (en este caso, el año 2023 al completo):

```
54 while fecha_actual <= fecha_fin:
55     fecha_dia_siguiente = (fecha_actual + pd.DateOffset(days=1)).
        normalize()
56
57     df_periodo = df[(df['Fecha'] >= fecha_actual) & (df['Fecha'] <
        fecha_dia_siguiente)]
58
59     if df_periodo.empty:
60         print(f"No hay datos para el periodo {fecha_actual} a {
            fecha_dia_siguiente}.").
        break
61
62
63     E_bat_previous = None
64
65     res, df_opt = optimizar.optimizar(df_periodo, C_bateria, P_max,
```

```

66         P_contratada, ef_carga, ef_descarga, epsilon, estado_ini=
67         estado_inicial_bucle, E_bat_0=E_bat_previous)

E_bat_previous = res.x.copy()

```

Fragmento 5.2: Bucle de optimizaciones en el main.

```

94     fecha_actual = fecha_dia_siguiente

```

Fragmento 5.3: Actualización de la fecha de inicio al final del bucle.

Como se puede ver, también se incluye como estado inicial del comportamiento de las baterías (`E_bat_0`) el valor obtenido en la optimización anterior para intentar conseguir una convergencia más rápida.

5.6. Salida del programa

A continuación se describen los archivos resultantes de la ejecución:

- `día_fact_co2_mensual_P{potencia_nominal}_C{C_bateria}.csv`: total de emisiones de CO₂ mensuales sin paneles ni baterías, sólo con paneles y con paneles y baterías. Para los dos últimos casos se separa en la cantidad de emisiones producidas por consumo de energía de red y en las emisiones “contrarrestadas” por la inyección de energía.
- `día_fact_coste_mensual_P{potencia_nominal}_C{C_bateria}.csv`: coste total de la factura mensual sin paneles ni baterías, sólo con paneles y con paneles y baterías.
- `día_fact_opt_total_P{potencia_nominal}_C{C_bateria}.csv`: comportamiento detallado de la instalación en cada hora. Se almacena la fecha (en zona horaria local y UTC), el comportamiento y estado de las baterías, el consumo, la generación, el PVPC, el precio de la energía excedentaria, las emisiones de CO₂ equivalentes [kg/kWh], la cantidad de energía obtenida de la red y la cantidad de energía inyectada.
- `día_fact_resultados_optimizacion_P{potencia_nominal}_C{C_bateria}.csv`: recoge los propios resultados informáticos de la optimización, es decir, el número de iteraciones, si ha tenido éxito la optimización o no, el estado y su correspondiente mensaje de información y el tiempo empleado en ella. Se incluyen columnas identificativas como la fecha, potencia nominal y capacidad de batería. De esta manera, se puede analizar si se ha encontrado un valor óptimo y si no, se puede saber el motivo de fallo.
- `día_fact_resumen_anual_todas_las_combinaciones.csv`: factural anual sin paneles ni baterías, sólo con paneles y con paneles y baterías para todas las combinaciones de `potencia_nominal` y `C_bateria`.
- `día_tiempos_ejecucion.csv`: recopilación del tiempo total de ejecución de todo el programa para cada combinación de potencia instalada y capacidad de baterías.

Los valores de `potencia_nominal` y `C_bateria` cambiarán según avance el bucle de ejecución para obtener distintas combinaciones. Se añaden los distintivos *día_* y *fact_* para saber que se trata del archivo correspondiente a la optimización diaria de la factura, respectivamente. Al hacerse más ejecuciones con otras ventanas de tiempo o de optimización de emisiones, como se verá posteriormente, es necesario diferenciar los archivos de salida.

6. Estudio de los resultados

6.1. Factura anual

Con un consumo de 2.210,62 kWh, la factura anual sin paneles solares ni baterías era de 339,28 €. Con la optimización, se puede observar en la Figura 6.1 cómo varía esta para todas las combinaciones de valores de potencia pico instalada y de la capacidad de almacenamiento de las baterías:

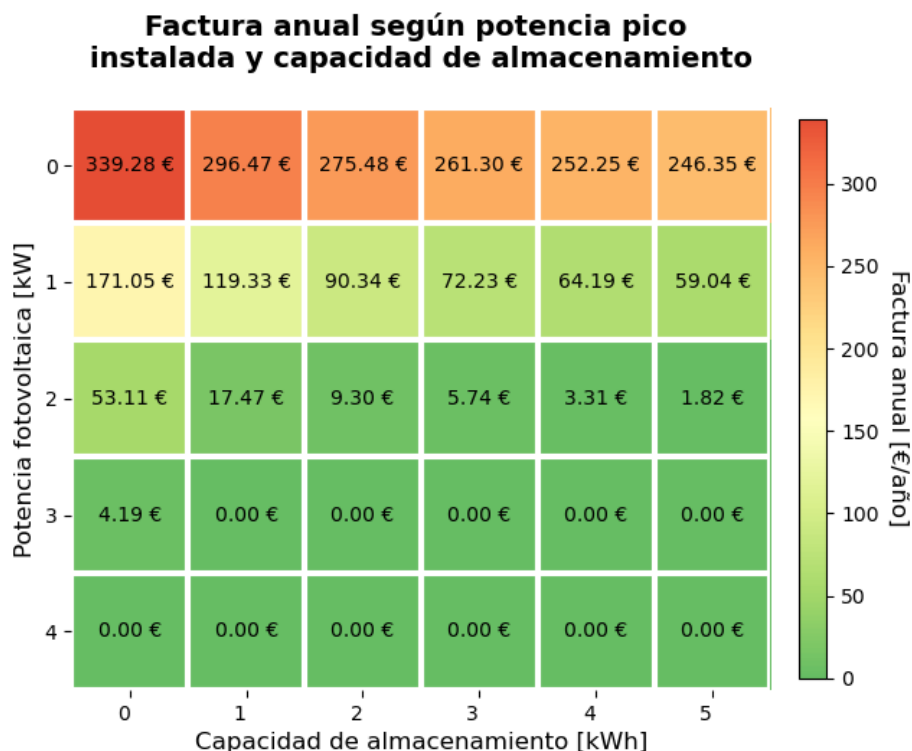


Figura 6.1: Factura anual de la vivienda obtenida para la minimización de la factura según la potencia fotovoltaica y la capacidad de almacenamiento instaladas.

Gracias a la instalación de paneles solares con o sin baterías, se puede llegar a conseguir un ahorro de hasta el 100 % en la factura anual. Sin embargo, con menos potencia de generación y capacidad de almacenamiento, también se puede llegar a conseguir una reducción del coste anual muy competitiva.

Para tener una idea del orden de magnitud de las distintas potencias pico de generación de estudio con respecto al consumo base de la vivienda, en la Figura 6.2 de la siguiente página se representa la Figura 3.1 junto a la generación total por mes para algunas de las potencias analizadas.

Pese a que la generación solar no se da durante las 24 horas del día, ya con 2 kW de potencia nominal se tiene más generación que consumo acumulado para cada mes del año, especialmente en primavera. Consecuentemente, sin baterías, la factura se reduce en un 84,3 % en comparación con la factura original y en un 69 % con respecto a instalar sólo 1 kW de potencia pico. Ya con 4 kW de potencia instalada se cubren al completo las necesidades de la vivienda, de manera que la factura sería gratuita incluso sin baterías gracias a la inyección de excedentes.

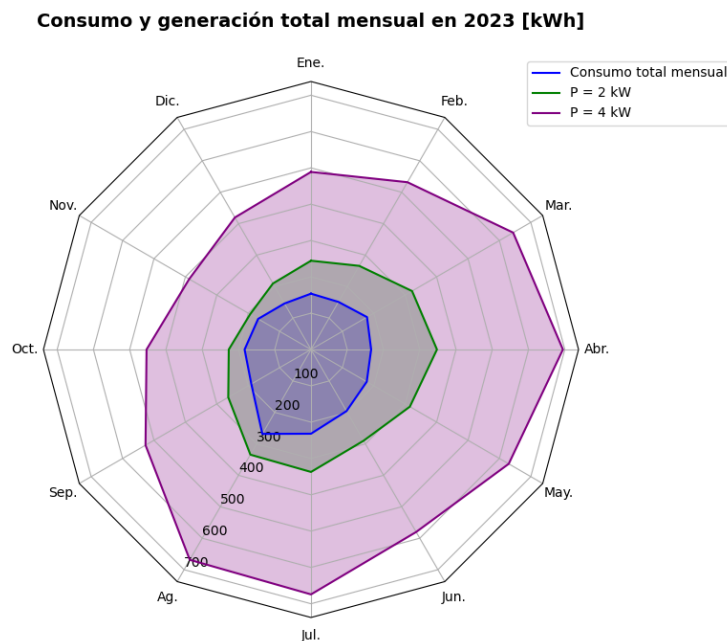


Figura 6.2: Representación del consumo mensual total de la vivienda y de la generación acumulada por mes según la potencial nominal instalada.

6.2. Comportamiento de las baterías

Una vez vistos los cambios en la factura, se va a analizar cómo es el comportamiento óptimo medio a lo largo del año. En primer lugar, se presenta en la Figura 6.3 cómo sería este cuando no hay paneles solares aportando energía extra, dependiendo así única y exclusivamente del PVPC. Se define el $balance_{consumo+batería}$ como la suma del consumo de la vivienda y del comportamiento de la batería para cada hora, que justo en el caso sin paneles, representa el punto de vista de la red. El estado de la batería graficado es el estado inicial de la hora correspondiente.

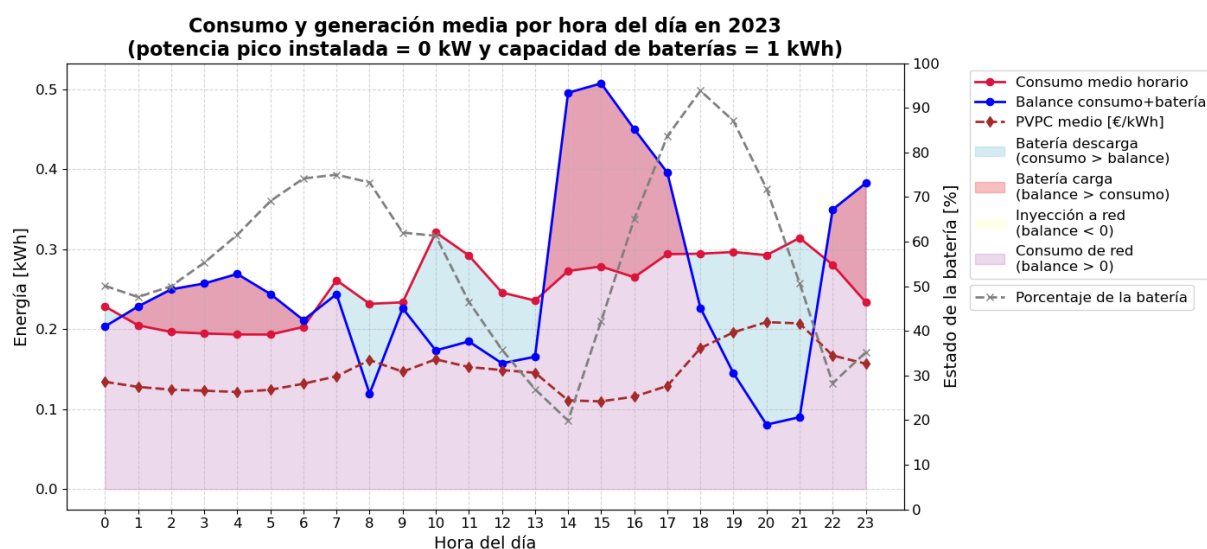


Figura 6.3: Representación del comportamiento horario medio de las baterías en el año 2023 para optimización diaria, ante ausencia de paneles solares, junto al PVPC horario medio (datos en Tabla B.6).

En este caso, su funcionamiento consiste en cargar las baterías cuando los precios son más bajos para descargarlas cuando hay una mayor demanda o esta supone un mayor coste. Al aumentar la capacidad de energía (a partir de los 3 kWh) llega a haber inyección de energía a la red en el tramo central del último periodo de descarga del día. Asimismo, el último periodo de carga (a partir de las 22:00) se convierte en periodo de descarga.

Si se añaden paneles solares con 1 kW de potencia pico instalada, el comportamiento pasaría a ser ahora el siguiente:

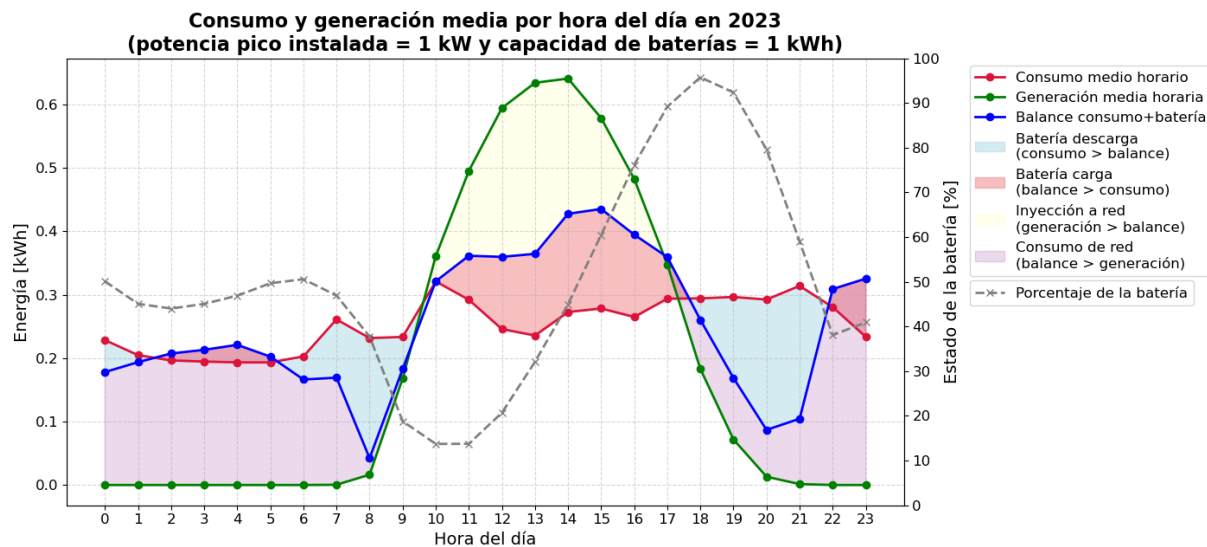


Figura 6.4: Comportamiento horario medio de las baterías para optimización diaria con potencia pico instalada de 1 kW y baterías con capacidad total de 1 kWh (datos en Tabla B.7).

Con esto se aprecia que la carga o la descarga ya no están tan marcadas por los precios, sino también por la presencia de generación, donde se da la mayor cantidad de carga en el día. No obstante, también hay algo de carga cuando los precios son menores, como en la madrugada. Además, ahora también hay inyección de energía sobrante a la red.

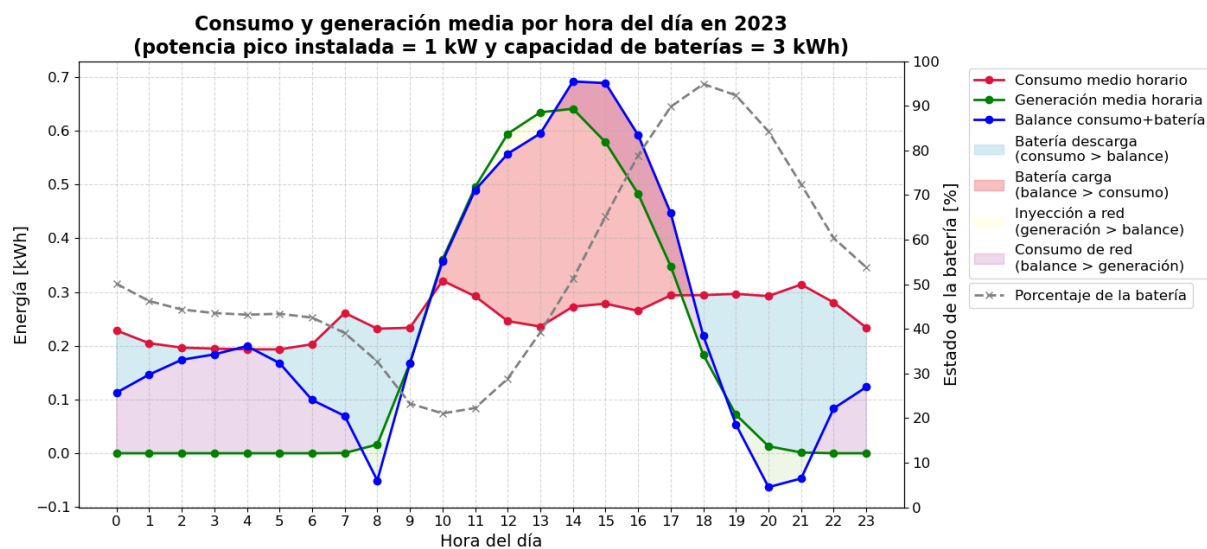


Figura 6.5: Comportamiento horario medio de las baterías para optimización diaria con potencia pico instalada de 1 kW y baterías con capacidad total de 3 kWh (datos en Tabla B.8).

Un caso que se puede dar al aumentar la capacidad de las baterías es el representado en la Figura 6.5. En él, aun estando en momentos de mayor generación fotovoltaica, se consume energía de red para cargar las baterías (cuando el $\text{balance}_{\text{consumo}+\text{batería}}$ es mayor que la generación y que el consumo base). Este comportamiento únicamente se dará para capacidades de 3, 4 y 5 kWh con 1 kW de potencia instalada.

Además de esto, se aprecia cómo ya no existen otros periodos de carga a lo largo del día. Por lo general, a partir de esta configuración se dará esta distribución de carga y descarga (modelo de 3 tramos), explicada posteriormente en el apartado 6.3.1. Las únicas excepciones se dan con capacidad de 1 kWh, donde hay alguna hora de la madrugada (especialmente la primera hora del día) en la que hay un poco de carga. Sin embargo, en horas de generación ya no habrá consumo de la red, sino que siempre habrá cierta cantidad de energía inyectada en la red.

Cabe señalar que, los periodos donde inicia y termina la generación solar, en los que hay inyección de energía, se harán más pronunciados con mayores capacidades de almacenamiento y, en consecuencia, también aumentará dicha inyección.

6.3. Comparación con ventanas de optimización de un mes

Como se mencionó en la Sección 5.5, en primer lugar se planteó hacer optimizaciones mensuales en vez de diarias. Aunque se eligieron las diarias por una mejor aproximación al uso real, se va a analizar si, disponiendo de todos los datos, el comportamiento de las baterías podría ser aún mejor.

Para ello, se muestra a continuación la Tabla 6.1 en la que se puede observar cuántos euros se ahorran en la factura anual en comparación con los costes totales mostrados en la Figura 6.1.

Potencia pico instalada [kW]	Capacidad de almacenamiento [kWh]					
	0	1	2	3	4	5
0	0 €	-8,85 €	-13,60 €	-14,04 €	-15,14 €	-16,90 €
1	0 €	-8,13 €	-9,38 €	-9,42 €	-9,42 €	-9,68 €
2	0 €	-3,01 €	-1,50 €	-1,38 €	-1,38 €	-0,94 €
3	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
4	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €

Tabla 6.1: Euros de diferencia en la factura anual en la optimización por mes frente a la optimización por días según la potencia total instalada y la capacidad de almacenamiento.

Se puede apreciar con facilidad cómo, a partir de 2 kW de potencia fotovoltaica instalada, ambas optimizaciones no presentan casi diferencias en cuanto al valor de la factura anual. No obstante, en el caso de no instalar paneles solares o de instalar sólo 1 kW, cuanto mayor es la capacidad de las baterías, más se acentúa la diferencia entre elegir una ventana de optimización diaria frente a una mensual, siendo mejor esta última.

6.3.1. Diferencias en el comportamiento de las baterías

En cuanto al comportamiento diario de las baterías, la mayor diferencia reside en la presencia de dos modelos distintos representados en las siguientes Figuras:

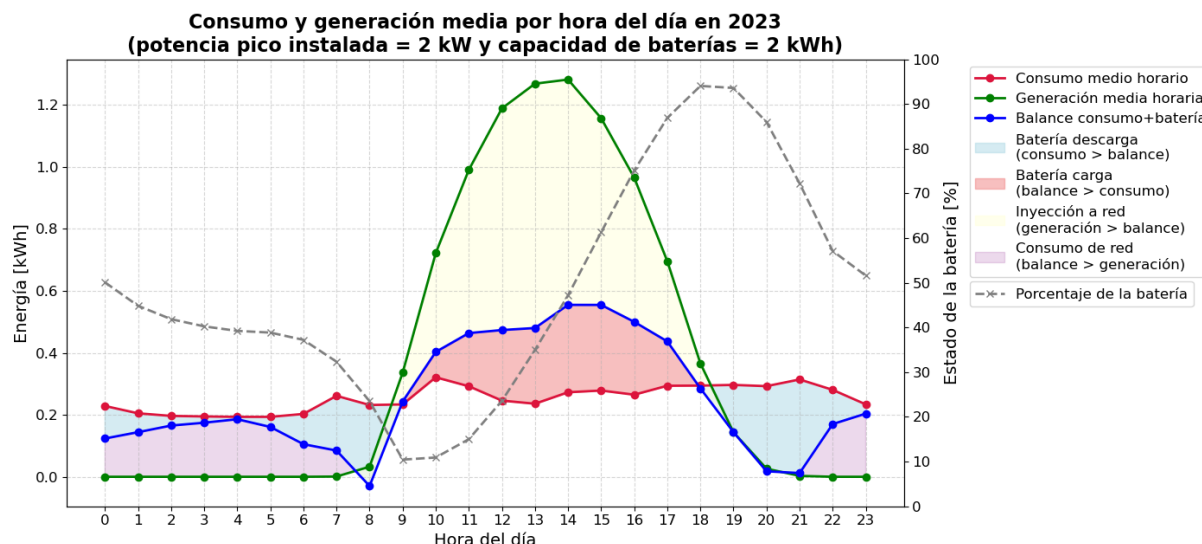


Figura 6.6: Comportamiento de las baterías con la **optimización diaria** (Tabla B.9).

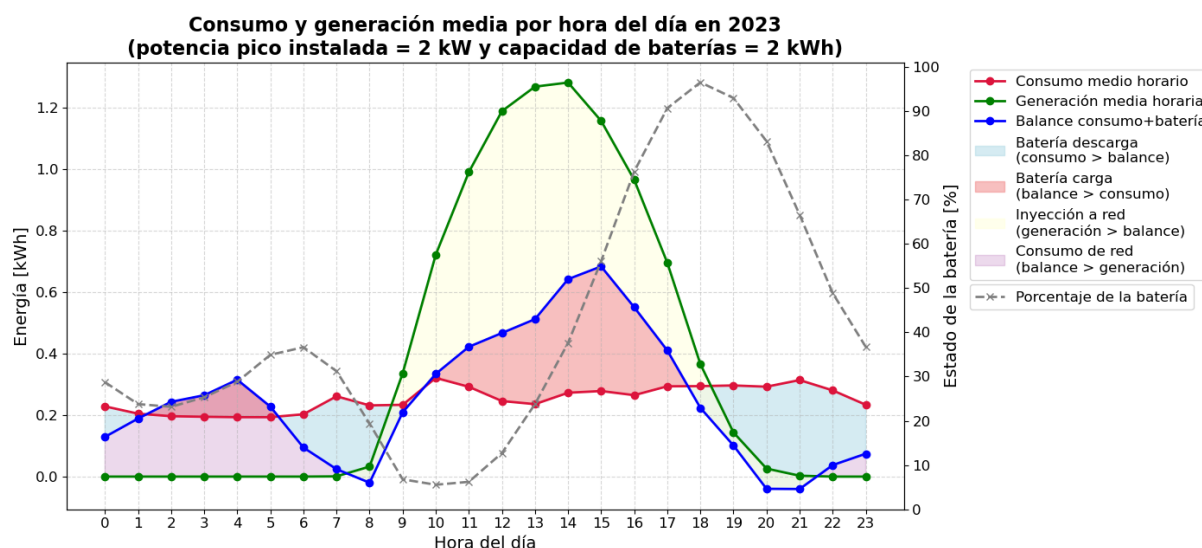


Figura 6.7: Comportamiento de las baterías con la **optimización mensual** (Tabla B.10).

■ Modelo de 3 tramos (descarga-carga-descarga/DCD)

Representado en la Figura 6.6, constituye casi el 100 % de los casos de la optimización diaria. Durante las primeras horas del día, se descarga poco, aprovechando que los precios suelen ser más bajos y consumir no supone un gran gasto. De esta forma, las baterías se aseguran de que pueden servir de apoyo durante el primer pico del día, sobre las 7:00. Una vez empieza la generación fotovoltaica, se van cargando a lo largo de ese tiempo para tener energía almacenada suficiente para proporcionar cuando ya no hay luz solar y además los precios suelen ser más altos.

■ Modelo de 4 tramos (carga-descarga-carga-descarga/2CD)

Este modelo (Figura 6.7), sin embargo, se da principalmente cuando no se puede cubrir suficientemente el consumo de las últimas horas del día con la carga de baterías realizada con generación solar. Por ello, se aprovecha para cargar un poco más durante la madrugada, por ser las horas más económicas.

Ambos modelos se visualizan en la optimización mensual, pero el cambio del modelo de 4 tramos al de 3 ocurre para capacidades más altas. Esto se debe a que, antes de llegar a ese punto, no se puede almacenar la cantidad óptima sólo con generación fotovoltaica y se necesita recurrir a las primeras horas del día para hacer una segunda carga.

Cabe destacar que hay una diferencia importante entre la optimización mensual y la diaria para entender bien por qué se dan los modelos correspondientes: **las veces que se aplica la restricción que impone a la batería terminar el periodo de optimización a la mitad de su capacidad.**

En la optimización mensual, esa restricción sólo se aplica al último día del mes, lo que hace que el resto de días tengan libertad en cuanto al estado final de batería. Esto se puede ver fácilmente en la Figura 6.7, donde el estado medio inicial de la batería a las 00:00 (es decir, el estado final del día anterior) es del 29 %, mientras que en la optimización diaria siempre se empieza con un 50 % de carga como establece la restricción. La tendencia en esta optimización es cargar todo lo posible cuando hay energía solar o los precios son muy baratos para que las horas más caras supongan el menor coste posible –especialmente una vez que ya no hay sol– sin importar que se supere la mitad del almacenamiento para así poder utilizarlo por la noche.

En cambio, en la optimización diaria, la batería tiene que finalizar obligatoriamente a la mitad de su capacidad todos los días. Teniendo en cuenta que también hay una limitación de potencia de descarga, no se podría cargar al máximo la batería si luego el consumo de las últimas horas no fuera suficientemente alto para llegar al requerimiento. De hecho, se pueden observar algunos casos en los que en la última hora hay un poco de carga para poder cumplir con ello, como en la Figura 6.4.

6.4. Batería sin optimizar

Pese a que se haya encontrado el comportamiento óptimo para un año completo, en el uso cotidiano de esta instalación, lo máximo que se puede conocer a futuro es el PVPC del día siguiente. Además, según se ha analizado para los datos del 2023 y se ha mencionado previamente en la Sección 5.5, se confirma que puede haber una variación importante del consumo horario de un día al siguiente, como se puede ver en la Tabla B.5; la variación media horaria de un día al siguiente va desde el 10,729 % hasta el 70,726 %.

Esto lleva a plantearse la siguiente pregunta: ¿merece la pena optimizar con datos estimados o un comportamiento mucho más simple podría obtener resultados similares? Aquí se analiza el comportamiento más intuitivo y básico para las baterías: cargar cuando la generación solar es mayor que el consumo de la vivienda y descargar cuando es menor.

La diferencia en la factura anual con respecto a lo obtenido en la optimización diaria (Figura 6.1) quedaría de la siguiente manera:

	Capacidad de almacenamiento [kWh]					
Potencia pico instalada [kW]	0	1	2	3	4	5
0	0 €	42,78 €	63,74 €	77,89 €	86,91 €	92,78 €
1	0 €	9,82 €	14,61 €	18,78 €	15,16 €	26,63 €
2	0 €	4,37 €	3,07 €	2,45 €	0,82 €	4,12 €
3	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
4	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €

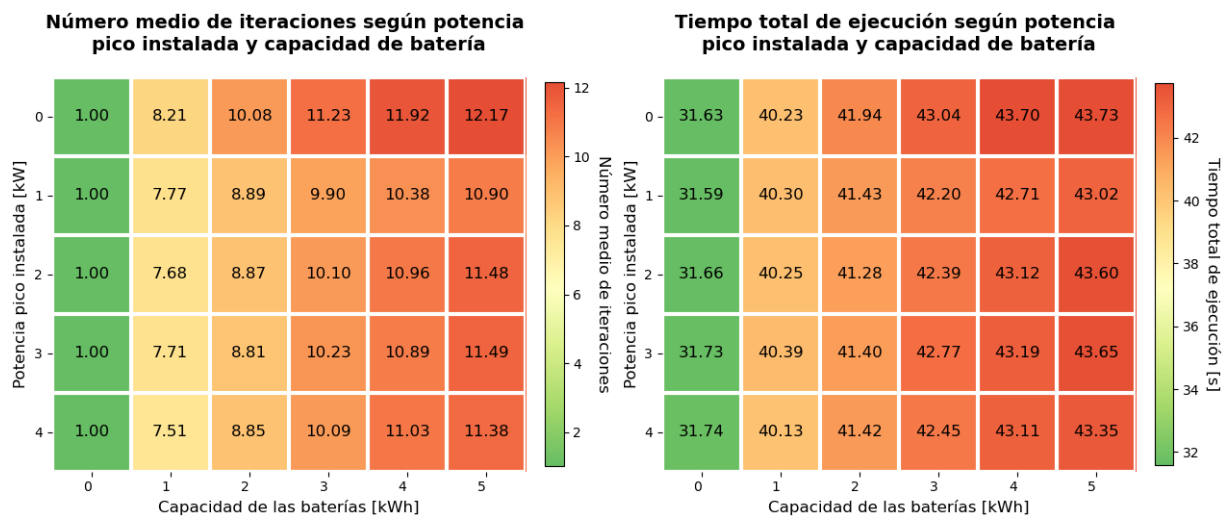
Tabla 6.2: Euros de diferencia en la factura anual entre el comportamiento de batería sin optimizar y el de batería optimizada diariamente según la potencia total instalada y la capacidad de almacenamiento de las baterías.

Viendo las diferencias entre ambos métodos, utilizar un comportamiento simple puede ser muy interesante cuando se cuenta con paneles solares, especialmente a partir de 2 kW, ya que hay un enorme parecido con respecto a los resultados obtenidos con el método de optimización diaria y el gasto anual adicional no llega a los 5 €.

6.5. Análisis de la ejecución de la optimización

Además de los propios resultados de la evolución de la factura y del comportamiento de las baterías, es importante estudiar si las optimizaciones han sido exitosas o si, por el contrario, se han detenido por algún otro motivo. Para ello, se han recogido el estado y los mensajes resultantes en cada caso. El resultado ha sido que, en todas las optimizaciones diarias y mensuales de todos los casos estudiados, **se ha completado la optimización con éxito**.

A continuación se muestran el número medio de iteraciones por periodo de optimización (día o mes según la ventana de optimización) y el tiempo de ejecución total:



(a) Número medio de iteraciones por optimización (b) Tiempo total de ejecución de cada combinación para cada combinación.

Figura 6.8: Resultados de la ejecución de la **optimización diaria** según la potencia pico instalada y la capacidad total de las baterías.

Si se quisiese comparar con la optimización mensual, como es esperable, la ejecución se realizaría en un tiempo mucho mayor, como se puede ver en la siguiente Figura:

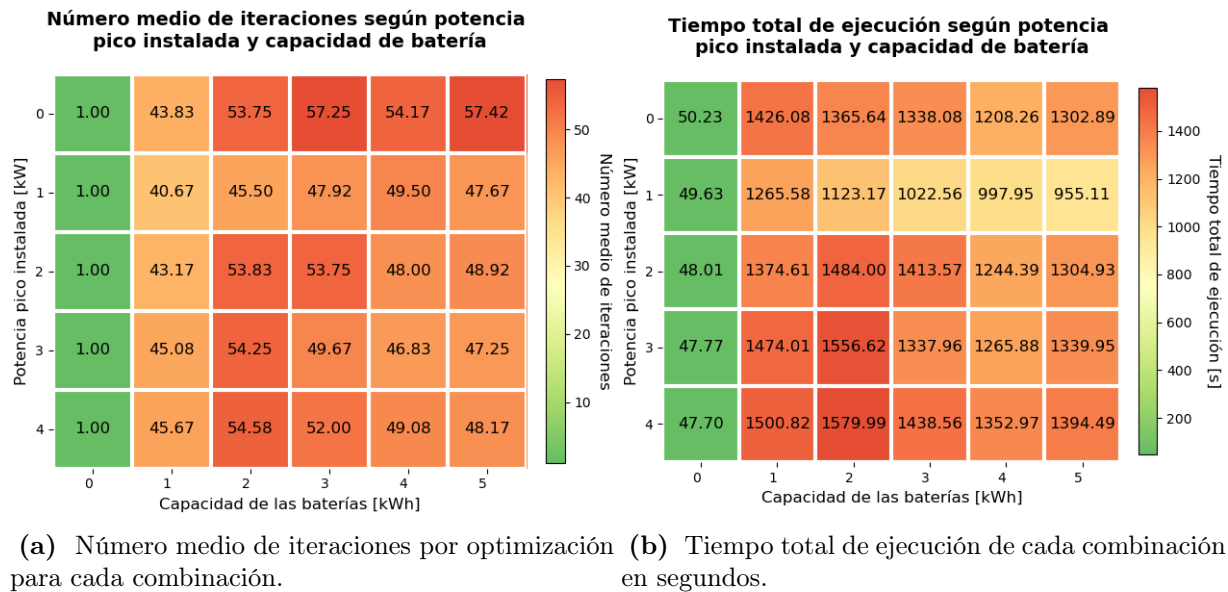


Figura 6.9: Resultados de la ejecución de la **optimización mensual** según la potencia pico instalada y la capacidad total de las baterías.

En ambos casos, las iteraciones son las mismas tanto para optimizar un mes como para optimizar un día en el caso sin baterías. Sin embargo, en algún caso como el análisis con 4 kW de potencia fotovoltaica y baterías de 5 kWh, hacen falta 6,2 veces más iteraciones en la optimización mensual.

En la Tabla 6.3 se puede ver un resumen del tiempo total empleado en la ejecución de cada método descrito en esta sección: las optimizaciones diaria y mensual, y el caso de batería sin optimizar con comportamiento simple.

Tipo de cálculo	Tiempo (HH:MM:SS)
Optimización diaria	00:20:13
Optimización mensual	09:15:11
Sin optimización	00:01:01

Tabla 6.3: Resumen de los tiempos de ejecución de los distintos métodos analizados.

Destaca el bajo tiempo que se emplea en la batería sin optimizar con respecto a las optimizaciones, donde además la mensual emplea 27 veces más tiempo que la diaria.

7. Evaluación de impactos

7.1. Impacto económico

El ahorro de hasta el 100 % que puede suponer en la factura la instalación y optimización de una instalación fotovoltaica con baterías es innegable, pero ¿conllevaría mucho tiempo amortizar la inversión inicial necesaria? Además de observar el ahorro anual implícito, es preciso tener en cuenta el coste que supondrían las baterías, los paneles solares y sus inversores, así como el resto de elementos involucrados en la instalación.

Para ello, se han tomado como referencia los productos de la empresa AutoSolar y se han elegido los siguientes como ejemplos de elección:

Producto	Contenido	Precio
Kit Placa Solar 1 kW [25]	- 2 paneles solares 500W N-Type TOPCon Tensite - 1 microinversor EcoFlow STREAM 800W	383,33 €
Kit Autoconsumo Fotovoltaico Huawei 2 kW [26]	- 4 paneles solares 500W N-Type TOPCon Tensite - 1 inversor Huawei SUN2000 2KTL-L1 2000W - 1 vatímetro - 1 toroidal abierto - 2 rollos de cable unifilar - 1 estructura para 4 paneles - 1 pack de conectores para paneles solares	1.154,19 €
Kit Autoconsumo Fotovoltaico Huawei 3 kW [27]	- 6 paneles solares 500W N-Type TOPCon Tensite - 1 inversor Huawei SUN2000 3KTL-LB0 3000W - 1 vatímetro - 2 rollos de cable unifilar - 2 estructuras para 3 paneles - 1 pack de conectores para paneles solares - 1 kit de unión universal	1.792,09€
Kit Autoconsumo Fotovoltaico Huawei 4 kW [28]	- 8 paneles solares 500W N-Type TOPCon Tensite - 1 inversor Huawei SUN2000 4KTL-LB0 4000W - 1 vatímetro - 2 rollos de cable unifilar - 2 estructuras para 4 paneles - 1 pack de conectores para paneles solares - 1 kit de unión universal	2.203,16€

Tabla 7.1: Descripción de los productos elegidos para el estudio económico de los paneles solares.

Denominación	Capacidad de almacenamiento	Precio
Batería A	640 W	222,64 €
Batería B	2,4 kWh	750,20 €
Batería C	3,55 kWh	833,64 €
Batería D	5 kWh	924,32 €

Tabla 7.2: Descripción de los productos elegidos para el estudio económico de las baterías.

Por mayor comodidad, se han elegido kits ya preparados para los paneles solares, ya que así se cuenta con el resto de elementos necesarios y compatibles con el modelo de panel indicado. Sin embargo, al no encontrarse baterías de las capacidades de estudio, las combinaciones utilizadas para conseguir el valor más cercano, serían las siguientes:

- Capacidad de 1 kWh = 2 x Batería A (1,28 kWh) → **445,28 €**
- Capacidad de 2 kWh = 3 x Batería A (1,92 kWh) → **667,92 €**
- Capacidad de 3 kWh = 1 x Batería A + 1 x Batería B (3,04 kWh) → **972,84 €**
- Capacidad de 4 kWh = 1 x Batería A + 1 x Batería C (4,19 kWh) → **1.056,28 €**
- Capacidad de 5 kWh = 1 x Batería D (5 kWh) → **924,32 €**

Con ello y la factura inicial, se pueden calcular los flujos de caja para analizar la rentabilidad de todos los escenarios. Se toma como horizonte de recuperación 25 años, que es la vida media de muchos modelos de paneles solares. En el caso de las baterías, esta será sólo de 12 años aproximadamente, así que en el año 12 se incluye el coste de la sustitución de las baterías correspondientes. Asimismo, la amortización inicial se calcula como la suma de los costes de cada elemento, divididos respectivamente por su vida útil, y a partir del año 13 se añade la amortización de la nueva batería.

Cabe mencionar que se supone constante el ahorro para cada año, correspondiente con el del año 2023. Sin embargo, se añade la influencia de la degradación anual de los paneles, que es de un 0,42 % [29] para el modelo escogido en todos los casos de análisis.

No se han incluido posibles subvenciones a la hora de calcular la rentabilidad económica, ya que hay una gran variedad de ayudas posibles, cuya cuantía económica tiene varios rangos y requisitos generales. Además, estas pueden cambiar en cada convocatoria, por lo que es complicado estimar un valor general. Por otra parte, hay ciertas ayudas en forma de bonificaciones en impuestos como el IBI, el ICIO o el IAE que varían según el municipio y, al ser un porcentaje, harían falta más datos para poder cuantificarlo en este análisis.

Los costes de montaje tampoco se han incluido porque es posible realizarlo tanto por cuenta propia en algunos casos como por otros servicios distintos al de la empresa de ejemplo. Se recomienda la incorporación propia de estos factores por el usuario en el análisis personalizado de la rentabilidad.

Para el cálculo del VAN, se toma como tasa de interés el promedio del IPC de la electricidad (subgrupo: *045 Electricidad, gas y otros combustibles*) de los últimos 23 años [30], cuyo valor es el 1,95 %. Se excluye de este cálculo el periodo desde septiembre de 2021 a agosto de 2022 (incluidos) debido a la anomalía que se dio por situaciones como el inicio de la Guerra de Ucrania y las repercusiones que hubo en el precio de la electricidad.

En las Tablas 7.3, 7.4 y 7.5 de la siguiente página se muestran los distintos valores del VAN, TIR y *payback* para su posterior análisis.

Potencia instalada [kW]	Capacidad de almacenamiento [kWh]					
	0	1	2	3	4	5
0		1.378,13 €	1.659,27 €	1.874,16 €	2.083,61 €	2.122,53 €
1	3.016,40 €	4.229,20 €	4.893,22 €	5.405,13 €	5.601,99 €	5.619,54 €
2	5.025,64 €	5.942,43 €	6.223,18 €	6.467,24 €	6.560,83 €	6.510,99 €
3	5.792,23 €	6.130,06 €	6.260,41 €	6.438,94 €	6.487,79 €	6.410,53 €
4	5.466,14 €	6.043,73 €	6.174,08 €	6.352,61 €	6.401,46 €	6.324,20 €

Tabla 7.3: VAN para cada caso de estudio para optimización diaria.

Potencia instalada [kW]	Capacidad de almacenamiento [kWh]					
	0	1	2	3	4	5
0		15,8 %	14,7 %	12,7 %	13,1 %	15,1 %
1	47,5 %	32,0 %	29,4 %	25,6 %	25,0 %	27,4 %
2	28,4 %	24,6 %	22,8 %	20,5 %	20,1 %	21,1 %
3	22,2 %	19,2 %	18,0 %	16,6 %	16,3 %	16,8 %
4	18,0 %	16,6 %	15,8 %	14,8 %	14,6 %	14,9 %

Tabla 7.4: TIR para cada caso de estudio para optimización diaria.

Potencia instalada [kW]	Capacidad de almacenamiento [kWh]					
	0	1	2	3	4	5
0		7,5	7,4	10,9	8,9	6,5
1	3,1	4,1	4,3	4,7	4,8	4,5
2	4,5	5,0	5,2	5,6	5,7	5,5
3	5,4	6,0	6,3	6,7	6,7	6,6
4	6,4	6,7	7,0	7,3	7,4	7,2

Tabla 7.5: *Payback* en años para cada caso de estudio para optimización diaria

Viendo las Tablas 7.3, 7.4 y 7.5, se puede observar que, cuanto mayores son la potencia instalada y la capacidad de la batería, más similares son los resultados obtenidos. Las mayores diferencias se dan para 0 y 1 kW de potencia, donde se encuentra el caso con mayor velocidad de recuperación y TIR (potencia fotovoltaica = 1 kW, sin baterías). Como primera conclusión preliminar, los escenarios que no incluyen generación fotovoltaica, son la opción menos rentable con diferencia.

Asimismo, en las Tablas B.11, B.12 y B.13 del Anexo B, se pueden observar los resultados del VAN, TIR y *payback*, respectivamente, para el comportamiento de baterías sin optimizar. Estos son muy parecidos a la optimización diaria a partir de 1 kW de potencia fotovoltaica instalada, por lo que este método será relevante en las conclusiones finales posteriores.

De manera común a ambos métodos, la instalación de paneles solares, tanto con baterías como sin ellas, supone un **impacto económico beneficioso** para el usuario, al ser todos los Valores Acumulados Netos superiores a 3.000 €. Algunos de ellos superan con creces dicha cantidad, incluso sin tener en cuenta las posibles subvenciones disponibles para este tipo de proyectos.

La instalación de baterías sin paneles, por el contrario, tiene un beneficio muchísimo menor y más diferenciado entre ambos métodos, obteniendo la optimización diaria hasta 5 veces más beneficio en el caso más diferenciado.

Asimismo, si aumentase el número de viviendas con este tipo de instalación, habría varios beneficios. Por una parte, se vería un mayor impacto económico positivo para las empresas y fabricantes relacionados. Por otra parte, dicho aumento en el autoconsumo vendría de la mano con una reducción del precio de la electricidad al disminuir la demanda de energía de la red, beneficiosa para todos los usuarios del país [31]. No obstante, esto haría que disminuyese la necesidad de las personas a la hora de considerar instalar generación fotovoltaica en sus hogares [32].

7.2. Impacto energético y medioambiental

Sumado al impacto económico positivo que tendría esta inversión, se encuentra la contribución ambiental realizada al consumir menos energía de la red. Esto último conlleva la emisión de CO₂ equivalente, dependiendo del mix de producción utilizado en cada hora.

En la Figura 7.1 se puede observar la cantidad de miles de toneladas de emisiones que ha evitado el autoconsumo, siendo cada vez más beneficioso su impacto.

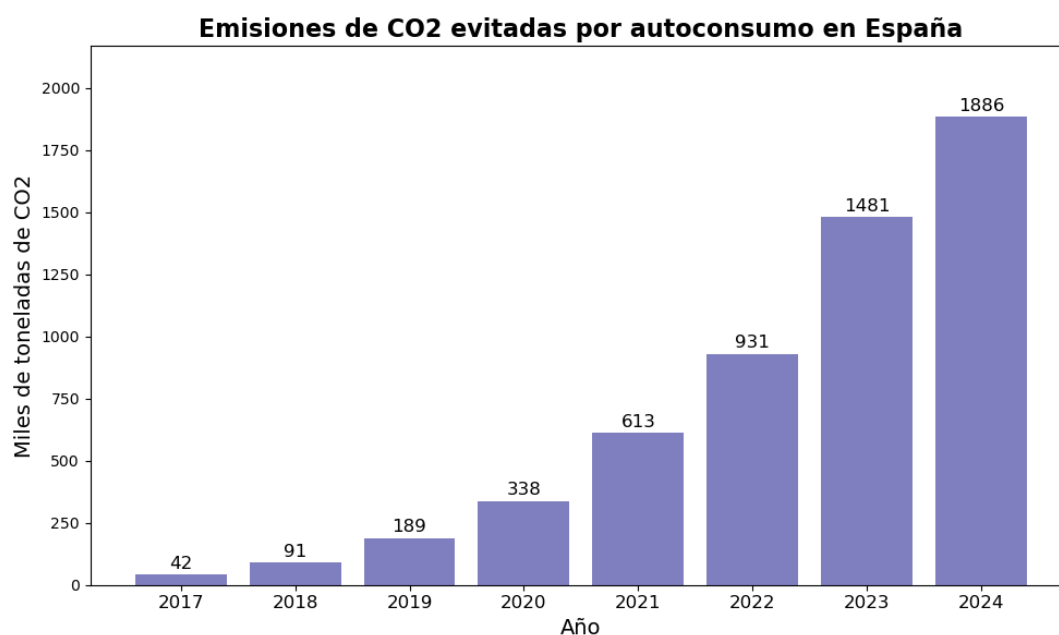


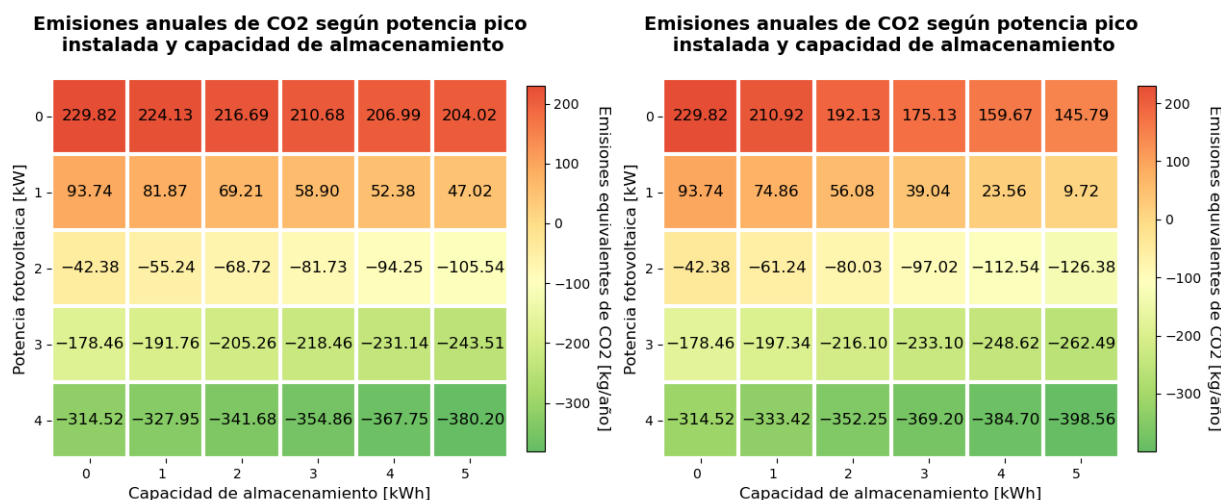
Figura 7.1: Miles de toneladas de CO₂ evitadas gracias al autoconsumo residencial e industrial en España. Fuente: *APPA Renovables*.

7.2.1. Minimización de las emisiones de CO₂

Considerando este beneficio inicial, se plantea ver el proyecto desde otro punto de vista e ir más allá: ¿qué pasaría si en vez de optimizar el comportamiento de las baterías para minimizar el coste se hiciese para minimizar las emisiones de CO₂ ligadas al consumo de la vivienda? ¿Se podría conseguir contaminar menos sin comprometer el ahorro económico?

Para ello, se plantea la optimización con el mismo código con el que se ha minimizado la factura, pero cambiando la función objetivo. Asimismo, cabe mencionar que se considera la energía inyectada a la red como emisiones negativas, ya que se introduce energía limpia al sistema. En consecuencia, el mix de energía sería algo menos contaminante, haciendo que las emisiones del resto de usuarios fueran menores y hubiese un beneficio indirecto para otras personas por esa inyección de excedentes.

A continuación, se muestra la cantidad de emisiones resultantes para el caso base estudiado, la minimización de la factura (Figura 7.2 (a)), y para el comportamiento correspondiente a la minimización de emisiones (Figura 7.2 (b)):



(a) Emisiones de CO₂ con la **optimización diaria de la factura.** (b) Emisiones de CO₂ con la **optimización diaria de las emisiones.**

Figura 7.2: Comparación de las emisiones de CO₂ resultantes según la optimización.

Como era esperable, se puede ver una reducción evidente de las emisiones con su minimización, aunque es común e importante en ambos casos que a partir de los 2 kW de potencia fotovoltaica instalada se consigue compensar las emisiones iniciales de 229,82 kg de CO₂/año.

A primera vista se puede hacer un poco complicado comparar exactamente ambas. Para facilitar esta tarea, se muestra en primer lugar en la Tabla 7.6 de la siguiente página cómo se ha conseguido reducir las emisiones para cada caso con su minimización como objetivo, calculando su diferencia relativa con respecto al caso inicial sin paneles solares ni baterías.

Posteriormente, en la Tabla 7.7 se muestra qué porcentaje adicional de reducción de emisiones ha conseguido la minimización de emisiones con respecto a la minimización de la factura. Se puede observar cómo la mejora adicional, a partir de los 2 kW de potencia fotovoltaica, presenta un orden de magnitud similar para cada valor de la capacidad de almacenamiento. Donde mejores resultados se pueden conseguir con diferencia es para 0 y 1 kW de potencia instalada, llegando a obtener una reducción adicional de hasta un 25,34 % en comparación.

Potencia pico instalada [kW]	Capacidad de almacenamiento [kWh]					
	0	1	2	3	4	5
0	0 %	-8,22 %	-16,40 %	-23,80 %	-30,52 %	-36,56 %
1	-59,21 %	-67,43 %	-75,60 %	-83,01 %	-89,75 %	-95,77 %
2	-118,44 %	-126,65 %	-134,82 %	-142,22 %	-148,97 %	-154,99 %
3	-177,65 %	-185,87 %	-194,03 %	-201,43 %	-208,18 %	-214,22 %
4	-236,85 %	-245,08 %	-253,27 %	-260,65 %	-267,39 %	-273,42 %

Tabla 7.6: Variación porcentual para cada caso de la minimización de las emisiones con respecto al caso inicial sin paneles solares ni baterías.

Potencia pico instalada [kW]	Capacidad de almacenamiento [kWh]					
	0	1	2	3	4	5
0	0 %	5,75 %	10,69 %	15,47 %	20,59 %	25,34 %
1	0 %	3,05 %	5,71 %	8,64 %	12,54 %	16,23 %
2	0 %	2,61 %	4,92 %	6,65 %	7,96 %	9,07 %
3	0 %	2,43 %	4,72 %	6,37 %	7,61 %	8,26 %
4	0 %	2,38 %	4,60 %	6,24 %	7,38 %	7,99 %

Tabla 7.7: Porcentaje adicional de mejora en la reducción de emisiones con respecto a la minimización de la factura.

Ahora, una vez visto el beneficio que tiene esta optimización desde el punto de vista medioambiental, ¿sería factible desde el punto de vista económico? Pese a que lo mejor sería que la reducción de emisiones fuese la prioridad principal, sería poco realista no considerar el coste de la factura a la hora de decidir entre ambos enfoques de optimización, ya que la gran mayoría de familias no pueden permitirse ignorar este aspecto.

Para ello, se muestra la factura resultante para la minimización de las emisiones de CO₂ en la Figura 7.3 de la página siguiente. La diferencia más evidente entre ambos métodos se sitúa para los 0 y 1 kW de potencia fotovoltaica, donde se produce un aumento muy considerable con respecto a los valores de factura representados en la Figura 6.1.

Sin embargo, a partir de los 2 kW de potencia, la subida en el coste anual puede suponer un esfuerzo económico pequeño y asumible por los usuarios. Para 2 kW el incremento sólo sería de en torno a 15 € al año, siendo el coste más caro 31,32 €, que ya es 300 € inferior al coste inicial. Para los 3 kW con baterías, se reduciría todavía más el aumento, al pasar de una factura gratuita a una de como máximo 1,63 € anuales.

Con estos costes anuales, sería factible plantearse utilizar la optimización más sostenible por conseguir un beneficio mayor para el planeta, un beneficio que también ayudaría incluso a las personas que no disponen de autoconsumo fotovoltaico residencial.

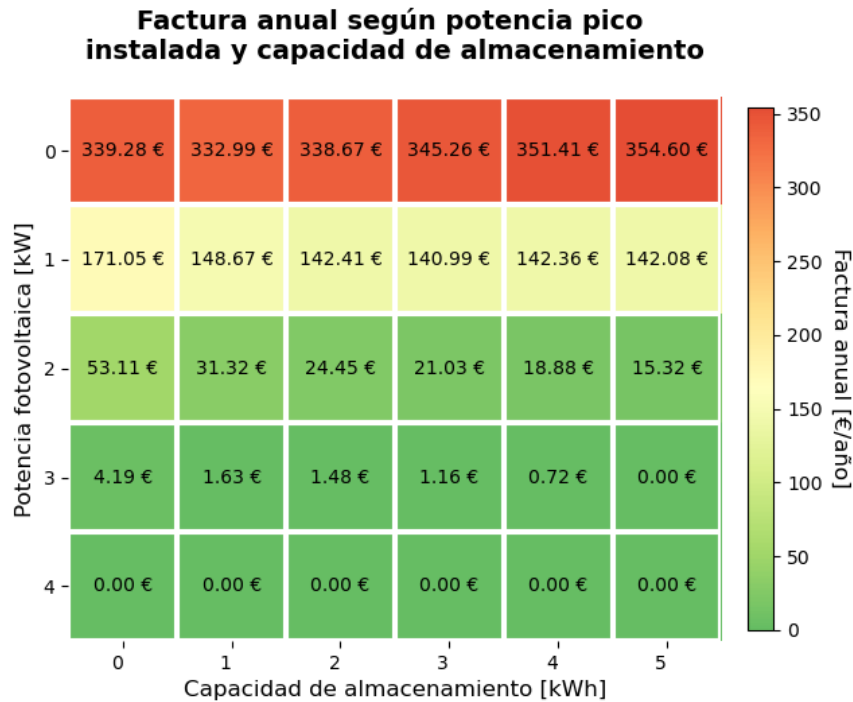


Figura 7.3: Factura anual de la vivienda según la potencia fotovoltaica y la capacidad de almacenamiento instaladas obtenida para la minimización de las emisiones de CO₂.

7.2.2. ¿Qué supondría compensar las emisiones iniciales de esta vivienda?

Cabe señalar que, simplemente compensar el consumo inicial de 229,82 kg, sería equivalente al impacto que tendría reciclar 81 kilos de residuos en comparación con desecharlos en un vertedero [33]. En el escenario de compensación de emisiones máxima (-398,56 kg de CO₂ anuales), esa cantidad ascendería a 222 kilos, teniendo en cuenta la compensación del propio consumo del piso además de la adicional.

Si de esta manera se pueden llegar a compensar tantas emisiones, incluso de otras personas, ¿cuál sería el efecto que tendrían estas instalaciones si estuviesen en más hogares? En el bloque de pisos donde se encuentra el domicilio analizado hay un total de 24 viviendas. Suponiendo el mismo consumo, al año se emitirían 5,5 toneladas de CO₂ anuales.

Yendo más allá, solamente el 1 % de los hogares de Madrid entre 2024 y 2025 [34] supondrían una emisión de 6.205 toneladas de CO₂, lo que equivaldría al impacto aproximado que tendrían 25 vuelos de Madrid a Tokio [35]⁴. Teniendo en cuenta que el consumo del piso estudiado es más bajo que la media, el potencial de ahorro en emisiones es todavía mayor, y más todavía si, además de sólo compensar las emisiones, se consiguen compensar las de otras personas mediante el vertido de excedentes.

Teniendo esto en cuenta, cabe destacar una importante consecuencia de un aumento de instalaciones fotovoltaicas residenciales: al igual que bajarían los precios de la electricidad **al reducirse la demanda de energía de la red, también habría una bajada en las emisiones** equivalentes en consecuencia.

⁴Con los kilogramos totales de queroseno utilizado en el viaje y con la densidad del queroseno, se calculan las emisiones con el factor que determina las emisiones de CO₂ por litro de combustible [36]

Al haber una necesidad de equilibrio entre oferta y demanda en la red, al bajar la previsión de esta, bajará la necesidad de energía. El orden de entrada de las fuentes de generación en el mercado diario hace que las últimas en entrar sean aquellas cuyo coste de producción es más elevado, siendo estas energías no renovables como centrales de ciclo combinado y carbón o gas. Por ello, cuanto más baje la demanda, menos energía proveniente de fuentes que produzcan emisiones de CO₂ tendrá que utilizarse, lo que hará que las emisiones asociadas al mix utilizado sean menores y el beneficio ambiental colectivo sea mayor.

7.3. Impacto social

Además de lo mencionado en los apartados previos, no se puede olvidar que, aunque sea un proyecto a pequeña escala, viene de la mano con un impacto social por varios aspectos.

En primer lugar, gracias a la instalación de este sistema, se ayuda a crear concienciación medioambiental y energética a las personas del entorno cercano al usuario (familia, amigos, vecinos, etc.), promoviendo el ahorro y el uso de energía limpia. Esto podría fomentar su implementación en comunidades de vecinos, teniendo así capacidad para hacer proyectos a gran escala en comparación con una única vivienda y con la posibilidad de conseguir mayores beneficios.

Ligado a esto, si aumenta el número de usuarios (ya sean particulares o comunidades de vecinos/empresas), habrá una creación de puestos de trabajo en el sector, como por ejemplo pueden ser los técnicos de mantenimiento, pudiendo generar también iniciativas que formen a personas desempleadas para su incorporación. Sumado a esto, habría más oportunidades para las empresas más pequeñas y/o locales del sector.

7.4. Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible

Este proyecto contribuye a varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos por la Organización de las Naciones Unidas en el marco de la Agenda 2030, específicamente, a los siguientes:

- **ODS 7: Energía asequible y no contaminante**

Gracias a este tipo de instalaciones, se reduce el consumo de red, obteniendo parte de la energía necesaria sin emisiones de producción asociadas. Asimismo, hace que la factura de la electricidad sea más asequible.

- **ODS 9: Industria, innovación e infraestructura**

Se utilizan herramientas de código abierto como Python y datos públicos fácilmente accesibles para desarrollar una infraestructura digital, aportándola al dominio público para que se pueda trabajar sobre ella y mejorarla. Esta podría servir para el desarrollo de aplicaciones comerciales e industriales de optimización. También se podrían implementar estas instalaciones de autoconsumo en fábricas industriales o empresas.

- **ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles**

Se promueve la implementación de este sistema para transicionar hacia un mayor número de viviendas con menor consumo de energía de red, aumentando el uso de energías limpias. Este escenario aplicado a una vivienda, podría redimensionarse a una mayor escala para comunidades de vecinos o empresas.

- **ODS 12: Producción y consumo responsables**

Esta herramienta se puede implementar también para el autoconsumo industrial, consiguiendo así procesos de producción más sostenibles. Se plantea una optimización para consumir en las horas más baratas y aprovechar la energía solar de la mejor manera posible, utilizando recursos naturales de la manera más eficiente.

- **ODS 13: Acción por el clima**

Al reducir el consumo de red, las emisiones de CO₂ serán menores, contribuyendo a la reducción de la huella de carbono.



Figura 7.4: Iconos de los ODS a los que contribuye este TFG.

8. Estudio del marco ético, legal y normativo

8.1. Análisis de los aspectos éticos

A la hora de trabajar con datos sensibles relacionados con los hábitos de vida, como son los datos del consumo horario de una vivienda, es fundamental cumplir con el Reglamento General de Protección de Datos. Una práctica específica de ello en este trabajo ha sido omitir el código universal de punto de suministro al mostrar el ejemplo de los datos de consumo, al ser este un identificador inequívoco de la vivienda. Asimismo, también se ha mostrado otro ejemplo de datos de generación para no desvelar la ubicación exacta de residencia.

Si se quisiese hacer una aplicación con esta herramienta, también sería imprescindible tener un sistema de seguridad robusto para evitar los accesos no autorizados.

Teniendo en cuenta que el código utilizado es público y su objetivo es que otros usuarios puedan replicar el estudio, es importante la transparencia y la legibilidad, es decir, que el código esté bien comentado para que un usuario con conocimientos básicos de programación sea capaz de entender qué hace.

La responsabilidad ambiental es otro aspecto de especial relevancia una vez que la vida útil de los productos finaliza. Los paneles solares y las baterías, así como el resto de componentes eléctricos y electrónicos que forman parte del conjunto, tienen que reciclarse de la manera adecuada para minimizar el impacto negativo que tienen simplemente por ser desechos. Por ello, también habrá que intentar utilizar productos cuya vida útil sea lo mayor posible, ya que también la fabricación de productos conlleva una generación de emisiones. Al tener que sustituir más a menudo los componentes, la huella de carbono asociada será mayor.

Por último, pese a que esta herramienta presenta un beneficio económico considerable mediante el ahorro, necesita una inversión inicial que podría ser elevada para hogares con dificultades económicas, lugares donde, precisamente, podría ser de gran ayuda este ahorro.

8.2. Análisis del marco normativo de aplicación

La legislación española está presente de manera influyente, ya que la tarifa de los precios que se aplica está regulada por el Gobierno. A continuación, se indica la regulación pertinente:

- **Real Decreto 216/2014** [1]: regulación del PVPC.
Se establecen los mecanismos del cálculo del precio de la electricidad, definiendo previamente y de forma detallada todos los términos involucrados. Su última modificación se dio en el Real Decreto 446/2023 [37].
- **Real Decreto 244/2019** [4]: regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
Sin contar el Real Decreto-ley 7/2025 [38] que fue derogado por Resolución de 22 de julio de 2025 [39], la modificación más reciente se da en el Real Decreto-ley 20/2022 [40].
- **Circular 3/2020**: definición del método de cálculo de los peajes de acceso y distribución que forman parte del PVPC.
La última modificación que sufrió este documento se ve reflejada en la Circular 1/2025 [41].
- **Resolución anual que establezca los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.**
Teniendo en cuenta que el estudio se ha hecho para el año 2023, la correspondiente sería

la recogida en el BOE 306 del 22 de diciembre de 2022 [42]. La versión más reciente y utilizada como referencia en el marco teórico del trabajo sería la establecida en el BOE 302 el 16 de diciembre de 2024 [3].

En adición a esta normativa, también es de interés la **Directiva (UE) 2019/944** [43], donde se establecen normas europeas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Aparte de la legislación mencionada, será necesario obtener los permisos pertinentes para la instalación, así como la aprobación por parte de la comunidad de vecinos, ya que la vivienda forma parte de un bloque de pisos. Además, existe la obligación de cumplir con los trámites y documentación solicitados por la comunidad autónoma correspondiente (en este caso, la Comunidad de Madrid), así como contactar con la empresa distribuidora cuando lo indique el proceso.

8.3. Análisis de los estándares que afectan a los desarrollos

La normativa de seguridad eléctrica más relevante en este proyecto es el **Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión** [44] (aprobado por el Real Decreto 842/2002), que establece las condiciones técnicas y garantías que deben reunir las instalaciones eléctricas conectadas a una fuente de suministro en baja tensión.

Asimismo, se ven involucradas las siguientes normas:

- **UNE-EN 61724**: Rendimiento del sistema fotovoltaico. Parte 1: Monitorización.
- **UNE-EN IEC 61215**: Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1-1: Requisitos especiales de ensayo para los módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino.
- **UNE-EN IEC 61701**: Módulos fotovoltaicos (FV). Ensayo de corrosión por niebla salina. Pese a que no es necesaria para la vivienda analizada, es importante si se desea utilizar este estudio en una localidad costera.
- **UNE-EN IEC 61730**: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.
- **UNE-EN 62446**: Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.
- **UNE-EN IEC 62716**: Módulos fotovoltaicos (FV). Ensayo de corrosión por amoníaco. Al igual que la UNE-EN IEC 61701, no es necesaria en el caso de la vivienda de estudio, pero será necesario tenerlo en cuenta en viviendas próximas a instalaciones ganaderas.
- **Marcado CE**: garantiza que un producto cumple con los requisitos de seguridad, calidad y protección al medio ambiente que exigen las leyes de la Unión Europea.
- **ISO 9001**: garantiza que una empresa cuenta con un sistema de control de calidad confiable.
- **ISO 14001**: garantiza que la empresa cuenta con un sistema de gestión ambiental adecuado y que se preocupa por reducir su impacto ambiental.

Estos estándares aseguran que los productos cumplen con las especificaciones técnicas y de seguridad necesarias, así como que la empresa productora tiene un buen control de calidad y una buena gestión ambiental comprometida con el medio ambiente.

9. Planificación y presupuesto

En esta sección se va a tratar el propio coste que supondría este estudio, así como la Estructura de Descomposición del Proyecto (EDP) y el diagrama de Gantt de las distintas tareas que lo han formado.

9.1. Presupuesto detallado

Este trabajo se ha realizado en un tiempo total de 10 meses, comenzando el 5 de noviembre de 2024. Se han empleado aproximadamente unas 16 horas en tutorías y unas 330 horas en trabajo autónomo por parte de la alumna. En cuanto al coste horario, tomando como referencia el salario medio de un ingeniero recién graduado, se obtienen 15 €/h. Para el coste horario correspondiente al profesor tutor del proyecto, se ha estimado 40 €/h.

	Tiempo dedicado [h]	Coste [€/h]	Total
Tutor	16	40	640 €
Alumna	330	15	4.950 €
			5.590 €

Tabla 9.1: Resumen de los costes del proyecto asociados a las horas de trabajo.

Sumado a la Tabla 9.1, se ha tenido en cuenta el coste de la licencia de Office. Esta es proporcionada por la universidad, pero se estima que tiene un coste de 2,75 € por mes por usuario [45], ya que se incluye el acceso a programas menos básicos como Project, que se ha utilizado para hacer el diagrama de Gantt. Suponiendo un uso activo de esa licencia específicamente para este trabajo durante 4 meses, supondría un coste de 11 €.

Por otra parte, para este trabajo se ha utilizado un ordenador portátil Asus Vivobook 15 cuyo coste fue de 670 €. Al comprarse durante el proyecto, no hay ninguna depreciación por antigüedad. Teniendo en cuenta que la utilización de este ha sido de aproximadamente un 90 % para este trabajo específicamente, se añade un coste de 603 €.

Con ello, el **coste total del proyecto** ascendería a **6.204 €**.

9.2. Estructura de Descomposición del Proyecto (EDP)

El proyecto se ha dividido en 4 bloques principales con sus tareas correspondientes. A continuación, se detallan los bloques y tareas representados en la Figura 9.1 de la página 42:

1. Tareas previas al código

En esta fase se incluyen las tareas necesarias para conocer el contexto del proyecto y para poder empezar a trabajar con el código.

- 1.1 **Lectura sobre documentación del PVPC.** Se adquiere conocimiento sobre la tarifa de trabajo, así como de su historia y evolución, desde su creación hasta hoy en día.

- 1.2 **Búsqueda de datos de trabajo.** Se localizan los datos de consumo de la vivienda en el área de cliente de la distribuidora y se busca el resto de datos necesarios. Con ello, se decide el año de trabajo, siendo este el año más reciente en el que se dispone de toda la información necesaria para el análisis.

2. Desarrollo del código

La parte más importante del trabajo ocurre en esta fase, ya que el código es la herramienta mediante la cuál se obtienen los resultados.

- 2.1 **Lectura de archivos y cálculo básico de la factura.** Al no haber trabajado antes con Python, se comienza con tareas simples como la lectura de archivos para obtener el dataframe de trabajo. Una vez obtenido, se calcula el precio de la factura mensual que se obtendría, sólo contando con el consumo y el PVPC.
- 2.2 **Gestión del cambio horario.** Para evitar problemas con el cambio de hora y garantizar la correcta unión de datos en el mismo dataframe al tener datos cuya fecha de referencia está en UTC, se trabaja en la conversión de UTC a zona horaria de Madrid y viceversa.
- 2.3 **Añadir la aportación fotovoltaica.** Una vez diseñado el código básico, se añade el aporte de la generación solar para calcular el coste de la factura sólo con los paneles solares. Se empieza a utilizar lo visto en la gestión de cambio horario a la hora de añadir datos al dataframe principal.
- 2.4 **Añadir un comportamiento constante de baterías.** Incorporados ya los datos de la generación fotovoltaica, se añade el comportamiento de las baterías como un simple vector de unos para comprobar su funcionamiento. Posteriormente, el vector introducido será el comportamiento óptimo de las baterías.
- 2.5 **Creación de la función de optimización.** Teniendo creada la parte del código que calcula la factura con todos los elementos necesarios, se diseña la optimización del comportamiento de las baterías, definiendo las restricciones y la función objetivo. Se realizan pruebas con un mayor valor de tolerancia y menor número de iteraciones para comprobar el correcto funcionamiento y después, se ejecuta el código definitivo.

3. Representación de los resultados

Obtenidos los resultados, se plantea cómo representarlos para facilitar lo máximo posible su visualización en la memoria.

- 3.1 **Desarrollo del código para dibujar gráficas.** Se hace el código para obtener las gráficas con el estilo deseado en Python, para que tengan un estilo más alineado con el resto del documento y por facilidad en comparación con otros programas.

4. Preparación de la memoria

Con los resultados numéricos conseguidos, ya se puede comenzar a escribir la memoria del trabajo exponiendo los resultados.

- 4.1 **Redacción del documento.** Se estructura el documento en Overleaf y se inicia la redacción.
- 4.2 **Investigación relevante para el marco teórico.** Además de la información relacionada con el PVPC recopilada en la primera fase, se amplía la investigación para incluir el auge de las instalaciones fotovoltaicas residenciales y la evolución de las baterías en los últimos años.
- 4.3 **Corrección de los borradores finales.** Una vez escrita la memoria, se envía al tutor para hacer las correcciones pertinentes indicadas si las hubiera.

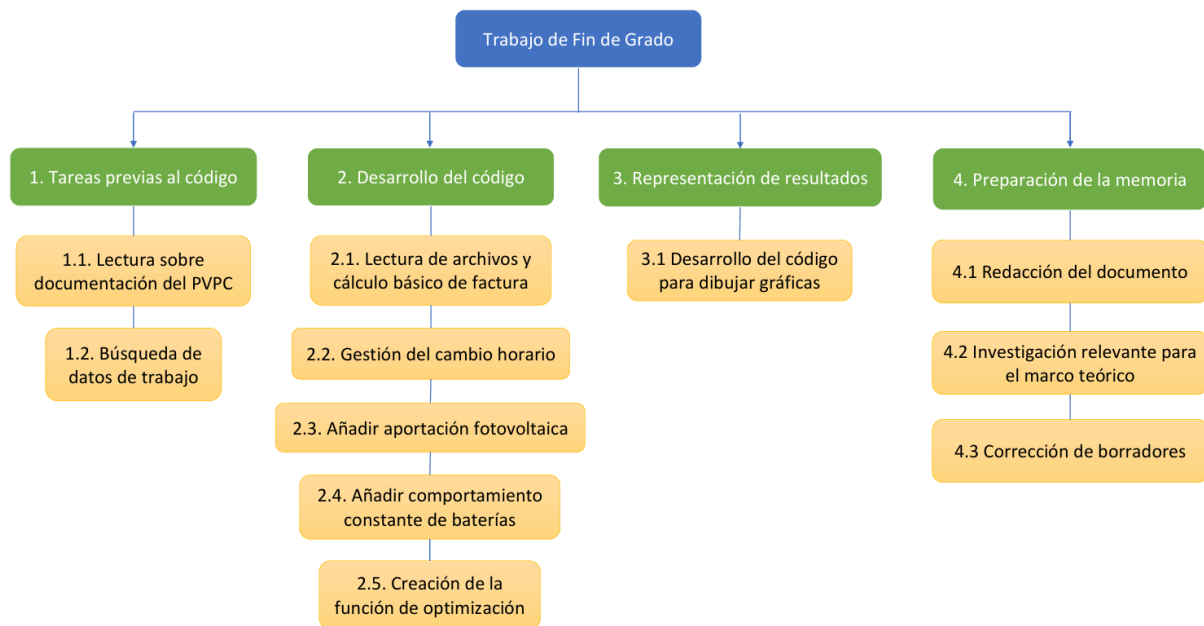


Figura 9.1: Estructura de Descomposición del Proyecto.

9.3. Diagrama de Gantt

Gracias al diagrama de Gantt de la Figura 9.2, se puede ver de manera más sencilla cómo las tareas descritas anteriormente se distribuyen en el tiempo y cuáles son las dependencias entre ellas.

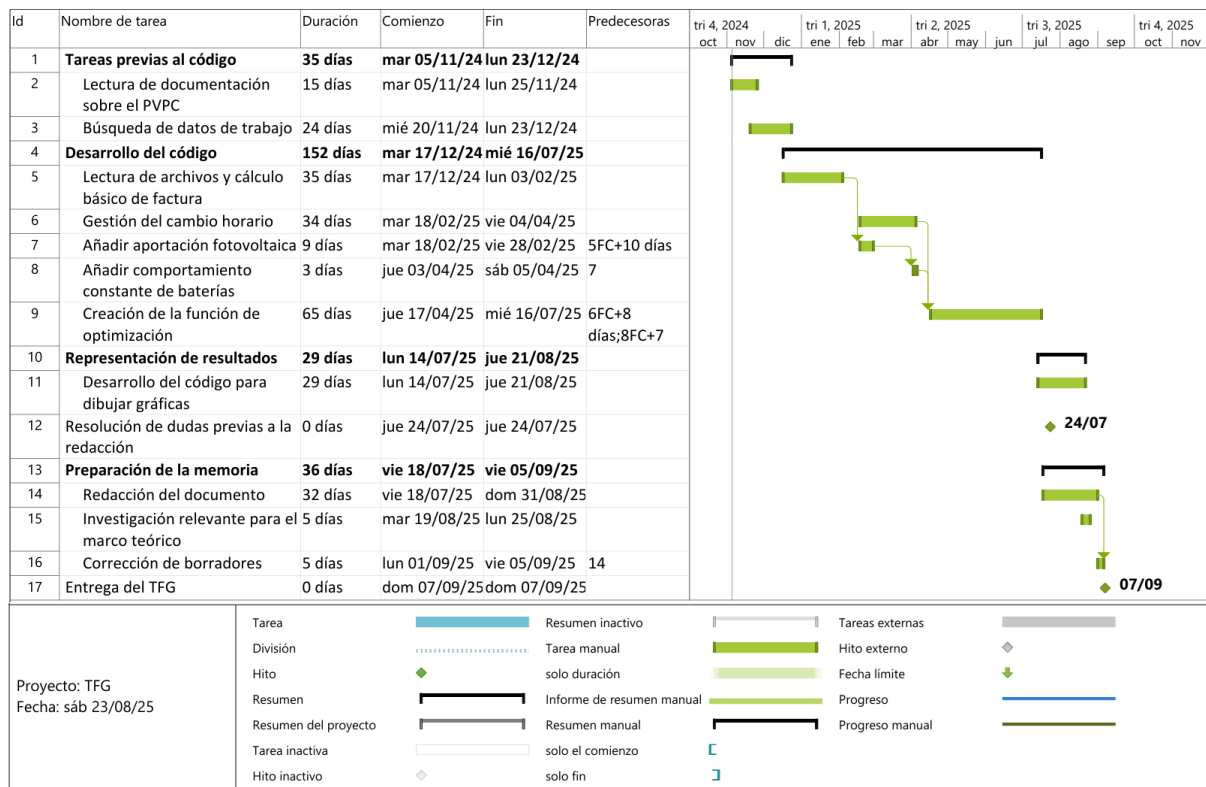


Figura 9.2: Diagrama de Gantt.

10. Conclusiones y líneas futuras

Después de haber analizado en profundidad los resultados obtenidos, se van a presentar las conclusiones más relevantes de este estudio.

10.1. Hallazgos principales

En primer lugar, se sintetizan en este apartado los resultados más notorios:

1. Impacto económico positivo directo

Para todos los casos de estudio, todas las instalaciones se traducen en un ahorro en la factura anual. Desde una factura inicial de 339,28 €, es posible llegar hasta un ahorro del 100 % gracias al autoconsumo fotovoltaico, tanto con baterías como sin ellas.

2. Existe una configuración intermedia óptima

Ya sólo con instalar 2 kW de potencia fotovoltaica se reduce la factura original en un 84,3 %, lo que sugiere la existencia de un intermedio óptimo que muestre un equilibrio entre inversión inicial y ahorro en la factura.

3. La optimización no siempre presenta un gran ahorro

Para ciertas combinaciones de potencia y capacidad, la diferencia entre los 3 métodos evaluados para minimizar la factura (optimizaciones diaria y mensual y comportamiento sin optimizar) es prácticamente despreciable, siendo nula a partir de los 3 kW de potencia fotovoltaica instalada y, para 2 kW, en torno a los ± 3 € de diferencia de los dos últimos métodos con respecto a la optimización diaria. **A partir de 2 kW de potencia, no hay diferencias importantes, pero para potencias de 0 o 1 kW, es crucial.**

4. Se puede conseguir un ahorro considerable en las emisiones sin comprometer el ahorro

Para la minimización de las emisiones, a partir de los 2 kW de potencia, aunque haya un aumento en la factura con respecto a los resultados obtenidos con la minimización de la factura, casi todas las opciones suponen un ahorro de más de 300 € con respecto a la factura inicial. Siendo de 31,32 € la factura anual con baterías más cara, se considera que los precios anuales obtenidos son asumibles y se puede conseguir reducir hasta casi 21 kg de emisiones de CO₂ adicionales al año, dándose las mayores reducciones de precio y emisiones según aumenta la capacidad de batería.

5. El comportamiento sin optimizar puede ser el mejor para el caso de uso real con paneles solares

A la hora de decidir implementar este método de un día para el siguiente en su situación real, la optimización mensual es demasiado arriesgada para usarse sin conocer todos los datos. Al poder haber bastante variación en el consumo y desconocer la generación solar con exactitud, se establece el comportamiento no optimizado como la opción más segura a priori, al obtener poca variación con respecto a la optimización diaria sin utilizar datos futuros para determinar el comportamiento de las baterías. Asimismo, su velocidad de cálculo computacional es mucho mayor que la de los casos optimizados, siendo 20 veces más rápida que la diaria y 546 veces más que la mensual.

10.2. Limitaciones del estudio

Es importante destacar que los resultados de este trabajo dependen de varias limitaciones que es necesario tener en cuenta si se quisiera replicar para otra vivienda:

1. **La vivienda analizada representa un caso muy específico**

En primer lugar, se trata de una vivienda de 2 personas que no tiene mucho consumo. De partida, con los mismos hábitos de consumo, el de una familia numerosa sería mayor por razones obvias, así como el caso de una vivienda unifamiliar en comparación con un piso. Además, al ser una vivienda con calefacción central y termostato de gas natural, una gran parte del consumo no se ve reflejado, lo que puede alterar la configuración óptima en comparación. Por otra parte, la posesión de un vehículo eléctrico sería otro factor relevante que podría influir en los resultados.

Asimismo, la ubicación de la vivienda también puede hacer que varíe mucho el estudio por las diferencias meteorológicas. Incluso dentro del mismo país, puede haber diferencias entre ciudades como por ejemplo entre Sevilla y Bilbao. Teniendo en cuenta que España es un país con un gran número de horas de luz, también serían muy distintos los resultados si la vivienda estuviese ubicada en un país de Europa del norte por ejemplo, donde hay mucha menos capacidad de generación solar.

2. **Condiciones ideales de la baterías**

Al no representar los rendimientos reales de carga y descarga de las baterías, el comportamiento óptimo se vería alterado en la vida real y se podría llegar a distintas conclusiones con los distintos resultados obtenidos en consecuencia.

3. **Elección de productos específicos para el análisis económico**

La elección de los productos que conforman la instalación es crucial para la viabilidad económica, haciendo que puedan cambiar los resultados al igual que los costes de montaje y subvenciones que no se han incluido en este caso.

4. **Conocimiento de datos futuros**

Los resultados obtenidos han sido con la utilización en todo momento de datos conocidos, sin suponer estimaciones. Se ha elegido cuál es el mejor método en comparación con el coste computacional de otros, pero sin simular realmente cuál sería el error que presentarían las optimizaciones con distintas estimaciones de datos.

10.3. **Elección de la configuración óptima**

Con estos hallazgos y limitaciones, se va a determinar la mejor combinación de potencia pico instalada y capacidad de baterías por criterio económico según el tipo de optimización.

10.3.1. **Minimización de la factura**

Con una inversión inicial de 2.210,47 €, la combinación que presenta mayor beneficio económico para el mismo tiempo de amortización consiste en **potencia fotovoltaica de 2 kW y capacidad de almacenamiento de 4 kWh**. Con la optimización diaria, su VAN es de 6.560,83 €, el más alto de todos. Asimismo, tiene una TIR del 20,1 %, parecida a otras combinaciones (hay otras 14 combinaciones en un intervalo del $\pm 5\%$ de variación). En cuanto al *payback*, será sólo de 5,7 años, la decimotercera mejor opción de los 29 casos disponibles (no se contempla la opción de no instalar nada).

No obstante, hay otra opción que llama la atención: la instalación fotovoltaica de 1 kW sin baterías. Se trata de la más rentable, con una TIR del 47,5 % y un periodo de recuperación de 3,1 años; en consecuencia, es la que recupera la inversión más rápido. Al tener una inversión inicial de sólo 383,33 €, es una gran opción para aquellas personas que no puedan permitirse

un gran desembolso inicial, ya que podrán obtener beneficio igualmente ($VAN = 3.016,40 \text{ €}$) y amortizarlo en la menor cantidad de tiempo posible.

Estos datos son relativos al caso del ahorro obtenido con optimización diaria por ser el caso de referencia a lo largo de todo el estudio. Sin embargo, para el método de la batería no optimizada, el análisis económico también resultaría igual de beneficioso para las mismas combinaciones, siendo exactamente igual para la segunda configuración al no haber baterías:

	VAN	TIR	<i>Payback</i> [años]
$P = 2 \text{ kW} + C_{\text{bat}} = 4 \text{ kWh}$	6.501,00 €	19,9 %	5,8
$P = 1 \text{ kW}$	3.016,40 €	47,5 %	3,1

Tabla 10.1: Indicadores de la viabilidad económica para las configuraciones óptimas en el caso de batería con comportamiento no optimizado.

Esta poca variación para los parámetros indicativos de la viabilidad económica se mantiene para el resto de combinaciones, siendo algunas exactamente iguales en ambos casos (ver en Tablas B.11, B.12, B.13).

Cabe destacar que, teniendo en cuenta las emisiones de CO_2 , la diferencia entre una combinación y otra es muy importante porque **en una se generan emisiones, mientras que en la otra se llega a compensar parte de las emisiones del resto de usuarios de la red**. La combinación de 2 kW de potencia con 4 kWh de capacidad compensa un total de 94,25 kg de CO_2 adicionales al año, mientras que la de 1 kW de potencia genera 93,74 kg al año. Con comportamiento sin optimizar, esta última tendrá el mismo número de emisiones, pero la anterior compensaría sólo 81,88 kg.

10.3.2. Minimización de las emisiones

Como se vio en la Sección 7.2.1, tomar la reducción de emisiones como prioridad es una opción factible, especialmente a partir de los 2 kW de potencia fotovoltaica. Sin embargo, **la inversión más rentable si se toma este enfoque es instalar 3 kW de potencia y 4 kWh de capacidad de almacenamiento**, suponiendo una inversión inicial de 2.848,37 €.

En las Tablas B.14, B.15 y B.16, se puede ver cómo es la opción que presenta el mayor VAN, consiguiendo un beneficio de 6.474,54 €. En cuanto a la TIR, sería menor que las configuraciones óptimas vistas anteriormente, con un 16,3%. Su *payback* es también 1,1 años mayor, llegando a los 6,8 años, pero siendo todavía inferior a la vida útil estimada de las baterías de 12 años.

El beneficio ambiental que supondría esta configuración sería de 17,48 kg adicionales de emisiones de CO_2 compensadas al año con respecto a la misma con la minimización de la factura. Compensando las emisiones propias de la vivienda, gracias a la inyección, se compensarían un total de 248,62 kg anuales.

Pese a que pueda parecer un impacto pequeño, si hubiese más hogares que tomasen esta decisión, sería aún mayor el beneficio de la compensación de emisiones. Sin embargo, pese a que a día de hoy todas las instalaciones de potencia menor a 15 kW puedan inyectar excedentes a la red, si aumentase el número de instalaciones, quizás la red no estuviese preparada para ello y, al no poder absorber todos, se podría reducir el beneficio de esta minimización.

Una opción muy interesante para sacarle partido a este enfoque, sería el establecimiento de comunidades energéticas, como, por ejemplo, en comunidades de vecinos con muchas viviendas o entre varias de ellas. De esta forma, los excedentes se podrían aprovechar por viviendas que tengan un mayor consumo, sin que afecte a las condiciones de la red de distribución.

10.4. Líneas futuras

Las principales líneas futuras de investigación serían las siguientes, coincidiendo algunas de ellas con las limitaciones del estudio:

1. **η_c y $\eta_d \neq 1$**

Una vez visto el caso ideal, sería de gran utilidad estudiarlo con rendimientos reales de carga y descarga de las baterías para poder conseguir resultados más cercanos a la realidad. Si se quisiese modelar con más detalle aún, para las baterías escogidas se podría contar con sus curvas de eficiencia según el estado de carga y conseguir así resultados más precisos.

Además de los rendimientos de las baterías, se podrían considerar también como parámetros las eficiencias de los inversores, ya que son otros productos indispensables en la instalación.

2. **Impacto en la vida útil de las baterías**

Relacionado con la línea de investigación anterior, en las baterías reales de litio es recomendable no realizar cargas ni descargas completas para alargar su vida útil [46]. Por ello, sería interesante indagar más para ver si el comportamiento actual las desgasta mucho o no. Asimismo, se podría incluir cómo evolucionaría la pérdida de capacidad con el tiempo, en vez de simplificar el análisis económico con una sustitución de la batería en el año 12.

3. **Análisis de los métodos ante predicción de datos desconocidos**

Se ha analizado un año en el que se disponía de todos los datos, pero ¿qué pasaría si se implementase para el día a día donde no se conoce nada más que el PVPC del día siguiente? Habría que ver cuál sería la mejor estimación de los datos desconocidos y si se consigue mejor resultado con alguna optimización en vez de con el comportamiento de batería sin optimizar. Sería interesante realizar esa predicción en un año en el que se cuente con todos los datos para luego comparar con los datos reales y comprobar si la predicción ha sido la adecuada o no.

4. **Distintos métodos de optimización**

En este caso, se utilizó el método SLSQP de la librería `scipy.optimize`, pero se podría evaluar si hay otros métodos más rápidos o que consigan un mejor resultado, ya sea en Python o en otro lenguaje de programación o aplicación distinta.

5. **Variación de los resultados con la generación de distintos años**

Teniendo en cuenta que los datos de la generación solar para un año pueden tardar hasta 2 años en publicarse, a la hora de estimar los datos ante el desconocimiento, ¿varían mucho de un año a otro? Ante las diferencias de generación para un día concreto de distintos años, quizás podría ser de interés diseñar un modelo de predicción en función de la previsión del tiempo teniendo en cuenta la meteorología y los datos de años anteriores.

6. **Ajuste de parámetros de la simulación con los de los productos elegidos**

Hay una vasta variedad de opciones en el mercado para elegir entre paneles solares, inversores, baterías y demás componentes. Al cambiar las prestaciones de los productos elegidos, cambiará el resultado en mayor o menor medida.

Se puede utilizar este estudio para aplicarlo directamente a la comparación entre distintos productos desde el principio, pudiendo ajustar los parámetros de la simulación para corres-

ponderarse exactamente con los de los productos. De esta forma, se consigue un análisis a medida que guía al usuario a una mejor decisión, personalizada a los productos de interés.

Donde más provecho se puede sacar es con el ajuste de parámetros de las baterías, ya que es difícil que las baterías tengan exactamente 1, 2, 3 o 4 kWh de capacidad, como se ha visto en la Sección 7.1.

En definitiva, este trabajo, además de poner en evidencia el gran potencial de ahorro y la sostenibilidad de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico residencial, muestra cómo, a partir de cierta dimensión, una estrategia no optimizada puede ser rival para una optimizada y una optimización de carácter ambiental no tiene por qué suponer un gran sacrificio económico. Este estudio espera ser de ayuda tanto para usuarios que planteen realizar la inversión como para el desarrollo de soluciones de autoconsumo que incluyan ya un comportamiento optimizado, contribuyendo así a soluciones más asequibles y sostenibles para industrias y particulares.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación*, «BOE» núm. 77, págs. 27.397–27.428, 29 de mar. de 2014.
dirección: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2014/03/28/216>.
- [2] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, *Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad*, «BOE» núm. 21, págs. 6.953–6.980, 24 de ene. de 2020.
dirección: <https://www.boe.es/eli/es/cir/2020/01/15/3>.
- [3] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, *Resolución de 4 de diciembre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2025*, «BOE» núm. 302, págs. 172.719–172.729, 16 de dic. de 2024.
dirección: [https://www.boe.es/eli/es/res/2024/12/04/\(2\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2024/12/04/(2)).
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica, *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*, «BOE» núm. 83, págs. 35.674–35.719, 6 de abr. de 2019.
dirección: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>.
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, *Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad*, «BOE» núm. 141, págs. 84.282–84.302, 14 de jun. de 2023.
dirección: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2023/06/13/446>.
- [6] IEA, *Solar PV*.
dirección: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>.
- [7] IEA, *Share of renewable electricity generation by technology, 2000-2030*.
18 de dic. de 2023.
dirección: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-renewable-electricity-generation-by-technology-2000-2030>.
- [8] Solar Power Europe, *The Rise of Solar PV in the EU - key facts*.
dirección: <https://www.solarpowereurope.org/insights/interactive-data/total-eu-27-solar-pv-capacity-a-growth-story>.
- [9] Solar Power Europe, *EU Market Outlook for Solar Power: 2025 Mid-Year Analysis*.
24 de jul. de 2025.
dirección: <https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/eu-market-outlook-for-solar-power-2025-mid-year-analysis/detail>.
- [10] APPA Renovables, *I Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico*.
dirección: <https://www.informeautoconsumo.es/informe-anual-del-autoconsumo-fotovoltaico-2022/>.

- [11] APPA Renovables, *III Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico*.
dirección: <https://www.informeautoconsumo.es/iii-informe-anual-del-autoconsumo-fotovoltaico/>.
- [12] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, *Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. 30 de jun. de 2021.
dirección: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2021/06/29/477>.
- [13] Jefatura del Estado, *Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*. 6 de oct. de 2018.
dirección: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/10/05/15>.
- [14] V. Rodríguez, *Baterías para placas solares: qué son, funcionamiento, tipos y precios*.
28 de mayo de 2024.
dirección: <https://cuervaenergia.com/es/comunidad/sostenibilidad/baterias-para-placas-solares/>.
- [15] PKEnergy, *Descubriendo el poder de la tecnología de baterías solares para uso residencial*.
27 de feb. de 2024. dirección: <https://www.pkenergy.com/es/news/unveiling-the-power-of-solar-battery-technology-for-residential-use/>.
- [16] BloombergNEF, *Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115 per Kilowatt-Hour: BloombergNEF*. 10 de dic. de 2024. dirección: <https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>.
- [17] Escala Renovables, *El futuro del autoconsumo solar: 5 avances que revolucionan el almacenamiento de energía*.
dirección: <https://escalarenovables.com/es/el-futuro-del-autoconsumo-solar/>.
- [18] A. Datas, A. Ramos y C. del Cañizo, «Techno-economic analysis of solar PV power-to-heat-to-power storage and trigeneration in the residential sector,» *Applied Energy*, vol. 256, pág. 113935, 2019, ISSN: 0306-2619.
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113935>. dirección: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919316228>.
- [19] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, *Estadística de Consumo Energético Residencial Anual del año 2023*.
dirección: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/balances/publicaciones/estadistica-de-consumo-energetico-residencial-anual.html>.
- [20] Instituto Nacional de Estadística, *Estadística Continua de Población (ECP) del cuarto trimestre del año 2023*,
15 de feb. de 2024. dirección: <https://www.ine.es/dyngs/Prensa/ECP4T23.htm>.
- [21] Instituto Nacional de Estadística, *Resultados nacionales del tamaño medio de los hogares de personas residentes en viviendas familiares por fecha*.
dirección: https://ine.es/jaxiT3/Datos.htm?t=60136#_tabs-tabla.
- [22] Red Eléctrica Española, *Descarga de ficheros detallados del PVPC*. dirección: https://www.esios.ree.es/es/descargas?date_type=datos&start_date=01-01-2023&end_date=31-12-2023.

- [23] Comisión Europea, *Photovoltaic Geographical Information System (Sistema de Información Fotovoltaica Geográfica) – Datos horarios*.
dirección: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/.
- [24] Red Eléctrica Española, *CO₂ asociado a la generación en tiempo real*.
dirección: https://www.esios.ree.es/es/analisis/10355?vis=1&start_date=01-01-2023T00%3A00&end_date=31-12-2023T23%3A55&compare_start_date=31-12-2022T00%3A00&groupby=hour.
- [25] AutoSolar, *Kit Placa Solar Balcón 1000W con Microinversor Ecoflow 800W*.
dirección: <https://autosolar.es/kits-solares-conexion-red/kit-placa-solar-balcon-1000w-con-microinversor-ecoflow-800w>.
- [26] AutoSolar, *Kit Autoconsumo Fotovoltaico Huawei 2000W 10000Whdia*.
dirección: <https://autosolar.es/kits-solares-conexion-red/kit-autoconsumo-fotovoltaico-huawei-2000w-10000whdia>.
- [27] AutoSolar, *Kit Paneles Solares Autoconsumo Fotovoltaico Huawei 3000W*.
dirección: <https://autosolar.es/kits-solares-conexion-red/kit-paneles-solares-autoconsumo-fotovoltaico-huawei-3000w>.
- [28] AutoSolar, *Kit Autoconsumo Fotovoltaico para Instalación de Placas Solares Huawei 4000W 8300kWhaño*.
dirección: <https://autosolar.es/kits-solares-conexion-red/kit-autoconsumo-fotovoltaico-para-instalacion-de-placas-solares-huawei-4000w-8300kwano>.
- [29] AutoSolar, *Ficha técnica del Panel Solar 500W N-Type TOPCon Tensite*.
dirección: <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-500w-n-type-topcon-tensite>.
- [30] Instituto Nacional de Estadística,
Índices nacionales de subgrupos del Índice de Precios de Consumo (IPC).
dirección: https://ine.es/jaxiT3/Datos.htm?t=50903#_tabs-tabla.
- [31] A. Muñoz, *La energía solar reduce el precio de la electricidad y su demanda de la red*. 16 de abr. de 2023. dirección: <https://www.edpenergia.es/es/blog/energia-fotovoltaica/energia-solar-reduce-precio-electricidad/>.
- [32] B. Jiménez, *Los españoles ya no ven la luz como algo caro y ‘se olvidan’ de los paneles solares: el autoconsumo residencial cae un 54 % en 2023*. 19 de ene. de 2024.
dirección: <https://www.infobae.com/espana/2024/01/19/los-espanoles-ya-no-ven-la-luz-como-algo-carro-y-se-olvidan-de-los-paneles-solares-el-autoconsumo-residencial-cae-un-54-en-2023/>.
- [33] Agencia de Protección Ambiental de E.E.U.U.,
Calculador de equivalencias de gases de efecto invernadero.
dirección: <https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/calculador-de-equivalencias-de-gases-de-efecto-invernadero#results>.
- [34] Instituto Nacional de Estadística, *Hogares de personas residentes en viviendas familiares en España a 1 de enero, por tamaño del hogar y año*.
dirección: https://ine.es/jaxiT3/Datos.htm?t=54562#_tabs-tabla.
- [35] Organización de Aviación Civil Internacional,
ICAO Carbon Emissions Calculator (ICEC).
dirección: <https://www.icao.int/environmental-protection/CarbonOffset>.
- [36] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, *Huella de carbono 2019*.
dirección: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/huellamiteco2019_tcm30-527598.pdf.

- [37] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, *Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad.*
dirección: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2023/06/13/446>.
- [38] Jefatura del Estado, *Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico.*
dirección: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2025/06/24/7>.
- [39] Cortes Generales, *Resolución de 22 de julio de 2025, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de derogación del Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico.*
dirección: [https://www.boe.es/eli/es/res/2025/07/22/\(3\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2025/07/22/(3)).
- [40] Jefatura del Estado, *Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad.*
dirección: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2022/12/27/20>.
- [41] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, *Circular 1/2025, de 28 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.*
dirección: <https://www.boe.es/eli/es/cir/2025/01/28/1>.
- [42] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, *Resolución de 15 de diciembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023.*
dirección: [https://www.boe.es/eli/es/res/2022/12/15/\(3\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2022/12/15/(3)).
- [43] Unión Europea, *Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (versión refundida) (Texto pertinente a efectos del EEE).*
dirección: <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/2024-07-16>.
- [44] Ministerio de Ciencia y Tecnología, *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e ITC.*
dirección: https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?id=326&modo=2¬a=0.
- [45] Microsoft Educación, *Obtén Office 365 para todo tu centro educativo.*
dirección: https://www.microsoft.com/es-es/education/products/office#tabs-pill-bar-oc3c0f_tab1.
- [46] AutoSolar, *¿Cuántas cargas dura una batería de litio?*. dirección: <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/cuantas-cargas-dura-una-bateria-de-litio>.

Índice de figuras

2.1. Variación horaria en Península, Baleares y Canarias de lunes a viernes laborables de 2025 en €/kWh del término de la energía consumida correspondiente al peaje 2.0 TD de los peajes de acceso. Fuente: <i>Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia</i> [3][2]	3
2.2. Porcentaje de generación de energía renovable según el método utilizado. Fuente: <i>Agencia Internacional de la Energía</i> [7].	5
2.3. Evolución de la potencia de autoconsumo residencial total en España. Fuente: <i>APPA Renovables</i> [10][11].	5
2.4. Evolución del precio en dólares del kWh de las baterías de litio. Fuente: <i>BloombergNEF</i>	7
3.1. Representación del consumo de estudio por mes del año (datos en Tabla B.2). . .	9
3.2. Evolución del consumo horario medio anual, en verano y en invierno del año 2023 (datos en Tabla B.3 junto con los datos adicionales de los consumos medios en primavera y otoño).	10
3.3. Frecuencia de los precios horarios para el año 2023. Fuente: <i>Red Eléctrica</i>	11
3.4. Coste mensual de la factura eléctrica para el año 2023, en ausencia de instalación fotovoltaica y de baterías, clasificada por la cantidad de coste generado en cada tramo de precio definido previamente (mapa de calor con los datos en Tabla B.4).	11
5.1. Ejemplo del formato del archivo con los datos de consumo horario de la vivienda de estudio (no se muestra el código universal de punto de suministro por motivos de protección de datos).	15
5.2. Ejemplo del formato del archivo con los datos del PVPC.	16
5.3. Ejemplo del formato del archivo con los datos de la generación solar para una ubicación de ejemplo en la ciudad de Madrid.	16
5.4. Formato de los datos de emisiones equivalentes generadas.	17
6.1. Factura anual de la vivienda obtenida para la minimización de la factura según la potencia fotovoltaica y la capacidad de almacenamiento instaladas.	21
6.2. Representación del consumo mensual total de la vivienda y de la generación acumulada por mes según la potencial nominal instalada.	22
6.3. Representación del comportamiento horario medio de las baterías en el año 2023 para optimización diaria, ante ausencia de paneles solares, junto al PVPC horario medio (datos en Tabla B.6).	22
6.4. Comportamiento horario medio de las baterías para optimización diaria con potencia pico instalada de 1 kW y baterías con capacidad total de 1 kWh (datos en Tabla B.7).	23

6.5.	Comportamiento horario medio de las baterías para optimización diaria con potencia pico instalada de 1 kW y baterías con capacidad total de 3 kWh (datos en Tabla B.8).	23
6.6.	Comportamiento de las baterías con la optimización diaria (Tabla B.9).	25
6.7.	Comportamiento de las baterías con la optimización mensual (Tabla B.10).	25
6.8.	Resultados de la ejecución de la optimización diaria según la potencia pico instalada y la capacidad total de las baterías.	27
6.9.	Resultados de la ejecución de la optimización mensual según la potencia pico instalada y la capacidad total de las baterías.	28
7.1.	Miles de toneladas de CO ₂ evitadas gracias al autoconsumo residencial e industrial en España. Fuente: <i>APPA Renovables</i>	32
7.2.	Comparación de las emisiones de CO ₂ resultantes según la optimización.	33
7.3.	Factura anual de la vivienda según la potencia fotovoltaica y la capacidad de almacenamiento instaladas obtenida para la minimización de las emisiones de CO ₂	35
7.4.	Iconos de los ODS a los que contribuye este TFG.	37
9.1.	Estructura de Descomposición del Proyecto.	42
9.2.	Diagrama de Gantt.	42

Índice de tablas

2.1. Evolución del peso porcentual de cada tipo de mercado en el precio final de la energía. Fuente: <i>Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico</i> [5]	4
2.2. Evolución de la capacidad de almacenamiento instalada en autoconsumo en España en los últimos años. Fuente: <i>APPA Renovables</i>	8
6.1. Euros de diferencia en la factura anual en la optimización por mes frente a la optimización por días según la potencia total instalada y la capacidad de almacenamiento.	24
6.2. Euros de diferencia en la factura anual entre el comportamiento de batería sin optimizar y el de batería optimizada diariamente según la potencia total instalada y la capacidad de almacenamiento de las baterías.	27
6.3. Resumen de los tiempos de ejecución de los distintos métodos analizados.	28
7.1. Descripción de los productos elegidos para el estudio económico de los paneles solares.	29
7.2. Descripción de los productos elegidos para el estudio económico de las baterías.	30
7.3. VAN para cada caso de estudio para optimización diaria.	31
7.4. TIR para cada caso de estudio para optimización diaria.	31
7.5. <i>Payback</i> en años para cada caso de estudio para optimización diaria	31
7.6. Variación porcentual para cada caso de la minimización de las emisiones con respecto al caso inicial sin paneles solares ni baterías.	34
7.7. Porcentaje adicional de mejora en la reducción de emisiones con respecto a la minimización de la factura.	34
9.1. Resumen de los costes del proyecto asociados a las horas de trabajo.	40
10.1. Indicadores de la viabilidad económica para las configuraciones óptimas en el caso de batería con comportamiento no optimizado.	45
B.2. Datos numéricos de las Figuras 3.1 y 6.2.	74
B.3. Datos numéricos de la Figura 3.2.	75
B.4. Datos numéricos de la Figura 3.4.	75
B.5. Variación en el consumo horario de un día al siguiente.	76
B.6. Datos numéricos de la Figura 6.3.	77
B.7. Datos numéricos de la Figura 6.4.	78
B.8. Datos numéricos de la Figura 6.5.	79
B.9. Datos numéricos de la Figura 6.6.	80

B.10.Datos numéricos de la Figura 6.7.	81
B.11.VAN para cada caso de estudio para batería sin optimizar.	82
B.12.TIR para cada caso de estudio para batería sin optimizar.	82
B.13. <i>Payback</i> en años para cada caso de estudio para batería sin optimizar.	82
B.14.VAN para cada caso de estudio para la minimización de las emisiones de CO ₂ . . .	83
B.15.TIR para cada caso de estudio para la minimización de las emisiones de CO ₂ . . .	83
B.16. <i>Payback</i> en años para cada caso de estudio para la minimización de las emisiones de CO ₂	83

Anexos

A. Código de Python empleado para las simulaciones

En este anexo se incluye todo el código utilizado en el desarrollo de la optimización. Para mayor facilidad de utilización, se ha creado un repositorio con todos los archivos utilizados en GitHub (<https://github.com/cms218/TFG-Empleo-optimo-de-baterias-en-una-instalacion-fotovoltaica-residencial>). Al igual que se indica en el repositorio, el código escrito también se acoge a la licencia GNU General Public License 3.0.

A.1. obtener_dataframes.py

```
1 import pandas as pd
2 import calendar
3
4 def procesar_consumo(nombre_consumo):
5     """
6     Esta funcion selecciona los datos de interes del archivo que
7     contiene los datos del consumo de la vivienda.
8
9     Se ha disenado teniendo en cuenta la existencia de las siguientes
10    columnas:
11        'Fecha'
12        'Hora' (tomando la primera hora del dia como 1)
13        'Consumo kWh'
14
15    Parametros:
16        nombre_consumo (str): Nombre del archivo (con extension) en el
17        que se encuentran los datos del consumo de la vivienda (ej. "
18        Consumos 2023.xlsx").
19
20    Retorna:
21        consumo_filtrado (dataframe): Dataframe con los datos de interes
22        para calcular la factura
23    """
24    # Leer el archivo Excel
25    excel_consumo = pd.read_excel(nombre_consumo, engine='openpyxl')
26
27    # Verificar que todos los valores sean numericos
28    if excel_consumo['Consumo kWh'].astype(str).str.contains(',').any():
29        # Comprobar si alguna celda tiene coma
30        excel_consumo['Consumo kWh'] = excel_consumo['Consumo kWh'].
31        astype(str).str.replace(',', '.').astype(float) # Reemplazar
32        comas por puntos
33    excel_consumo['Consumo kWh'] = excel_consumo['Consumo kWh'].apply(pd
34    .to_numeric, errors='coerce')
35
36    excel_consumo['Fecha'] = pd.to_datetime(excel_consumo['Fecha'],
37    dayfirst=True)
38    consumo_filtrado = excel_consumo[['Fecha', 'Hora', 'Consumo kWh']].
39    copy() # Seleccionar columnas de interes
40    consumo_filtrado['Hora'] -= 1 # Ajustar la hora para que empiece
41    desde 0
42
43    # Combinar fecha y hora en un solo string
44    consumo_filtrado["fecha_completa"] = consumo_filtrado.apply(
```

```

33     lambda row: f"{row['Fecha'].strftime('%Y-%m-%d')} {row['Hora']:02d
34         }:00", axis=1
35 )
36 # Convertir a datetime
37 consumo_filtrado["fecha_completa"] = pd.to_datetime(
38     consumo_filtrado["fecha_completa"], format='%Y-%m-%d %H:%M', errors=
39     'coerce'
40 )
41 # Localizar al huso horario de Madrid y convertir a UTC
42 consumo_filtrado['fecha_local'] = consumo_filtrado['fecha_completa']
43     .dt.tz_localize('Europe/Madrid', ambiguous='infer')
44 consumo_filtrado['fecha_utc'] = consumo_filtrado['fecha_local'].dt.
45     tz_convert('UTC')
46 return consumo_filtrado
47
48 def homogeneizar(ano, ano_generacion, precios_excel, consumo_excel,
49     archivo_salida_generacion):
50     """
51     Obtiene los dataframes necesarios de los archivos de precios,
52     generacion y consumo.
53     Pese a que no se utiliza en este trabajo, se diseño con la funcion
54     preliminar de poder trabajar con años de generacion distintos y
55     homogeneizar los datos si un año era bisiesto y el otro, no.
56
57     Parametros:
58         ano (int): Año para filtrar los datos.
59         ano_generacion (int): Año para filtrar los datos de generacion
60         .
61         precios_excel (str): Ruta del archivo Excel con los precios.
62         consumo_excel (str): Ruta del archivo Excel con los datos de
63         consumo.
64         archivo_salida_generacion (str): Ruta del archivo CSV con los
65         datos de generacion.
66
67     Retorna:
68         pd.DataFrame: DataFrames homogeneos para los años especificados
69         .
70     """
71     # Leo archivos y elimino informacion de la zona horaria
72     df_precios = pd.read_excel(precios_excel)
73     df_precios['fecha_utc_precios_y_consumo'] = pd.to_datetime(
74         df_precios['fecha_utc_sin_tz'], errors='coerce')
75     df_precios.drop(columns=['Fecha', 'Hora', 'fecha_completa_sin_tz', '
76         fecha_utc_sin_tz'], inplace=True)
77
78     df_consumo = procesar_consumo(consumo_excel)
79     df_consumo['fecha_utc_precios_y_consumo'] = df_consumo['fecha_utc'].
80         dt.tz_localize(None)
81     df_consumo.drop(columns=['Fecha', 'Hora', 'fecha_completa', '
82         fecha_local', 'fecha_utc'], inplace=True)
83
84     df_generacion = pd.read_csv(archivo_salida_generacion)
85     df_generacion['fecha_utc_generacion'] = pd.to_datetime(df_generacion
86         ['fecha_utc'], errors='coerce')
87     df_generacion['fecha_utc_generacion'] = df_generacion['
88         fecha_utc_generacion'].dt.tz_localize(None)
89
90     df_co2 = pd.read_csv(archivo_co2, sep=',', low_memory=False)

```

```

73 df_co2['fecha_utc_co2'] = pd.to_datetime(df_co2['fecha_utc_co2'],
74     errors='coerce', utc=True)
75
76 if anyo_generacion != anyo:
77     if calendar.isleap(anyo) and not calendar.isleap(anyo_generacion):
78         df_precios_homogeneo = df_precios[~((df_precios['
79             fecha_utc_precios_y_consumo'].dt.month == 2) & (
80                 df_precios['fecha_utc_precios_y_consumo'].dt.day == 29))]
81         df_consumo_homogeneo = df_consumo[~((df_consumo['
82             fecha_utc_precios_y_consumo'].dt.month == 2) & (
83                 df_consumo['fecha_utc_precios_y_consumo'].dt.day == 29))]
84         df_co2_homogeneo = df_co2[~((df_co2['fecha_utc_co2'].dt.
85             month == 2) & (df_co2['fecha_utc_co2'].dt.day == 29))]
86     else:
87         df_precios_homogeneo = df_precios
88         df_consumo_homogeneo = df_consumo
89         df_co2_homogeneo = df_co2
90
91     if calendar.isleap(anyo_generacion) and not calendar.isleap(anyo):
92         df_generacion_homogeneo = df_generacion[~((df_generacion['
93             fecha_utc_generacion'].dt.month == 2) & (df_generacion['
94                 fecha_utc_generacion'].dt.day == 29))]
95     else:
96         df_generacion_homogeneo = df_generacion
97
98     return df_precios_homogeneo, df_consumo_homogeneo,
99         df_generacion_homogeneo, df_co2_homogeneo
100 else:
101     return df_precios, df_consumo, df_generacion, df_co2
102
103 def unir_dfs(df_precios, df_consumo, df_generacion, df_co2,
104     potencia_nominal):
105     # Extraer mes, día y hora de fecha_utc
106     for df in [df_precios, df_consumo]:
107         df['Mes'] = df['fecha_utc_precios_y_consumo'].dt.month
108         df['Dia'] = df['fecha_utc_precios_y_consumo'].dt.day
109         df['Hora'] = df['fecha_utc_precios_y_consumo'].dt.hour
110
111     df_generacion['Mes'] = df_generacion['fecha_utc_generacion'].dt.
112         month
113     df_generacion['Dia'] = df_generacion['fecha_utc_generacion'].dt.day
114     df_generacion['Hora'] = df_generacion['fecha_utc_generacion'].dt.
115         hour
116     df_generacion['P'] = df_generacion['P'] * potencia_nominal
117
118     df_co2['Mes'] = df_co2['fecha_utc_co2'].dt.month
119     df_co2['Dia'] = df_co2['fecha_utc_co2'].dt.day
120     df_co2['Hora'] = df_co2['fecha_utc_co2'].dt.hour
121
122     # Unir datos por Mes, Día y Hora en UTC
123     df_temp1 = pd.merge(df_precios, df_consumo, on=['Mes', 'Dia', 'Hora',
124         ], how='outer').fillna(0)
125     df_temp2 = pd.merge(df_temp1, df_generacion, on=['Mes', 'Dia', 'Hora',
126         ], how='outer').fillna(0).copy()
127     df = pd.merge(df_temp2, df_co2, on=['Mes', 'Dia', 'Hora'], how='
128         outer').fillna(0)

```

```

114 df.drop(columns=['fecha_utc_precios_y_consumo_y', 'fecha_utc', '
115 fecha_utc_co2'], inplace=True)
116 df.rename(columns={'fecha_utc_precios_y_consumo_x': 'Fecha', '
117 fecha_utc_generacion': 'Fecha.UTC'}, inplace=True)
118
119 # Reordenar las columnas para que las columnas de fechas sean las
120 primeras
121 columnas_fecha = ['Fecha', 'Fecha.UTC', 'Mes', 'Dia', 'Hora', '
122 PVPC_total', 'Consumo kWh', 'P', 'Precio_energia_excedentaria', '
123 CO2 Kg/kWh']
124 otras_columnas = [col for col in df.columns if col not in
125 columnas_fecha]
126 df = df[columnas_fecha + otras_columnas].copy()
127
128 # Una vez que se ha unido todo por UTC, se convierte una de las
129 columnas de fecha a la zona horaria de Madrid, ya que es el
130 formato de interes para el analisis
131 df['Fecha'] = pd.to_datetime(df['Fecha'], errors='coerce', utc=True)
132 df['Fecha'] = df['Fecha'].dt.tz_convert('Europe/Madrid')
133 df = df.sort_values('Fecha')
134
135 df['Mes'] = df['Fecha'].dt.month
136 df['Dia'] = df['Fecha'].dt.day
137 df['Hora'] = df['Fecha'].dt.hour
138
139 return df

```

A.2. precios.py

```

1 import os
2 import pandas as pd
3
4 def combinar_excels_precios(directorio, archivo_salida):
5     """
6     Lee todos los archivos de Excel en un directorio, usa las columnas
7     del primer archivo ya que todos tienen las mismas columnas,
8     combina todos los datos en un solo DataFrame y los guarda en un
9     nuevo archivo de Excel.
10
11     Los archivos tratados seran los archivos de PVPC detallado
12     descargados de la web de Red Electrica Espanyola en formato Excel
13     . Por ello, habra un archivo para cada dia.
14
15     Parametros:
16     directorio (str): Ruta donde se encuentran los archivos de Excel
17
18     archivo_salida (str): Nombre del archivo Excel de salida.
19
20     Retorna:
21     precios_unico_filtrado: DataFrame combinado con los datos de
22     precios en el formato de interes.
23     """
24     # Verificar si los archivos estan en formato Excel
25     archivos = [f for f in os.listdir(directorio) if f.endswith('.xlsx')
26                 or f.endswith('.xls')]
27
28     if not archivos:

```

```

20     print("No se encontraron archivos de Excel en el directorio.")
21     return
22
23     dataframes = []
24
25     # Leer el primer archivo con skiprows=4 para obtener las columnas
26     # del archivo (debido al formato de los archivos de REE)
27     primer_archivo = archivos.pop(0)
28     ruta = os.path.join(directorio, primer_archivo)
29     df_base = pd.read_excel(ruta, skiprows=4)
30     df_base["Archivo_Origen"] = primer_archivo
31     dataframes.append(df_base)
32
33     # Leer los demas archivos con skiprows=5 sin modificar las columnas
34     for archivo in archivos:
35         ruta = os.path.join(directorio, archivo)
36         df = pd.read_excel(ruta, skiprows=5, header=None, names=df_base.
37             columns) # Mantener las columnas del primer archivo
38         df["Archivo_Origen"] = archivo # Agregar columna con el nombre
39         # del archivo de origen
40         dataframes.append(df)
41
42     df_combinado = pd.concat(dataframes, ignore_index=True)
43
44     df_combinado.rename(columns={
45         'Dia': 'Fecha',
46         'Termino energia PVPC\nFEU = TEU + TCU\n€/MWh consumo': '
47             PVPC_total',
48         'Total\nPMH\n€/MWh bc': 'Total_diario_intradiario',
49         'Coste desvios\n€/MWh bc': 'Desvios'
50     }, inplace=True)
51
52     precios_unico_filtrado = df_combinado[['Fecha', 'Hora', 'PVPC_total',
53         'Total_diario_intradiario', 'Desvios']].copy()
54     precios_unico_filtrado[['Hora']] -= 1 # Resto 1 a la columna Hora
55     # para que empiece en 0 y no en 1
56
57     # Combinar fecha y hora en un solo string
58     precios_unico_filtrado["fecha_completa"] = precios_unico_filtrado["
59         Fecha"].astype(str) + " " + precios_unico_filtrado["Hora"].astype
60         (str)
61
62     # Convertir a datetime
63     precios_unico_filtrado["fecha_completa"] = pd.to_datetime(
64         precios_unico_filtrado["fecha_completa"], format='%Y-%m-%d %H',
65         errors='coerce')
66
67     # Localizar al huso horario de Madrid y convertir a UTC
68     precios_unico_filtrado['fecha_local'] = precios_unico_filtrado['
69         fecha_completa'].dt.tz_localize('Europe/Madrid', ambiguous='infer
70         ')
71     precios_unico_filtrado['fecha_utc'] = precios_unico_filtrado['
72         fecha_local'].dt.tz_convert('UTC')
73
74     # Crear columnas sin informacion de la zona horaria para exportar a
75     # Excel

```

```

63 precios_unico_filtrado["fecha_completa_sin_tz"] =
    precios_unico_filtrado["fecha_completa"].dt.tz_localize(None)
64 precios_unico_filtrado["fecha_utc_sin_tz"] = precios_unico_filtrado[
    "fecha_utc"].dt.tz_localize(None)
65
66 # Convertir a €/kWh
67 precios_unico_filtrado[['PVPC_total', 'Total_diario_intradiario', '
    Desvios']] *= 1e-3
68
69 # Obtener el precio de la energia excedentaria
70 precios_unico_filtrado['Precio_energia_excedentaria'] =
    precios_unico_filtrado['Total_diario_intradiario'] -
    precios_unico_filtrado['Desvios']
71 precios_unico_filtrado.drop(columns=['Total_diario_intradiario', '
    Desvios'], inplace=True)
72
73 # Exportar a Excel usando las columnas sin informacion de la zona
    horaria ya que si no, no es posible
74 precios_unico_filtrado[['Fecha', 'Hora', 'PVPC_total', '
    Precio_energia_excedentaria', 'fecha_completa_sin_tz', '
    fecha_utc_sin_tz']].to_excel(archivo_salida, index=False)
75 print(f"Archivo guardado exitosamente como {archivo_salida}")
76
77 return precios_unico_filtrado

```

A.3. generacion.py

```

1 import pandas as pd
2 from datetime import timedelta
3
4 def leer_y_filtrar_csv(ruta_archivo, anyo_generacion, archivo_salida):
5     """
6     Lee el archivo con los datos de generacion descargados desde la
        pagina de la Union Europea y obtiene un archivo csv con los datos
        del anyo de interes.
7
8     Parametros:
9         ruta_archivo (str): Ruta del archivo CSV a leer.
10        anyo_generacion (int): Anyo para filtrar los datos.
11        archivo_salida (str): Nombre del archivo CSV de salida.
12
13     Retorna:
14        generacion_filtrado: DataFrame con los datos del archivo CSV.
15    """
16    try:
17        # Leer el archivo CSV adaptandose al formato especifico de este
18        generacion = pd.read_csv(ruta_archivo, skiprows=10, low_memory=
            False)
19
20        columnas_esperadas = {"time", "P", "G(i)", "H_sun", "T2m", "
            WS10m", "Int"}
21        if not columnas_esperadas.issubset(generacion.columns):
22            raise ValueError("El archivo CSV no contiene las columnas
                esperadas.")
23
24        # Eliminar las ultimas 7 filas, ya que no son de interes
25        generacion = generacion.iloc[:-7]

```

```

26
27     generacion['time'] = pd.to_datetime(generacion['time'], format='%Y%m%d:%H%M', errors='coerce')
28
29     # Ajustar la hora a en punto para que luego la referencia sea la
        misma que en el archivo de consumos y precios (originalmente
        esta en formato HH:10)
30     generacion['fecha_utc'] = generacion['time'] - timedelta(minutes
        =10)
31     generacion['fecha_madrid'] = generacion['time'].dt.tz_convert('
        Europe/Madrid')
32
33     # Convertir la columna 'P' a numerico y dividir por 1000 para
        pasar de W a kW
34     generacion['P'] = pd.to_numeric(generacion['P'], errors='coerce'
        ) / 1000
35
36     generacion.drop(columns=['time', 'G(i)', "H_sun", "T2m", "WS10m"
        , "Int"], inplace=True)
37
38     generacion_filtrado = generacion[generacion['fecha_madrid'].dt.
        year == anyo_generacion]
39
40     # Reordenar las columnas para que las columnas de fechas sean
        las primeras
41     generacion_filtrado = generacion_filtrado[['fecha_utc', '
        fecha_madrid', 'P']]
42
43     generacion_filtrado.to_csv(archivo_salida, index=False)
44
45     return generacion_filtrado
46 except Exception as e:
47     print(f"Error al leer el archivo CSV: {e}")
48     return None

```

A.4. co2.py

```

1 import pandas as pd
2
3 def crear_co2(nombre_origen_co2, archivo_co2):
4     """
5     Esta funcion selecciona los datos de interes del archivo csv que
        contiene los datos de emisiones de CO2 (descargado de la pagina
        de Red Electrica como los datos de un año en intervalos horarios
        ) y los guarda en un nuevo archivo csv.
6
7     Se ha disenado teniendo en cuenta la existencia de las siguientes
        columnas:
8         'id'
9         'name'
10        'geoid'
11        'geoname'
12        'value' (en toneladas de CO2 por MWh)
13        'datetime' (ej. '2023-01-01T00:00:00+01:00')
14
15    Parametros:

```

```

16     nombre_origen_co2 (str): Nombre del archivo (con extension) en
    el que se encuentran los datos de emisiones de CO2 (ej. "CO2
    2023.csv").
17     archivo_co2 (str): Nombre del archivo csv de salida donde se
    guardaran los datos filtrados (ej. "CO2_2023_tratado.csv").
18
19     Retorna:
20         co2_filtrado(dataframe): Dataframe con los datos de interes para
    calcular las emisiones de CO2.
21
22     """
23     try:
24         co2 = pd.read_csv(nombre_origen_co2, sep=';', low_memory=False)
25
26         # Verificar si las columnas esperadas estan en el DataFrame
27         columnas_esperadas = {"id", "name", "geoid", "geoname", "value",
28                                "datetime"}
29         if not columnas_esperadas.issubset(co2.columns):
30             raise ValueError("El archivo CSV no contiene las columnas
31                               esperadas.")
32
33         co2['fecha_utc_co2'] = pd.to_datetime(co2['datetime'], errors='
34             coerce', utc=True)
35
36         # Eliminar las columnas innecesarias
37         co2.drop(columns=["id", "name", "geoid", "geoname"], inplace=
38             True)
39
40         # Reordenar las columnas para que las columnas de fechas sean
41         las primeras
42         co2_filtrado = co2[['fecha_utc_co2', 'value']].copy()
43
44         # Cambiar el nombre de la columna 'value' a 'CO2 Kg/kWh', ya que
45         es el mismo valor que toneladas de CO2 por MWh, pero mas
46         conveniente para el analisis
47         co2_filtrado.rename(columns={'value': 'CO2 Kg/kWh'}, inplace=
48             True)
49
50         # Guardar el DataFrame filtrado en un nuevo archivo CSV
51         co2_filtrado.to_csv(archivo_co2, index=False)
52
53         return co2_filtrado
54     except Exception as e:
55         print(f"Error al leer el archivo CSV: {e}")
56         return None

```

A.5. existencia.py

```

1 import os
2 from funciones import precios
3 from funciones import generacion
4
5 def comprobar_existencia(ano_generacion, archivo_salida_precios,
6     carpeta_precios, archivo_salida_generacion, ruta_archivo_generacion,
7     nombre_origen_co2, archivo_co2):
8     """
9     Comprueba si existe el archivo excel de los precios y el archivo csv
10     de generacion (ambos para un año concreto). Si no existen, los

```

```

genera.
8
9 Parametros:
10     anyo_generacion (int): Año de los datos de generacion.
11     archivo_salida_precios (str): Ruta del archivo de salida para
12         los precios.
13     carpeta_precios (str): Ruta de la carpeta que contiene los
14         archivos de precios.
15     archivo_salida_generacion (str): Ruta del archivo de salida para
16         los datos de generacion.
17     ruta_archivo_generacion (str): Ruta del archivo CSV con los
18         datos de generacion.
19     potencia_nominal (float): Potencia nominal del sistema
20         fotovoltaico.
21
22 """
23 if os.path.isfile(archivo_salida_precios):
24     print(f"El archivo '{archivo_salida_precios}' ya existe.")
25 else:
26     print(f"El archivo '{archivo_salida_precios}' no existe.
27         Generandolo...")
28     archivo_salida_precios = precios.combinar_excels_precios(
29         carpeta_precios, archivo_salida_precios)
30
31 if os.path.isfile(archivo_salida_generacion):
32     print(f"El archivo '{archivo_salida_generacion}' ya existe."
33         )
34 else:
35     print(f"El archivo '{archivo_salida_generacion}' no existe.
36         Generandolo...")
37     df = generacion.leer_y_filtrar_csv(ruta_archivo_generacion,
38         anyo_generacion, archivo_salida_generacion)
39
40 if os.path.isfile(archivo_co2):
41     print(f"El archivo '{archivo_co2}' ya existe.")
42 else:
43     print(f"El archivo '{archivo_co2}' no existe. Generandolo...")
44     df_co2 = co2.crear_co2(nombre_origen_co2, archivo_co2)

```

A.6. optimizar.py

```

1 import numpy as np
2 from scipy.optimize import minimize
3 import time
4 import pandas as pd
5
6 def optimizar(df, C_bateria, P_max, P_contratada, ef_carga, ef_descarga,
7     epsilon, estado_ini=0.0, E_bat_0=None):
8     """
9     Optimiza el comportamiento de las baterias de la instalacion para
10         minimizar la factura.
11
12     Parametros:
13         df (DataFrame): DataFrame que contiene los datos de consumo, generacion
14             y precios.
15         C_bateria (float): Capacidad de almacenamiento de la bateria (
16             kWh).

```

```

13     P_max (float): Potencia maxima de carga/descarga de la bateria (
14         kW).
15     ef_carga (float): Eficiencia de carga de la bateria (0 <=
16         ef_carga <= 1).
17     ef_descarga (float): Eficiencia de descarga de la bateria (0 <=
18         ef_descarga <= 1).
19     epsilon (float): Tolerancia para la optimizacion, para evitar
20         problemas de convergencia.
21     estado_ini (float): Estado inicial de la bateria (kWh).
22
23     """
24     consumo = df['Consumo kWh'].values
25     generacion = df['P'].values
26     precio_compra = df['PVPC_total'].values
27     precio_venta = df['Precio_energia_excedentaria'].values
28     T = len(consumo)
29     Delta_t = 1 # Periodo horario
30
31     def energia_real(E_bat):
32         # E_bat>0 --> carga
33         # E_bat<0 --> descarga
34         return np.where(E_bat >= 0, E_bat * ef_carga, E_bat /
35             ef_descarga)
36
37     def calcular_estado(E_bat): # Calcula el estado de la bateria en
38         cada hora
39         E_real = energia_real(E_bat)
40         estado_bat = np.cumsum(np.insert(E_real, 0, estado_ini))[:-1] #
41             El estado de la bateria en la hora t es el estado de la hora
42             anterior + el comportamiento en la hora t
43         return estado_bat
44
45     def coste_total(E_bat):
46         red_compra = np.maximum(0, (consumo + E_bat) - generacion)
47         red_venta = np.maximum(0, generacion - (consumo + E_bat))
48         coste_total = np.sum(red_compra * precio_compra - red_venta *
49             precio_venta)
50         return coste_total
51
52     def restricciones(E_bat):
53         estado_bat = calcular_estado(E_bat)
54         red_compra = np.maximum(0, (consumo + E_bat) - generacion)
55         red_venta = np.maximum(0, generacion - (consumo + E_bat))
56         restric_values = np.concatenate([
57             estado_bat, # estado >= 0 (el estado de una
58                 hora es el de la hora anterior + la carga o descarga de
59                 esa hora)
60             C_bateria - estado_bat, # estado <= C_bateria
61             P_contratada - red_compra, # red_compra <= P_contratada
62             P_contratada - red_venta, # red_venta <= P_contratada
63             # Se impone que la bateria quede cerca de la mitad de su
64             capacidad
65             np.array([(estado_bat[-1]+E_bat[-1]) - (C_bateria/2 -
66                 epsilon)]),
67             np.array([(C_bateria/2 + epsilon) - (estado_bat[-1]+E_bat
68                 [-1])]),
69         ])
70         return restric_values

```

```

57
58 # Restricciones en formato 'ineq' --> >= 0
59 restric = {'type': 'ineq', 'fun': restricciones}
60
61 # Limites por hora para E_bat
62 bounds = [(-P_max*Delta_t, P_max*Delta_t)] * T
63
64 start_opt = time.time()
65 res = minimize(
66     coste_total,
67     E_bat_0,
68     method='SLSQP',
69     bounds=bounds,
70     constraints=[restric],
71     options={'disp': True, 'maxiter': 150, 'ftol': 1e-3, 'eps': 1e
72             -2}
73 )
74 res.execution_time = time.time() - start_opt
75 print(f"Tiempo optimizacion: {res.execution_time:.6f} segundos")
76
77 E_bat_opt = res.x
78 estado_bat = calcular_estado(E_bat_opt)
79 red_compra_opt = np.maximum(0, (consumo + E_bat_opt) - generacion)
80 red_venta_opt = np.maximum(0, generacion - (consumo + E_bat_opt))
81
82 # Almacenar los resultados de la optimizacion en un DataFrame
83 df_opt = pd.DataFrame({
84     'Fecha': df['Fecha'],
85     'Fecha_UTC': df['Fecha_UTC'],
86     'E_bat_kWh': E_bat_opt,
87     'Estado_bat_kWh': estado_bat,
88     'Consumo_kWh': consumo,
89     'Generacion_kWh': generacion,
90     'Precio compra_kWh': precio_compra,
91     'Precio venta_kWh': precio_venta,
92     'Precio CO2 Kg/kWh': df['CO2 Kg/kWh'],
93     'Red compra_kWh': red_compra_opt,
94     'Red venta_kWh': red_venta_opt,
95     }, index=df.index[:len(E_bat_opt)])
96
97 return res, df_opt

```

A.7. factura.py

```

1 import numpy as np
2
3 def calcular_factura(df_unido, bateria):
4     df_unido['Bateria'] = bateria
5
6     # Calcular el coste
7     df_unido['Coste_sin_placas'] = df_unido['PVPC_total'] * df_unido['
8         Consumo kWh']
9
10    df_unido['Coste_con_placas'] = np.where((df_unido['Consumo kWh'] -
11        df_unido['P']) > 0,
12        df_unido['PVPC_total'] * (df_unido['Consumo
13            kWh'] - df_unido['P']),

```

```

11         df_unido['Precio_energia_excedentaria'] * (
12             df_unido['Consumo kWh'] - df_unido['P']))
13 df_unido['Coste_con_baterias'] = np.where(((df_unido['Consumo kWh']
14     + df_unido['Bateria']) - df_unido['P']) > 0,
15     df_unido['PVPC_total'] * ((df_unido['Consumo
16     kWh'] + df_unido['Bateria']) - df_unido['P']),
17     df_unido['Precio_energia_excedentaria'] * ((
18     df_unido['Consumo kWh'] + df_unido['
19     Bateria']) - df_unido['P']))
20
21 # Calcular las emisiones de CO2
22 df_unido['CO2_sin_placas'] = df_unido['CO2 Kg/kWh'] * df_unido['
23     Consumo kWh']
24
25 df_unido['CO2_con_placas'] = np.where((df_unido['Consumo kWh'] -
26     df_unido['P']) > 0,
27     df_unido['CO2 Kg/kWh'] * (df_unido['Consumo
28     kWh'] - df_unido['P']), 0)
29
30 df_unido['CO2_con_placas_excedente'] = np.where((df_unido['Consumo
31     kWh'] - df_unido['P']) < 0,
32     df_unido['CO2 Kg/kWh'] * (df_unido['Consumo
33     kWh'] - df_unido['P']), 0)
34
35 df_unido['CO2_con_baterias'] = np.where(((df_unido['Consumo kWh'] +
36     df_unido['Bateria']) - df_unido['P']) > 0,
37     df_unido['CO2 Kg/kWh'] * ((df_unido['Consumo
38     kWh'] + df_unido['Bateria']) - df_unido['P']), 0)
39
40 df_unido['CO2_con_baterias_excedente'] = np.where(((df_unido['
41     Consumo kWh'] + df_unido['Bateria']) - df_unido['P']) < 0,
42     df_unido['CO2 Kg/kWh'] * ((df_unido['Consumo
43     kWh'] + df_unido['Bateria']) - df_unido['P']), 0)
44
45 # Precio total por mes
46 precio_por_mes = df_unido.groupby('Mes').agg({
47     'Coste_sin_placas': 'sum',
48     'Coste_con_placas': 'sum',
49     'Coste_con_baterias': 'sum',
50 }) .round(2) .reset_index()
51
52 # Asegurar que los valores negativos se convierten a cero por mes
53 # porque, como minimo, la factura es 0€
54 precio_por_mes.loc[precio_por_mes['Coste_con_placas'] < 0, '
55     Coste_con_placas'] = 0
56 precio_por_mes.loc[precio_por_mes['Coste_con_baterias'] < 0, '
57     Coste_con_baterias'] = 0
58
59 # Calcular precios anuales a partir de los mensuales para tener en
60 # cuenta lo anterior
61 precio_total_anual_sin_placas = precio_por_mes['Coste_sin_placas'].
62     sum()

```

```

46 precio_total_anual_con_placas = precio_por_mes['Coste_con_placas'].
    sum()
47 precio_total_anual_con_baterias = precio_por_mes['Coste_con_baterias
    '].sum()
48
49 co2_por_mes = df_unido.groupby('Mes').agg({
50     'CO2_sin_placas': 'sum',
51     'CO2_con_placas': 'sum',
52     'CO2_con_placas_excedente': 'sum',
53     'CO2_con_baterias': 'sum',
54     'CO2_con_baterias_excedente': 'sum'
55 }).round(2).reset_index()
56
57 return precio_total_anual_sin_placas, precio_total_anual_con_placas,
    precio_total_anual_con_baterias, precio_por_mes, co2_por_mes,
    df_unido

```

A.8. Main

```

1 import os
2 import pandas as pd
3 import time
4 from funciones import obtener_dataframes_prueba as dataframes
5 from funciones import existencia
6 from funciones import optimizar_final as optimizar
7 from funciones.factura import calcular_factura
8 pd.options.display.max_columns = None
9
10 def main(potencial_nominal, C_bateria):
11     anyo=2023
12     anyo_generacion=2023      # Inicialmente, este codigo se preparo para
        simular con datos de generacion de otros anyos distintos al de
        precio y consumo
13     carpeta_precios = f"(Insertar directorio de la carpeta donde esten
        los archivos del detalle diario del PVPC)"
14     ruta_archivo_generacion=r"(Insertar directorio del archivo csv con
        los datos de la generacion fotovoltaica, aunque sea de varios
        anyos)"
15     nombre_origen_co2 = f"CO2_{anyo}.csv"
16     archivo_salida_precios = f"Precios {anyo}.xlsx"
17     archivo_consumo = f"Consumos {anyo}.xlsx"
18     archivo_salida_generacion= f"Generacion {anyo_generacion}.csv"
19     archivo_co2 = f"CO2_{anyo}_tratado.csv"
20
21     E_max=1
22     P_contratada=5.75
23     ef_carga=1
24     ef_descarga=1
25     epsilon=0.001*C_bateria  # Tolerancia para el estado final de la
        bateria
26
27     # Comprobar si existe el archivo del anyo y si no, generarlo
28     existencia.comprobar_existencia(anyo_generacion,
        archivo_salida_precios, carpeta_precios,
        archivo_salida_generacion, ruta_archivo_generacion,
        nombre_origen_co2, archivo_co2)

```

```

29 df_precios, df_consumo, df_generacion, df_co2 = dataframes.
    homogeneizar(ano, ano_generacion, archivo_salida_precios,
30 df = dataframes.unir_dfs(df_precios, df_consumo, df_generacion,
    df_co2, potencia_nominal)
31
32 # Verificar si la columna 'Fecha' ya tiene informacion de zona
    horaria
33 if df['Fecha'].dt.tz is None:
34     print("La columna 'Fecha' no tiene informacion de zona horaria,
        localizando a UTC y luego convirtiendo a Europe/Madrid.")
35     df['Fecha'] = df['Fecha'].dt.tz_localize('Europe/Madrid')
36 else:
37     print(f"La columna 'Fecha' ya tiene zona horaria: {df['Fecha'].
        dt.tz}, convirtiendo directamente a Europe/Madrid.")
38     df['Fecha'] = df['Fecha'].dt.tz_convert('Europe/Madrid')
39
40 df = df.sort_values('Fecha') # Asegurar que las fechas estan
    ordenadas segun la nueva zona horaria
41 df['Bateria'] = 0
42
43 # Establecer las fechas de inicio y fin del bucle de optimizacion
44 fecha_inicio = pd.Timestamp('2023-01-01 00:00:00', tz='Europe/Madrid
    ')
45 fecha_fin = pd.Timestamp('2024-01-01 00:00:00', tz='Europe/Madrid')
46 fecha_actual = fecha_inicio
47
48 estado_inicial_bucle = C_bateria/2 # Estado inicial de la bateria
    para el primer bucle
49
50 df_total=pd.DataFrame()
51 resultados_optimizacion = [] # Para almacenar resultados por dia
52
53 # Optimizar en ventanas de 1 dia
54 while fecha_actual <= fecha_fin:
55     fecha_dia_siguiente = (fecha_actual + pd.DateOffset(days=1)).
        normalize() # Se utiliza pd.DateOffset para pasar al dia
        siguiente en fecha y .normalize asegura que pasa a las 00:00.
        Usar relativedelta da problema con el cambio de hora porque
        avanza 24 horas indiscriminadamente
56
57     df_periodo = df[(df['Fecha'] >= fecha_actual) & (df['Fecha'] <
        fecha_dia_siguiente)]
58
59     if df_periodo.empty:
60         print(f"No hay datos para el periodo {fecha_actual} a {
            fecha_dia_siguiente}.")
61         break
62
63     E_bat_previous = None
64
65     res, df_opt = optimizar.optimizar(df_periodo, C_bateria, E_max,
        P_contratada, ef_carga, ef_descarga, epsilon, estado_ini=
        estado_inicial_bucle, E_bat_0=E_bat_previous)
66
67     E_bat_previous = res.x.copy() # Se asigna el comportamiento
        obtenido como valor inicial para la siguiente optimizacion y
        asi intentar reducir el tiempo de ejecucion

```

```

68
69 resultado_opt_dia = {
70     'Fecha': fecha_inicio.strftime("%Y-%m-%d"),
71     'Potencia_nominal': potencia_nominal,
72     'C_bateria': C_bateria,
73     'Coste_optimo': res.fun,
74     'Iteraciones': getattr(res, 'nit', None),
75     'Exito': res.success,
76     'Status': res.status,
77     'Mensaje': res.message,
78     'Tiempo_s': round(res.execution_time, 3) if hasattr(res, '
        execution_time') else None
79 }
80 resultados_optimizacion.append(resultado_opt_dia)
81
82 # Anyadir df_opt optimizado al total para guardarlo despues
83 df_total = pd.concat([df_total, df_opt], ignore_index=True)
84
85 # Guardar el DataFrame total en archivo (sobrescribiendo cada
    vez)
86 df_total = df_total.sort_values('Fecha')
87 df_total.to_csv(f"dia_fact_opt_total_P{potencia_nominal}_C{
    C_bateria}.csv", index=False)
88
89 # Actualizar el estado inicial para el siguiente bucle
90 estado_inicial_siguiente = df_opt['Estado_bat_kWh'].iloc[-1] +
    df_opt['E_bat_kWh'].iloc[-1] # El estado inicial para el
    siguiente bucle es el ultimo estado final mas el
    comportamiento de carga/descarga de la bateria en esa hora
91 estado_inicial_bucle = estado_inicial_siguiente
92
93 # Actualizar la fecha de inicio para el siguiente bucle
94 fecha_actual = fecha_dia_siguiente
95
96 E_bat_optimo = res.x
97 df.loc[df_periodo.index, 'Bateria'] = E_bat_optimo.astype(float)
    # Asignar los valores de E_bat_optimo al periodo
    correspondiente
98
99 total_anual_sin_placas, total_anual_con_placas,
    total_anual_con_baterias, total_mensual, total_co2_mensual,
    df_final = calcular_factura(df, df['Bateria'].copy())
100
101 # Guardar los resultados totales anuales
102 df_resultados_anuales = pd.DataFrame([
103     "Potencia_nominal": potencia_nominal,
104     "C_bateria": C_bateria,
105     "Total_sin_placas": total_anual_sin_placas,
106     "Total_con_placas": total_anual_con_placas,
107     "Total_con_baterias": total_anual_con_baterias
108 ])
109
110 archivo_acumulado = "dia_fact_resumen_anual_todas_las_combinaciones.
    csv"
111
112 # Si el archivo ya existe, cargarlo y concatenar los nuevos
    resultados
113 if os.path.exists(archivo_acumulado):

```

```

114     df_existente = pd.read_csv(archivo_acumulado)
115     df_existente = df_existente[
116         ~((df_existente["Potencia_nominal"] == potencia_nominal) &
117           (df_existente["C_bateria"] == C_bateria))
118     ]
119     df_total = pd.concat([df_existente, df_resultados_anuales],
120                          ignore_index=True)
121     df_total.to_csv(archivo_acumulado, index=False)
122 else:
123     df_resultados_anuales.to_csv(archivo_acumulado, index=False)
124
125 # Guardar costes y emisiones mensuales y resultados de optimizacion
126 df_coste_mensual = total_mensual.copy()
127 archivo_coste = f"dia_fact_coste_mensual_P{potencia_nominal}_C{
128     C_bateria}.csv"
129 df_coste_mensual.to_csv(archivo_coste, index=False)
130
131 df_co2_mensual = total_co2_mensual.copy()
132 archivo_co2 = f"dia_fact_co2_mensual_P{potencia_nominal}_C{C_bateria
133     }.csv"
134 df_co2_mensual.to_csv(archivo_co2, index=False)
135
136 df_resultados_opt = pd.DataFrame(resultados_optimizacion)
137 archivo_opt = f"dia_fact_resultados_optimizacion_P{potencia_nominal}
138     _C{C_bateria}.csv"
139 df_resultados_opt.to_csv(archivo_opt, index=False)
140
141 # Ejecutar el codigo para las diferentes combinaciones de potencia
142 nominal y capacidad de bateria
143 if __name__ == '__main__':
144     first = True
145     for potencia_nominal in range(0, 5): # De 0 a 4
146         for C_bateria in range(0, 6): # De 0 a 5
147             start_ejecucion = time.time()
148             print(f"\nEjecutando con potencia_nominal={potencia_nominal
149                 }, C_bateria={C_bateria}")
150             main(potencia_nominal, C_bateria)
151             end_ejecucion = time.time()
152             print(f"\nTiempo total de ejecucion: {end_ejecucion -
153                 start_ejecucion:.2f} segundos")
154             # Guardar el tiempo de ejecucion para cada caso en un csv
155             df_tiempos = pd.DataFrame({
156                 "Potencia nominal [kW]": [potencia_nominal],
157                 "Capacidad bateria [kWh]": [C_bateria],
158                 "Tiempo de ejecucion [s]": [end_ejecucion -
159                     start_ejecucion]
160             })
161
162             archivo_tiempos = "dia_tiempos_ejecucion.csv"
163             if first:
164                 df_tiempos.to_csv(archivo_tiempos, index=False)
165                 first = False
166             else:
167                 df_tiempos.to_csv(archivo_tiempos, mode='a', header=
168                     False, index=False)

```

A.9. bateria_simple.py

```
1 import os
2 import time
3 import pandas as pd
4 from funciones import obtener_dataframes_prueba as dataframes
5 from funciones import existencia
6 from funciones.factura import calcular_factura
7
8 def bateria_simple(df, capacidad_max, carga_inicial, potencia_max_carga,
9     potencia_max_descarga, eficiencia_carga, eficiencia_descarga,
10     potencia_contratada):
11
12     # Extraer las columnas de pandas a arrays de numpy para un acceso
13     # rapido.
14     generacion_array = df["P"].to_numpy()
15     consumo_array = df["Consumo kWh"].to_numpy()
16
17     n_horas = len(df)
18     Delta_t = 1 # Periodo horario
19
20     # Preparamos listas de para almacenar los resultados
21     historial_estado = []
22     historial_uso_bateria = []
23     historial_uso_red = []
24     historial_vertido = []
25
26     carga_bateria = carga_inicial
27
28     for i in range(n_horas):
29         estado_inicial = carga_bateria
30
31         generacion = generacion_array[i]
32         consumo = consumo_array[i]
33         excedente = generacion - consumo
34
35         if excedente > 0: # Hay exceso solar: cargar bateria
36             energia_disponible = min(excedente, potencia_max_carga*
37                 Delta_t)
38             energia_almacenable = energia_disponible * eficiencia_carga
39             espacio_libre = capacidad_max - carga_bateria
40             energia_a_cargar = min(energia_almacenable, espacio_libre)
41
42             carga_bateria += energia_a_cargar
43             uso_bateria = energia_a_cargar / eficiencia_carga
44             vertido = excedente - uso_bateria
45             uso_red = 0
46         else: # Hay deficit: descargar bateria
47             demanda = -excedente
48             energia_posible = min(potencia_max_descarga*Delta_t,
49                 carga_bateria * eficiencia_descarga)
50             energia_a_usar = min(demanda, energia_posible)
51
52             carga_bateria -= energia_a_usar / eficiencia_descarga
53             uso_bateria = -energia_a_usar
54             uso_red = demanda - energia_a_usar
55             vertido = 0
```

```

52         if potencia_contratada*Delta_t is not None:
53             uso_red = min(uso_red, potencia_contratada*Delta_t)
54
55         # Anyadir los resultados a las listas
56         historial_estado.append(estado_inicial)
57         historial_uso_bateria.append(uso_bateria)
58         historial_uso_red.append(uso_red)
59         historial_vertido.append(vertido)
60
61     resultados_df = pd.DataFrame({
62         "Estado_bat_kWh": historial_estado,
63         "E_bat_kWh": historial_uso_bateria,
64         "Red compra_kWh": historial_uso_red,
65         "Red venta_kWh": historial_vertido,
66     }, index=df.index)
67
68     return pd.concat([df, resultados_df], axis=1) #Anyadir los
        resultados del caso analizado al df que recopila todo

```

B. Tablas de datos

- Figuras 3.1 y 6.2: Consumo de estudio y generación acumulada por mes del año.

Mes	Consumo kWh	Energía acumulada [kWh] (Potencia pico = 2 kW)	Energía acumulada [kWh] (Potencia pico = 4 kW)
Enero	153,710	244,465	488,931
Febrero	151,314	265,921	531,843
Marzo	178,396	321,840	643,679
Abril	165,908	347,380	694,761
Mayo	177,505	314,821	629,642
Junio	195,839	290,072	580,143
Julio	231,861	337,134	674,267
Agosto	268,315	334,331	668,663
Septiembre	190,024	263,477	526,953
Octubre	183,129	226,755	453,509
Noviembre	168,377	193,948	387,896
Diciembre	146,242	209,854	419,708

Tabla B.2: Datos numéricos de las Figuras 3.1 y 6.2.

- Figura 3.2: Consumo medio anual, en verano y en invierno según la hora del día del año 2023 en kWh. Se añaden los datos de primavera y otoño.

Hora	Anual	Primavera	Verano	Otoño	Invierno
0	0,2285	0,2466	0,2625	0,2002	0,2037
1	0,2048	0,2005	0,2559	0,1917	0,1702
2	0,1965	0,1934	0,2465	0,1793	0,1662
3	0,1947	0,1905	0,2395	0,1797	0,1685
4	0,1934	0,1891	0,2378	0,1797	0,1662
5	0,1933	0,1904	0,2391	0,1750	0,1683
6	0,2028	0,2007	0,2459	0,1844	0,1801
7	0,2612	0,2711	0,2477	0,2503	0,2759
8	0,2317	0,2300	0,2368	0,2409	0,2216
9	0,2335	0,2446	0,2406	0,2303	0,2187
10	0,3211	0,3477	0,3079	0,3358	0,2949

Hora	Anual	Primavera	Verano	Otoño	Invierno
11	0,2921	0,3164	0,2944	0,3088	0,2487
12	0,2458	0,2420	0,2854	0,2519	0,2042
13	0,2358	0,2176	0,2984	0,2130	0,2117
14	0,2728	0,2438	0,3270	0,2707	0,2469
15	0,2784	0,2273	0,4167	0,2429	0,2280
16	0,2649	0,2220	0,4180	0,2223	0,1966
17	0,2938	0,2305	0,4884	0,2301	0,2253
18	0,2943	0,2405	0,4767	0,2332	0,2199
19	0,2965	0,2434	0,4459	0,2461	0,2460
20	0,2925	0,2571	0,4053	0,2544	0,2497
21	0,3141	0,2920	0,4122	0,2960	0,2562
22	0,2805	0,2735	0,3463	0,2580	0,2443
23	0,2337	0,2270	0,2756	0,2244	0,2065

Tabla B.3: Datos numéricos de la Figura 3.2.

- **Figura 3.4:** Coste mensual clasificado por dinero proveniente de cada tramo de precio.

Mes	>0,15 €/kWh	0,10 – 0,15 €/kWh	<0,10 €/kWh	Total
Enero	12,94 €	4,21 €	3,75 €	20,90 €
Febrero	29,79 €	1,03€	0,20€	31,02 €
Marzo	20,55 €	5,26 €	2,31 €	28,12 €
Abril	14,51 €	5,74 €	2,80 €	23,05 €
Mayo	12,10 €	10,03 €	2,22 €	24,35 €
Junio	18,53 €	10,45 €	1,08 €	30,06 €
Julio	21,35 €	13,12 €	1,09 €	35,56 €
Agosto	33,28 €	11,41 €	0,87 €	45,56 €
Septiembre	22,54 €	8,21 €	0,53 €	31,28 €
Octubre	21,94 €	4,37 €	1,98 €	28,29 €
Noviembre	11,88 €	6,52 €	3,17 €	21,57 €
Diciembre	8,85 €	8,09 €	2,58 €	19,52 €
Total	228,26 €	88,44 €	22,58 €	339,28 €

Tabla B.4: Datos numéricos de la Figura 3.4.

- Diferencia en el consumo horario entre un día y el siguiente.

Hora	Diferencia media [kWh]	Error relativo medio
0	0,0712	31,256 %
1	0,0368	15,512 %
2	0,0274	12,685 %
3	0,0234	10,729 %
4	0,0256	12,169 %
5	0,0249	11,464 %
6	0,0387	17,901 %
7	0,0868	32,350 %
8	0,0743	30,542 %
9	0,0700	27,518 %
10	0,2243	70,726 %
11	0,1770	58,777 %
12	0,0971	35,274 %
13	0,0734	27,825 %
14	0,1311	44,780 %
15	0,1142	38,110 %
16	0,0965	31,346 %
17	0,1256	36,985 %
18	0,1226	35,587 %
19	0,1291	41,903 %
20	0,1192	37,847 %
21	0,1322	41,027 %
22	0,1056	31,744 %
23	0,0569	21,437 %
Media total	0,0910	31,479 %

Tabla B.5: Variación en el consumo horario de un día al siguiente.

- **Figura 6.3:** Comportamiento de las baterías sin paneles solares y con 1 kWh de capacidad en optimización diaria. Se resalta en amarillo el valor mayor entre el consumo y el $\text{balance}_{\text{consumo}+\text{batería}}$ (teniendo en cuenta el comportamiento de la batería).

Hora	Consumo medio de la vivienda [kWh]	Balance consumo+batería [kWh]	PVPC medio [€/kWh]	Estado de la batería [%]
0	0,2285	0,1436	0,1342	49,9003
1	0,2048	0,2031	0,1278	41,4102
2	0,1965	0,2529	0,1244	41,3206
3	0,1947	0,2744	0,1231	46,8741
4	0,1934	0,3018	0,1215	54,8481
5	0,1933	0,2633	0,1242	65,6920
6	0,2028	0,2082	0,1318	72,6886
7	0,2612	0,2342	0,1411	73,2252
8	0,2317	0,0884	0,1613	70,5258
9	0,2335	0,2328	0,1468	56,1967
10	0,3211	0,1606	0,1623	56,1195
11	0,2921	0,1836	0,1527	40,0759
12	0,2458	0,1615	0,1489	29,2259
13	0,2358	0,1739	0,1455	20,7872
14	0,2728	0,5416	0,1109	14,5977
15	0,2784	0,5642	0,1097	41,4785
16	0,2649	0,4631	0,1156	70,0643
17	0,2938	0,3754	0,1290	89,8863
18	0,2943	0,2029	0,1762	98,0477
19	0,2965	0,1228	0,1961	88,9044
20	0,2925	0,0664	0,2088	71,5387
21	0,3141	0,0715	0,2072	48,9298
22	0,2805	0,3195	0,1670	24,6743
23	0,2337	0,4469	0,1568	28,5761

Tabla B.6: Datos numéricos de la Figura 6.3.

- **Figura 6.4:** Comportamiento de las baterías con 1 kW de potencia pico instalada y 1 kWh de capacidad en optimización diaria. Se resalta en amarillo el valor mayor entre el consumo y el $\text{balance}_{\text{consumo}+\text{batería}}$ (teniendo en cuenta el comportamiento de la batería).

Hora	Consumo medio de la vivienda [kWh]	Balance consumo+batería [kWh]	Generación media por hora [kWh]	Estado de la batería [%]
0	0,2285	0,1299	0,0000	49,9003
1	0,2048	0,1799	0,0000	40,0423
2	0,1965	0,2259	0,0000	37,6228
3	0,1947	0,2437	0,0000	40,4869
4	0,1934	0,2672	0,0000	45,3889
5	0,1933	0,2267	0,0000	52,7737
6	0,2028	0,1538	0,0000	56,1072
7	0,2612	0,1242	0,0004	51,2024
8	0,2317	0,0290	0,0163	37,5088
9	0,2335	0,1913	0,1680	17,2380
10	0,3211	0,2857	0,3609	13,0162
11	0,2921	0,3465	0,4953	9,4783
12	0,2458	0,3564	0,5945	14,9163
13	0,2358	0,3786	0,6343	25,9674
14	0,2728	0,4551	0,6410	40,2551
15	0,2784	0,4716	0,5786	58,4932
16	0,2649	0,4076	0,4826	77,8226
17	0,2938	0,3524	0,3478	92,0902
18	0,2943	0,2442	0,1830	97,9490
19	0,2965	0,1555	0,0718	92,9404
20	0,2925	0,0719	0,0130	78,8437
21	0,3141	0,0694	0,0014	56,7818
22	0,2805	0,2920	0,0000	32,3114
23	0,2337	0,3980	0,0000	33,4674

Tabla B.7: Datos numéricos de la Figura 6.4.

- **Figura 6.5:** Comportamiento de las baterías con 1 kW de potencia pico instalada y 3 kWh de capacidad en optimización diaria. Se resalta en amarillo el valor mayor entre el consumo y el $\text{balance}_{\text{consumo}+\text{batería}}$ (teniendo en cuenta el comportamiento de la batería).

Hora	Consumo medio de la vivienda [kWh]	Balance consumo+batería [kWh]	Generación media por hora [kWh]	Estado de la batería [%]
0	0,2285	0,0834	0,0000	49,9003
1	0,2048	0,1345	0,0000	45,0633
2	0,1965	0,1781	0,0000	42,7776
3	0,1947	0,1931	0,0000	42,1076
4	0,1934	0,2165	0,0000	42,0552
5	0,1933	0,1678	0,0000	42,8263
6	0,2028	0,0768	0,0000	41,9745
7	0,2612	0,0313	0,0004	37,7740
8	0,2317	-0,0483	0,0163	30,1129
9	0,2335	0,1579	0,1680	20,7786
10	0,3211	0,3392	0,3609	18,2563
11	0,2921	0,4967	0,4953	18,8606
12	0,2458	0,5902	0,5945	25,6813
13	0,2358	0,6381	0,6343	37,1584
14	0,2728	0,7511	0,6410	50,5706
15	0,2784	0,7238	0,5786	66,5140
16	0,2649	0,5844	0,4826	81,3614
17	0,2938	0,4242	0,3478	92,0116
18	0,2943	0,2059	0,1830	96,3598
19	0,2965	0,0542	0,0718	93,4119
20	0,2925	-0,0588	0,0130	85,3356
21	0,3141	-0,0651	0,0014	73,6260
22	0,2805	0,0546	0,0000	60,9880
23	0,2337	0,1269	0,0000	53,4598

Tabla B.8: Datos numéricos de la Figura 6.5.

- **Figura 6.6:** Comportamiento de las baterías con 2 kW de potencia pico instalada y 2 kWh de capacidad en optimización diaria. Se resalta en amarillo el valor mayor entre el consumo y el $\text{balance}_{\text{consumo}+\text{batería}}$ (teniendo en cuenta el comportamiento de la batería).

Hora	Consumo medio de la vivienda [kWh]	Balance consumo+batería [kWh]	Generación media por hora [kWh]	Estado de la batería [%]
0	0,2285	0,0779	0,0000	49,9003
1	0,2048	0,1301	0,0000	42,3702
2	0,1965	0,1736	0,0000	38,6936
3	0,1947	0,1922	0,0000	37,4905
4	0,1934	0,2239	0,0000	37,3681
5	0,1933	0,1716	0,0000	38,8931
6	0,2028	0,0838	0,0000	37,8053
7	0,2612	0,0365	0,0007	31,8549
8	0,2317	-0,0334	0,0326	20,6227
9	0,2335	0,2151	0,3361	7,3698
10	0,3211	0,3666	0,7218	6,4500
11	0,2921	0,4471	0,9906	8,7294
12	0,2458	0,4804	1,1889	16,4776
13	0,2358	0,5066	1,2687	28,2043
14	0,2728	0,6048	1,2820	41,7445
15	0,2784	0,6350	1,1572	58,3461
16	0,2649	0,5374	0,9653	76,1764
17	0,2938	0,4305	0,6956	89,7980
18	0,2943	0,2593	0,3660	96,6328
19	0,2965	0,1390	0,1436	94,8793
20	0,2925	0,0239	0,0261	87,0039
21	0,3141	0,0069	0,0029	73,5724
22	0,2805	0,1210	0,0000	58,2143
23	0,2337	0,2269	0,0000	50,2413

Tabla B.9: Datos numéricos de la Figura 6.6.

- **Figura 6.7:** Comportamiento de las baterías con 2 kW de potencia pico instalada y 2 kWh de capacidad en optimización mensual. Se resalta en amarillo el valor mayor entre el consumo y el $\text{balance}_{\text{consumo}+\text{batería}}$ (teniendo en cuenta el comportamiento de la batería).

Hora	Consumo medio de la vivienda [kWh]	Balance consumo+batería [kWh]	Generación media por hora [kWh]	Estado de la batería [%]
0	0,2285	0,1115	0,0000	29,1709
1	0,2048	0,1833	0,0000	23,3200
2	0,1965	0,2605	0,0000	22,4276
3	0,1947	0,2729	0,0000	25,4434
4	0,1934	0,3887	0,0000	29,3571
5	0,1933	0,2219	0,0000	39,1216
6	0,2028	0,0699	0,0000	40,5475
7	0,2612	0,0080	0,0007	33,9002
8	0,2317	-0,0541	0,0326	21,2425
9	0,2335	0,1969	0,3361	6,9517
10	0,3211	0,3179	0,7218	5,1185
11	0,2921	0,3959	0,9906	4,9589
12	0,2458	0,4281	1,1889	10,1501
13	0,2358	0,4938	1,2687	19,2626
14	0,2728	0,6880	1,2820	32,1639
15	0,2784	0,7579	1,1572	52,9276
16	0,2649	0,5673	0,9653	76,9060
17	0,2938	0,3917	0,6956	92,0225
18	0,2943	0,2091	0,3660	96,9193
19	0,2965	0,1091	0,1436	92,6590
20	0,2925	-0,0450	0,0261	83,2909
21	0,3141	-0,0387	0,0029	66,4191
22	0,2805	0,0334	0,0000	48,7813
23	0,2337	0,0885	0,0000	36,4289

Tabla B.10: Datos numéricos de la Figura 6.7.

- Resultados del estudio económico para el caso de batería sin optimizar.

Potencia instalada [kW]	Capacidad de batería [kWh]					
	0	1	2	3	4	5
0		509,09 €	428,45 €	369,33 €	402,24 €	414,57 €
1	3.016,40 €	4.048,43 €	4.624,27 €	5.059,42 €	5.174,91 €	5.129,31 €
2	5.025,64 €	5.861,98 €	6.166,66 €	6.422,14 €	6.501,00 €	6.435,15 €
3	5.792,23 €	6.130,06 €	6.260,41 €	6.438,94 €	6.487,79 €	6.410,53 €
4	5.466,14 €	6.043,73 €	6.174,08 €	6.352,61 €	6.401,46 €	6.324,20 €

Tabla B.11: VAN para cada caso de estudio para batería sin optimizar.

Potencia instalada [kW]	Capacidad de batería [kWh]					
	0	1	2	3	4	5
0		6,4 %	4,9 %	3,9 %	4,0 %	4,3 %
1	47,5 %	30,8 %	28,0 %	24,1 %	23,3 %	25,2 %
2	28,4 %	24,3 %	22,6 %	20,4 %	19,9 %	20,9 %
3	22,2 %	19,2 %	18,0 %	16,6 %	16,3 %	16,8 %
4	18,0 %	16,6 %	15,8 %	14,8 %	14,6 %	14,9 %

Tabla B.12: TIR para cada caso de estudio para batería sin optimizar.

Potencia instalada [kW]	Capacidad de batería [kWh]					
	0	1	2	3	4	5
0		11,0	12,8	12,3	12,4	7,0
1	3,1	4,1	4,4	4,8	4,9	4,6
2	4,5	5,0	5,3	5,7	5,7	5,5
3	5,4	6,0	6,3	6,7	6,7	6,6
4	6,4	6,7	7,0	7,3	7,4	7,2

Tabla B.13: *Payback* en años para cada caso de estudio para batería sin optimizar.

- Resultados del estudio económico para el caso de batería sin optimizar.

Potencia instalada [kW]	Capacidad de almacenamiento [kWh]					
	0	1	2	3	4	5
0		509,73 €	285,68 €	89,43 €	4,17 €	129,79 €
1	3.016,40 €	3.689,09 €	3.934,68 €	4.139,35 €	4.162,98 €	4.090,87 €
2	5.025,64 €	5.687,47 €	5.944,29 €	6.185,77 €	6.274,20 €	6.262,48 €
3	5.792,23 €	6.100,06 €	6.233,17 €	6.417,58 €	6.474,54 €	6.410,53 €
4	5.466,14 €	6.043,73 €	6.174,08 €	6.352,61 €	6.401,46 €	6.324,20 €

Tabla B.14: VAN para cada caso de estudio para la minimización de las emisiones de CO₂.

Potencia instalada [kW]	Capacidad de almacenamiento [kWh]					
	0	1	2	3	4	5
0		6,9 %	4,1 %	2,5 %	2,0 %	2,7 %
1	47,5 %	28,4 %	24,3 %	20,2 %	19,3 %	20,7 %
2	28,4 %	23,7 %	21,9 %	19,8 %	19,4 %	20,4 %
3	22,2 %	19,1 %	17,9 %	16,6 %	16,3 %	16,8 %
4	18,0 %	16,6 %	15,8 %	14,8 %	14,6 %	14,9 %

Tabla B.15: TIR para cada caso de estudio para la minimización de las emisiones de CO₂.

Potencia instalada [kW]	Capacidad de almacenamiento [kWh]					
	0	1	2	3	4	5
0		18,9	23,9	24,5	24,7	24,3
1	3,1	4,4	4,9	5,6	5,8	5,5
2	4,5	5,1	5,4	5,8	5,9	5,7
3	5,4	6,0	6,3	6,7	6,8	6,6
4	6,4	6,7	7,0	7,3	7,4	7,2

Tabla B.16: *Payback* en años para cada caso de estudio para la minimización de las emisiones de CO₂.