



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

**GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTIALES**

TRABAJO FIN DE GRADO

**ANÁLISIS DE LAS OPCIONES DE PARTICIPACIÓN
DE LA DEMANDA FLEXIBLE, UNIDO AL
AUTOCONSUMO CON BATERÍAS, EN MERCADOS
LOCALES**

Autor: Ana García Cepero

Director: Juan Bogas Gálvez

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis de las opciones de participación de la demanda flexible, unido al autoconsumo
con baterías, en mercados locales

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Ana García Cepero

Fecha: 28/08/ 2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Juan Bogas Gálvez

Fecha: 28/08/ 2023



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS DE LAS OPCIONES DE PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA FLEXIBLE, UNIDO AL AUTOCONSUMO CON BATERÍAS, EN MERCADOS LOCALES

Autor: Ana García Cepero

Director: Juan Bogas Gálvez

Madrid

Agradecimientos

A mi tutor, Juan, de corazón, por su orientación, apoyo y asesoramiento durante la realización de este proyecto. Sus consejos y dirección han sido esenciales para dar forma a este trabajo científico.

A Pablo Dueñas, cuyos conocimientos y aportes han sido fundamentales para el desarrollo de una sección crucial de este trabajo.

Por último, a mi familia por su constante respaldo y paciencia a lo largo de este camino académico.

ANÁLISIS DE LAS OPCIONES DE PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA FLEXIBLE, UNIDO AL AUTOCONSUMO CON BATERÍAS, EN MERCADOS LOCALES

Autor: García Cepero, Ana.

Director: Bogas Gálvez, Juan.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El crecimiento de las energías renovables en España, especialmente la eólica y la solar, requiere soluciones de almacenamiento para asegurar el suministro en un entorno electrificado y optimizar la generación intermitente. Se analiza un proyecto que examina la participación del almacenamiento en el mix energético mediante baterías de ion-litio, considerando escenarios como el desplazamiento de consumo industrial, electrificación de la movilidad y producción de hidrógeno verde. Se emplea un modelo matemático para optimizar el sistema, considerando variables de carga, descarga, costos y restricciones. Los resultados indican que, aunque es esencial para la transición a renovables, la rentabilidad de las baterías en el mercado actual es limitada. Se destaca la necesidad de mecanismos de remuneración adecuados al contexto europeo.

Palabras clave: Almacenamiento, optimización, energías renovables

1. Introducción

El desarrollo masivo de las energías renovables en España, especialmente de eólica y la solar fotovoltaica, hace imprescindible la instalación de soluciones de almacenamiento de energía que aseguren la continuidad del suministro en un entorno cada vez más electrificado, la correcta integración de la generación renovable, por definición intermitente, y la optimización del precio de la energía aprovechando excedentes en las horas centrales del día.

2. Definición del proyecto

Este Proyecto analiza cómo va a participar el almacenamiento en el mix energético peninsular y se estudia en detalle una solución de almacenamiento mediante, baterías de ion-litio, tanto a gran escala como en una comunidad energética local. Para realizar este análisis se determina la programación horaria del mix energético en la península mediante el desarrollo de un programa que utilizando técnicas de programación matemática no lineal obtiene una solución que optimiza el mix energético

Se estudian distintos escenarios para su análisis y comparación:

- Caso base: a partir de la estimación de demanda eléctrica a futuro y de la evolución del mix energético a futuro estimado en el PNIEC hasta el año 2030, y extrapolando la previsión hasta el año 2035, se analiza el funcionamiento de las baterías de almacenamiento a gran escala.
- Caso 1: partiendo de las mismas estimaciones de caso base, se analiza la demanda flexible suponiendo que la gran industria desplaza sus horas de consumo para adaptarlas a horas en las que la energía es más barata por el desarrollo de la

fotovoltaica, que se concentra en las horas con radiación solar, y se analiza cómo impacta este hecho en el almacenamiento y en el sistema eléctrico.

- Caso 2: partiendo de las mismas estimaciones del caso base, se estudia cómo afecta la electrificación de la movilidad, es decir la carga de baterías de vehículos eléctricos, y cómo esto impacta al sistema. El análisis se hace a nivel horario estimando el comportamiento de los usuarios en función de los precios del mercado
- Caso 3: se analiza la utilización de los excedentes de energía del caso base para generar hidrógeno verde.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El modelo matemático propuesto se enfoca en el análisis y optimización de un sistema con diferentes tecnologías gestionables, como ciclos combinados, hidráulica, almacenamiento, mediante baterías y bombeo, considerando como datos de entrada el resto de tecnologías no gestionables, como eólica, fotovoltaica, nuclear, cogeneración, minihidráulica, geotermia, etc, considerando la evolución prevista en el PNIEC

Las principales variables analizadas son la carga y descarga de baterías, y los costes asociados. El modelo busca maximizar los beneficios al considerar factores como la capacidad de carga y descarga de la batería, pérdidas en el proceso, precio de la tecnología marginal... Además, se establecen restricciones para garantizar la evolución real del estado de las baterías, así como el equilibrio en la generación y consumo de energía.

El modelo se resuelve utilizando técnicas de programación matemática no lineal para obtener una solución que optimice el rendimiento del sistema de almacenamiento de energía.

La vida útil de una batería de ion-litio es de aproximadamente de 5.000 ciclos de carga y descarga, lo que equivale a unos 500 ciclos en 11 años en el contexto del proyecto. Sin embargo, si la batería llega a los 3.500 ciclos, su rendimiento disminuye significativamente, por lo que un uso razonable son 350 ciclos anuales, aproximadamente un ciclo diario.

4. Resultados

El precio marginal de la energía se estima utilizando los precios del ciclo combinado durante el periodo de simulación, habiéndose considerado su estacionalidad dentro del año y la evolución futura de los precios del gas y de los certificados de emisiones de dióxido de carbono, así como un coste de operación y mantenimiento, oscilando entre 100 y 140 €/MWh. Se puede apreciar que, a pesar de que el precio del ciclo influye en el precio medio anual de la energía, en el caso base y en el caso 1 el precio de las renovables influye considerablemente en el precio medio anual.

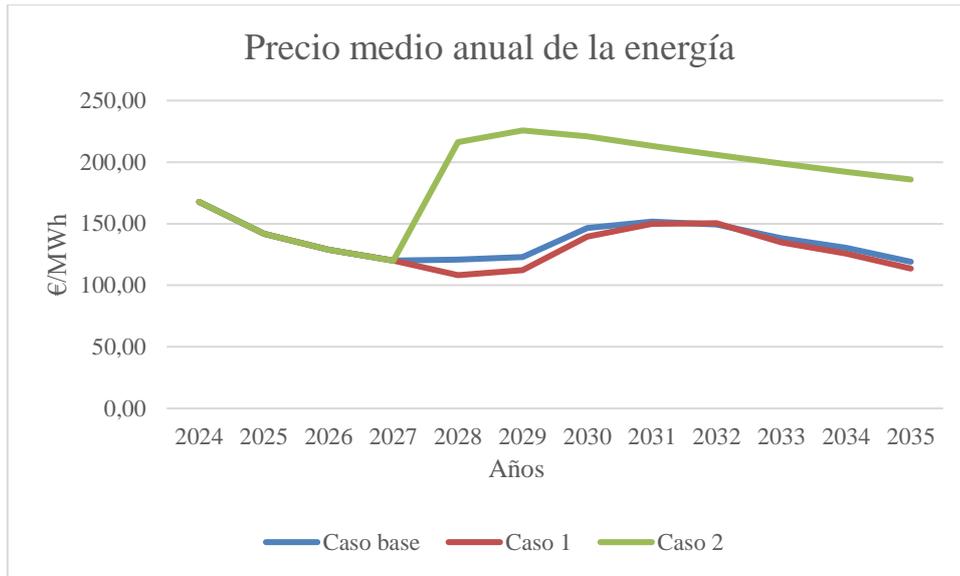


Ilustración 13: Gráfica de precio medio anual de la energía

Se presenta, para cada caso, el resultado de la inversión en baterías de 20 MW para el mercado, como la diferencia entre los ingresos por la venta de energía a la red y la amortización constante de la batería en todos los casos.

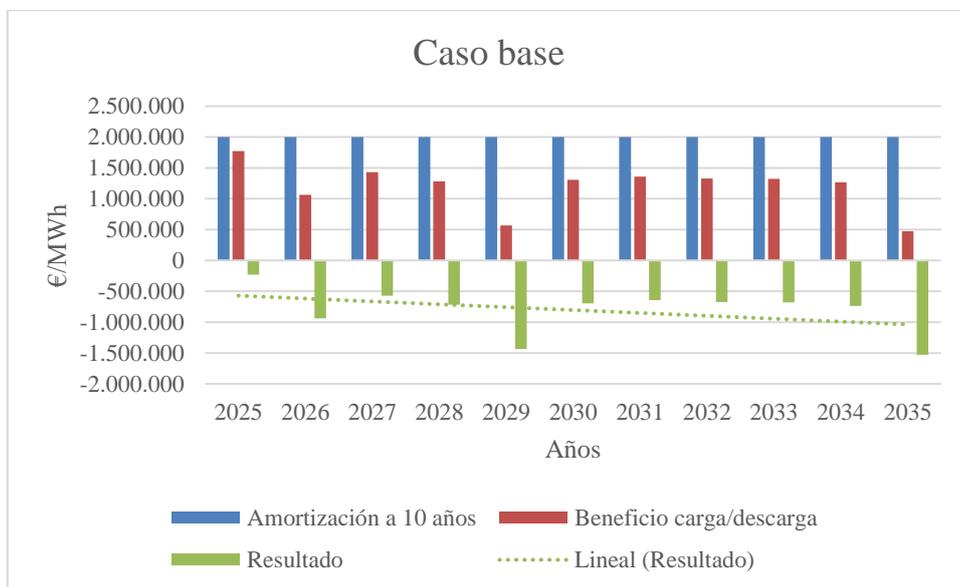


Ilustración 14: Evolución del resultado para el caso base

En el caso base, la actividad resulta en pérdidas desde el primer año, con una tendencia decreciente (hasta 1,5 millones de euros anuales). La rentabilidad, mostrada en el gráfico siguiente, también es negativa (hasta -7,5%). Esto indica que la inversión en almacenamiento con baterías, aunque relevante para respaldar la integración de renovables y aprovechar excedentes, no es sostenible por sí sola.

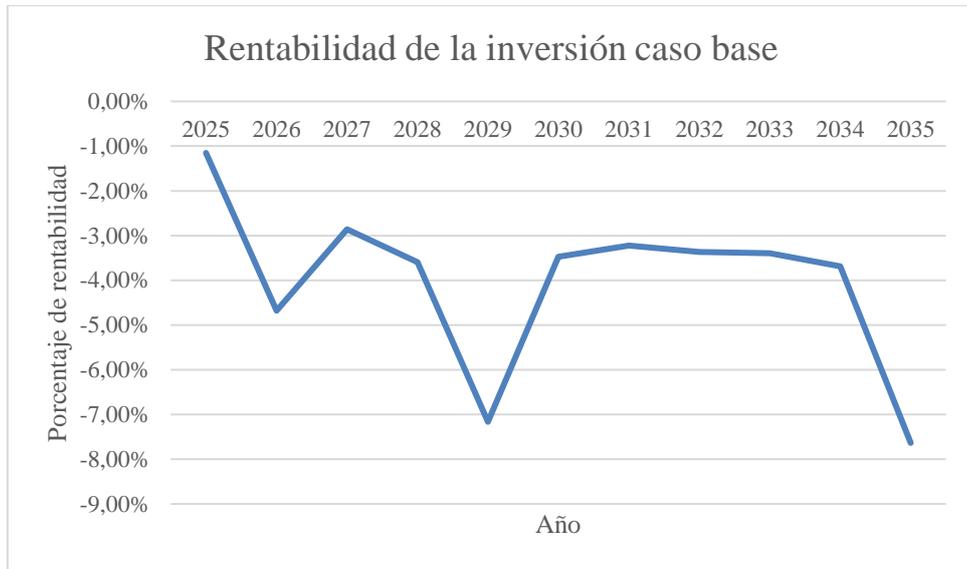


Ilustración 15: Rentabilidad del caso base

Para el caso 1, la actividad también arroja pérdidas consistentes en todos los años, lo que resulta en una rentabilidad negativa de hasta el -9%. Aunque la industria se beneficia de precios energéticos al ajustar sus hábitos de consumo, la inversión en la batería no es viable de manera independiente.

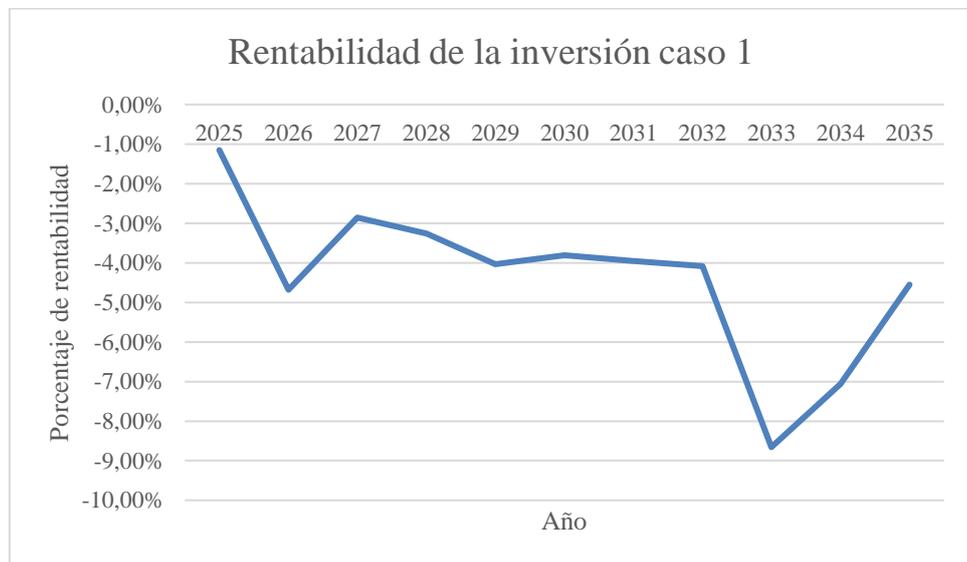


Ilustración 18: Rentabilidad del caso 1

En el caso 2, la electrificación de la movilidad consume los excedentes de energía renovable, por lo que no tiene sentido invertir. Después de 2029, no hay momentos en que la generación no gestionable supere el consumo incrementado por la carga de vehículos eléctricos, resultando en ausencia de excedentes. La rentabilidad de la inversión también es negativa, alcanzando hasta -10% en años sin ingresos, solo costos de amortización de la batería.

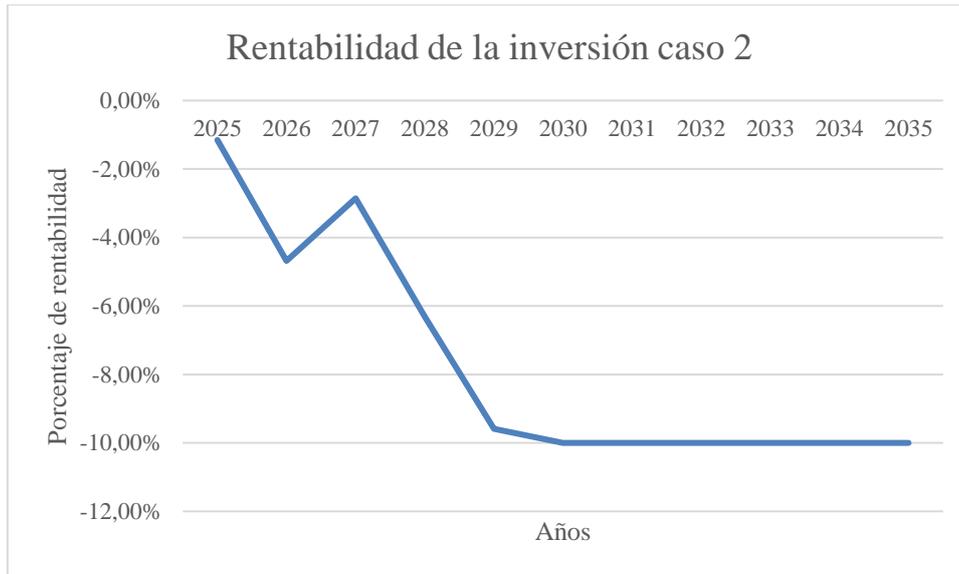


Ilustración 20: Rentabilidad del caso 2

Se valora la producción de hidrógeno verde utilizando todos los excedentes de energía, estimando un coste de producción de 4 €/kg hasta 2029 y 2€/kg a partir de 2030. Se asume un precio de venta de 5,5 €/kg, lo que generaría beneficios modestos de entre 1 y 2.7 millones de euros por los excedentes de energía renovable.

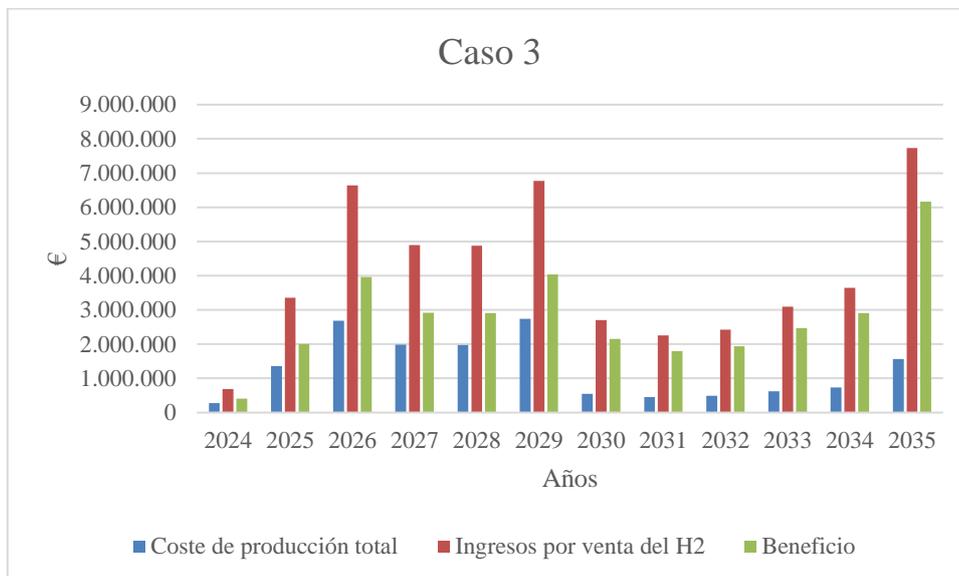


Ilustración 20: Valoración de los excedentes de energía

Para el caso de la comunidad energética constituida por un hospital, una escuela y tres viviendas particulares, se muestra que, a pesar de que la instalación de baterías junto con una inversión en paneles solares es la opción que más rentable sale, se ve un claro decrecimiento del beneficio a medida que avanzan los años de estudio.

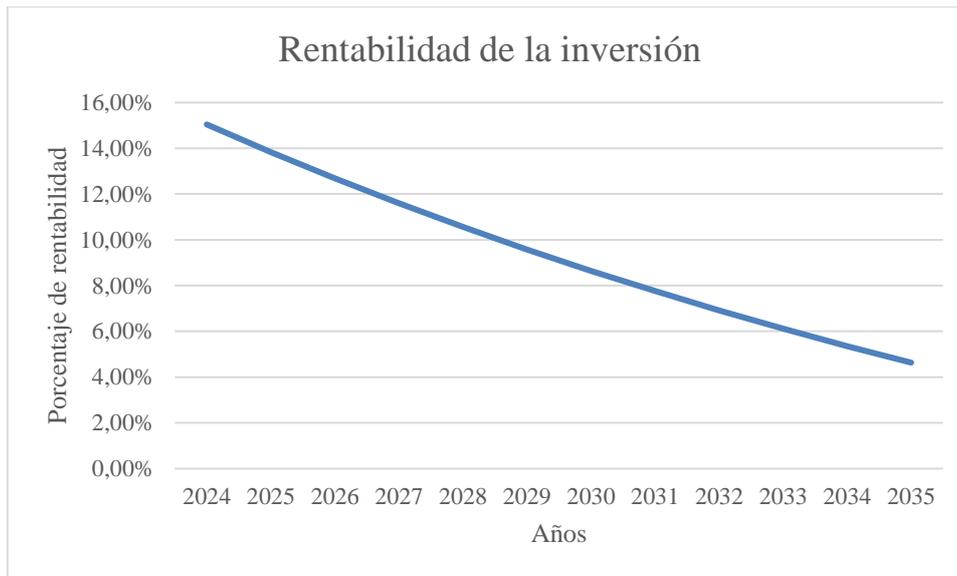


Ilustración 26: Rentabilidad de instalación de paneles y baterías en la comunidad energética

5. Conclusiones

El estudio concluye que los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías para arbitrar en mercado no son realmente rentables en el contexto regulatorio actual, en los que los ingresos se obtienen arbitrando en mercados a corto plazo.

Sin embargo, como ya hemos mencionado, es imprescindible desarrollar e implantar tecnologías de almacenamiento que acompañen al despliegue masivo de renovables, por lo que se hacen necesarios mecanismos adicionales que permitan remunerar correctamente las inversiones en almacenamiento y que estén relacionados con la capacidad que estos sistemas pongan a disposición del sistema eléctrico. Estos mecanismos deben estar en línea y ser compatibles con la regulación sectorial europea.

6. Referencias

- [1] Red Eléctrica. "REData - Potencia instalada." Red Eléctrica de España. Última actualización: [Junio 2023]. <https://www.ree.es/es/datos/rea>.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. "Nota explicativa del borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030." 2021. https://www.miteco.gob.es/images/es/notaexplicativadelborradordelpniec2021-2030_tcm30-487346.pdf
- [3] Gavilán, Ángel. "PROYECCIONES MACROECONÓMICAS DE ESPAÑA 2023-2025". Presentación. Madrid, 22 de marzo de 2023.

ANALYSIS OF OPTIONS FOR PARTICIPATION OF FLEXIBLE DEMAND, COMBINED WITH BATTERY SELF-CONSUMPTION, IN LOCAL MARKETS

Author: García Cepero, Ana.

Supervisor: Bogas Gálvez, Juan.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The growth of renewable energies in Spain, especially wind and solar, demands storage solutions to ensure supply in an electrified environment and optimize intermittent generation. A project is examined that assesses the involvement of storage in the energy mix using lithium-ion batteries, considering scenarios like industrial consumption shifting, electrification of mobility, and green hydrogen production. A mathematical model is employed to optimize the system, factoring in variables such as charging, discharging, costs, and constraints. Results indicate that, while crucial for the transition to renewables, the profitability of batteries in the current market is limited. The need for suitable remuneration mechanisms aligned with the European context is emphasized.

Keywords: Storage, Optimization, Renewable Energies

1. Introduction

The massive development of renewable energies in Spain, especially wind and photovoltaic solar, makes it essential to install energy storage solutions that ensure the continuity of supply in an increasingly electrified environment. This is necessary for the proper integration of intermittent renewable generation and the optimization of energy prices by leveraging surpluses during peak daylight hours.

2. Definition of the project

This Project examines the role of storage in the peninsula's energy mix and delves into the detailed analysis of a storage solution using lithium-ion batteries, both on a large scale and within a local energy community. To perform this analysis, the hourly scheduling of the energy mix on the peninsula is determined by developing a program that employs nonlinear mathematical programming techniques to obtain a solution that optimizes the energy mix.

Different scenarios are studied for analysis and comparison:

- **Base case:** Based on future electricity demand estimates and the evolution of the future energy mix as projected by the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC), the operation of large-scale energy storage batteries is analyzed by extrapolating the forecast up to the year 2035.
- **Case 1:** Based on the same estimations, it is assumed that large industry shifts its consumption hours to align with periods of cheaper energy due to photovoltaic development, which is concentrated during hours of solar radiation. This analysis examines how this impacts storage and the electrical system.

- Case 2: Building on the base case estimates, the study explores the effects of electric vehicle (EV) electrification, specifically EV battery charging, and how this impacts the system. The analysis is conducted on an hourly basis, considering user behavior in response to market prices.
- Case 3: The utilization of energy surpluses from the base case to produce green hydrogen is analyzed.

3. Description of the model/system/tool

The proposed mathematical model focuses on the analysis and optimization of a system with various manageable technologies such as combined cycles, hydropower, storage, and pumping. It considers as input data the remaining non-manageable technologies like wind, photovoltaic, nuclear, cogeneration, mini-hydropower, geothermal, etc., taking into account the projected evolution outlined in the PNIEC.

The primary variables analyzed are battery charging and discharging, along with associated costs. The model aims to maximize benefits by considering factors such as battery charge and discharge capacity, process losses, marginal technology price, etc. Constraints are established to ensure the real-time evolution of battery states and balance in energy generation and consumption.

The model is solved using nonlinear mathematical programming techniques to obtain a solution optimizing energy storage system performance.

The lifespan of a lithium-ion battery is approximately 5,000 charge and discharge cycles, equivalent to 500 cycles over 10 years in the context of this project. However, if the battery reaches 3,500 cycles, its performance significantly decreases. Therefore, a reasonable usage assumption is around 350 cycles annually, roughly equating to one cycle per day.

4. Results

The marginal energy price is estimated using combined cycle prices during the simulation period, accounting for their seasonality within the year and the future evolution of gas prices and carbon dioxide emission certificates. Additionally, operation and maintenance costs ranging between 140 and 100 €/MWh are considered. It can be observed that while the cycle price influences the annual average energy price, renewable prices significantly impact the base case and case 1 annual average price.

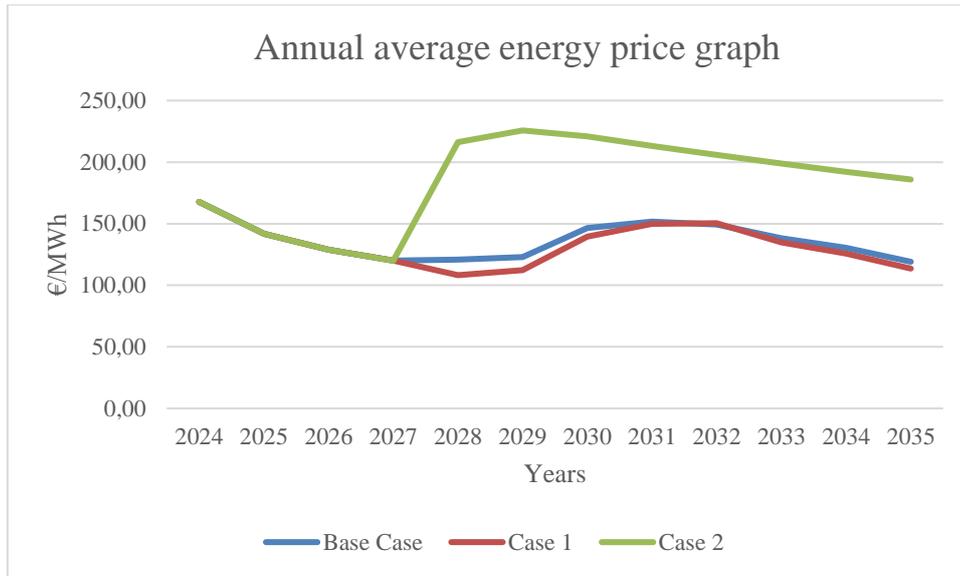


Illustration 14: Annual average energy price graph

For each case, the investment outcome in 20 MW batteries for the market is presented as the difference between revenue from energy sales to the grid and constant battery amortization across all cases.

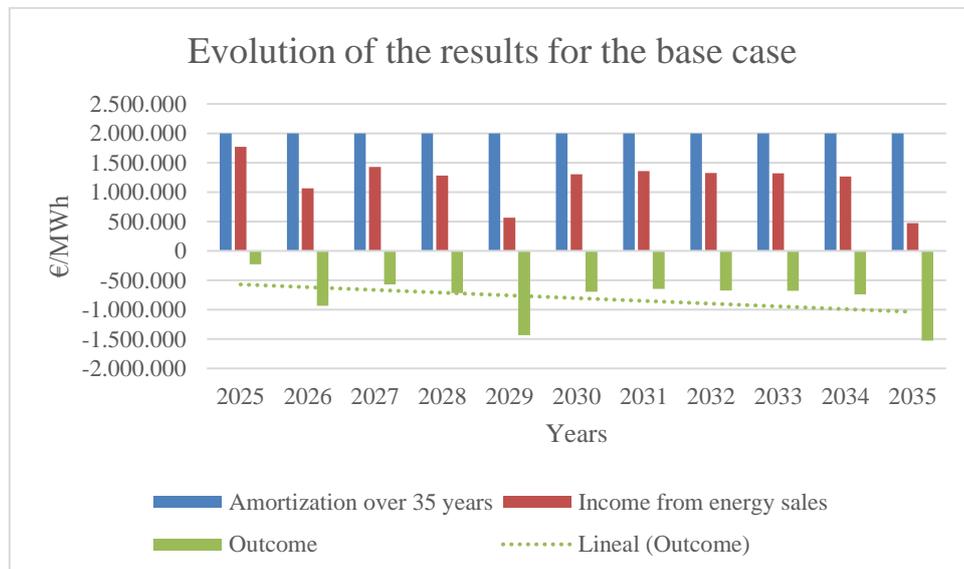


Illustration 15: Evolution of results for the base case

In the base case, the activity results in losses from the first year onward, with a decreasing trend (up to 1.5 million € annually). The profitability, depicted in the following graph, is also negative (up to -7.5%). This indicates that battery storage investment, while crucial for supporting renewables and utilizing surpluses, is not independently sustainable.

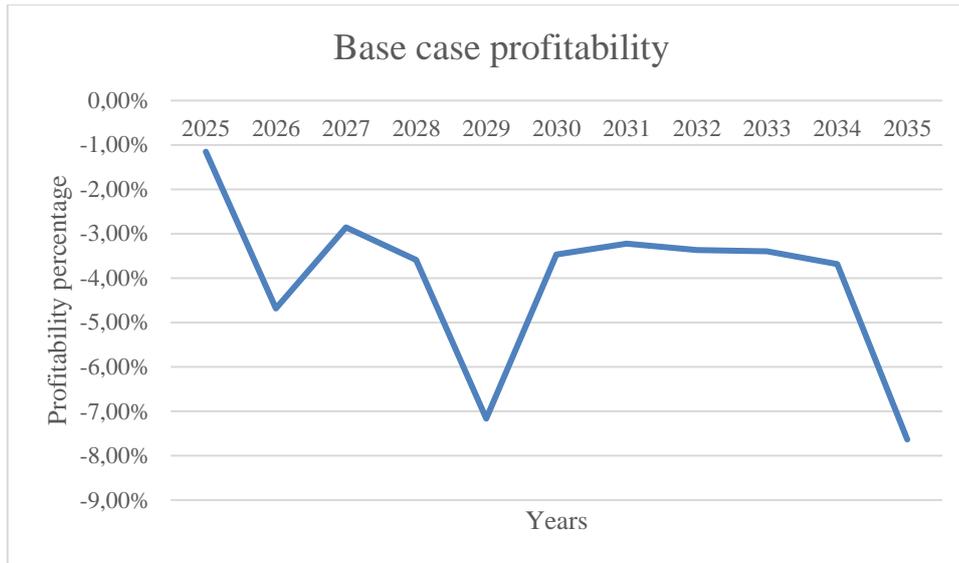


Illustration 16: Base case profitability

For case 1, the activity also incurs consistent losses across all years, resulting in a negative profitability of up to -9%. Despite industry benefits from adjusted consumption habits based on energy prices, battery investment remains unviable on its own.



Illustration 18: Case 1 profitability

In Case 2, the electrification of mobility consumes the surplus renewable energy, making investment nonsensical. After 2029, there are no instances where unmanageable generation exceeds the consumption increase due to electric vehicle charging, resulting in a lack of surplus. The investment's profitability is also negative, reaching up to -10% in years without income, with only battery depreciation costs.



Illustration 19: Case 2 profitability

The production of green hydrogen using all energy surpluses is assessed, estimating a production cost of 4 €/kg until 2029 and 2 €/kg from 2030 onward. A selling price of 5,5 €/kg is assumed, generating modest profits of 1 to 2,7 million € from renewable energy surpluses.

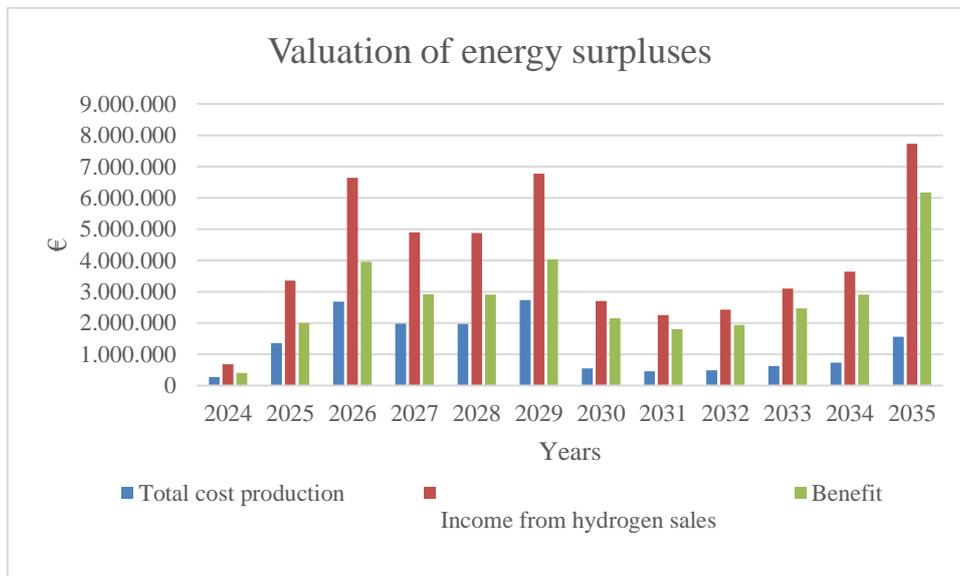


Illustration 20: Valuation of energy surpluses

For the case of the energy community composed of a hospital, a school, and three private residences, it is demonstrated that, despite the fact that installing batteries along with an investment in solar panels is the most profitable option, there is a clear decline in profit as the years of study progress.

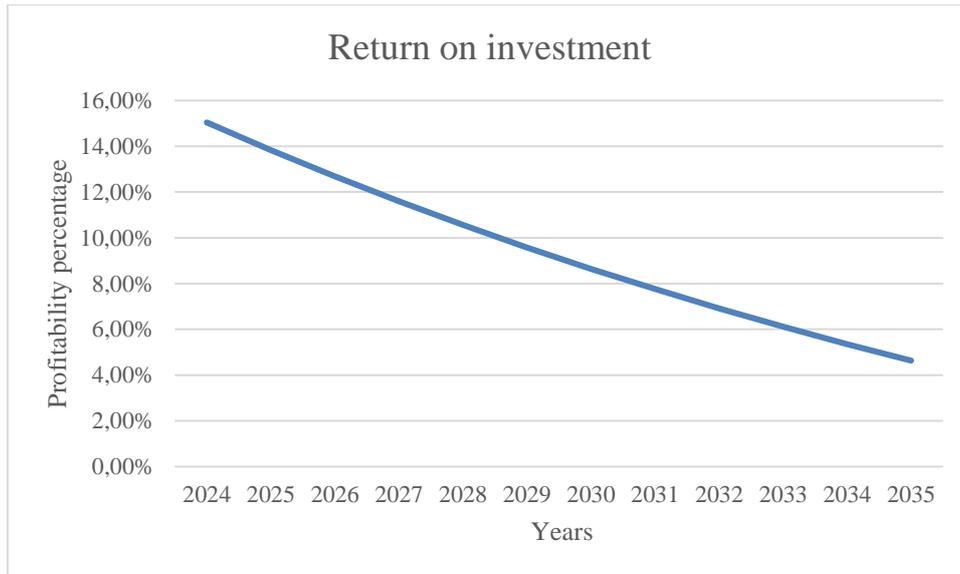


Illustration 26: Return on investment of solar panels and batteries installation in the energy community

5. Conclusions

The study concludes that energy storage systems utilizing batteries for market arbitrage are not truly profitable within the current regulatory framework, where revenues are generated through arbitrage in short-term markets.

However, as previously mentioned, it is essential to develop and implement storage technologies that accompany the widespread deployment of renewables. Therefore, additional mechanisms are necessary to adequately reward investments in storage and should be linked to the capacity these systems provide to the electric grid. These mechanisms must be aligned with and compatible with European sectoral regulations.

6. References

- [1] Red Eléctrica. "REData - Installed Capacity." Red Eléctrica de España. Last updated: [June 2023]. <https://www.ree.es/es/datos/rea>.
- [2] Ministry for Ecological Transition and Demographic Challenge. "Explanatory Note of the Draft National Integrated Energy and Climate Plan 2021-2030." 2021. https://www.miteco.gob.es/images/es/notaexplicativadelborradordelpniec2021-2030_tcm30-487346.pdf.
- [3] Gavilán, Ángel. "MACROECONOMIC PROJECTIONS FOR SPAIN 2023-2025." Presentation. Madrid, March 22, 2023.

Índice de la memoria

1. Introducción	6
1.1 Motivación del proyecto.....	6
1.2 Objetivos de desarrollo sostenible.....	7
2. Descripción de las Tecnologías	8
2.1 Funcionamiento del Sistema Eléctrico Español	8
2.2 Agentes del Sector Eléctrico	9
2.2.1 Productores	9
2.2.2 Transportista	9
2.2.3 Distribuidores.....	10
2.2.4 Comercializadores.....	11
2.2.5 Operador del Mercado	12
2.2.6 Operador del Sistema.....	12
2.3 Procedimientos de Operación.....	13
2.3.1 Operación del mercado eléctrico	13
2.3.1 Operación del sistema eléctrico	14
2.4 Estructura del Mercado Eléctrico	15
2.4.1 Mercado Diario.....	15
2.4.2 Mercado Intradía.....	16
2.4.3 Mercado de servicios Complementarios	17
2.5 Nueva regulación sectorial/ Regulación sectorial en curso	18
2.5.1 Reforma del mercado eléctrico europeo. Situación julio 2023	19
2.5.2 Actualización del pniec 2023-2030	20
2.5.3 Pypc. Rdl 446/2023 de 15 de junio.....	21
3. Estado de la Cuestión	23
3.1 Sistemas de almacenamiento de energía	23
3.1.1 Almacenamiento mecánico.....	24
3.1.2 Almacenamiento electroquímico	31
3.1.3 Almacenamiento eléctrico	36
4. Definición del Trabajo	38

4.1	Justificación.....	38
4.2	Objetivos	40
4.3	Metodología.....	40
4.4	Planificación y Estimación Económica.....	40
5.	<i>Arbitraje en precios del mercado</i>	43
5.1	Estimaciones y cálculo de la demanda a futuro.....	43
5.2	Planteamiento del modelo matemático.....	48
5.3	Implementación del modelo matemático.....	53
5.3.1	<i>Caso base</i>	53
5.3.2	<i>Caso 1</i>	54
5.3.3	<i>Caso 2</i>	54
5.3.4	<i>Caso 3</i>	55
5.3.5	<i>Comparativa caso base, caso 1 y caso 2</i>	56
6.	<i>Aplicación a mercados locales</i>	64
6.1	Estimaciones y consideraciones previas.....	65
6.2	Planteamiento del modelo matemático.....	65
6.3	Resultados de la simulación	68
7.	<i>Análisis de Resultados</i>	70
7.1	Valoración económica del proyecto	70
7.2	Valoración de los excedentes de energía.....	75
7.3	Análisis comunidad energética.....	76
8.	<i>Conclusiones y Trabajos Futuros</i>	80
9.	<i>Bibliografía</i>	84

Índice de figuras

Ilustración 1: Gráfica de precio medio anual del ciclo combinado	47
Ilustración 2: Comparación de la demanda para los casos base, 1 y 2	57
Ilustración 3: Comparación de la generación de ciclo combinado para los casos base, 1 y 2	57
Ilustración 4: Comparación de la generación de ciclo combinado para el caso base y el caso 1	58
Ilustración 5: Comparación de la generación de hidráulica para los casos base, 1 y 2	59
Ilustración 6: Comparación de la generación de bombeo para los casos base, 1 y 2	60
Ilustración 7: Comparación de los excedentes de energía para los casos base, 1 y 2	60
Ilustración 8: Comparación de la descarga de la batería para los casos base, 1 y 2	61
Ilustración 9: Comparación del consumo de bombeo mixto para los casos base, 1 y 2	61
Ilustración 10: Comparación del consumo de bombeo puro para los casos base, 1 y 2	62
Ilustración 11: Comparación del consumo de la batería para los casos base, 1 y 2	62
Ilustración 12: Comparación del número de ciclos de carga y descarga de la batería para cada año	63
Ilustración 13: Gráfica de precio medio anual de la energía	70
Ilustración 14: Evolución del resultado para el caso base	71
Ilustración 15: Rentabilidad del caso base	72
Ilustración 16: Evolución del resultado para el caso 1	73
Ilustración 17: Rentabilidad del caso 1	73
Ilustración 18: Evolución del resultado para el caso 2	74
Ilustración 19: Rentabilidad del caso 2	74
Ilustración 20: Valoración de los excedentes de energía	75
Ilustración 21: Degradación de la capacidad de una batería	76
Ilustración 22: Evolución de la inversión de paneles solares en la comunidad energética .	77
Ilustración 23: Rentabilidad de la instalación de paneles solares en la comunidad energética	77

Ilustración 24: Resultado de la instalación de paneles y baterías para la comunidad energética	78
Ilustración 25: Rentabilidad de instalación de paneles y baterías en la comunidad energética	79

Índice de tablas

Tabla 1:Tabla resumen de tecnologías de almacenamiento mecánico	30
Tabla 2:Tabla resumen de tecnologías de almacenamiento electrónico.....	36
Tabla 3: Tabla de planificación	41
Tabla 4: Previsión potencia instalada península.....	45
Tabla 5: Estimación de la demanda de lunes de enero del 2024	46
Tabla 6: Potencia instalada de almacenamiento para cada año	48
Tabla 7: Resumen resultado simulaciones caso base	54
Tabla 8: Resumen resultado simulaciones caso 1	54
Tabla 9:Resumen resultado simulaciones caso 2	55
Tabla 10: Cantidad de hidrógeno verde por año producido con excedentes.....	56

1. INTRODUCCIÓN

Las energías renovables se han desarrollado y se están desarrollando en nuestro país intensamente, ya que contribuyen a la independencia energética, a la seguridad del suministro, a disponer de energía asequible y a los objetivos de clima. Sin embargo, la generación renovable está condicionada a que se den los recursos que la producen (viento, horas de día/noche, radiación...) y en ausencia o disminución de ellos no existe o no es rentables.

Como solución a este problema se está investigando el almacenamiento mediante baterías. No sólo el uso de baterías puede dar lugar a una flexibilización de la demanda, sino a una optimización del recurso y mejor aprovechamiento de la energía.

En este trabajo se analizan las baterías que hay en el mercado actualmente y su rentabilidad con relación a sus ciclos de carga y descarga y a la demanda horaria, tanto en la actualidad como durante toda la vida útil de la misma. Se compararán el coste con los beneficios haciendo un análisis de mercado a futuro.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El interés por este tema deriva, como se ha indicado, de la actualidad del mismo y de la relevancia para la independencia energética, para la seguridad de suministro y el ahorro de energía, para la economía y para el clima, para la integración de la generación renovable y para la participación en la demanda flexible y del almacenamiento.

Es una preocupación de países, empresas, inversores y particulares.

1.2 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El proyecto se alinea principalmente con los siguientes objetivos:

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

El proyecto se centra en el aprovechamiento de las energías renovables, contribuyendo, por tanto, a no contaminar, promover la eficiencia energética y conseguir rentabilizar lo máximo posible este tipo de energías.

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

Este objetivo pretende lograr el acceso igualitario a la información y el conocimiento, principalmente a través de internet. Se intentará contribuir a este objetivo realizando un estudio de mercado de la energía a lo largo de los años útiles de la vida de las baterías y de cómo éstas pueden contribuir a la curva de la demanda de la energía.

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

Se intentará contribuir a dicho objetivo mediante el aprovechamiento de la producción de las energías renovables.

- **Objetivo 13: Acción por el clima**

Las estrategias y planes que se van a elaborar incorporan entre sus objetivos la lucha contra el cambio climático, centrándose en el uso de energías renovables frente a otras más contaminantes.

2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

2.1 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

El sistema eléctrico se define como el conjunto de instalaciones que se necesitan para generar, transportar y distribuir la energía eléctrica que se produce en las centrales de generación y que ha de llegar a los consumidores.

En España el modelo de mercado en el sistema eléctrico se rige por la *Ley 24/2013*, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Esta ley tiene por objeto establecer la regulación del sistema eléctrico y su finalidad es garantizar el suministro de energía eléctrica y adecuarlo a las necesidades de los consumidores atendiendo a los criterios de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste. Así mismo establece las funciones y responsabilidades de los agentes del sector.

Esta ley se basa y deroga a la *Ley 54/1997*, que fue la impulsora de la liberalización del sector. Esta ley supuso un gran cambio en la organización del sector eléctrico, ya que, hasta su aprobación, el sector eléctrico estaba integrado de manera vertical y centralizada. A partir de esta ley se produce una desintegración vertical. Así para la generación se reconoce el derecho a la libre instalación, el transporte y la distribución siguen siendo monopolios naturales y en el caso de la comercialización se permite la libertad de contratación y de elección de suministrador. Por otro lado, se abandona la idea de una explotación unificada y se diferencian, la gestión técnica del sistema de la gestión económica. Surgen así el Operador del Sistema y el Operador del Mercado. Por último, se crea el mercado eléctrico basado en un mercado mayorista organizado.

2.2 AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO

2.2.1 PRODUCTORES

Son los propietarios de las unidades de generación. Son empresas de ámbito privado que compiten diariamente en el Mercado Eléctrico y presentan ofertas de producción para cada tramo horario del día siguiente. Estas ofertas las casa el Operador del Mercado con las ofertas de adquisición que presentan los comercializadores y consumidores directos, en función del precio de sus ofertas. Esta casación desde el año 2014 se realiza conjuntamente con otros sistemas eléctricos europeos, estando acoplados actualmente todos los países de la Unión Europea (excepto Malta y Chipre), y Noruega, con quien existe un acuerdo de colaboración. Al final de este proceso las centrales más competitivas económicamente serán las programadas en cada tramo horario, hasta completar la energía demandada, y las que no lo sean podrán participar en mercados o procesos posteriores siempre que no creen restricciones técnicas en el sistema.

En la península ibérica hay una potencia instalada de unos 115.000 MW. La punta máxima de potencia diaria histórica es de 45.450 MW, por lo que al final una gran parte del sistema de generación permanece inactivo.

Se denomina mix tecnológico a la estructura de diferentes tecnologías que conforman el parque de generación español.

2.2.2 TRANSPORTISTA

Es el propietario de la red de transporte, en régimen de monopolio. La remuneración de esta actividad está establecida por el Estado.

Es el agente responsable de la transferencia de la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los puntos de la red de distribución a los consumidores, siempre asegurando la seguridad y la calidad del suministro.

La red de transporte en España se compone de la red de transporte primario y secundario. El sistema primario abarca líneas, transformadores y otros componentes eléctricos que operan a voltajes iguales o superiores a 380kV. En contraste, el sistema secundario comprende líneas, transformadores y otros componentes que funcionan a una tensión igual o superior a 220kV, así como instalaciones que operan a voltajes inferiores a 220kV, pero que desempeñan funciones de transporte, incluyendo las interconexiones internacionales y los sistemas insulares y extrapeninsulares

En España, la gestión de la red de transporte recae exclusivamente en Red Eléctrica de España (Redeia), siendo esta empresa la propietaria de la mayor parte la infraestructura de transporte. Como único gestor y transportista, Redeia tiene la responsabilidad de desarrollar, ampliar y mantener la red, supervisar el flujo de energía eléctrica y garantizar el acceso equitativo a la red para terceros. El modelo de separación utilizado en el sistema eléctrico español se conoce como *Transmission System Operator* (Operador del Sistema de Transmisión); el operador de la red también es el propietario de la infraestructura de transmisión eléctrica.

2.2.3 DISTRIBUIDORES

La distribución de electricidad es la actividad que controla la transmisión de la energía eléctrica desde las salidas de la red de transporte hasta el usuario final. Los distribuidores son los encargados de la construcción, mantenimiento y funcionamiento de las instalaciones de distribución, además de asegurar un nivel apropiado de calidad y servicio.

La red de distribución está compuesta por líneas, transformadores y otros componentes eléctricos que operan a tensiones menores a 220 kV y que no forman parte de la red de transporte. Mientras que la red de transporte está mayormente conformada por líneas aéreas de alta tensión (400 kV), la red de distribución se reduce gradualmente cerca de áreas urbanas. A medida que se acerca a la población, la tensión de las líneas disminuye. Además, se convierten en líneas subterráneas para minimizar el contacto con la población.

La longitud total de la red de distribución a nivel nacional es de aproximadamente 800.000 km, es decir, casi 18 veces más extensa que la red de transporte.

Hasta 2009, los distribuidores también proporcionaban el servicio de suministro regulado a tarifa integral para los consumidores. Sin embargo, después de esa fecha, este suministro regulado desapareció gradualmente. En la actualidad, las empresas distribuidoras solo están involucradas en la actividad de distribución y no pueden participar en actividades como generación y comercialización de electricidad, que están liberalizadas.

En España hay 5 grandes compañías distribuidoras de electricidad que cubren la mayor parte del territorio: E-Redes (EDP), Viesgo, I-DE (Iberdrola), UFD (Naturgy) y E-Distribución (Endesa). Además, existen alrededor de 300 distribuidoras más pequeñas que se centran en áreas con menos de 100.000 clientes. Dependiendo de la ubicación geográfica del consumidor, se tendrá acceso a uno u otro distribuidor.

2.2.4 COMERCIALIZADORES

Las compañías privadas que compiten en el mercado eléctrico con el fin de adquirir energía y revenderla a los consumidores son conocidas como comercializadores. Estas empresas deben presentar ofertas de compra de energía en €/MWh para cada intervalo horario del día siguiente, siguiendo el proceso descrito para los productores.

La venta de energía a los consumidores puede llevarse a cabo de dos formas: a través de contratos bilaterales con precios negociados o mediante las tarifas reguladas establecidas por el Estado para los pequeños consumidores, conocidas como Precio de Venta al Pequeño Consumidor (PVPC).

Es importante destacar que los comercializadores no cuentan con redes propias, ya que la energía es suministrada a los consumidores a través de los distribuidores, aplicándose el criterio de libre acceso de terceros a la red.

2.2.5 OPERADOR DEL MERCADO

Se trata de la empresa encargada de la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica. En el mercado diario, se realiza el proceso de casación mediante el cual se programan las centrales eléctricas que venden la energía que adquieren los consumidores, determinando el precio de la venta, así como los intercambios internacionales a través de las fronteras con los sistemas conectados con el sistema español. A continuación, se transmiten los resultados a los Operadores del Sistema en España y Portugal, quienes puede establecer restricciones técnicas si es necesario.

Esta función es llevada a cabo por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad en el polo español), que se encarga de la gestión unificada en toda la península Ibérica. Por otro lado, según el tratado internacional entre España y Portugal, el OMIP gestiona los mercados derivados de la energía.

2.2.6 OPERADOR DEL SISTEMA

Es la entidad encargada de asegurar la continuidad y calidad del suministro, siendo responsable de ajustar constantemente la generación a la demanda, manteniendo las variables eléctricas dentro de los límites establecidos por la regulación y así cumplir con el programa establecido por el Operador del Mercado.

Esta función es desempeñada por Redeia, de forma independiente a su rol de transportista. Este enfoque conjunto se conoce como el modelo de único Operador del Sistema de Transmisión (TSO). En muchos países de Europa se está adoptando este modelo.

2.3 PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

2.3.1 OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Los generadores presentan sus ofertas en función principalmente de sus costes fijos y variables, así como de las restricciones normativas que puedan afectar su acceso al sistema. Por lo tanto, las centrales nucleares y las energías renovables suelen ofrecer precios muy bajos, e incluso nulos dada su falta de gestionabilidad, mientras que las centrales de ciclo combinado aumentan sus precios hasta alcanzar el punto de rentabilidad necesario para ponerse en marcha.

El operador del mercado elabora curvas agregadas de oferta y demanda para cada intervalo horario, y el punto de intersección determina la cantidad de energía que se intercambiará y el precio (expresado en €/MWh) con el que se remunerará, independientemente del precio ofrecido por las centrales. A este último valor se le conoce como precio marginal. Debido a la configuración del sistema eléctrico español y su mix energético, actualmente, por lo general, el precio marginal está determinado por las ofertas de las centrales de ciclo combinado, que son las últimas en ser aceptadas en el mercado debido a sus altos costes variables. Una vez que su oferta es aceptada, la central debe estar disponible para el Operador del Sistema y conectarse a la red para cumplir con su programa.

Sin embargo, hay un grupo de centrales en el sistema que tienen una liquidación posterior adicional al mercado, que incluyen fundamentalmente centrales de energía renovable (excepto las hidroeléctricas de gran tamaño), las de cogeneración y de residuos orgánicos, las cuales ofertan al mercado en competencia con el resto de centrales pero tienen una liquidación posterior denominada de Régimen Retributivo Específico, que antes se conocía como régimen especial. Adicionalmente desde el próximo 1 de octubre de 2023 las centrales renovables asignadas mediante las subastas establecidas en el Régimen Económico de Energías Renovables tendrán una liquidación por diferencias respecto al precio de mercado.

2.3.1 OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La operación del sistema eléctrico comprende todas las acciones necesarias en sus diferentes componentes de control para suministrar la electricidad generada en las centrales a los consumidores. Su objetivo es garantizar la continuidad del suministro con los niveles de seguridad y calidad requeridos por la normativa vigente.

Una vez que el Operador del Mercado ha determinado las centrales que generarán energía y los consumidores que la consumirán en cada intervalo horario de un día, el Operador del Sistema debe establecer las rutas de los flujos de energía a través de la red, gestionando los equipos de las subestaciones de manera que se cumplan las siguientes condiciones:

- No se excedan las capacidades de transporte de las líneas y transformadores.
- Se mantenga la frecuencia del sistema y la tensión en cada punto dentro de los límites establecidos.
- Se minimicen las pérdidas durante el transporte.
- Se garantice una reserva adecuada de capacidad para hacer frente a posibles contingencias.

Todo esto se resume en el principio del N-1, que implica que el sistema debe contar con suficientes elementos para mantener la continuidad, estabilidad y calidad del suministro en situaciones de un solo fallo.

Además, se integra en la red la energía producida por las centrales que pertenecen al régimen especial. Para lograr esta integración de manera adecuada, el Operador del Sistema clasifica las centrales en dos categorías principales: generación gestionable y generación no gestionable.

2.4 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO

2.4.1 MERCADO DIARIO

El mercado eléctrico diario es una parte fundamental del sistema de operación y comercialización de la energía eléctrica en España. Es un mecanismo mediante el cual se establece el precio y se lleva a cabo la negociación de la electricidad para cada día de forma anticipada.

En España, el mercado eléctrico diario se basa en un sistema de subastas conocido como "Mercado Diario de la Electricidad" (MIBEL). Este mercado está diseñado para promover la competencia y la eficiencia en la generación y el suministro de electricidad, al tiempo que garantiza el equilibrio entre la oferta y la demanda en todo momento. Desde el año 2007 el mercado engloba a los sistemas eléctricos español y portugués y desde el año 2014 existe un acoplamiento de mercados con el resto de sistemas eléctricos de la Unión Europea, mediante el cual se optimizan los intercambios entre sistemas eléctricos.

El proceso de funcionamiento del mercado eléctrico diario es el siguiente:

En primer lugar, los agentes generadores y comercializadores de electricidad presentan sus ofertas de venta y compra al Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE). Estas ofertas incluyen la cantidad de energía que están dispuestos a generar o adquirir y el precio al que lo hacen.

A continuación, los operadores de mercado, incluido OMIE, comparten de forma anónima las ofertas recibidas y realizan un proceso de casación, en el cual se determina el precio y la cantidad óptima de energía que se intercambiará en el mercado para satisfacer la demanda, así como los flujos entre las áreas de precio, en el caso ibérico entre España y Portugal, España y Francia y entre España y Marruecos. Este proceso se basa en algoritmos matemáticos que consideran las características técnicas y económicas de los distintos agentes y sus ofertas.

Una vez concluido el proceso de casación, se establece el precio de la energía eléctrica para cada hora del día siguiente. Este precio, conocido como "Precio de Casación del Mercado Diario", se aplica a todas las transacciones realizadas en dicho mercado en cada una de las áreas de precio (España y Portugal).

Es importante destacar que el mercado eléctrico diario en España opera en un entorno de libre competencia, lo que significa que los precios se establecen de manera transparente y en función de la oferta y la demanda reales en cada momento. Esto promueve la eficiencia en la asignación de recursos y permite a los consumidores beneficiarse de precios competitivos.

2.4.2 MERCADO INTRADIARIO

El mercado eléctrico intradiario es también fundamental para el sistema de operación y comercialización de la energía eléctrica en España. Se trata de un mercado secundario que opera de forma complementaria al mercado eléctrico diario, permitiendo realizar ajustes de última hora en la programación y el intercambio de energía eléctrica.

En España, el mercado eléctrico intradiario se conoce como "Mercado de Ajuste" y es gestionado por el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE). Este mercado tiene como objetivo principal equilibrar la oferta y la demanda cerca del tiempo real, teniendo en cuenta los imprevistos y las variaciones que puedan surgir después de la programación inicial realizada en el mercado diario y del proceso de solución de restricciones técnicas realizado una vez establecido el resultado del mercado diario.

El funcionamiento del mercado eléctrico intradiario se basa en un sistema híbrido con sesiones de subastas ibéricas similares al mercado diario, en las que actualmente solamente participan agentes ibéricos, y subastas continuas y sucesivas a lo largo del día en las que participan todos los sistemas eléctricos interconectados de la Unión Europea más Noruega. En este mercado, los agentes generadores y comercializadores tienen la oportunidad de ajustar sus posiciones de energía y ofertar en función de las necesidades y las variaciones del sistema eléctrico.

El proceso de funcionamiento del mercado intradiario implica la presentación de ofertas de compra y venta de energía en tiempo real. Estas ofertas se realizan a precios específicos y se casan en sesiones del mercado, actualmente seis, o en el mercado continuo donde se evalúan constantemente para determinar las transacciones.

Una hora antes del tiempo real el operador del mercado remite el programa final de cada una de las unidades de venta y compra a los operadores del sistema, REN en Portugal y REE en España, para la gestión del suministro de energía en tiempo real

El mercado eléctrico intradiario desempeña un papel esencial en la gestión eficiente del sistema eléctrico, permitiendo hacer frente a imprevistos y cambios de última hora. Además, contribuye a la optimización de la operación y la utilización de los recursos disponibles, minimizando las desviaciones entre la programación inicial y la realidad del sistema en tiempo real.

2.4.3 MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

El mercado eléctrico de servicios complementarios desempeña un papel fundamental en la gestión y operación del sistema eléctrico en España. Se trata de un mercado especializado en la contratación y provisión de servicios que garantizan la estabilidad, la calidad y la seguridad del suministro eléctrico.

En España, este mercado está regulado y supervisado por el Operador del Sistema Eléctrico (Redeia) y se conoce como "Mercado de Operación de Red" (MOR). Su objetivo principal es asegurar la disponibilidad de servicios esenciales para el sistema eléctrico, como la regulación de la frecuencia, la reserva de potencia y la capacidad de ajuste.

El funcionamiento del mercado de servicios complementarios se basa en la participación de agentes especializados, que deben demostrar su capacidad de dar el servicio correspondiente al que van a ofertar, ofertando a estos servicios en función de las necesidades del sistema establecidas por el operador del sistema. Los servicios complementarios se dividen en diferentes categorías, como la regulación primaria, la regulación secundaria, la reserva de potencia y la capacidad de ajuste.

En el mercado de servicios complementarios, los agentes presentan ofertas y demandas específicas para cada servicio, indicando la cantidad y las condiciones de prestación. Estas ofertas y demandas se analizan y se determina un precio de referencia para cada servicio, conocido como "Precio de Referencia de los Servicios de Ajuste" (PRSA).

El Operador del Sistema Eléctrico, a través del Centro de Control de la Red, evalúa continuamente las necesidades del sistema y coordina la contratación de los servicios complementarios. Se llevan a cabo subastas y procesos de asignación para asegurar la disponibilidad de los servicios necesarios en cada momento y garantizar la estabilidad del sistema eléctrico.

Es importante destacar que la participación en el mercado de servicios complementarios es obligatoria para determinados agentes, como los generadores de gran capacidad y los consumidores especiales. Estos agentes deben cumplir con los requisitos establecidos por el Operador del Sistema Eléctrico para asegurar la capacidad de respuesta y la calidad del servicio.

El mercado eléctrico de servicios complementarios desempeña un papel crucial en la gestión del sistema eléctrico, ya que asegura la estabilidad y la calidad del suministro eléctrico. Además, fomenta la competencia y la eficiencia al permitir la participación de diferentes agentes especializados.

2.5 NUEVA REGULACIÓN SECTORIAL/ REGULACIÓN SECTORIAL EN CURSO

Este trabajo se soporta en la regulación sectorial actual, pero es importante mencionar que el mercado eléctrico europeo está en proceso de reforma, que previsiblemente se aprobará en la próxima primavera, antes de las próximas elecciones europeas.

Adicionalmente, España está trabajando en una nueva versión del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) cuyo borrador ha sido remitido por la Comisión Europea a finales de junio de 2023, que permitiría cumplir con los objetivos de reducción de emisiones acordados a nivel europeo.

De forma más puntual, se ha reformado recientemente en España el precio regulado eléctrico (PVPC), para dar cabida en su formación a productos a plazo.

Se indican brevemente los aspectos más relevantes de cada uno a la fecha de elaboración de este trabajo.

2.5.1 REFORMA DEL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO. SITUACIÓN JULIO 2023

El Parlamento Europeo alcanzó un acuerdo sobre la reforma a final de junio 2023. Relaciono a continuación los puntos principales:

1. Las medidas de emergencia en caso de una fuerte subida de precios no incluirán un tope para las energías inframarginales.
2. La Comisión deberá declarar una emergencia que supondrá la adopción de medidas automáticas bajo unas condiciones más simples y objetivas que las propuestas por el Ejecutivo comunitario.

En junio de 2024, la Comisión deberá presentar un informe y realizar una propuesta legislativa sobre esas medidas excepcionales en caso de crisis.

3. Los contratos bidireccionales por diferencia (CfDs) pasan a convertirse en el estándar europeo para el marco de ayuda, de tal manera que será el mecanismo obligatorio para los esquemas de apoyo público, pudiendo haber instrumentos equivalentes, pero siempre bajo petición a la Comisión que evaluará y decidirá si se aprueban.

No habrá retroactividad y las nucleares se podrán acoger a estos esquemas.

Los ingresos se priorizarían a equilibrar los costes de los CfDs, a inversiones de transición energética y se podrían dirigir a empresas con uso intensivo de energía (en caso de crisis).

4. Mayor transparencia y estímulo al mercado de PPAs. Los apoyos públicos se priorizarán a PPAs renovables y se creará una plataforma europea para darles transparencia. El alcance del derecho a compartir energía a los consumidores tradicionales se acota de modo que ahora pueden compartir sus sobrantes de autoconsumo con terceros de forma bilateral, para limitar que terceros agentes puedan obtener posiciones de dominio bajo la posibilidad de compartir energía. Se facilita el desarrollo de pequeñas instalaciones de autoconsumo.
5. Se genera un esquema europeo de subasta de renovables que será adicional al objetivo del 42,5% para alcanzar el 45% aspiracional de la Directiva de Renovables.
6. Se recogen avances en las condiciones de flexibilidad o el almacenamiento para la demanda. Se contempla una prohibición del corte de electricidad a vulnerables y personas en situación de pobreza energética. Además de otras provisiones que aseguren la estabilidad de los contratos de los clientes/consumidores.

A continuación se debatirá en el Consejo Europeo.

2.5.2 ACTUALIZACIÓN DEL PNIEC 2023-2030

Se ha elaborado el borrador de actualización del PNIEC 2023-2030, que incluye unos objetivos coherentes con la reducción de emisiones adoptada a nivel europeo, y el aprovechamiento de las oportunidades sociales y económicas de este proceso, que se concretarán en los siguientes resultados en 2030:

- 32% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990
- 48% de renovables sobre el uso final de la energía
- 44% de mejora de la eficiencia energética en términos de energía final

- 81% de energía renovable en la generación eléctrica
- Reducción de la dependencia energética hasta un 51%

2.5.3 PVPC. RDL 446/2023 DE 15 DE JUNIO

Nuevos criterios para acogerse al PVPC:

Podrán acogerse a los precios voluntarios para el pequeño consumidor, los titulares de los puntos de suministro, que sean personas físicas o microempresas, con tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW

Formación del PVPC

- A los actuales costes de producción de energía eléctrica (precios de los mercados diarios e intradiarios, costes de servicios de ajuste del sistema y otros costes asociados al suministro) se añade el precio de una cesta de productos a plazo (mensual, trimestral y anual) gestionados por OMIP, que se denomina Término de Ajuste (Tah).

Por tanto, los términos que componen el coste de producción de la energía serán:

- Precio medio horario (Pmh),
- Término de Ajuste que incluirá, entre otros, el precio medio de los valores de la cesta de futuros (Ft) y un factor de corrección por energía (FCh),
- Coste correspondiente a los servicios de ajuste del sistema asociados al suministro (SAh),
- Otros costes asociados al suministro (OCh)

•Estos términos serán calculados por el Operador del Sistema y publicados en su web el día anterior al del suministro

•Se establece un periodo transitorio de 3 años para que la señal a plazo se incremente de manera gradual. En el año 2024 será del 25% y se incrementará cada año un 15% hasta el 55% en 2026.

Entrada en vigor

El RD entra en vigor al día siguiente de su publicación: 15 de junio de 2023, salvo la nueva fórmula de cálculo del coste de producción de la energía que surtirá efecto el 1 de enero de 2024.

3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Este análisis es especialmente importante en la actualidad, dado el precio de la energía en los mercados, como consecuencia, no sólo de circunstancias coyunturales (guerra en Europa, riesgo de cortes de suministro en algunos países...) sino también estructurales (mix de generación, objetivos de clima...).

Los actores de mercado, inversores, industrias e incluso particulares se interesan y analizan los impactos en su economía, en su actividad y en su huella climática de la participación en la demanda flexible y del almacenamiento de energía.

A continuación se van a analizar los diferentes sistemas de almacenamiento de energía que existen actualmente, así como sus ventajas y desventajas.

3.1 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Los sistemas de almacenamiento de energía desempeñan un papel crucial en la transformación del sector energético hacia uno más sostenible y eficiente. Con la creciente demanda de energía, el aumento en la generación de energía renovable intermitente y la necesidad de una mayor flexibilidad en las redes eléctricas, los sistemas de almacenamiento se han convertido en una herramienta fundamental para abordar estos desafíos.

Los sistemas de almacenamiento de energía abarcan una variedad de tecnologías y enfoques diseñados para capturar, almacenar y liberar energía en diferentes formas. Su principal objetivo es gestionar la disponibilidad y el suministro de energía, permitiendo un equilibrio entre la oferta y la demanda en diferentes momentos y lugares.

La utilidad de los sistemas de almacenamiento de energía es múltiple. En primer lugar, mejoran la estabilidad y la calidad de las redes eléctricas al proporcionar una respuesta rápida y flexible a las fluctuaciones de la demanda y la generación. Además, permiten el aprovechamiento óptimo de las fuentes renovables al almacenar el exceso de energía producido en momentos de baja demanda y liberarlo cuando sea necesario.

Estos sistemas también son valiosos para mejorar la resiliencia de las redes eléctricas, ya que pueden funcionar como respaldo en casos de interrupciones o emergencias, asegurando un suministro continuo de energía en situaciones críticas.

En el futuro, los sistemas de almacenamiento de energía desempeñarán un papel aún más significativo. A medida que las energías renovables continúan expandiéndose y reemplazando gradualmente a las fuentes de energía convencionales, se requerirá una capacidad de almacenamiento más robusta y a gran escala.

Además, la electrificación de sectores como el transporte y la industria demandará un mayor suministro de energía y una gestión más inteligente de la demanda. Los sistemas de almacenamiento serán fundamentales para garantizar la integración suave de estas nuevas cargas, al tiempo que se mantiene la estabilidad y la eficiencia de las redes eléctricas.

En las siguientes secciones de esta memoria, se exploran en detalle diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, como baterías, almacenamiento térmico, almacenamiento hidroeléctrico, entre otros. También se discutirán los desafíos y las oportunidades asociadas con estas tecnologías, así como su aplicabilidad en distintos contextos y escalas.

3.1.1 ALMACENAMIENTO MECÁNICO

El almacenamiento mecánico de energía es un sistema o proceso que permite acumular y retener energía en forma de energía cinética o potencial para su posterior utilización. Se basa en la conversión de la energía en diversas formas mecánicas, como movimiento o posición, con el fin de ser recuperada en momentos futuros según la demanda requerida.

3.1.1.1 Centrales de bombeo

Son instalaciones hidroeléctricas que se encuentran ubicadas entre dos embalses, uno en una posición superior y otro en una posición inferior. Su propósito principal es generar electricidad aprovechando la diferencia de altura entre las superficies de los embalses, o almacenar energía convirtiéndola en energía hidráulica mediante el bombeo de agua del embalse inferior al embalse superior.

Estas centrales se clasifican según el tipo de embalse superior en dos categorías: bombeo puro y bombeo mixto:

- En el caso del bombeo puro, el embalse superior se construye fuera del cauce del río y se llena únicamente con el agua bombeada desde el embalse inferior.
- En el caso del bombeo mixto, el embalse superior se encuentra en el mismo cauce del río y puede llenarse tanto mediante el bombeo como a través de las aportaciones naturales provenientes de la cuenca hidrográfica.

El rendimiento de una central de bombeo se refiere a la eficiencia con la que convierte la energía potencial del agua en electricidad. Este rendimiento se calcula como la relación entre la energía eléctrica generada y la energía potencial del agua almacenada. Las centrales de bombeo suelen tener un rendimiento promedio alto, que puede superar el 70% en algunas instalaciones bien optimizadas. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el rendimiento real puede verse afectado por diversos factores, como las pérdidas de fricción en las tuberías y el sistema de turbina, así como las pérdidas mecánicas en el proceso de bombeo y generación.

En la práctica, las centrales de bombeo pueden tener capacidades de almacenamiento que van desde unos pocos megavatios-hora (MWh) hasta varios gigavatios-hora (GWh). Esto las convierte en una solución efectiva para equilibrar la oferta y la demanda de electricidad a largo plazo, especialmente en sistemas eléctricos con una alta participación de fuentes de energía renovable intermitentes.

3.1.1.2 Tecnologías de aire comprimido

Las tecnologías de aire comprimido son una forma de almacenamiento mecánico de energía que ha ganado atención e interés en el campo de la energía renovable y la gestión de la demanda de energía. Este sistema de almacenamiento aprovecha la capacidad del aire comprimido para almacenar energía potencial y liberarla cuando sea necesario.

El principio básico del almacenamiento de energía de aire comprimido es bastante sencillo. En este proceso, el aire se comprime utilizando energía eléctrica en un compresor y se almacena en un tanque o caverna subterránea a alta presión. Cuando se requiere energía adicional, el aire comprimido se expande a través de una turbina o un motor, generando electricidad a medida que se libera la energía almacenada.

Uno de los beneficios clave de las energías de aire comprimido es su capacidad para integrarse con fuentes de energía renovable intermitentes, como la energía eólica o solar. Durante períodos de alta generación de energía renovable, el exceso de electricidad se utiliza para comprimir el aire y almacenar energía. Luego, cuando la generación de energía renovable disminuye, el aire comprimido se expande para generar electricidad, lo que ayuda a equilibrar la oferta y la demanda de energía.

Además de su capacidad para almacenar energía a gran escala, las energías de aire comprimido también pueden ofrecer ventajas adicionales. Por ejemplo, pueden proporcionar servicios de regulación de frecuencia y estabilidad del sistema eléctrico, ya que la velocidad de respuesta de los sistemas de aire comprimido puede ser rápida.

La capacidad de almacenamiento de las tecnologías de aire comprimido se basa en el volumen y la presión del aire comprimido que se puede almacenar en tanques o cavernas subterráneas. La capacidad de almacenamiento puede variar significativamente según el diseño y la escala del sistema. Para aumentar la capacidad de almacenamiento, se requiere un mayor volumen de aire comprimido y una mayor presión de almacenamiento. Las tecnologías de aire comprimido pueden ofrecer capacidades que van desde unos pocos

megavatios-hora (MWh) hasta varios gigavatios-hora (GWh), lo que las convierte en una opción atractiva para el almacenamiento de energía a gran escala.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que las energías de aire comprimido también presentan desafíos técnicos y económicos. La eficiencia energética durante la compresión y la expansión, así como las pérdidas de calor, son factores críticos que deben abordarse para maximizar la eficiencia global del sistema. Además, la selección y el diseño adecuados de los componentes, como los compresores y las turbinas, son aspectos clave para lograr un rendimiento óptimo. En general, se estima que el rendimiento medio de las tecnologías de aire comprimido se sitúa en el rango del 50% al 70%.

3.1.1.3 Volantes de inercia

Los volantes de inercia son una forma de almacenamiento mecánico de energía que se utiliza para almacenar y liberar energía cinética. Estos dispositivos están diseñados para girar a altas velocidades y aprovechan la inercia rotacional para almacenar energía.

El proceso de almacenamiento de energía consiste en un rotor pesado que gira alrededor de un eje. Durante períodos de baja demanda de energía, la energía eléctrica se utiliza para acelerar el volante, aumentando su velocidad de rotación y almacenando energía cinética. Cuando se requiere energía adicional, el volante se desacelera, y la energía cinética se convierte en energía eléctrica mediante un generador acoplado al volante.

Una de las ventajas clave de los volantes de inercia es su capacidad para proporcionar respuestas rápidas e instantáneas. Debido a la alta velocidad de rotación y la inercia del sistema, los volantes de inercia pueden liberar energía casi al instante, lo que los convierte en una opción adecuada para aplicaciones que requieren una respuesta rápida, como la estabilización de la frecuencia en una red eléctrica.

Además, los volantes de inercia son altamente eficientes en términos de almacenamiento y recuperación de energía. Dado que la energía se almacena en forma de energía cinética, la eficiencia del sistema puede ser muy alta, especialmente cuando se utilizan materiales y tecnologías avanzadas en la construcción del volante y los componentes asociados.

El rendimiento de un volante de inercia se evalúa a través de la relación entre la energía de entrada y la energía de salida, teniendo en cuenta las pérdidas causadas por la fricción y la resistencia del sistema. La eficiencia de un volante de inercia puede variar dependiendo de factores como la calidad de los materiales utilizados, la precisión de los mecanismos de rodamiento y la capacidad de recuperación de la energía almacenada.

Además, el diseño y la construcción de los volantes de inercia deben considerar factores como el equilibrio del rotor, la resistencia aerodinámica y la selección de materiales adecuados para garantizar una operación confiable y duradera.

La capacidad de almacenamiento de un volante de inercia se determina por su masa y su velocidad de rotación. Por lo tanto, para aumentar la capacidad de almacenamiento, se requiere un aumento en la masa del volante o en su velocidad de rotación.

En la práctica, los volantes de inercia pueden tener capacidades de almacenamiento que van desde unos pocos kilovatios-hora (kWh) hasta varios megavatios-hora (MWh). Esto los convierte en una opción atractiva para aplicaciones que requieren una alta densidad de energía y una respuesta rápida, como sistemas de almacenamiento de energía renovable, estabilización de redes eléctricas y respaldo de energía en sistemas críticos.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que los volantes de inercia también presentan desafíos técnicos y prácticos. Uno de los desafíos clave es el control de la velocidad de rotación y la gestión de la energía almacenada. Se requieren sistemas de control sofisticados para garantizar una operación segura y estable del volante, evitando la sobrecarga o el agotamiento de la energía almacenada.

3.1.1.4 Sistemas de almacenamiento por gravedad

Los sistemas de almacenamiento por gravedad son una forma de almacenamiento mecánico de energía que aprovechan la fuerza de la gravedad para almacenar y liberar energía potencial. Estos sistemas se basan en la elevación y el descenso controlado de masas pesadas para convertir la energía potencial gravitatoria en energía utilizable.

El funcionamiento de los sistemas de almacenamiento por gravedad es relativamente sencillo. Consisten en una estructura que incluye un mecanismo de elevación y una zona de almacenamiento. Durante los períodos de baja demanda de energía, se utiliza la energía eléctrica disponible para elevar una masa pesada, como un bloque de hormigón o un contrapeso, a una cierta altura. Esta elevación almacena energía potencial gravitatoria en el sistema.

Cuando se requiere energía adicional, se libera la masa pesada, permitiendo que descienda debido a la gravedad. Durante el descenso, la energía potencial gravitatoria se convierte en energía cinética, y luego esta energía cinética se convierte en energía eléctrica mediante un generador conectado al sistema. La energía eléctrica generada se puede utilizar para satisfacer la demanda energética en el momento requerido. Si bien existen pérdidas debido a la resistencia del aire y las fricciones, los sistemas de almacenamiento por gravedad pueden lograr rendimientos medios altos, superiores al 80% en algunos casos.

La capacidad de almacenamiento de los sistemas de almacenamiento por gravedad se basa en el peso y la altura de los objetos utilizados para almacenar energía potencial. Cuanto mayor sea el peso y la altura, mayor será la capacidad de almacenamiento. Estos sistemas pueden ofrecer capacidades que van desde unos pocos megavatios-hora (MWh) hasta varios gigavatios-hora (GWh), lo que los convierte en una opción atractiva para el almacenamiento de energía a gran escala.

Los sistemas de almacenamiento por gravedad ofrecen varias ventajas. En primer lugar, tienen una alta eficiencia energética, ya que la conversión de energía potencial gravitatoria a energía eléctrica puede ser bastante eficiente. Además, estos sistemas pueden tener una vida útil prolongada y requerir un mantenimiento relativamente bajo, lo que los hace atractivos desde el punto de vista económico.

Sin embargo, también existen desafíos asociados con los sistemas de almacenamiento por gravedad. Uno de los principales es la necesidad de contar con una infraestructura adecuada para soportar las estructuras de almacenamiento y los mecanismos de elevación. Además, es fundamental garantizar la seguridad y la estabilidad del sistema, ya que cualquier fallo o mal

funcionamiento puede tener consecuencias significativas debido a las grandes masas y alturas involucradas.

Es importante destacar que los sistemas de almacenamiento por gravedad pueden adaptarse a diferentes escalas y aplicaciones. Desde pequeños sistemas utilizados en edificios comerciales hasta grandes instalaciones a escala de red, estos sistemas tienen el potencial de contribuir a la estabilización de las redes eléctricas, el almacenamiento de energía renovable y la gestión de la demanda de energía.

A continuación, se encuentra un resumen de estas tecnologías en forma de tabla en el que se destacan el rendimiento y la capacidad medios de las tecnologías mencionadas anteriormente.

Sistema de Almacenamiento	Rendimiento Medio	Capacidad Media
Centrales de Bombeo	>70%	Desde MWh hasta GWh
Aire Comprimido	50-70%	Desde MWh hasta GWh
Volantes de Inercia	Variable	Desde kWh hasta MWh
Sistemas de Almacenamiento por Gravedad	>80%	Desde MWh hasta GWh

Tabla 1: Tabla resumen de tecnologías de almacenamiento mecánico

3.1.2 ALMACENAMIENTO ELECTROQUÍMICO

Estos sistemas aprovechan las reacciones electroquímicas para convertir la energía química en energía eléctrica, y viceversa, permitiendo un almacenamiento eficiente y de larga duración. Desde las baterías recargables en nuestros dispositivos electrónicos hasta los sistemas de almacenamiento a gran escala utilizados en redes eléctricas, los sistemas de almacenamiento electroquímico de energía desempeñan un papel vital en la transición hacia un futuro energético sostenible.

3.1.2.1 Baterías de iones de litio

Las baterías de iones de litio se han convertido en una de las tecnologías más populares y ampliamente utilizadas en el campo del almacenamiento electroquímico. Estos sistemas de almacenamiento de energía se basan en las reacciones electroquímicas de carga y descarga que ocurren entre un cátodo que contiene óxido de litio y un ánodo hecho de material de carbono o compuestos de intercalación. Los electrodos están separados por materiales poliméricos porosos que permiten el flujo de electrones e iones, y se sumergen en un electrolito compuesto por sales de litio disueltas en líquidos orgánicos.

Durante la carga de la batería, los átomos de litio en el cátodo se convierten en iones y se desplazan a través del electrolito hacia el ánodo de carbono, donde se combinan con electrones externos y se depositan entre las capas de carbono en forma de átomos de litio. Este proceso se invierte durante la descarga de la batería, liberando la energía almacenada.

La reducción de costes de las baterías de iones de litio ha sido significativa en los últimos años, alcanzando aproximadamente un 85% entre 2010 y 2018. Esto ha posicionado a la tecnología de ion de litio como líder en aplicaciones de almacenamiento de energía estacionaria en el sistema de la red eléctrica.

Actualmente, estas baterías presentan características técnicas destacadas, como rendimientos que oscilan entre el 89% y el 95%, eficiencia específica entre 120 y 180 Wh/kg, y un promedio de entre 2.000 y 10.000 ciclos de carga y descarga.

3.1.2.2 Baterías de plomo-ácido

Las baterías de plomo-ácido son una de las tecnologías más consolidadas en el campo de los sistemas de almacenamiento electroquímico, gracias a su bajo coste y eficiencia probada.

Un sistema de batería de plomo-ácido se basa en reacciones electroquímicas de carga y descarga que ocurren entre un electrodo positivo que contiene dióxido de plomo (PbO_2) y un electrodo negativo compuesto por plomo esponjoso (Pb). Estos electrodos se sumergen en un electrolito de ácido sulfúrico acuoso que participa en las reacciones de carga y descarga de la batería.

Las baterías de plomo-ácido presentan varias ventajas, entre las cuales destaca su avanzado desarrollo gracias a su larga historia como sistema de almacenamiento de energía. Esta madurez tecnológica se traduce en menores costes de inversión y operación en comparación con otras baterías químicas.

En cuanto a sus características técnicas, estas baterías ofrecen rendimientos que oscilan entre el 75% y el 85%, una eficiencia específica de 25 a 35 Wh/kg y una vida útil promedio de 2500 ciclos de carga y descarga.

3.1.2.3 Baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd)

Las baterías de níquel-cadmio son un sistema de almacenamiento electroquímico ampliamente utilizado en diversas aplicaciones debido a sus características técnicas y su larga trayectoria en el mercado. Estas baterías se basan en reacciones electroquímicas de carga y descarga que ocurren entre un electrodo positivo de dióxido de níquel-hidróxido (NiOOH) y un electrodo negativo de cadmio (Cd). Ambos electrodos están sumergidos en un electrolito de hidróxido de potasio (KOH) que facilita el movimiento de iones durante el proceso de carga y descarga.

Una de las ventajas destacadas de las baterías de níquel-cadmio es su avanzado desarrollo tecnológico, impulsado por su larga historia y experiencia en el campo del almacenamiento

de energía. Esta madurez se traduce en costes de inversión y operación más bajos en comparación con otras baterías electroquímicas disponibles en el mercado. Además, estas baterías ofrecen un rendimiento promedio que oscila entre el 75% y el 85%, lo que significa que son capaces de convertir eficientemente la energía eléctrica en energía química durante la carga y viceversa durante la descarga.

En términos de eficiencia específica, las baterías de níquel-cadmio presentan valores típicos entre 25 y 35 Wh/kg. Esta medida indica la cantidad de energía eléctrica que la batería puede almacenar por unidad de peso. Una mayor eficiencia específica implica una mayor capacidad de almacenamiento de energía en relación con el peso de la batería, lo cual es beneficioso en aplicaciones donde se requiere una alta densidad energética.

La vida útil promedio de las baterías de níquel-cadmio se estima en alrededor de 2500 ciclos de carga y descarga. Este número de ciclos representa la capacidad de la batería para mantener su rendimiento a lo largo del tiempo. Sin embargo, es importante tener en cuenta que la vida útil puede verse afectada por factores como las condiciones de carga, la temperatura y el uso adecuado de la batería.

3.1.2.4 Baterías de níquel-metal hidruro (Ni-MH)

Las baterías de níquel-metal hidruro (Ni-MH) son un sistema de almacenamiento electroquímico ampliamente utilizado en diversas aplicaciones debido a sus características técnicas y su capacidad de proporcionar una alta densidad de energía. Estas baterías se basan en reacciones electroquímicas de carga y descarga que ocurren entre un electrodo positivo de óxido de níquel-hidróxido (NiOOH) y un electrodo negativo de una aleación de metal hidruro (MH). Ambos electrodos están sumergidos en un electrolito alcalino, generalmente una solución de hidróxido de potasio (KOH), que facilita el movimiento de iones durante el proceso de carga y descarga.

Una de las principales ventajas de las baterías de níquel-metal hidruro es su mayor capacidad de almacenamiento de energía en comparación con otras tecnologías de baterías

electroquímicas. Su rendimiento promedio se sitúa entre el 70% y el 90%, lo que significa que son capaces de convertir eficientemente la energía eléctrica en energía química durante la carga y viceversa durante la descarga.

En cuanto a la eficiencia específica, las baterías de níquel-metal hidruro presentan valores típicos entre 40 y 70 Wh/kg. Esta medida indica la cantidad de energía eléctrica que la batería puede almacenar por unidad de peso. Una mayor eficiencia específica implica una mayor capacidad de almacenamiento de energía en relación con el peso de la batería, lo cual es beneficioso en aplicaciones donde se requiere una alta densidad energética.

En términos de vida útil, las baterías de níquel-metal hidruro tienen una duración promedio que puede alcanzar entre 500 y 1000 ciclos de carga y descarga. Este número de ciclos representa la capacidad de la batería para mantener su rendimiento a lo largo del tiempo. Sin embargo, es importante tener en cuenta que la vida útil puede verse afectada por factores como las condiciones de carga, la temperatura y el uso adecuado de la batería.

3.1.2.5 Baterías de flujo

Las baterías de flujo representan una tecnología de almacenamiento electroquímico innovadora y versátil que se utiliza cada vez más en diversas aplicaciones. Estas baterías se basan en el uso de dos electrolitos líquidos con carga positiva y negativa, los cuales actúan como portadores de energía. La separación de los electrolitos se logra mediante una membrana selectiva de iones, que permite el paso selectivo de los iones necesarios para completar las reacciones químicas durante los ciclos de carga y descarga.

Lo que distingue a esta tecnología es su capacidad de desacoplar completamente la potencia de la capacidad energética. La tasa de potencia está determinada por la superficie activa de la membrana y la gestión de las bombas hidráulicas utilizadas en el sistema. Por otro lado, la capacidad energética depende de la cantidad de electrolitos utilizados y la capacidad de los tanques de almacenamiento. Estos tanques separados almacenan los electrolitos y se bombean a la batería según sea necesario.

Una ventaja significativa de las baterías de flujo es la capacidad de aumentar su almacenamiento simplemente utilizando tanques de almacenamiento más grandes para los electrolitos. Esto permite una mayor flexibilidad y escalabilidad en función de los requisitos de energía específicos de cada aplicación. Además, la tecnología de baterías de flujo ofrece varias combinaciones de componentes químicos posibles, lo que permite adaptar el sistema según las necesidades particulares.

En cuanto a las características técnicas, las baterías de flujo presentan una amplia gama de rendimientos, eficiencia específica y vida útil promedio, dependiendo de los materiales y el diseño específicos utilizados en cada caso. Estas características pueden variar considerablemente y son objeto de investigación y desarrollo continuo para mejorar aún más el rendimiento y la durabilidad de las baterías de flujo.

Un ejemplo notable de batería de flujo es la batería redox-vanadio (VNRB), que se considera una de las tecnologías más avanzadas dentro de las baterías de flujo. Esta batería utiliza una combinación específica de componentes químicos basados en el vanadio, lo que proporciona características mejoradas de rendimiento y vida útil.

A continuación, se muestra un resumen de estas tecnologías en forma de tabla en la que se resaltan el rendimiento y la capacidad promedio y el número de ciclos promedio de las tecnologías mencionadas previamente.

Sistema de Almacenamiento	Rendimiento Medio (%)	Capacidad Media (Ah)	Ciclos de Carga y Descarga Medios
Baterías de Iones de Litio	95	2000	5000
Baterías de Plomo-Ácido	80	600	1000

Baterías de Níquel-Cadmio	70	800	2000
Baterías de Níquel-Metal Hidruro	85	1500	3000
Baterías de Flujo	75	1000	500

Tabla 2: Tabla resumen de tecnologías de almacenamiento electrónico

3.1.3 ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO

El almacenamiento eléctrico de energía es un sistema o proceso que permite acumular y retener energía en forma de energía eléctrica para su posterior utilización.

3.1.3.1 Supercondensadores

Los supercondensadores son una tecnología innovadora dentro del campo del almacenamiento eléctrico, que se distinguen por su capacidad para almacenar energía de manera electrostática. Estos dispositivos electrónicos permiten acumular y liberar carga eléctrica en tiempos reducidos, brindando un mecanismo reversible similar al de los condensadores tradicionales.

La principal característica técnica de los supercondensadores es su notable rendimiento en términos de potencia, lo que los convierte en una opción atractiva para aplicaciones que requieren rápidas ráfagas de energía. Además, presentan una eficiencia específica destacada, lo que significa que son capaces de almacenar y liberar energía de manera efectiva sin pérdidas significativas.

En cuanto a la vida útil promedio, los supercondensadores suelen ofrecer una duración prolongada en comparación con otras tecnologías de almacenamiento. Esto se debe a su mecanismo de funcionamiento electrostático y a la capacidad de cargar y descargar energía de forma repetida sin degradación significativa en su rendimiento.

Es importante destacar que los supercondensadores complementan y se diferencian de las baterías convencionales en términos de rendimiento y características. Mientras que las baterías son ideales para un almacenamiento de energía a largo plazo y de alta capacidad, los supercondensadores son especialmente eficientes en aplicaciones que requieren un almacenamiento y liberación rápidos de energía en intervalos cortos de tiempo.

4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

4.1 JUSTIFICACIÓN

El estudio de las opciones de participación de la demanda flexible que se realiza en este trabajo es un asunto de gran relevancia y de rabiosa actualidad por los motivos que se relacionan a continuación:

1. Aumento de inversiones en energía renovables. Se está produciendo en la península ibérica una aceleración significativa en las inversiones en energías renovables en los últimos ejercicios, especialmente en la tecnología solar-fotovoltaica. Dicha aceleración implicará un aumento en la generación renovable que a su vez tendrá un impacto significativo en la evolución del precio de la energía en los próximos ejercicios, concentrada en las horas con recurso solar.
2. Electrificación de la demanda. Se estima un aumento de la demanda eléctrica a futuro en todo el mundo, pero especialmente en los continentes y países comprometidos con los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, debido a que la electricidad basada en fuentes renovables es la fuente de energía más limpia y sostenible.
3. Evolución de los precios / Volatilidad de los precios. Ya percibimos que la generación renovable solar está marcando precios muy bajos, incluso cercanos a cero en las horas de mayor radiación, y esto ocurre con la generación que está en producción actualmente. Hemos visto también que la generación eólica, en días de gran producción, condiciona el precio.
4. Hay muchos proyectos solares en España en distinto proceso de autorizaciones (ambientales, de construcción...) que se construirán y entrarán en producción en los próximos meses o años, e incrementarán el parque de generación solar, lo que acentuará más la tendencia a precios bajos o muy bajos en las horas de mayor radiación.

Por el contrario, en horas de baja o nula radiación, salvo en momentos de generación eólica importante, el precio de la electricidad lo marcarán tecnologías con mayores costes marginales, lo que dará lugar a precios más altos.

El incremento de la demanda, en buena lógica, modulará los precios, pero en el periodo de transición, hasta que la nueva demanda sea capaz de absorber toda la generación renovable, veremos probablemente mucha volatilidad en los precios, lo que hará necesario poner en marcha/ invertir en tecnologías de almacenamiento, sistemas de gestión de flexibilidad en la carga en el caso de las industrias, microrredes... para reducir los picos de consumo o trasladar el consumo de energía de un periodo a otro, aprovechando la batería cuando la energía es más cara.

Almacenar energía barata y consumirla en las horas punta, cuando el coste de suministro y las tarifas eléctricas son más altas, incentiva al usuario desplazar el consumo y evitar precios más elevados, ahorrando costes

5. Seguridad de suministro: Adicionalmente a los motivos anteriores, la energía puede almacenarse en baterías para cuando se necesite. Dada la posibilidad de que el suministro de energía experimente fluctuaciones debido al clima, inestabilidad de la red o por razones geopolíticas, los sistemas de batería son vitales para que las utilities, las empresas y los hogares logren un flujo de energía continuo, sin dependencia de la estabilidad de la red, garantizando la seguridad de suministro e incluso siendo una solución de emergencia en casos de corte del suministro eléctrico
6. Beneficios medioambientales: La instalación de un sistema de almacenamiento con baterías en una vivienda o empresa alimentada por energías renovables reduce la contaminación, contribuyendo así a la transición energética y a combatir los efectos del calentamiento global.
7. Independencia energética: La instalación de un sistema de almacenamiento con baterías en una vivienda permitiría desconectarse de la red, o desvincularse por completo de una compañía eléctrica o energética.

La actual coyuntura de inversión en generación y los motivos de diversa naturaleza enunciados hacen imprescindible ahondar en análisis y búsqueda de opciones de flexibilidad como las que se presentan en este trabajo

4.2 OBJETIVOS

- Análisis comparativo de las baterías de almacenamiento de energía.
- Estudio de la curva de demanda horaria de la energía y flexibilidad a la hora de la venta de energía en periodos de mayor hueco térmico.
- Estudio de la demanda de energía (previsión horaria) durante los años de vida útil de la batería.

4.3 METODOLOGÍA

Se empezará con un estudio sobre la legislación actual sobre el uso de baterías para almacenar energía, aplicada a industria. A continuación, se analizará la previsión de precios a largo plazo en empresas que están publicando estimaciones de precios a futuro de la energía.

Se realizará un análisis de la curva de carga para obtener un perfil horario que permita el análisis económico de la demanda flexible y se desarrollará un programa para la toma de decisiones de la gestión de la batería.

4.4 PLANIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN ECONÓMICA

Se muestra a continuación, en forma de tabla, la presentación temporal de las actividades a realizar:

Enero			Febrero			
Nº de semanas			Nº de semanas			
1	2	3	1	2	3	4
Recopilación de información		Entrega Anexo B	Recopilación de información		Baterías y estudio de la demanda flexible	
Marzo		Abril	Mayo			

Nº de semanas				Nº de semanas				Nº de semanas			
1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Baterías y estudio de la demanda flexible								Aplicación a mercados locales			

Junio			
Nº de semanas			
1	2	3	4
Redacción		Presentación del proyecto	

Tabla 3: Tabla de planificación

Al ser este estudio un trabajo de 6 créditos, realizado en un ordenador portátil, y utilizando tanto Microsoft Excel como GAMS proporcionados por la universidad, el presupuesto necesario se limita a ambos programas.

El periodo de desarrollo del proyecto se extiende a lo largo de 5 meses, lo que equivale a un cuatrimestre universitario. En este horizonte de trabajo y en los créditos equivalentes al Trabajo de Fin de Grado (6 créditos), donde 1 crédito equivale a 25 horas de trabajo personal, se deduce que se han empleado un total de 375 horas en el trabajo.

En el año 2022, el salario medio en España para un graduado en ingeniería es de aproximadamente 22.000 € anuales, aproximadamente 12 € por cada hora. Se puede estimar de esta manera que el precio final de la mano de obra es de alrededor de 4.500 €.

El recurso más importante para la elaboración de esta investigación es el uso del software GAMS. Gracias a la licencia universitaria, se ha podido utilizar de forma gratuita, por lo que no representa ningún coste en nuestro trabajo.

El uso del paquete Microsoft Office para el desarrollo de la memoria y el tratamiento de datos también es gratuito, ya que la universidad ofrece una licencia de Windows.

Para realizar este trabajo es necesaria una conexión a Internet rápida y fiable, cuyo coste de contratación es de, aproximadamente, 45 € al mes.

Por último, el único equipo utilizado en la elaboración de este estudio es un ordenador modelo OMEN Laptop (15-ek0xxx) de 2020, cuyo valor aproximado en el año de adquisición era de 1.500 €.

Incluyendo el 21% del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), el valor económico total para la elaboración del Trabajo de Fin de Grado es de 5.489,84 €.

5. ARBITRAJE EN PRECIOS DEL MERCADO

En este proyecto se va a desarrollar un programa de optimización no lineal para poder obtener cuál va a ser el comportamiento horario de la batería escogida (ión-litio). Estas baterías tienen una vida útil de 5000 ciclos aproximadamente. En este proyecto se va a simular desde el año 2024 hasta el año 2035, realizando una hipótesis previa un ciclo de carga por día de manera ordinaria, pero con la posibilidad de tener más de un ciclo de carga y descarga al día ocasionalmente, así como no tener ninguno durante un día en función de la cobertura de la demanda por las diferentes tecnologías.

5.1 ESTIMACIONES Y CÁLCULO DE LA DEMANDA A FUTURO

El primer paso a la hora de realizar una estimación de demanda a futuro es conseguir un perfil de consumo medio en la península ibérica durante los últimos años. Para ello se han utilizado todos los datos de demanda de energía desde el año 2009 hasta el año 2019. Se han omitido los años 2020, 2021 y 2022 de esta media porque durante este periodo se produjeron circunstancias excepcionales que alteraron radicalmente el comportamiento de los mercados de energía: el SARS-CoV-2 y la crisis geopolítica del gas unido a la invasión de Ucrania.

Para crear este perfil medio se van a tener en cuenta los doce meses del año, estudiando una semana para cada uno de ellos, extrapolar los datos al resto del mes, y además por separado Semana Santa y Navidad, como un decimotercer y decimocuarto periodo, ya que en estas fechas el consumo varía de forma importante. Cada uno de estos catorce periodos estará dividido a su vez en días de la semana de lunes a domingo y cada día de la semana en sus respectivas horas, debido a que los patrones de consumo dependen de todas estas variables.

Por el lado de la generación se ha hecho una proyección de la potencia instalada de las tecnologías que participan en la producción de energía eléctrica. Para ello se ha partido del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) establecido en el mercado para disponer

de un perfil horario y de la potencia instalada actualmente en la península [1] y se ha realizado una proyección hasta el año 2030 a partir de los datos del PNIEC [1]. Desde el año 2030 al año 2035, a falta de datos del PNIEC, se ha efectuado una estimación de la variación de cada tipo de energía a partir de datos de los periodos anteriores y del conocimiento sobre la evolución de cada tecnología, como se puede ver en la siguiente tabla.

Año	2015	2020	2025	2030	2035
Eólica	22.762	27.127	32.851	50.333	77.118
Solar fotovoltaica	4.435	11.415	31.961	39.181	48.031
Solar térmica	2.300	2.304	4.803	7.303	11.104
Hidráulica	17.041	17.097	17.439	17.788	18.143
Bombeo Mixto	2.678	2.678	2.678	2.678	2.678
Bombeo Puro	3.331	3.331	3.331	5.397	8.743
Otras renovables	881	1.086	1.089	1.143	1.200
Biomasa	677	613	815	1.408	2.432
Carbón	10.494	5.492	0	0	0
Ciclo combinado	24.948	24.562	24.562	24.562	24.562
Cogeneración	6.199	5.659	4.373	3.670	3.080
Fuel y Fuel/Gas	8	8	0	0	0
Residuos y otros	418	394	470	341	247

Nuclear	7.573	7.117	7.117	5.023	1.066
Térmicas renovables	1.558	1.699	1.904	2.551	3.633

Tabla 4: Previsión potencia instalada península

Suponiendo la potencia instalada a futuro se puede deducir la contribución de cada tipo de energía gestionable a partir de los datos de años anteriores conocidos.

En este modelo de optimización no se va a considerar el perfil histórico de producción de las energías gestionables (hidráulica, bombeo puro, bombeo mixto y ciclo combinado), ya que están capacitadas para responder ante cambios en el mercado que a menudo no obedecen a un patrón fijo, por lo que van a ser calculados para el periodo de análisis con un desglose horario. Por tanto, su nivel de producción va a ser variable a lo largo de los doce años objeto del estudio, sobre todo cuando se den grandes cambios en producción de otras tecnologías.

En cuanto a la estimación de la demanda, se va a suponer un aumento anual del 2%. A partir del año 2028, y se añadirá un 0.7% adicional siguiendo el perfil solar recogido en el Real Decreto 413/2014, ya que se prevé un cambio de patrones de consumo derivado del aumento de potencia instalada de energías solares.

Se muestra, como ejemplo, la estimación de la demanda del lunes de la semana de enero de 2024:

Enero					
Lunes	h1	3249	Lunes	h13	2174
Lunes	h2	834	Lunes	h14	1411

Lunes	h3	-1046	Lunes	h15	851
Lunes	h4	-1421	Lunes	h16	1157
Lunes	h5	-1303	Lunes	h17	3446
Lunes	h6	-471	Lunes	h18	7492
Lunes	h7	2055	Lunes	h19	10922
Lunes	h8	6940	Lunes	h20	12020
Lunes	h9	9037	Lunes	h21	12181
Lunes	h10	8097	Lunes	h22	12083
Lunes	h11	5740	Lunes	h23	10133
Lunes	h12	3426	Lunes	h24	4589

Tabla 5: Estimación de la demanda de lunes de enero del 2024

En cuanto a la previsión de los precios a los que va a vender la energía la batería se van a estimar que lo hace al precio de la tecnología marginal que sería necesaria en caso de no existir producción con baterías, que son los ciclos combinados. El precio del ciclo combinado a partir de los precios del gas y del coste de certificados que dan derecho a la emisión de dióxido de carbono se calculan siguiendo la siguiente fórmula:

$$\text{Precio ciclo combinado} = \text{Precio gas} * 2 + \text{Precio CO}_2 * 0,368 + 4$$

Ecuación 1: Precio del ciclo combinado

A la hora de calcular los precios a futuro del gas y de los certificados de emisiones de dióxido de carbono se ha escogido un reparto estacional anual, es decir que dentro de cada año el precio varía cada mes según la época tal como lo hace en la actualidad.

En cuanto al gas se ha escalado el precio de los últimos años a precio de futuro para la estimación de 2024. A partir de ahí, al no existir una cotización a futuros, se ha supuesto una disminución de un 5% anual.

En el caso de los certificados de emisiones de dióxido de carbono se ha asumido un valor medio anual de 90€/Kg y se ha mantenido el mismo valor hasta el año 2035 ya que no hay ninguna previsión de que disminuya por las políticas energéticas de la Unión Europea, que utilizan el mecanismo de reserva para estabilizar los precios.

En el gráfico que se muestra a continuación aparecen representados a título informativo, simplemente para mostrar la tendencia, los precios medios anuales de esta tecnología, que oscila entre 140 y 100 €/MWh durante los años del estudio.

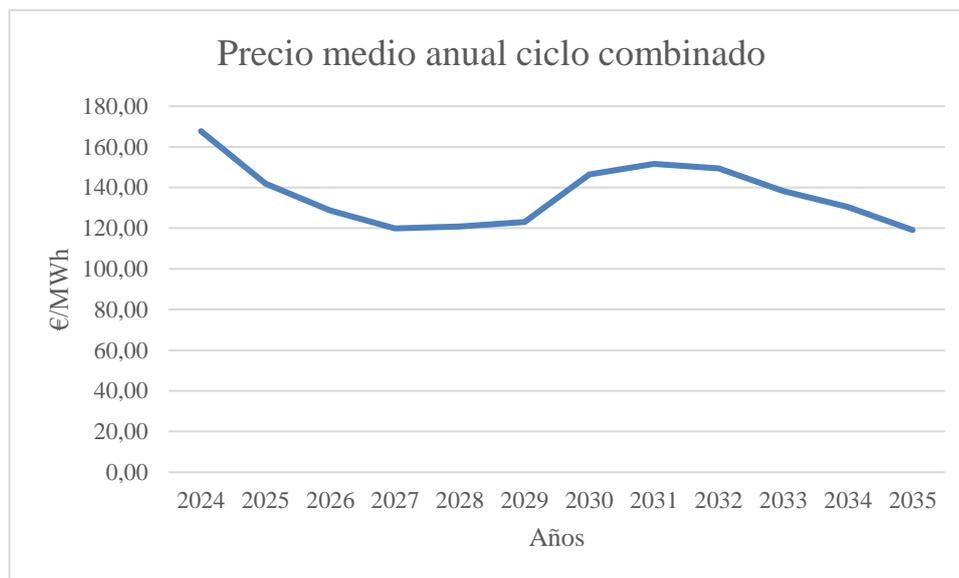


Ilustración 1: Gráfica de precio medio anual del ciclo combinado

La potencia instalada de la batería se ha ido modificando cada año según el PNIEC, extrapolando los valores a los años posteriores al 2030. Se muestra en la siguiente tabla los diferentes valores para la misma en función del año:

Año / Valor TOTAL anual	Potencia de baterías considerada en la simulación (MW)
2024	0
2025	500
2026	900
2027	1.300
2028	1.700
2029	2.100
2030	2.500
2031	2.900
2032	3.300
2033	3.700
2034	4.100

Tabla 6: Potencia instalada de almacenamiento para cada año

5.2 PLANTEAMIENTO DEL MODELO MATEMÁTICO

El enfoque seleccionado para analizar y optimizar el sistema de almacenamiento energético se fundamenta en la utilización de un modelo matemático de optimización, que busca minimizar una función objetivo específica. En este contexto, el modelo matemático adoptado se basa en una optimización no lineal, en el que se determinan las condiciones óptimas de operación.

En este estudio, los valores de entrada incluyen la demanda de energía eléctrica en distintos momentos, los límites superiores de potencia instalada de cada tecnología y para el caso de la energía hidráulica también se incluye un límite máximo de energía, lo que permite simular escenarios realistas y variados.

La optimización se realiza considerando las fluctuaciones en los precios horarios del mercado diario, lo que sirve para identificar los momentos más apropiados para vender y comprar energía eléctrica.

Cabe resaltar que el modelo de optimización está inicialmente diseñado para emplear tecnologías de almacenamiento basadas en baterías. Sin embargo, es importante destacar que esta formulación matemática es versátil y puede adaptarse a diversos contextos, siempre y cuando se modifiquen los datos de entrada requeridos para resolver la función objetivo.

El programa de optimización demostrará su eficacia si es capaz de simular la venta de energía cuando los precios son elevados y la adquisición cuando dichos precios disminuyen, lo que refleja una operación eficiente del sistema de almacenamiento.

El subíndice h indica el número de hora en el que se encuentra el sistema, el subíndice d nos señala en qué día nos ubicamos y, por último, el subíndice m a en qué mes nos hallamos.

La matriz $HM(h, m)$ asigna qué horas pertenecen a que semana, y la matriz $DH(h, d)$ determina qué horas forman parte de cada día.

$$\min F$$

Parámetros:

Q_{in} : Capacidad máxima de carga de la batería.

Q_{out} : Capacidad máxima de descarga de la batería.

EFF_{In} : Eficiencia en la carga de la batería.

EFF_{Out} : Eficiencia en la descarga de la batería.

$Lh_{max}(m)$: Límite superior de potencia hidráulica.

P_{inth} : Potencia instalada de hidráulica.

P_{intb} : Potencia instalada de bombeo puro.

P_{intbmx} : Potencia instalada de bombeo mixto.

EFF_B : Eficiencia en el bombeo.

Variables:

$soc(h)$: Estado de carga en el tiempo h .

$qint(h)$: Carga de la batería en el tiempo h .

$qo(h)$: Descarga de la batería en el tiempo h .

$gencc(h)$: Ciclo generado en el tiempo h .

$genh(h)$: Hidráulica generada en el tiempo h .

$genb(h)$: Bombeo generado en el tiempo h .

$consb(h)$: Consumo de bombeo en el tiempo h .

$socb(h)$: Estado de generación de bombeo en el tiempo h .

$s(h)$: Excedentes de energía en tiempo h .

b : Beneficio.

$aux, b21, b31, b41$: Variables auxiliares $aux, b21, b31, b41$.

Ecuaciones:

$$soc, qint, qo, b, gencc, genh, consb, socb, genb, aux, s, b21, b31, consbmx \geq 0$$

$$qint(h) \leq Q_{in} \forall h$$

$$qo(h) \leq Q_{out} \forall h$$

$$qint(h) * qo(h) = 0 \forall h$$

$$\sum_{h \in DH(h,d)} soc(h) \leq 4 * Q_{out} \forall d$$

$$soc(h) - soc(h - 1) \leq Q_{in} \forall h$$

$$soc(h) - soc(h - 1) \geq -Q_{in} \forall h$$

$$EFF_In * qint(h) - (qo(h) / EFF_Out) = soc(h) - soc(h - 1) \forall h$$

$$EFF_B * consb(h) - genb(h) = socb(h) - socb(h - 1) \forall h$$

$$\sum_{h \in DH(h,d)} qint(h) * EFF_In = \sum_{h \in DH(h,d)} qo(h) / EFF_Out \forall d$$

$$\sum_{h \in HM(h,m)} consb(h) * EFF_B = \sum_{h \in HM(h,m)} genb(h) \forall m$$

$$s(h) * genh(h) = 0 \forall h$$

$$s(h) * gencc(h) = 0 \forall h$$

$$s(h) * qo(h) = 0 \forall h$$

$$s(h) * genb(h) = 0 \forall h$$

$$qint(h) * gencc(h) = 0 \forall h$$

$$qint(h) * genh(h) = 0 \forall h$$

$$consb(h) * gencc(h) = 0 \forall h$$

$$consb(h) * genh(h) = 0 \forall h$$

$$consbmx(h) * gencc(h) = 0 \forall h$$

$$consbmx(h) * genh(h) = 0 \forall h$$

$$qint(h) * genb(h) = 0 \forall h$$

$$consb(h) * qo(h) = 0 \forall h$$

$$consb(h) * genb(h) = 0 \forall h$$

$$consbmx(h) * qo(h) = 0 \forall h$$

$$consbmx(h) * genb(h) = 0 \forall h$$

$$genh(h) \leq P_inth \forall h$$

$$consb(h) \leq P_intb \forall h$$

$$genb(h) \leq P_intb \forall h$$

$$consbmx(h) \leq P_intbmx \forall h$$

$$b = \sum_h 10^{12} * s(h)$$

$$b21 = \sum_h 10^6 * gencc(h)^2$$

$$b31 = \sum_h 100 * qint(h)^2 + 100 * qo(h)^2$$

$$b_{41} = \sum_h (100 * consb(h)^2 + 100 * genb(h)^2)$$

$$F = b + b_{21} + b_{31} + b_{41}$$

5.3 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

En este capítulo, se da paso a la aplicación concreta del modelo matemático presentado en el capítulo anterior. Se presentarán los datos y resultados correspondientes al caso base, los cuales servirán como punto de partida para evaluar las variaciones introducidas en los distintos escenarios considerados.

El análisis se desarrolla en torno a los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios: Caso Base, Caso 1, Caso 2 y Caso 3, que reflejan cambios significativos en los patrones de consumo y generación.

La aplicación práctica del modelo en contextos reales brinda una valiosa información para la toma de decisiones. A través de esta evaluación detallada, se pretende ofrecer una visión clara de cómo las distintas estrategias y cambios introducidos en el funcionamiento de la instalación impactan en los aspectos clave del proyecto.

5.3.1 CASO BASE

Para este caso se han utilizado las estimaciones de demanda explicadas en el apartado 5.1 *Estimaciones y cálculo de la demanda a futuro*.

Se muestra a continuación un resumen con los resultados de las simulaciones:

Año / Valor TOTAL anual	Generación				Demanda	Consumo			
	Ciclo combinado	Hidráulica	Generación bombeo	Descarga batería		Excedentes	Consumo de bombeo mixto	Consumo bombeo	Consumo batería
2024	4.192.460	14.551.258	3.151.962	0	256.037.791	2.731.628	5.736.435	4.202.617	0
2025	1.966.440	12.455.384	4.899.587	176.222	261.158.547	13.353.232	8.526.804	6.532.783	185.497
2026	2.193.510	14.150.863	1.433.878	196.182	266.381.718	26.425.216	3.387.197	1.911.838	206.508
2027	641.487	11.285.897	4.513.126	399.757	271.709.352	19.516.594	9.771.443	6.017.502	420.797
2028	1.633.057	12.100.084	4.503.305	488.304	278.206.190	19.425.204	9.524.283	6.004.407	514.004
2029	3.990.426	14.656.681	2.665.697	279.212	284.131.615	26.969.281	3.517.411	3.554.263	293.907
2030	16.034.573	17.181.814	5.331.700	812.208	284.131.615	10.762.559	6.084.741	7.108.934	854.956
2031	21.156.228	19.607.428	5.024.258	996.207	296.362.328	8.975.366	5.277.517	6.699.011	1.048.638
2032	22.866.526	20.952.682	5.057.550	1.157.666	302.672.990	9.636.411	5.203.190	6.743.400	1.218.596
2033	20.138.901	18.848.074	5.418.919	1.322.001	309.053.791	12.334.304	5.684.295	7.225.523	1.412.748
2034	17.876.237	17.911.529	5.685.474	1.473.477	315.698.791	14.504.871	6.001.615	7.580.633	1.551.029
2035	18.186.940	18.532.203	1.056.226	622.826	322.419.651	30.790.066	762.692	1.408.301	655.606

Tabla 7: Resumen resultado simulaciones caso base

5.3.2 CASO 1

Para este caso se considera que el consumo industrial que tradicionalmente se realizaba entre las 0 y las 8 horas pasa a realizarse parcialmente de 10 a 18 horas, a partir del año 2028, aprovechando la bajada del precio de la energía en horas de luz.

Año / Valor TOTAL anual	Generación				Demanda	Consumo			
	Ciclo combinado	Hidráulica	Generación bombeo	Descarga batería		Excedentes	Consumo de bombeo mixto	Consumo bombeo	Consumo batería
2024	4.192.460	14.551.258	3.151.962	0	256.037.791	2.731.628	5.736.435	4.202.617	0
2025	1.966.440	12.455.384	4.899.587	176.222	261.158.547	13.353.232	8.526.804	6.532.783	185.497
2026	2.193.510	14.150.863	1.433.878	196.182	266.381.718	26.425.216	3.387.197	1.911.838	206.508
2027	641.487	11.285.897	4.513.126	399.757	271.709.352	19.516.594	9.771.443	6.017.502	420.797
2028	1.204.110	11.266.983	4.613.931	515.625	279.298.190	16.589.053	9.968.072	6.151.908	542.763
2029	2.658.794	12.067.071	4.754.178	586.779	285.223.615	15.363.337	9.397.765	6.338.904	617.663
2030	12.051.989	15.080.995	5.344.071	755.162	285.223.615	8.744.010	6.977.901	7.125.428	794.907
2031	19.688.908	18.596.616	4.645.847	891.215	297.454.328	5.482.469	5.331.946	6.194.463	938.121
2032	23.414.193	19.907.712	4.551.654	1.033.697	303.764.990	5.632.348	4.939.557	6.068.873	1.088.102
2033	21.261.949	20.440.747	541.807	270.786	310.145.791	20.595.770	749.048	722.409	285.038
2034	16.950.078	19.653.903	2.370.072	689.920	316.790.791	16.689.111	4.687.963	3.160.096	726.232
2035	13.663.478	15.048.109	5.224.791	1.450.540	323.511.651	13.746.794	7.273.323	6.966.387	1.526.884

Tabla 8: Resumen resultado simulaciones caso 1

5.3.3 CASO 2

El caso 2 se basa en considerar que un 60% de la flota de vehículos eléctrico a partir del año 2028 carga sus baterías entre las 10 y 16 horas, aprovechando los bajos precios derivados

del incremento de fotovoltaica, mientras que el 40% no tiene capacidad de elección del periodo de carga.

Año / Valor TOTAL anual	Generación				Demanda	Consumo			
	Ciclo combinado	Hidráulica	Generación bombeo	Descarga batería		Excedentes	Consumo de bombeo mixto	Consumo bombeo	Consumo batería
2024	4.192.460	14.551.258	3.151.962	0	256.037.791	2.731.628	5.736.435	4.202.617	0
2025	1.966.440	12.455.384	4.899.587	176.222	261.158.547	13.353.232	8.526.804	6.532.783	185.497
2026	2.193.510	14.150.863	1.433.878	196.182	266.381.718	26.425.216	3.387.197	1.911.838	206.508
2027	641.487	11.285.897	4.513.126	399.757	271.709.352	19.516.594	9.771.443	6.017.502	420.797
2028	64.254.796	23.712.735	1.171.148	285.235	381.989.870	91.582	430.023	1.561.530	300.247
2029	107.730.138	23.712.735	118.664	41.131	428.275.615	0	0	158.218	43.296
2030	184.985.234	23.712.736	0	0	484.331.615	0	0	0	0
2031	257.326.853	23.712.735	0	0	552.618.328	0	0	0	0
2032	335.065.327	23.028.729	0	0	630.680.670	0	0	0	0
2033	415.122.494	23.618.607	0	0	728.723.865	0	0	0	0
2034	527.003.462	23.712.735	0	0	853.106.574	0	0	0	0
2035	668.950.715	23.712.735	0	0	1.010.301.613	0	0	0	0

Tabla 9: Resumen resultado simulaciones caso 2

5.3.4 CASO 3

En el caso 3 se realiza un cálculo de la cantidad de hidrógeno verde que se puede producir a partir de los excedentes de energía del caso base.

Para producir una tonelada de hidrógeno verde se necesitan unos 60 MWh de energías renovables. Como todos los excedentes de nuestras simulaciones han sido de energía solar o eólica que no se han podido aprovechar en la optimización obtenemos unos resultados que se recogen en la siguiente tabla:

Año / Valor TOTAL anual	Toneladas de H2
2024	69

2025	339
2026	671
2027	495
2028	493
2029	684
2030	273
2031	228
2032	245
2033	313
2034	368
2035	781

Tabla 10: Cantidad de hidrógeno verde por año producido con excedentes

5.3.5 COMPARATIVA CASO BASE, CASO 1 Y CASO 2

La demanda para el caso base y el caso 1 se mantiene igual de forma global a pesar de que cambia de manera horaria. Sin embargo, en el caso 2 la demanda aumenta proporcionalmente a la cantidad de vehículos eléctricos estimados a partir del año 2028.

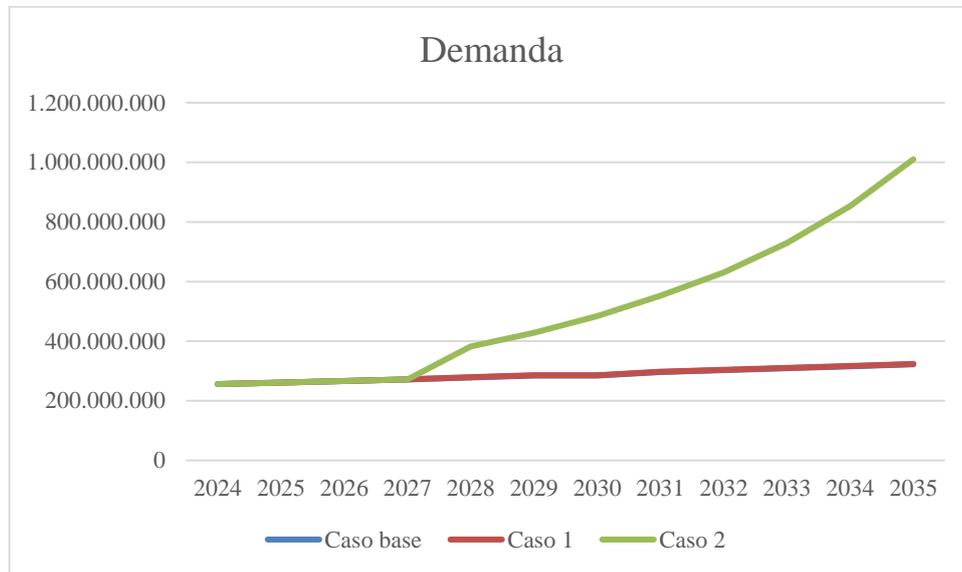


Ilustración 2: Comparación de la demanda para los casos base, 1 y 2

En las siguientes dos gráficas podemos observar cómo varía el ciclo combinado drásticamente en el caso 2, por tener que cubrir gran parte de la demanda que hemos visto en la *Ilustración 2: Comparación de la demanda para los casos base, 1 y 2*.

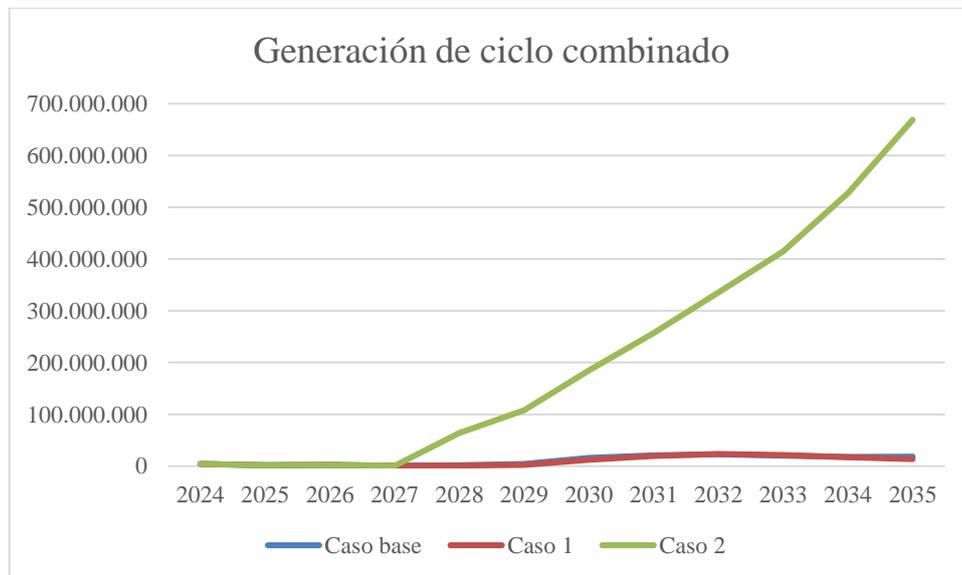


Ilustración 3: Comparación de la generación de ciclo combinado para los casos base, 1 y 2

En la siguiente gráfica se muestra la diferencia en generación de los ciclos combinados de los casos base y 1. Se puede concluir que, aunque ambas distribuciones no son iguales sí son

muy similares y que un cambio pequeño en el desplazamiento de la demanda de la industria (del orden de 3.000 MWh) no produce cambios significativos en los precios finales

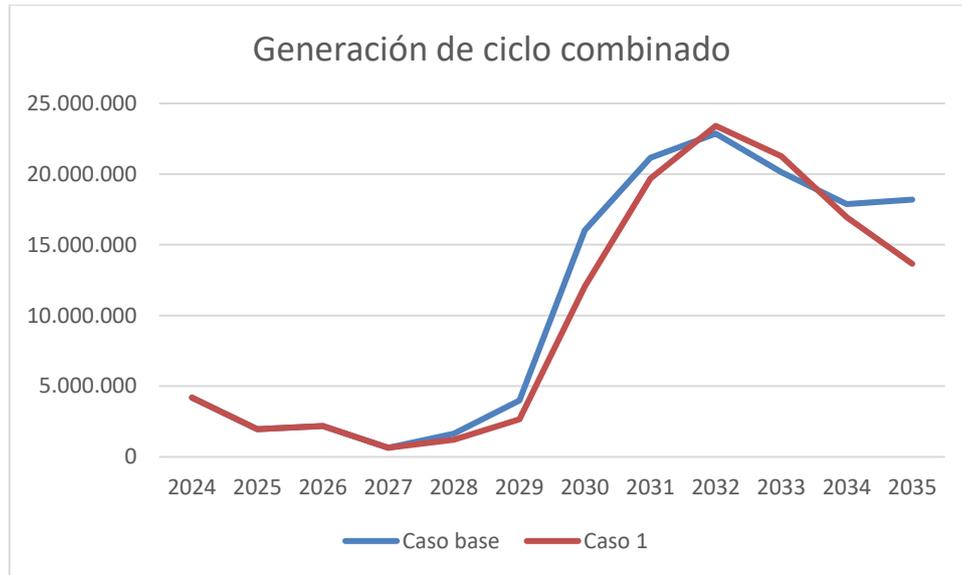


Ilustración 4: Comparación de la generación de ciclo combinado para el caso base y el caso 1

En la siguiente gráfica podemos apreciar que en el caso 2 la hidráulica está produciendo a partir del 2028 su máximo anual para poder satisfacer la demanda, mientras que en el caso base y en el caso 1, con una demanda menor no se podría utilizar toda la hidráulica con la distribución estacional actual, siendo necesario el aumento de la gestión de carácter anual. Para los otros dos casos podemos observar una tendencia de generación similar.

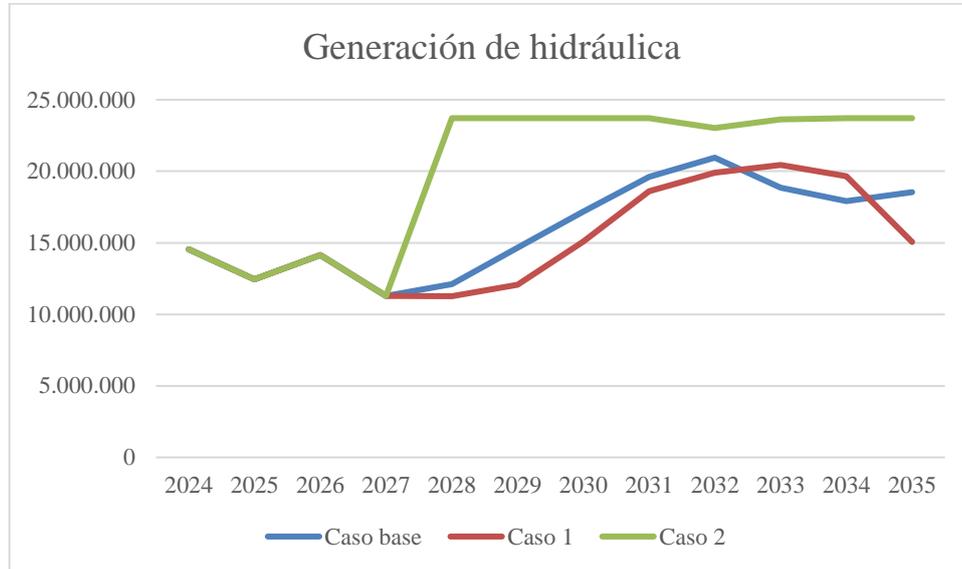


Ilustración 5: Comparación de la generación de hidráulica para los casos base, 1 y 2

En cuanto a la generación de bombeo, el desplazamiento de la demanda industrial a las horas centrales del día provoca en los primeros años (hasta el 2030) un incremento de su uso respecto al caso base, y una disminución a partir de ese año al disminuir los excedentes de las horas centrales del día donde se incrementa la producción fotovoltaica (se disminuye el exceso de producción en esas horas). Para el caso 2 con el incremento de consumo de los vehículos eléctricos disminuye significativamente el exceso de producción en las horas centrales del día, provocando una disminución drástica de la necesidad el uso de la generación de bombeo.

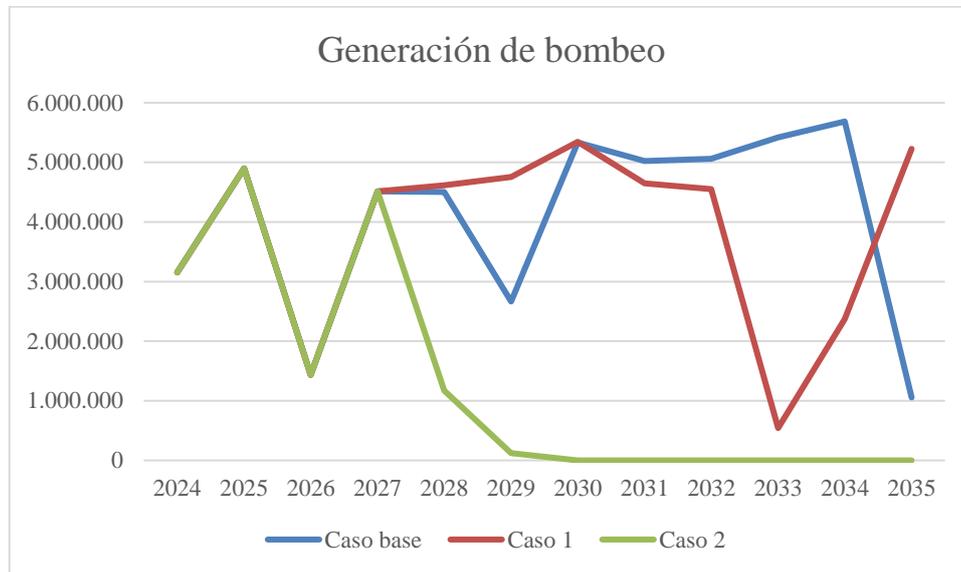


Ilustración 6: Comparación de la generación de bombeo para los casos base, 1 y 2

En la gráfica que tenemos a continuación podemos observar que, debido al aumento de demanda en el caso 2 los excedentes se hacen nulos desde el 2028 hasta el final del periodo de estudio. Con respecto al caso 1 se muestra cómo los excedentes son menores que los que tendríamos en el caso base.

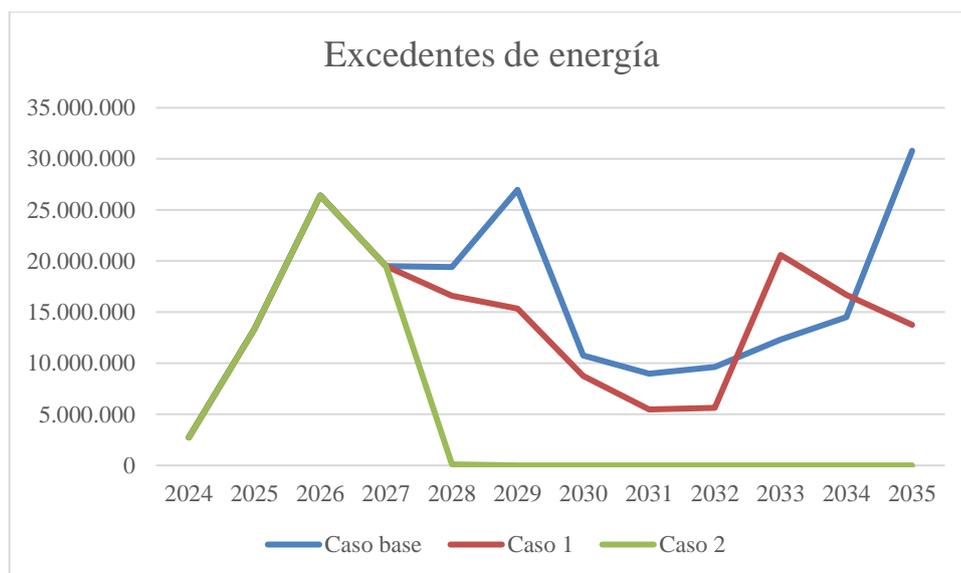


Ilustración 7: Comparación de los excedentes de energía para los casos base, 1 y 2

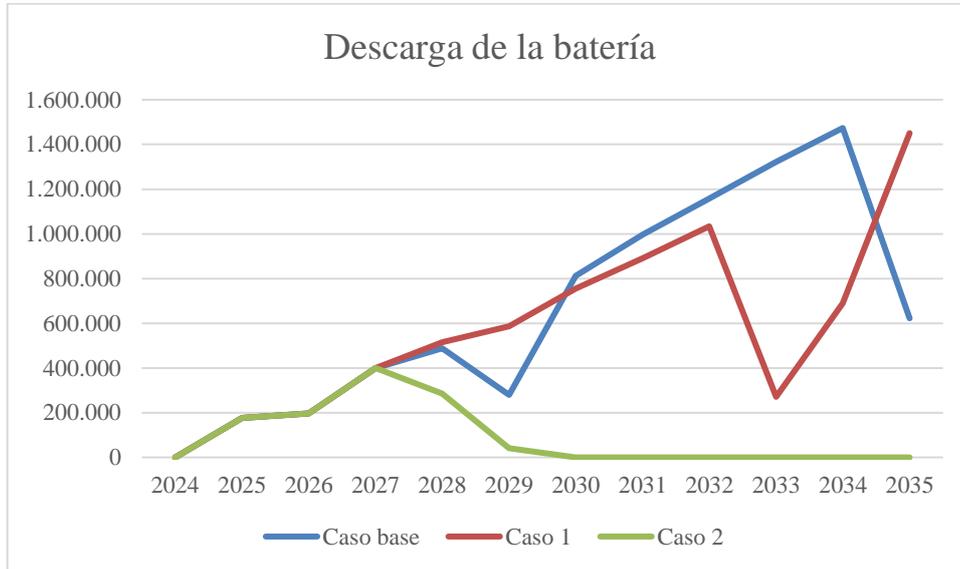


Ilustración 8: Comparación de la descarga de la batería para los casos base, 1 y 2



Ilustración 9: Comparación del consumo de bombeo mixto para los casos base, 1 y 2

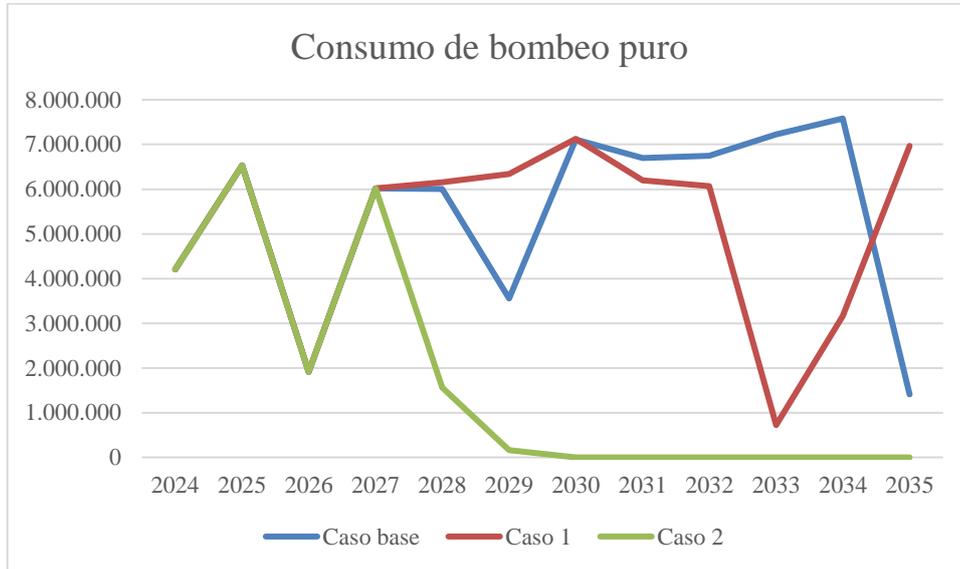


Ilustración 10: Comparación del consumo de bombeo puro para los casos base, 1 y 2

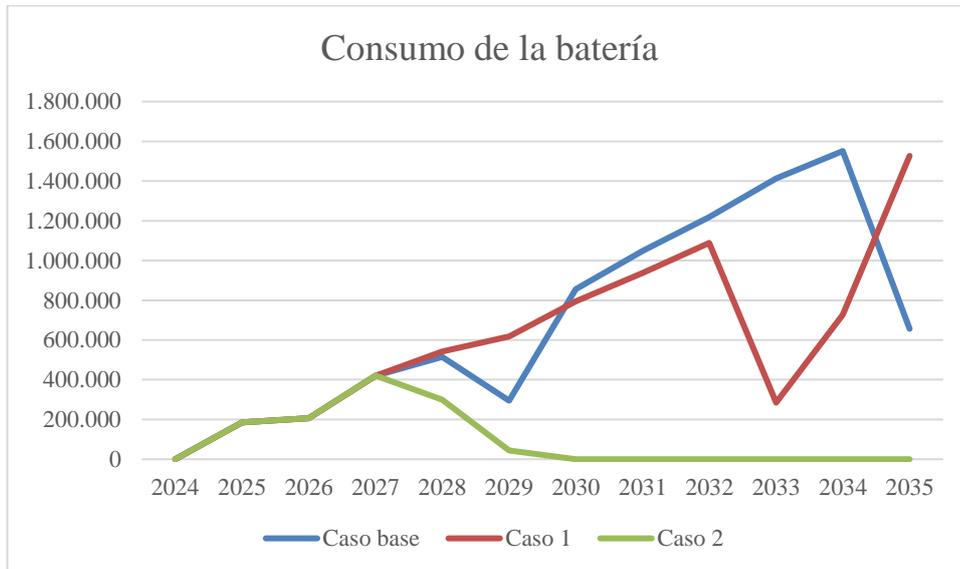


Ilustración 11: Comparación del consumo de la batería para los casos base, 1 y 2

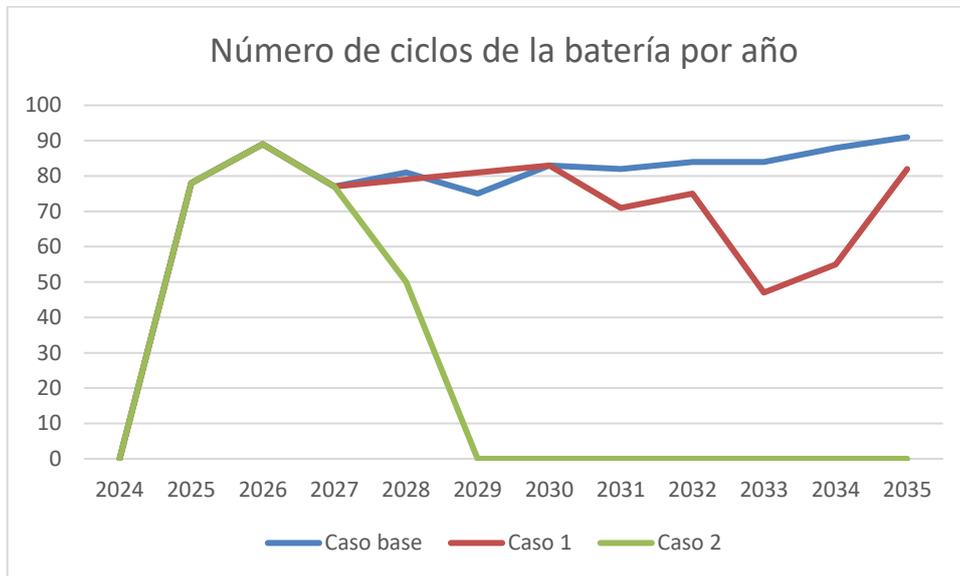


Ilustración 12: Comparación del número de ciclos de carga y descarga de la batería para cada año

6. APLICACIÓN A MERCADOS LOCALES

En esta sección, se presenta un análisis detallado de la inversión requerida para la instalación de baterías destinada al autoconsumo en un modelo de mercado local, supuesta la instalación de paneles solares para cubrir la demanda de la comunidad energética. Para estudiar la instalación de baterías se va a utilizar la demanda de una comunidad compuesta por tres usuarios domésticos, un hospital y la de un colegio. Se describirán los componentes clave del sistema, se calcularán los costes involucrados y se evaluarán los beneficios económicos y medioambientales a largo plazo.

La integración de tecnologías solares y de almacenamiento en el sistema eléctrico de la comunidad ofrece una serie de beneficios significativos que influyen en múltiples aspectos, desde la sostenibilidad económica hasta el impacto ambiental positivo. A continuación, se detallan los beneficios clave de este proyecto:

- **Reducción de costes y estabilidad económica:** La adopción de paneles solares y baterías permite a la comunidad disminuir drásticamente su dependencia de la red eléctrica convencional. Esto conlleva a una disminución significativa en los costes de electricidad a largo plazo, ofreciendo una estabilidad financiera sostenible y reduciendo la vulnerabilidad a las fluctuaciones de precios energéticos.
- **Independencia energética y autonomía:** La combinación de paneles solares y baterías otorga a la comunidad la capacidad de generar y almacenar su propia energía. Esto se traduce en una mayor independencia energética, reduciendo la necesidad de recurrir a fuentes externas en momentos críticos. Durante los periodos de baja producción solar, las baterías permiten un suministro continuo y confiable.
- **Contribución al medio ambiente y sostenibilidad:** Al optar por energía solar, se adopta una alternativa limpia y sostenible a las fuentes de energía convencionales. Esta transición hacia la energía verde marca un compromiso tangible con la lucha contra el cambio climático y la preservación del medio ambiente.

6.1 ESTIMACIONES Y CONSIDERACIONES PREVIAS

En la comunidad energética de estudio se han tomado valores de consumo de tres usuarios domésticos, un hospital y un colegio. Para la estimación de la demanda a futuro, al igual que en el apartado anterior, se va a considerar un aumento de la demanda anual de un 2%.

Por otro lado, se van a utilizar los mismos precios de ciclo combinado que en el caso de estudio anterior. Eso se debe a que, en las horas en las que la comunidad se autoabastece mediante la batería el ahorro lo determinará el coste evitado del pago en el mercado del coste del ciclo combinado.

6.2 PLANTEAMIENTO DEL MODELO MATEMÁTICO

La estrategia seleccionada para analizar y optimizar el sistema de almacenamiento energético se fundamenta en la aplicación de un modelo matemático de optimización que persigue minimizar una función objetivo específica. En este contexto, el modelo matemático adoptado se basa en un proceso de optimización no lineal, en el cual se determinan las condiciones óptimas de funcionamiento.

En este estudio, los valores de entrada comprenden la demanda eléctrica en diferentes intervalos de tiempo, los límites superiores de potencia instalada para la batería y el estado de carga de la misma. La optimización se realiza al considerar variaciones en los precios por hora en el mercado diario, facilitando la identificación de momentos oportunos para vender y comprar energía eléctrica.

Es relevante destacar que el modelo de optimización se ha diseñado inicialmente para tecnologías de almacenamiento basadas en baterías. No obstante, esta formulación matemática es versátil y puede adaptarse a varios contextos, siempre y cuando se ajusten los datos de entrada requeridos para resolver la función objetivo. En este caso se ha adaptado de la formulación del apartado anterior de este trabajo.

Se ha decidido que el sistema de paneles y baterías es tal que cubra la demanda de todos los días, siendo nula la compra en el mercado, hipótesis que da como resultado la necesidad de disponer de baterías con 13.300 kW. Este valor se obtiene mediante un método iterativo en el que se busca que la energía excedente en las horas solares (que será la energía cargada en las baterías) sea igual a la demanda a cubrir en las horas sin recurso solar (que será la energía descargada de las baterías). Así mismo se deduce del mismo proceso que hay que instalar unos paneles solares de 8.650 kWp.

A continuación se puede observar el código utilizado para la asignación diaria una vez establecidos los paneles solares y las baterías de la comunidad:

La matriz HM(h, m) asigna las horas a las semanas

$$\min F$$

Parámetros:

Q_{in}: Capacidad máxima de carga de la batería.

Q_{out}: Capacidad máxima de descarga de la batería.

EFF_{In}: Eficiencia en la carga de la batería.

EFF_{Out}: Eficiencia en la descarga de la batería.

Variables Positivas:

soc(h): Estado de carga en el tiempo *h*.

q_{int}(h): Carga de la batería en el tiempo *h*.

q_o(h): Descarga de la batería en el tiempo *h*.

$s(h)$: Excedente de energía en el tiempo h .

$dem2(h)$: Variable auxiliar.

b : Beneficio.

$b1, b2$: Variables auxiliares $b1, b2$.

Ecuaciones:

$$qint(h) \leq 13300 \forall h$$

$$qo(h) \leq 13300 \forall h$$

$$qint(h) * qo(h) = 0 \forall h$$

$$\sum_{h \in DH(h,d)} qint(h) * EFF_In = \sum_{h \in DH(h,d)} qo(h) / EFF_Out \forall d$$

$$s \sum_{h \in DH(h,d)} soc(h) \leq 4 * 13300 \forall d$$

$$soc(h) - soc(h - 1) \geq -13300 \forall h$$

$$EFF_In * qint(h) - (qo(h) / EFF_Out) = soc(h) - soc(h - 1) \forall h$$

$$(EFF_In * qint(h) - qo(h) / EFF_Out) = (soc(h) - soc(h - 1)) \forall h$$

$$DEM(h) + qint(h) + s(h) = qo(h) + dem2(h) \forall h$$

$$s(h) * dem2(h) = 0 \forall h$$

$$qint(h) * dem2(h) = 0 \forall h$$

$$s(h) * qo(h) = 0 \forall h$$

$$s(h) * dem2(h) = 0 \forall h$$

$$b = \sum_h 10^{12} * dem2(h)$$

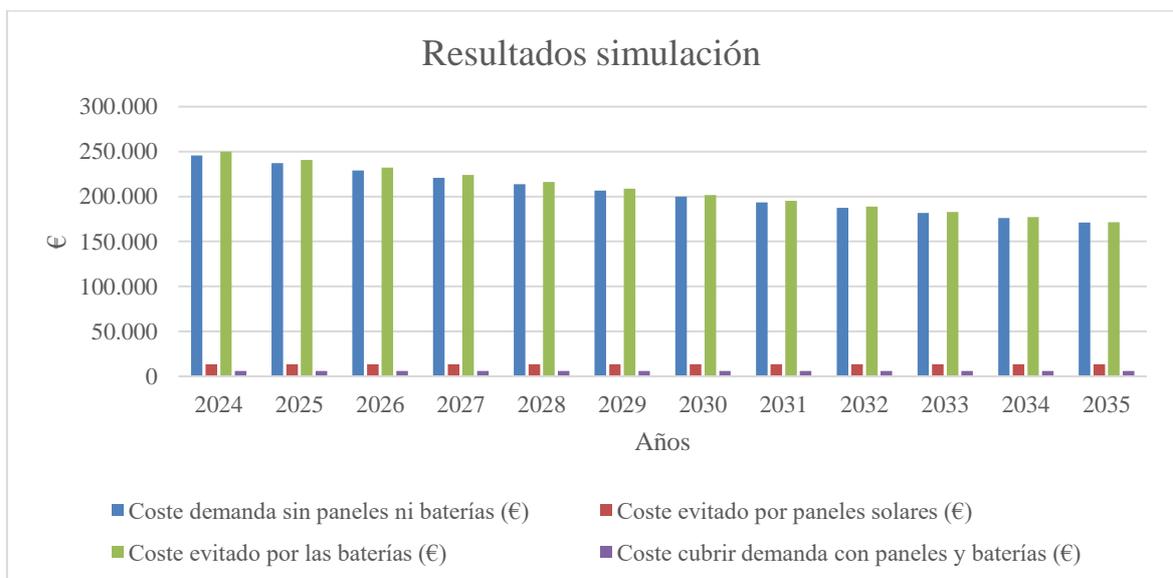
$$b1 = \sum_h 10^6 * s(h)^2$$

$$b2 = \sum_h 100 * qint(h)^2 + 100 * qo(h)^2$$

$$F = b + b1 + b2.$$

6.3 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

En la gráfica a continuación se presentan los resultados que se han obtenido de simular el código proporcionado en el apartado anterior.



Gracias a la simulación se ha podido obtener los diferentes costes ahorrados gracias a la instalación de paneles, por un lado, de baterías por otro y de las horas donde se cubre de forma conjunta por paneles y baterías. A su vez se ha podido calcular cuánta demanda queda por cubrir y cuánto ha costado cubrirla. Para llegar a ese resultado se han utilizado los precios estimados de la energía a futuro que se han mencionado en la primera parte del proyecto. Como se puede observar el ahorro por la cobertura de los paneles es pequeño, ya que en el sistema futuro con alta penetración de fotovoltaica, el precio en las horas en las que se utilizan los paneles será previsiblemente muy bajo, mientras que el ahorro derivado del uso de las baterías en las horas nocturnas es muy elevado, ya que en esas horas el coste marginal estará determinado por los ciclos combinados, o las tecnologías que lo desplacen de la cobertura de la demanda que ofertarán a ese mismo precio de los ciclos.

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

7.1 VALORACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

La vida útil de una batería de ion-litio es de aproximadamente de 5.000 ciclos de carga y descarga, lo que equivale a 500 ciclos en 11 años en el contexto del proyecto. Sin embargo, si la batería llega a los 3.500 ciclos, su rendimiento disminuye significativamente, por lo que un uso razonable son 350 ciclos anuales, aproximadamente un ciclo diario.

El precio de la energía que sirve para estimar los ingresos de este proyecto se calcula tomando como referencia el precio del ciclo combinado de cada mes del periodo de la simulación tal como se ha explicado en el apartado Parte I5.15.1. Sin embargo, el precio medio anual de la energía, teniendo en cuenta todas las tecnologías varía según el caso de estudio

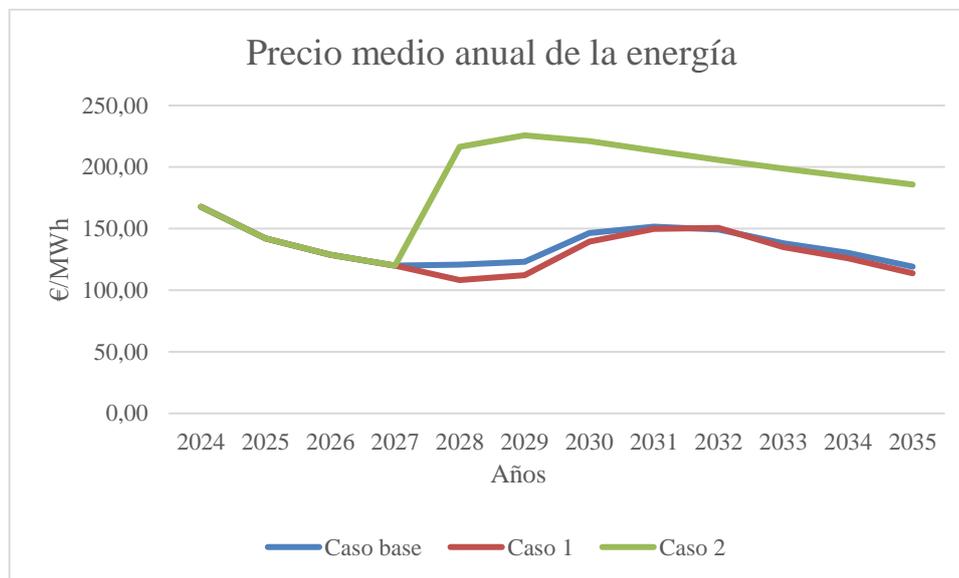


Ilustración 13: Gráfica de precio medio anual de la energía

Para el caso 2 el precio medio del ciclo combinado y el de la energía son similares, ya que el ciclo combinado es la tecnología que predomina en este caso. Sin embargo, para el caso

1 y el caso base esto no es así. El precio baja por la alta generación de energías renovables que son capaces de cubrir todo el consumo.

Para los resultados se ha estimado un IPC del 1,8% siguiendo las estimaciones del BCE [3].

A continuación, se representa, para cada uno de los casos, el resultado de la inversión en unas baterías de 20 MW para arbitrar en mercado, como diferencia entre los ingresos por venta de la energía a la red, y la amortización de la batería, que permanece constante en todos los casos. Se ha estimado que el precio de unas baterías de 20 MW es de alrededor de 20 millones de euros y su mantenimiento se ha considerado nulo en este apartado ya que en los once años de estudio las baterías no alcanzan un número de ciclos que suponga una alta necesidad de mantenimiento.

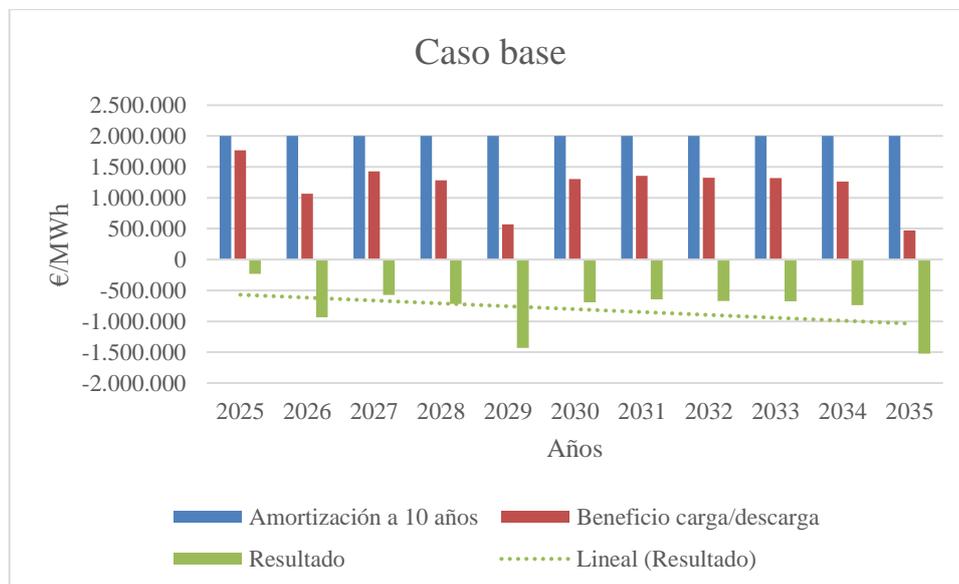


Ilustración 14: Evolución del resultado para el caso base

En el caso base, el resultado de la actividad es negativo desde el primer año y con una tendencia decreciente (hasta un millón y medio de euros al año) . La rentabilidad, que se muestra en el gráfico siguiente, es obviamente también negativa (hasta -7,5%) Esto quiere decir que la inversión en almacenamiento con baterías, siendo relevante desde el punto de

vista de acompañamiento al despligue de renovables, aprovechamiento de la energía de los excedentes solares y eólicos, medioambientalmente..., pero no es sostenible por sí misma.

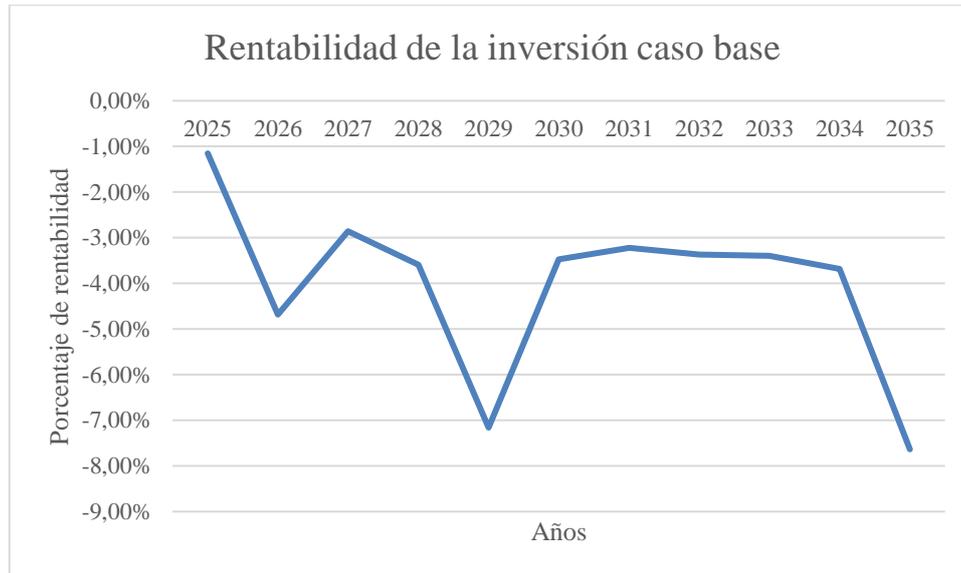


Ilustración 15: Rentabilidad del caso base

Para el caso 1, el resultado de la actividad es igualmente negativo en todos los años, llegando hasta -1,7 millones de euros, y por tanto la rentabilidad es negativa, hasta casi un -9%.

La industria se beneficia de los precios de la energía al cambiar sus hábitos de consumo, pero la instalación de la batería no es rentable ni sostenible por sí misma.

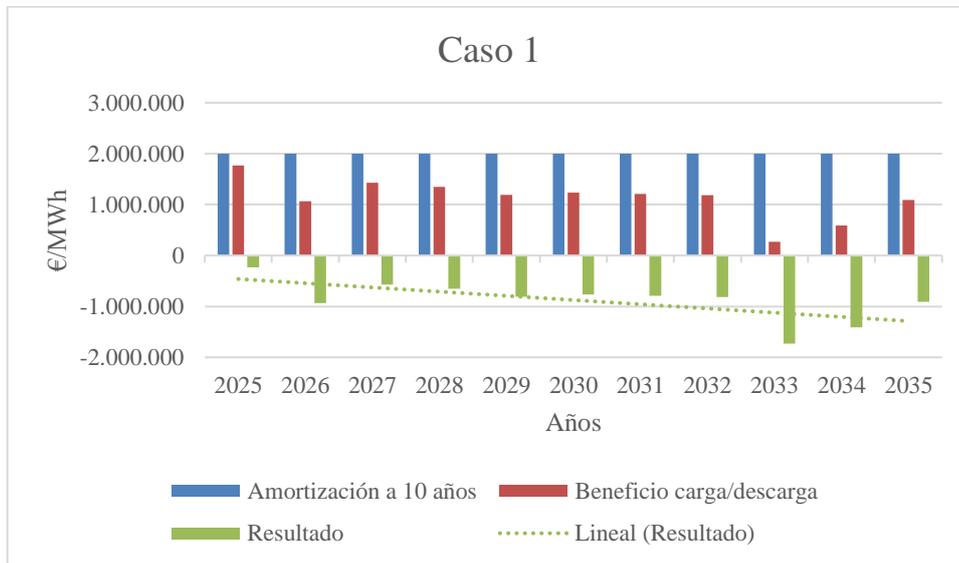


Ilustración 16: Evolución del resultado para el caso 1

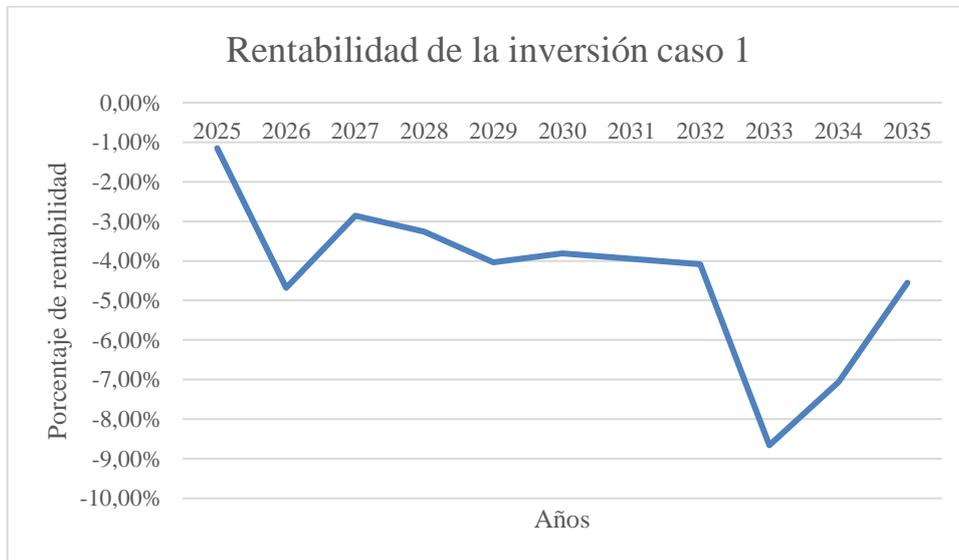


Ilustración 17: Rentabilidad del caso 1

Para el caso 2, la electrificación de la movilidad consume los excedentes producidos por las renovables. La batería no participa en el mix, por tanto, no tiene sentido realizar la inversión. A partir del año 2029 no se encuentra ningún momento en el que la generación sea superior al consumo, por tanto, no hay excedentes.

Se calcula igualmente la rentabilidad de la inversión que es negativa hasta -10% en los años en os que no hay ingresos, sólo el coste de la amortización de la batería.

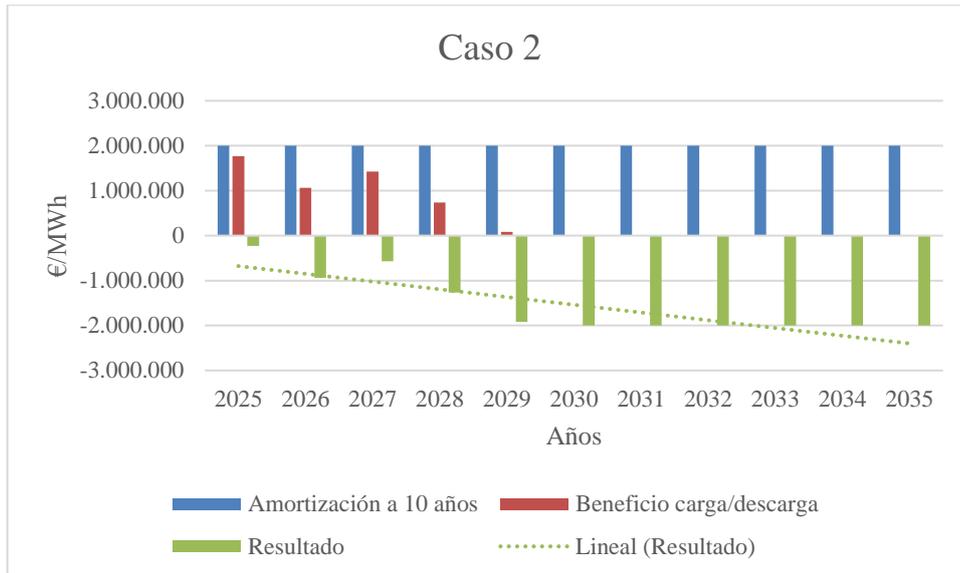


Ilustración 18: Evolución del resultado para el caso 2



Ilustración 19: Rentabilidad del caso 2

7.2 VALORACIÓN DE LOS EXCEDENTES DE ENERGÍA

En el apartado 5.3.4, en la *Tabla 10: Cantidad de hidrógeno verde por año producido con excedentes* se recogen las toneladas de hidrógeno verde que se podrían producir con todos los excedentes de energía del caso base.

El coste medio de producción del hidrógeno se estima en 4€/kg de los años 2024 a 2029, y a partir del año 2030 se estima que se reducirá a la mitad (2€/kg) debido a los avances tecnológicos, políticas gubernamentales y apoyo, innovación en almacenamiento y transporte...

En relación al precio de venta del hidrógeno, no se han encontrado muchas fuentes sobre el mismo, por lo que se ha decidido utilizar un precio medio de 5,5€/kg durante todos los años del estudio.

Considerando las estimaciones explicadas en los párrafos anteriores, los excedentes de energía renovable del sistema podrían utilizarse para producir hidrógeno verde generando beneficios modestos (entre 1 y 2,7 millones de €).

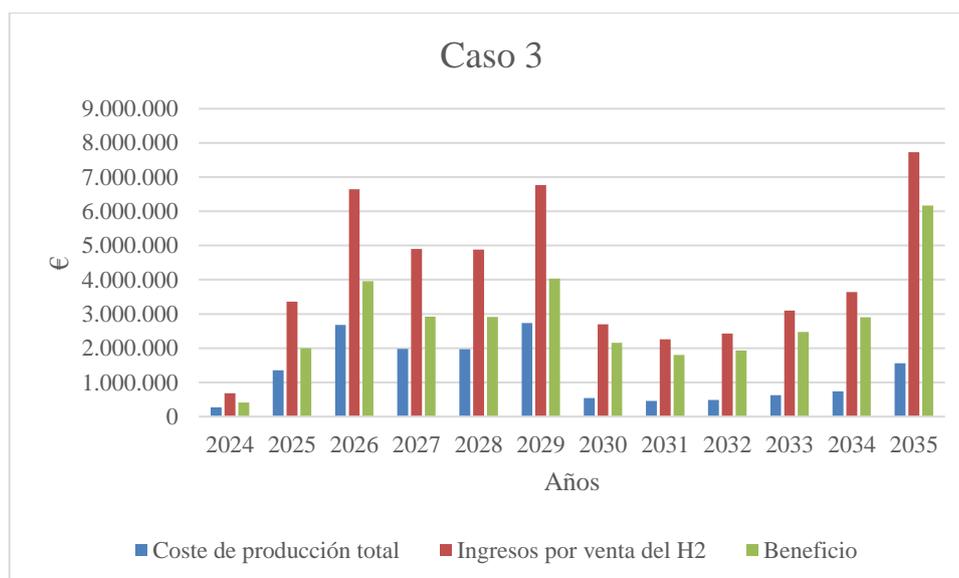


Ilustración 20: Valoración de los excedentes de energía

Cabe destacar que los excedentes de energía que se han obtenido en las simulaciones son los debidos a la generación de solar fotovoltaica y eólica, aunque con mayor participación de la primera. Se trata, por tanto, de unos excedentes que están concentrados en las horas centrales del día

7.3 ANÁLISIS COMUNIDAD ENERGÉTICA

Para este caso de estudio al igual que para el anterior se va a asumir un ciclo de carga y descarga máximo por día. Esto nos deja que, en los once años de estudio la batería acumularía un total de 4.015 ciclos. Sin embargo, se muestra en el siguiente gráfico cómo varía el rendimiento de una batería según sus ciclos de carga y descarga.

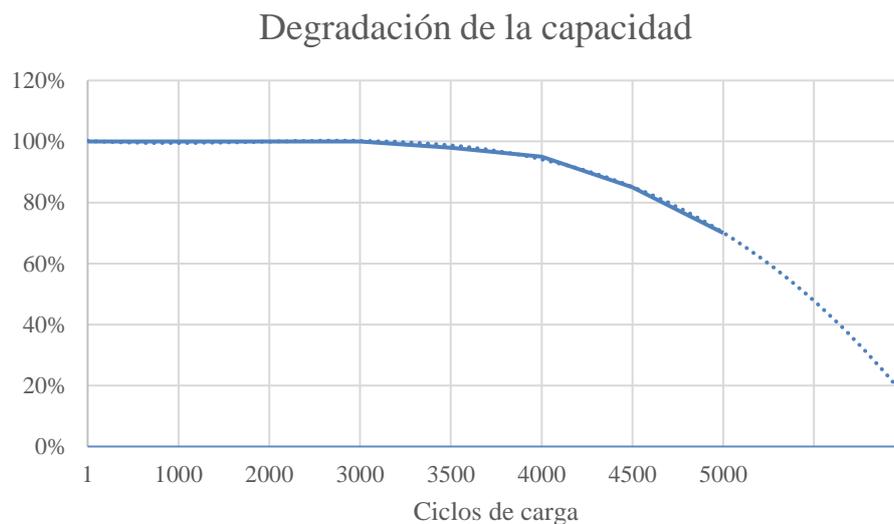


Ilustración 21: Degradación de la capacidad de una batería

Como se puede observar, la degradación en 4.000 ciclos no supone una gran diferencia para la batería y por tanto no se va a tener en cuenta en los cálculos de costes de la inversión.

El cálculo de la inversión de los paneles solares se ha realizado a través de la potencia pico instalada. A ella se le han añadido 1.000 € de gastos de instalación. Se han decidido amortizar linealmente en 11 años, que son los años de estudio. Los paneles solares se suelen amortizar a 35 años, pero se ha decidido amortizarlos durante el periodo de estudio.

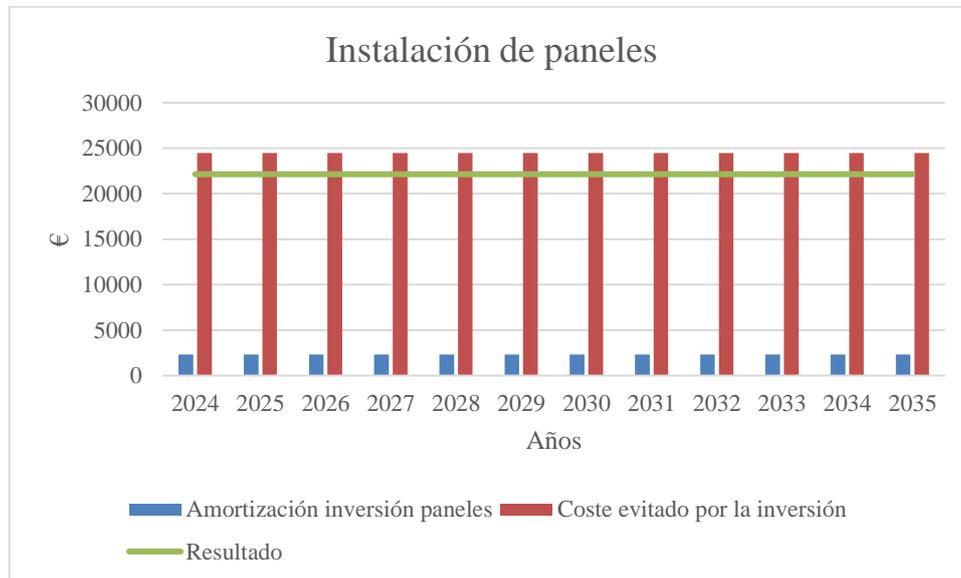


Ilustración 22: Evolución de la inversión de paneles solares en la comunidad energética

Como podemos observar, los gastos se cubren con creces y sale increíblemente rentable realizar esta inversión. Actualmente muchas comunidades están llevando a cabo este tipo de instalaciones por su gran rentabilidad. Se puede observar en la gráfica a continuación, en la que la rentabilidad se encuentra por encima del 95%.

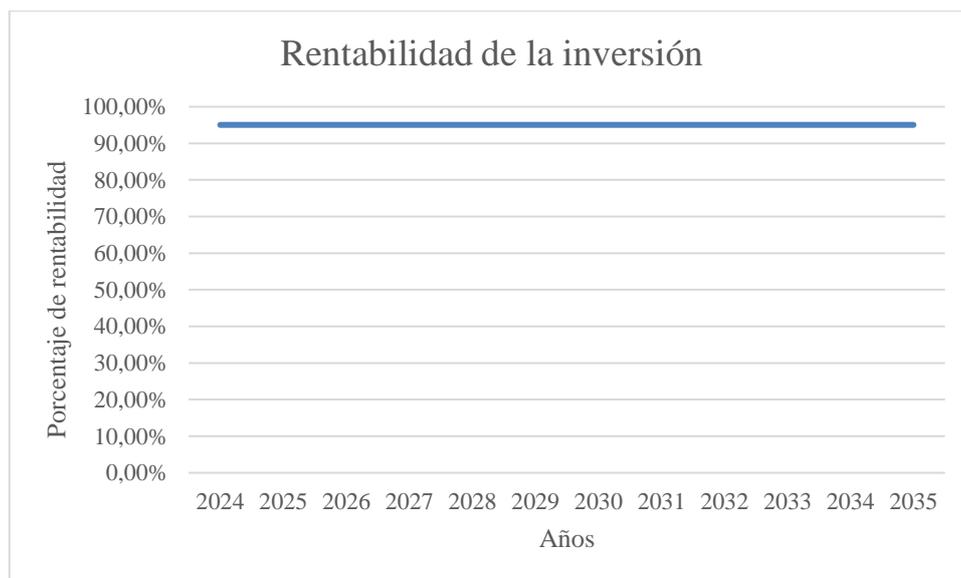


Ilustración 23: Rentabilidad de la instalación de paneles solares en la comunidad energética

Con respecto a la instalación de baterías podemos observar que el resultado, aunque tiene menor rentabilidad, sería el apropiado para poder obtener todos los beneficios de una comunidad energética.

La instalación de las baterías tiene un coste de aproximadamente 1.000 € por cada kW de energía. Se ha decidido amortizar linealmente en 11 años, que es lo que dura el estudio y a partir de los cuales su rendimiento empieza a empeorar.

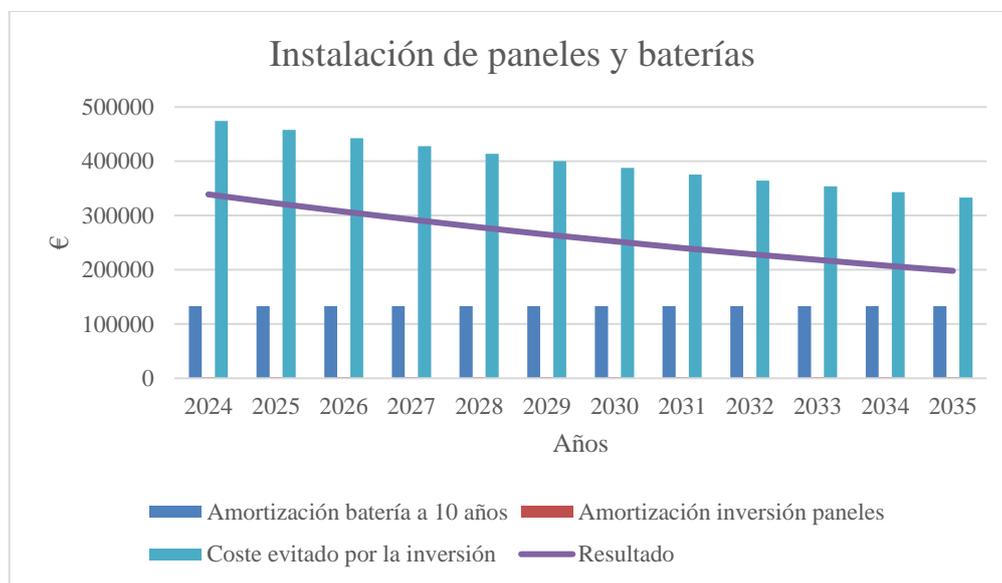


Ilustración 24: Resultado de la instalación de paneles y baterías para la comunidad energética

El coste de la batería y su amortización a lo largo de los años es lo que encarece la inversión y lo que hace que se reduzca el resultado de la inversión. Por otro lado, la rentabilidad de esta inversión es decreciente y bastante menor que la de la instalación de paneles, manteniéndose por debajo del 15% en todo momento.

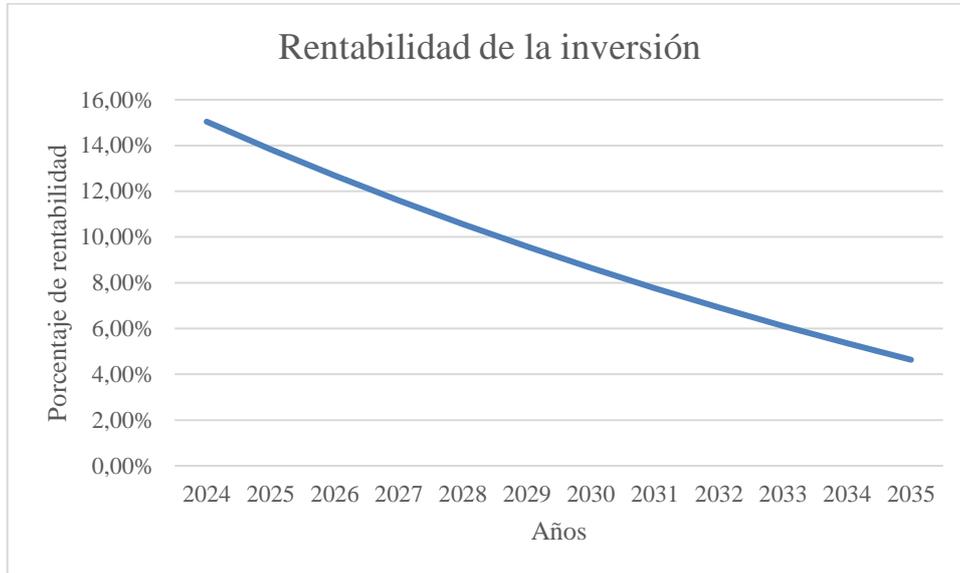


Ilustración 25: Rentabilidad de instalación de paneles y baterías en la comunidad energética

8. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este proyecto se ha desarrollado un programa de optimización no lineal con el objetivo de analizar y optimizar el comportamiento horario de una batería de ion-litio en un sistema de generación y consumo de energía eléctrica. El proyecto se enfoca en simular el periodo desde 2024 hasta 2035, considerando diversos escenarios y variables para evaluar el rendimiento y la viabilidad económica de la batería en diferentes condiciones. A continuación, se resume el proceso, las principales conclusiones y aportaciones del proyecto:

Estimaciones y Cálculo de la Demanda a Futuro

Se realizó una estimación de la demanda futura de energía eléctrica en la península ibérica, basada en un perfil de consumo medio que consideró los datos de demanda de energía desde 2009 hasta 2019, excluyendo los años 2020-2022 debido a circunstancias excepcionales. Se tuvieron en cuenta patrones de consumo mensual, semanal y diario para representar la variabilidad de la demanda.

Proyección de la Generación de Energía:

Se proyectó la potencia instalada de diversas tecnologías de generación de energía eléctrica hasta 2035, incluyendo eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, hidráulica, entre otras. Se utilizaron datos del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) y del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para realizar estas proyecciones.

Modelo de Optimización Matemática:

Se planteó un modelo matemático de optimización no lineal para analizar y optimizar la operación de la batería de ion-litio en el sistema. El modelo considera variables como la capacidad máxima de carga y descarga de la batería, eficiencias de carga y descarga, límites de potencia de generación, entre otros.

Análisis de Escenarios:

Se evaluaron diferentes escenarios: un caso base, un caso con cambio en los patrones de consumo industrial, y un caso con vehículos eléctricos. Se analizó cómo estos cambios afectan la generación, demanda y excedentes de energía, así como la rentabilidad económica del proyecto. Se observó que el cambio en los patrones de consumo industrial y la adopción de vehículos eléctricos pueden tener impactos significativos en la operación del sistema.

Valoración Económica:

Se realizó una valoración económica de la inversión en la batería de ion-litio en cada escenario. Se calcularon los ingresos por venta de energía y se restaron los costes operativos, incluyendo la amortización de la batería. Se observó que, en el caso base, la rentabilidad del proyecto oscila entre 2% y -1.5% en los años de simulación, mientras que en otros casos, como el caso de vehículos eléctricos, ni si quiera tiene sentido hablar de rentabilidad.

Producción de Hidrógeno Verde:

Se evaluó la posibilidad de utilizar los excedentes de energía para producir hidrógeno verde. Se estimó la cantidad de hidrógeno verde que se podría producir a partir de los excedentes y se calculó un beneficio asociado. Se consideró el coste de producción y el precio de venta del hidrógeno en el cálculo.

Comunidad Energética:

A pesar de la poca rentabilidad inicial evidenciada por el análisis de la inversión en paneles solares y baterías para la comunidad energética, es crucial reconocer su importancia estratégica. Estas instalaciones desempeñan un papel fundamental en la transición hacia fuentes más limpias y sostenibles. Aunque la rentabilidad pueda parecer limitada, es necesario considerar la contribución positiva a la reducción de emisiones de carbono y la creación de un modelo energético más resiliente y descentralizado, en este caso en mercados locales. La inversión en almacenamiento y generación de energía renovable en comunidades no solo se traduce en términos económicos, sino que también contribuye significativamente a la sostenibilidad y al bienestar a largo plazo.

Conclusiones Generales

El proyecto ha permitido analizar de manera detallada y sistemática el comportamiento horario de una batería de ion-litio en un sistema de generación y consumo de energía eléctrica. Se ha demostrado que el modelo de optimización propuesto puede ser útil para tomar decisiones informadas sobre la operación de la batería en diferentes contextos. Se destacan las siguientes aportaciones:

1. **Desarrollo del Modelo de Optimización:** Se ha diseñado y aplicado un modelo matemático de optimización no lineal que considera múltiples variables y condiciones para determinar la operación óptima de la batería en función de la demanda, generación y precios.
2. **Análisis de Escenarios:** Se han evaluado varios escenarios, lo que permite comprender cómo diferentes cambios en la demanda, generación y uso de tecnologías pueden influir en la operación de la batería y en la rentabilidad del proyecto.
3. **Valoración Económica y Rentabilidad:** Se ha proporcionado una evaluación económica detallada de la inversión en la batería en diferentes situaciones, ayudando a comprender la viabilidad financiera a largo plazo.
4. **Producción de Hidrógeno Verde:** Se ha explorado la posibilidad de utilizar los excedentes de energía para producir hidrógeno verde, lo que representa una oportunidad adicional de generación de ingresos y contribuye a la transición hacia fuentes de energía más limpias.

Las conclusiones y aportaciones brindan información valiosa para la toma de decisiones en la implementación de sistemas de almacenamiento y optimización energética en un contexto dinámico y cambiante en el que la rentabilidad de los proyectos es clave, pero también otras circunstancias como asegurar la continuidad del suministro, aprovechamiento de la energía, independencia energética y otros beneficios medioambientales.

El estudio concluye que los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías para arbitrar en mercado no son realmente rentables en el contexto regulatorio actual, en los que los ingresos se obtienen arbitrando en mercados a corto plazo.

Sin embargo, como ya hemos mencionado, es imprescindible desarrollar e implantar tecnologías de almacenamiento que acompañen al despliegue masivo de renovables, por lo que se hacen necesarios mecanismos adicionales que permitan remunerar correctamente las inversiones en almacenamiento y que estén relacionados con la capacidad que estos sistemas pongan a disposición del sistema eléctrico. Estos mecanismos deben estar en línea y ser compatibles con la regulación sectorial europea.

En relación al posible desarrollo futuro de este trabajo sería interesante estudiar cómo la interconexión del sistema peninsular español, tanto con las islas como con los países vecinos, impacta al comportamiento del sistema. Otra opción sería investigar algún otro tipo de mecanismos de capacidad que remuneren las inversiones en sistemas de almacenamiento.

El desarrollo tecnológico de los sistemas de almacenamiento con baterías implicará mayor eficiencia, menor tamaño, menores costes y mayor capacidad de almacenamiento, luego se espera que con la evolución tecnológica y los cambios regulatorios este sistema necesario para acompañar la transición energética sea también rentable.

9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Red Eléctrica. "REData - Potencia instalada." Red Eléctrica de España. Última actualización: [Junio 2023]. <https://www.ree.es/es/datos/rea>.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. "Nota explicativa del borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030." 2021. https://www.miteco.gob.es/images/es/notaexplicativadelborradordelpniec2021-2030_tcm30-487346.pdf
- [3] Gavilán, Ángel. "PROYECCIONES MACROECONÓMICAS DE ESPAÑA 2023-2025". Presentación. Madrid, 22 de marzo de 2023