



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

VALORACIÓN DE LA RENTABILIDAD DE LAS BATERÍAS EN EL MERCADO IBÉRICO

Autor: Ana Pascual Rubio

Director: Rosendo Castañón Naseiro

Co-directores: Mauro Miranda García, Ricardo Moreno Alonso

Madrid

Agosto de 2024

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Valoración de la rentabilidad de las baterías en el mercado ibérico”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico **2023/2024** 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 Pascual Rubio

Fecha: 17/08/2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Rosendo Castañón Naseiro Fecha: 29/08/2024

LOS CO-DIRECTORES DEL PROYECTO



Fdo.: Mauro Miranda García Fecha: 29/08/2024



Fdo.: Ricardo Moreno Alonso Fecha: 29/08/2024

VALORACIÓN DE LA RENTABILIDAD DE LAS BATERÍAS EN EL MERCADO IBÉRICO

Autor: Pascual Rubio, Ana

Director: Castañón Naseiro, Rosendo

Co-directores: Miranda García, Mauro; Moreno Alonso, Ricardo

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto evalúa la rentabilidad económica de las baterías en el mercado eléctrico. Para ello se desarrolla un modelo matemático que gestione el comportamiento de la batería en el mercado diario, se generan predicciones de los precios de la electricidad en los próximos 15 años y se simula la operación de la batería para estimar los ingresos generados. Por último, a partir de dichos ingresos se crea un modelo financiero para analizar la rentabilidad del proyecto.

Palabras clave: almacenamiento de energía, baterías, mercado de electricidad

1. Introducción

La creciente integración de las energías renovables en el sistema eléctrico está provocando un aumento en la canibalización de los precios de la electricidad. En torno al mediodía los precios son cada vez más baratos, al haber una mayor oferta de energía verde, que tiene un coste marginal cercano a cero. Y una vez entrada la tarde, cuando esta oferta disminuye, el resto de las plantas de generación aumentan los precios para compensar lo no vendido durante el día. Esta creciente diferencia entre mínimo y máximo, conocida como spread de precios, supone una gran oportunidad para el arbitraje de energía, que se fundamenta en comprar barato y vender caro.

El proyecto estudia los ingresos generados por una batería de iones de litio con una estrategia de arbitraje en el Mercado Ibérico de Electricidad, o MIBEL. En concreto, se modela una batería de 10MW y 2 horas, pero la estructura del proyecto permite la especificación de estos valores, de manera que se puedan recrear los resultados fácilmente para baterías con distintas características.

La eficacia de la estrategia de operación diseñada se comprueba simulando su comportamiento en distintos escenarios de precios futuros de la energía, generados con el modelo de predicción autorregresiva SARIMAX.

2. Modelo de Predicción de Precios

Los precios de la electricidad tienen una fuerte componente estacional, dependiendo su valor de la hora del día, el día de la semana e incluso el mes del año. Pero además se ven influenciados por una variedad de factores externos, como por ejemplo la política y las condiciones meteorológicas.

SARIMAX es un modelo autorregresivo y estacional, que no solo captura las dinámicas de los datos históricos, sino que además permite integrar una variable externa indicando la estacionalidad de los datos futuros. Esto lo convierte en un modelo muy apropiado para la

estimación de los precios futuros de la energía, y por eso es el fundamento de los precios generados en el Capítulo 3. , que se muestran a continuación:

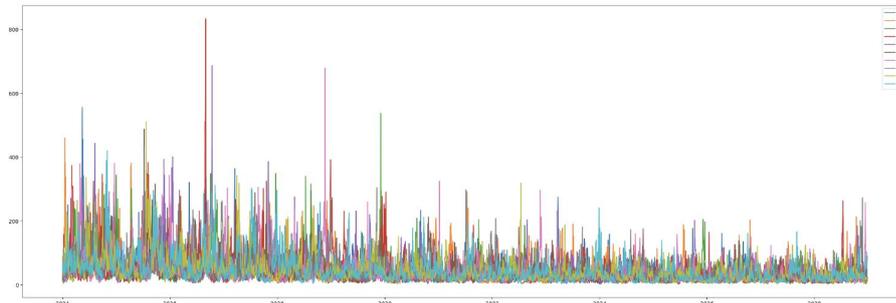


Figura 1. Muestra de los precios futuros generados

3. Modelo de Operación de la Batería

Se construye un modelo que gestione el día a día de la batería, de manera que, conociendo de antemano el perfil de precios del día, se establezca para cada hora si se va a comprar o vender y en qué cantidades. Estas decisiones dependerán no solo del perfil de precios, sino también del estado de la batería, como su carga a las 00h y su capacidad en cada momento.

En el Capítulo 4. se desarrolla un modelo de optimización lineal con el fin de maximizar los beneficios del arbitraje en un día concreto. Se deberán cumplir distintas restricciones como no comprar y vender a la vez, no comprar más de lo que se puede almacenar, o vender más de lo que se tiene almacenado, etc. Además, se han implementado dos restricciones adicionales para definir distintas estrategias de operación:

- Número máximo de ciclos que se pueden completar al día, para evitar un ciclado excesivo
- Mínimo beneficio por ciclo requerido, para incorporar el coste de oportunidad que supone ciclar un día, cuando puede resultar más beneficioso esperar a un spread de precios mayor

Cada una de las combinaciones de estas variables se considera una estrategia de operación distinta, y se van a simular varias de ellas para dar con la óptima. La Figura 2 muestra, para un mismo día, el comportamiento del modelo con dos estrategias distintas:

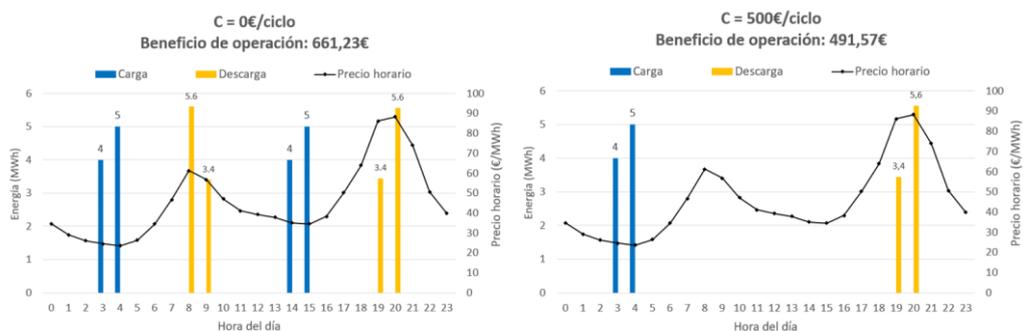


Figura 2. Comportamiento del modelo de operación diario

Una vez definido el modelo de operación diario, es necesario incorporarlo en un modelo continuo, que se encargue de gestionar la batería a lo largo de su vida útil. Para cada día de los precios simulados se ejecuta el modelo de optimización lineal, proporcionando la carga

final del día, los ciclos completados y el beneficio obtenido. Tal como se refleja en la Figura 3, la carga final regresa al modelo de operación diaria como carga inicial del nuevo día; el beneficio se va acumulando junto al resto de beneficios diarios; y el número de ciclos completados se utiliza para actualizar la capacidad de la batería a medida que se desgasta por el uso.

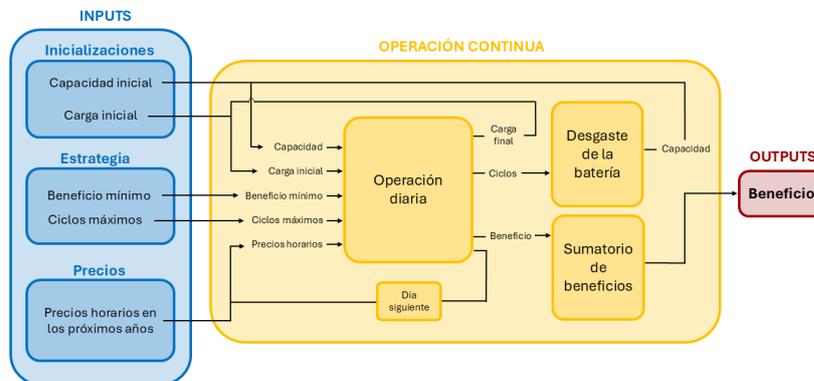


Figura 3. Diagrama de bloques de la operación continua de la batería

4. Simulación Montecarlo

Para obtener una buena estimación de los beneficios obtenidos con la participación en el mercado diario, en el Capítulo 5. se ejecuta el modelo de operación de la batería sobre mil escenarios de precios futuros. Tras un estudio inicial de las posibles estrategias a utilizar, se concluye que una con 2 ciclos máximos diarios y un beneficio mínimo por ciclo de 70€, supone los mayores beneficios totales. La Figura 4 muestra los ingresos anuales obtenidos en cada simulación, así como la tendencia media, mientras que la Figura 5 muestra la distribución de los ingresos totales obtenidos, trayéndolos al valor presente utilizando una tasa de descuento del 6%.

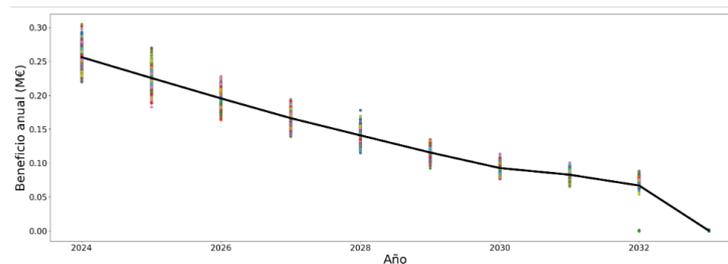


Figura 4. Ingresos anuales: mil simulaciones y media

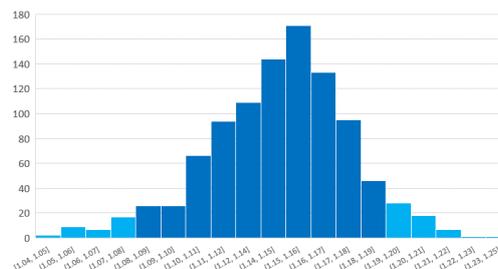


Figura 5. Histograma del valor actual neto de los ingresos

5. Análisis Financiero

Los ingresos anuales obtenidos se incorporan en un modelo financiero, desarrollado en el Capítulo 6. , con el fin de estudiar la rentabilidad económica del proyecto. Para ello es necesario especificar el resto de los componentes involucrados:

- La inversión inicial (CAPEX), como el precio de adquisición de la batería
- Los costes de operación (OPEX), como los costes de mantenimiento y costes asociados a la participación en el mercado
- La depreciación de la batería
- Los ingresos obtenidos por la participación en otros mercados, como el intradiario, el de servicios auxiliares y el de capacidad

La rentabilidad esperada en este tipo de proyectos es de entorno al 6%. Sin embargo, sin ningún contrato de capacidad que genere unos ingresos extra, la tasa interna de retorno (TIR) del presente proyecto resulta ser del 2%, asumiendo unas pérdidas de 0,3M€.

Realizando una evaluación de la rentabilidad objetivo, resulta que para obtener una TIR mínima del 6% es necesario entrar en un contrato de capacidad a 5 años con un precio mínimo de 12.540€/MW por año, que consiga suplir dichas pérdidas.

6. Conclusiones

Aunque en la última década se ha reducido exponencialmente, el costo de las baterías es todavía un obstáculo a la hora de generar beneficios participando en los mercados tradicionales. Sin embargo, según las expectativas de precios, en un par de años este factor dejará potencialmente de ser un obstáculo para este tipo de proyectos.

Al margen de esto, la participación en los mercados de capacidad resulta fundamental para cubrir la inversión en la batería, permitiendo generar ingresos extra a costa de un desgaste mínimo de la misma. O, por otro lado, contar con ayudas al CAPEX que subvencionen una proporción de la inversión sería otra estrategia para alcanzar la rentabilidad.

ASSESSMENT OF THE PROFITABILITY OF BATTERIES IN THE IBERIAN ELECTRICITY MARKET

Author: Pascual Rubio, Ana

Director: Rosendo Castañón Naseiro

Co-directors: Mauro Miranda García, Ricardo Moreno Alonso

SUMMARY OF THE PROJECT

This project evaluates the economic profitability of batteries in the electricity market. To this end, a mathematical model is developed to manage the behavior of the battery in the daily market, electricity price predictions are generated for the next 15 years, and the operation of the battery is simulated to estimate the income generated. Finally, based on these revenues, a financial model is created to analyze the profitability of the project.

Key words: energy storage, batteries, electricity market

1. Introduction

The increasing integration of renewable energies into the electricity system is causing an increase in the cannibalization of electricity prices. Around midday, prices are increasingly cheaper, as there is a greater supply of green energy, which has a marginal cost close to zero. And once the afternoon comes, when this supply decreases, the rest of the generation plants increase prices to compensate for what was not sold during the day. This growing difference between minimum and maximum, known as price spread, represents a great opportunity for energy arbitrage, which is based on buying low and selling high.

The project studies the revenues generated by a lithium-ion battery with an arbitrage strategy in the Iberian Electricity Market, or MIBEL. Specifically, a 10MW, 2-hour battery is modeled, but the structure of the project allows the specification of these values, so that the results can be easily recreated for batteries with different characteristics.

The effectiveness of the designed operation strategy is tested by simulating its behavior in different scenarios of future energy prices, generated with the SARIMAX autoregressive prediction model.

2. Price Prediction Model

Electricity prices have a strong seasonal component, with their value depending on the time of day, the day of the week and even the month of the year. But they are also influenced by a variety of external factors, such as politics and weather conditions.

SARIMAX is an autoregressive and seasonal model, which not only captures the dynamics of historical data, but also allows the integration of an external variable indicating the seasonality of future data. This makes it a very appropriate model for estimating future energy prices and is therefore the basis for the prices generated in Chapter 3, which are shown below:

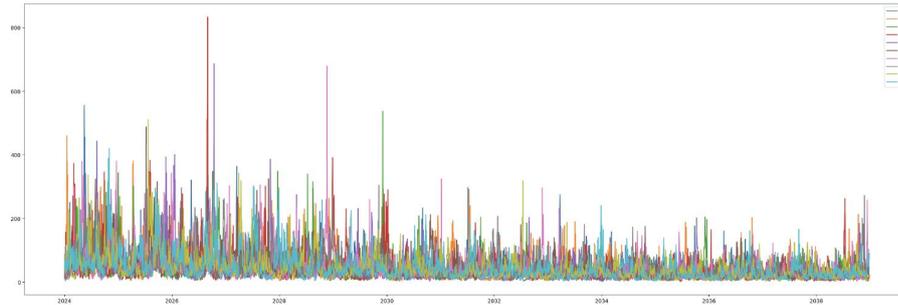


Figure 6. Sample of the generated prices

3. Battery Operating Model

A model is built to manage the day-to-day management of the battery, so that, knowing in advance the price profile of the day, it is established for each hour whether to buy or sell and in what quantities. These decisions will depend not only on the price profile, but also on the state of the battery, such as its charge at 00h and its capacity at each moment.

In Chapter 4, a linear optimization model is developed in order to maximize arbitrage profits on a given day. Different constraints such as not buying and selling at the same time, not buying more than what can be stored, or selling more than what is stored, etc., must be met. In addition, two additional restrictions have been implemented to define different trading strategies:

- Maximum number of cycles that can be completed per day, to avoid excessive cycling
- Minimum profit per cycle required, to incorporate the opportunity cost of cycling one day, when it may be more beneficial to wait for a wider price spread

Each of the combinations of these variables is considered a different operating strategy, and several of them will be simulated to find the optimal one. Figure 2 shows, for the same day, the behavior of the model with two different strategies:

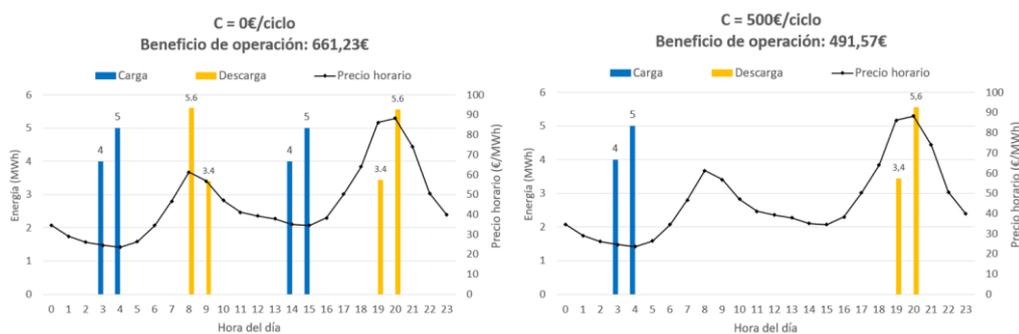


Figure 7. Behavior of the daily operating model

Once the daily operation model has been defined, it is necessary to incorporate it into a continuous model, which is responsible for managing the battery throughout its useful life. For each day of the simulated prices, the linear optimization model is run, providing the final load of the day, the completed cycles and the profit obtained. As reflected in Figure 3, the final charge is returned to the daily operating model as the initial charge of the new day; the benefit is accumulated along with the other daily benefits; and the number of completed cycles is used to update the battery capacity as it wears out from use.

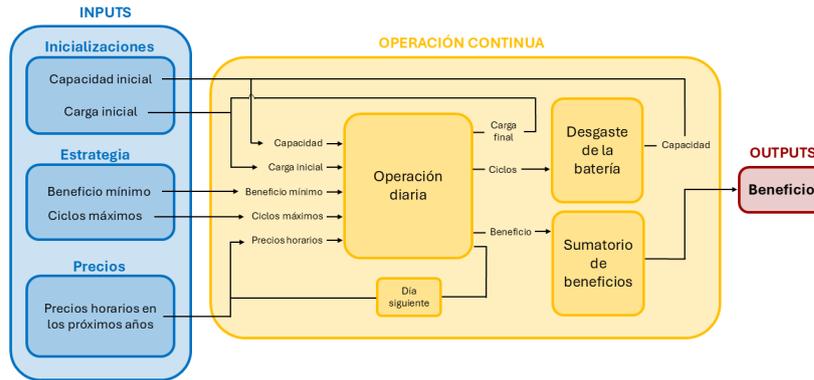


Figure 8. Block diagram of continuous battery operation

4. Montecarlo Simulation

In order to obtain a good estimate of the profits obtained with the participation in the daily market, in Chapter 5, the battery operation model is run on a thousand future price scenarios. After an initial study of the possible strategies to be used, it is concluded that one with 2 maximum daily cycles and a minimum profit per cycle of 70 €, represents the highest total profits. Figure 4 shows the annual revenues obtained in each simulation, as well as the average trend, while Figure 5 shows the distribution of the total revenues obtained, bringing them to present value using a discount rate of 6%.

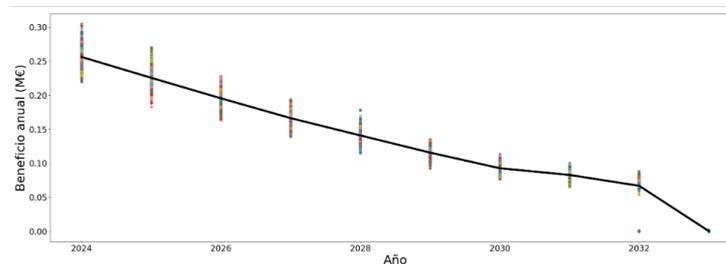


Figure 9. Annual revenues: 1,000 simulations and average

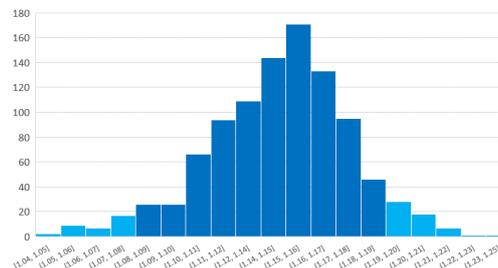


Figure 10. Histogram of net present value of revenues

5. Financial Analysis

The annual revenues obtained are incorporated into a financial model, developed in Chapter 6, in order to study the economic profitability of the project. For this purpose, it is necessary to specify the rest of the components involved:

- Initial investment (CAPEX), such as the purchase price of the battery.

- Operating costs (OPEX), such as maintenance costs and costs associated with market share.
- Battery depreciation
- Revenues from participation in other markets, such as the intraday, ancillary services and capacity markets.

The expected return on this type of project is around 6%. However, without any capacity contract to generate extra revenue, the internal rate of return (IRR) of this project is 2%, assuming a loss of €0.3M.

An evaluation of the target profitability shows that in order to obtain a minimum IRR of 6% it is necessary to enter into a 5-year capacity contract with a minimum price of 12,540€/MW per year, which will make up for these losses.

6. Conclusions

Although in the last decade it has been reduced exponentially, the cost of batteries is still an obstacle when it comes to generating profits by participating in traditional markets. However, according to price expectations, in a couple of years this factor will potentially cease to be an obstacle for this type of projects.

Apart from this, participation in capacity markets is essential to cover the investment in the battery, making it possible to generate extra income at the cost of minimal wear and tear on the battery. Or, on the other hand, having CAPEX grants that subsidize a proportion of the investment would be another strategy to achieve profitability.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	1
1.1 Estado de la cuestión	2
1.2 Motivación del proyecto.....	4
1.3 Objetivos del proyecto.....	6
1.3.1 Simulación de precios futuros de la energía	7
1.3.2 Modelado del sistema de operación de la batería.....	7
1.3.3 Simulación de operación	8
1.3.4 Modelo financiero	8
1.4 Planificación.....	8
1.5 Recursos	10
Capítulo 2. Contexto del Proyecto.....	11
2.1 Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) y Oportunidades de Arbitraje.....	11
2.2 Baterías para el Almacenamiento de Energía Eléctrica.....	13
2.3 Simulación de Series Temporales con SARIMAX	14
Capítulo 3. Modelo de Predicción de Precios	16
3.1 Exploración de los Datos.....	16
3.2 Estacionalidad de los Precios	18
3.3 Selección de los Datos.....	20
3.4 Tendencia de la Media Anual.....	21
3.5 Generación de Precios Futuros.....	22
3.5.1 Superposición de Perfiles.....	22
3.5.2 Modelo SARIMAX	24
3.5.3 Resultados de la Predicción	26
3.5.4 Verificación de los Resultados	29
Capítulo 4. Modelo de Operación de Batería	30
4.1 Parámetros de la Batería.....	30
4.1.1 Desgaste de la batería	30
4.2 Modelo de Arbitraje	32
4.2.1 Inputs	33

4.2.2 Modelo de Operación Diaria	34
4.2.3 Outputs	37
4.2.4 Ejemplo de Operación Diaria	37
4.3 Operación Continua de la Batería.....	38
Capítulo 5. Simulación Montecarlo.....	43
5.1 Resultados	45
Capítulo 6. Análisis Financiero del Proyecto.....	49
6.1 Modelo Financiero	49
6.1.1 Coste de Inversión Inicial (CAPEX).....	49
6.1.2 Costes de Operación (OPEX).....	50
6.1.3 Depreciación	50
6.1.4 Ingresos	52
6.2 Evaluación del Escenario Base.....	56
6.3 Evaluación de la Rentabilidad Objetivo.....	58
Capítulo 7. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	60
7.1 Simulación de Precios Sesgada	61
7.2 Desarrollo de un Modelo de Operación Completo.....	62
Capítulo 8. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	63
Bibliografía	65

Índice de ilustraciones

Ilustración 1-1. Evolución de la potencia instalada renovable en España [6]	5
Ilustración 1-2. Previsión de la potencia instalada renovable en España [6][7].....	5
Ilustración 1-3. Perfil diario normalizado de la demanda	6
Ilustración 3-1. Precios horarios históricos de la electricidad	16
Ilustración 3-2. Precios horarios de la electricidad 2020-2023	17
Ilustración 3-3. Franjas horarias de la electricidad [17]	18
Ilustración 3-4. Perfiles de precios diarios normalizados	18
Ilustración 3-5. Perfiles de precios semanales normalizados	19
Ilustración 3-6. Perfiles de precios anuales normalizados.....	19
Ilustración 3-7. Canibalización de los precios de la energía 2018-2023	21
Ilustración 3-8. Tendencia futura del precio medio anual de la energía.....	22
Ilustración 3-9. Estimación del perfil diario los próximos 15 años.....	23
Ilustración 3-10. Media del perfil semanal en los años 2018-2022.....	23
Ilustración 3-11. Componentes determinísticas de la estacionalidad	25
Ilustración 3-12. Variable exógena y componentes.....	25
Ilustración 3-13. Simulación del logaritmo del precio medio diario de la energía en 2024	26
Ilustración 3-14. Simulación del precio medio diario de la energía los próximos 15 años.	26
Ilustración 3-15. Simulación ajustada del precio medio diario de la energía los próximos 15 años.....	27
Ilustración 3-16. Simulación SARIMAX 2024	28
Ilustración 3-17. Media simulación SARIMAX 2024.....	28
Ilustración 3-18. Media estimación por superposición 2024.....	28
Ilustración 3-19. Simulación precios horarios los próximos 15 años.....	29
Ilustración 4-1. Evolución de la capacidad de la batería por uso	31
Ilustración 4-2. Diagrama de bloques de la operación diaria de la batería.....	32
Ilustración 4-3. Comportamiento del modelo de operación	37
Ilustración 4-4. Diagrama de bloques de la operación continua de la batería	38
Ilustración 4-5. Ejemplo input de precios horarios.....	39

Ilustración 4-6. Ejemplo del desgaste de la batería	39
Ilustración 4-7. Ejemplo de los beneficios obtenidos.....	40
Ilustración 4-8. Medias anuales: ciclos diarios, compraventa diaria y capacidad de la batería	41
Ilustración 4-9. Medias anuales: beneficio diario y spread de precios diario.....	41
Ilustración 5-1. Media Montecarlo: Desgaste de la batería	46
Ilustración 5-2. Media Montecarlo: Ciclos y compraventa diarios	46
Ilustración 5-3. Media Montecarlo: Beneficio y spread de precios diarios.....	46
Ilustración 5-4. Media Montecarlo: Beneficios obtenidos	46
Ilustración 5-5. Ingresos anuales: mil simulaciones y media	47
Ilustración 5-6. Acumulación de ingresos: mil simulaciones y media.....	47
Ilustración 5-7. Histograma del NPV de los beneficios totales.....	48
Ilustración 6-1. Precio de las baterías de ion-litio [19].....	50
Ilustración 6-2. Depreciación anual de la batería	52
Ilustración 6-3. Ingresos anuales por participación en el mercado diario	53
Ilustración 6-4. Tendencia de los precios medios anuales del MD y SSAA.....	55
Ilustración 6-5. Ingresos anuales por participación en servicios auxiliares	55
Ilustración 6-6. Escenario base: Ingresos anuales totales.....	56
Ilustración 6-7. Análisis financiero del escenario base	57
Ilustración 6-8. Free Cash Flows del escenario base.....	57
Ilustración 6-9. Análisis financiero del escenario con capacidad.....	59
Ilustración 8-1. Objetivos de Desarrollo Sostenible [1]	63

Índice de tablas

Tabla 1-1. Visualización del cronograma de tareas.....	9
Tabla 1-2. Descripción del cronograma de tareas	9
Tabla 2-1. Resumen de las baterías más comúnmente utilizadas en el mercado eléctrico..	13
Tabla 4-1. Comparación entre spread normalizado y spread de precios	42
Tabla 5-1. Resultados de simulación para distintas estrategias de operación	44
Tabla 5-2. Resultados estrategia 5: media Montecarlo Vs. simulación de la media	45

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Antes de la aparición de las energías renovables, la generación eléctrica estaba estrechamente ligada a la demanda. La generación en centrales eléctricas convencionales, como las de carbón, gas natural o nuclear, respondía al nivel de demanda, ajustando su producción en función de las necesidades de cada momento. Sin embargo, con la llegada y el continuo desarrollo de las energías renovables, esta fuerte relación entre producción y demanda se ve cada vez más atenuada.

A diferencia de las fuentes tradicionales, en las energías renovables, como la solar, eólica o mareomotriz, la producción deja de estar a plena merced del ser humano y responde a factores ambientales, como el sol, el viento o las mareas. Como resultado, la energía generada puede no estar alineada con la cantidad demandada, llevando a producirse un exceso de energía en los valles de demanda, o a la incapacidad de cubrir un pico. Es en este momento, ante este desajuste entre generación y demanda, cuando aumenta la necesidad de métodos de almacenamiento de energía.

Históricamente se han utilizado distintas tecnologías para almacenar el exceso de energía cuando tanto la demanda como los precios son bajos, y poder aprovecharla en un futuro cuando la demanda y los precios suben. La más tradicional de entre todas es el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo [1], que utiliza el excedente de energía para bombear agua a un embalse elevado, para más tarde liberarla y transformar en eléctrica su energía potencial. Otro ejemplo es el almacenamiento térmico, donde la energía se almacena en forma de calor en materiales como sales fundidas [2], transformando la energía térmica en eléctrica cuando se precise.

Sin embargo, estas soluciones presentan ciertas limitaciones. El almacenamiento hidroeléctrico precisa de condiciones geográficas específicas, tiene un impacto

medioambiental considerable y un alto coste de construcción y mantenimiento. Por otro lado, el almacenamiento térmico también lleva asociado un costoso mantenimiento, por no mencionar las dificultades que enfrenta en cuanto a eficiencia y complejidad de las sales empleadas, que requieren un meticuloso control.

Es en este contexto que las baterías emergen como una solución más [3], siendo una tecnología innovadora y versátil. En concreto, las baterías de Iones de Litio (también conocidas como baterías Li-Ion) [4], que dominan en el mercado, ofrecen una alta densidad de energía, eficiencia y flexibilidad, y permiten el almacenamiento y la liberación de energía de manera rápida y eficiente. Es esta capacidad de respuesta inmediata lo que las convierte en una herramienta idónea para jugar con los desequilibrios de la oferta y la demanda en tiempo real, facilitando así la integración de energías renovables en la red eléctrica. A medida que el coste de las baterías continúa disminuyendo y su tecnología avanzando, se van convirtiendo en una pieza fundamental en la transición hacia un sistema energético más sostenible.

Así pues, este proyecto tiene como objetivo principal estudiar el resultado de utilizar una batería Li-Ion para comprar y vender energía en el Mercado Ibérico de Electricidad, también conocido como MIBEL, aprovechándose de las diferencias en precio que se producen a lo largo del día. Esta estrategia se conoce como arbitraje de energía.

1.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN

Las fuentes de energía renovables son necesarias para un futuro energético más sostenible, pero la naturaleza intermitente de estas energías plantea desafíos para la estabilidad y la eficiencia del sistema eléctrico. En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía emergen como una prometedora solución y son objeto de interés de numerosos proyectos. Este apartado analiza diferentes referencias en las que se abordan temas relacionados con el

presente proyecto, como el uso de baterías para complementar la generación renovable y la participación de las mismas en el mercado eléctrico.

Un estudio relevante para el análisis de estrategias de arbitraje en el MIBEL es el realizado por Garrido en [10], que se centra en desarrollar una estrategia avanzada para la gestión de los sistemas de almacenamiento de energía de baterías (conocidos como BESS, por sus siglas del inglés *Battery Energy Storage System*) a gran escala. El autor busca optimizar la operación de estos sistemas de almacenamiento en entornos con una alta penetración de renovables, como es el MIBEL. Usando una compleja estrategia de gestión de energía, el proyecto simula con datos en tiempo real los resultados de la operación en un periodo de un año.

Asimismo, Opathella, Elkasrawy, Mohamed y Venkatesh proponen en [11] otro modelo de optimización para maximizar los ingresos generados por un sistema de almacenamiento de energía (ESS, por sus siglas del inglés *Energy Storage Systems*). A diferencia de [10], Opathella et al. no limitan su estudio a un BESS, sino que también estudian un ESS de volante de inercia y otro de aire comprimido. Y además de seguir una estrategia de arbitraje energético, amplían la participación de estos sistemas en múltiples servicios auxiliares, como la regulación de tensión o la regulación de frecuencia.

Las conclusiones de estos proyectos defienden la importancia de los sistemas de almacenamiento de energía para facilitar la integración de fuentes renovables, siendo piezas fundamentales para atenuar la intermitencia de su producción.

Sin embargo, Hu, Armada y Sánchez realizan en [12] un detallado análisis económico para determinar el potencial y la rentabilidad de los BESS en los principales mercados eléctricos europeos, incluyendo Alemania, Francia, España y Reino Unido. Los resultados indican que los BESS no son viables económicamente para el arbitraje energético, al menos con la situación actual de los mercados europeos. Pero sí que coincide con [10] y [11] respecto al potencial que albergan para mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico, siendo prometedor su uso en servicios de regulación de frecuencia.

Finalmente, Rangel, Canha y Villar evalúan en [9] la rentabilidad de la operación combinada de un parque eólico y un BESS en en MIBEL. Más concretamente, se centra en la integración de un BESS de li-ion en una planta eólica en Sotavento, Galicia, para optimizar la venta de energía generada por la misma. La investigación demuestra que al operar en conjunto se maximiza la rentabilidad del proyecto al conseguir navegar las fluctuaciones de precio en el mercado diario e intradiario del MIBEL. Las baterías permiten almacenar energía durante los periodos de baja demanda y liberarla durante los picos de precios, logrando no solo una mayor estabilidad en los ingresos del proyecto, sino además una mejor integración de la energía eólica en la red. Se resalta así la importancia de la interacción entre la generación renovable y el almacenamiento energético,

1.2 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La evolución de las tecnologías de generación renovable es inminente. Según una nota de prensa de Red Eléctrica [5], en 2023 no solo la generación renovable creció un 15,1%, sino que además logró representar el 50,3% de la producción eléctrica a nivel nacional. La Ilustración 1-1 muestra la evolución de la potencia instalada de energías renovables en España en los últimos años, y según el último borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC [7]), el crecimiento continuará de manera exponencial en los próximos años. El objetivo es alcanzar para el año 2030 un 81% de generación de energía verde, así como un incremento del 50% en la energía renovable instalada. La Ilustración 1-2 combina datos del OMIE [6] con las previsiones del PNIEC [7], mostrando la historia y los objetivos de energía renovable instalada en España.

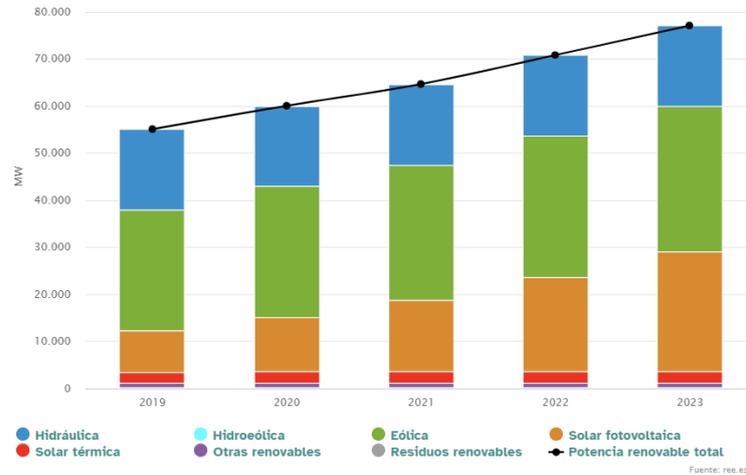


Ilustración 1-1. Evolución de la potencia instalada renovable en España [6]

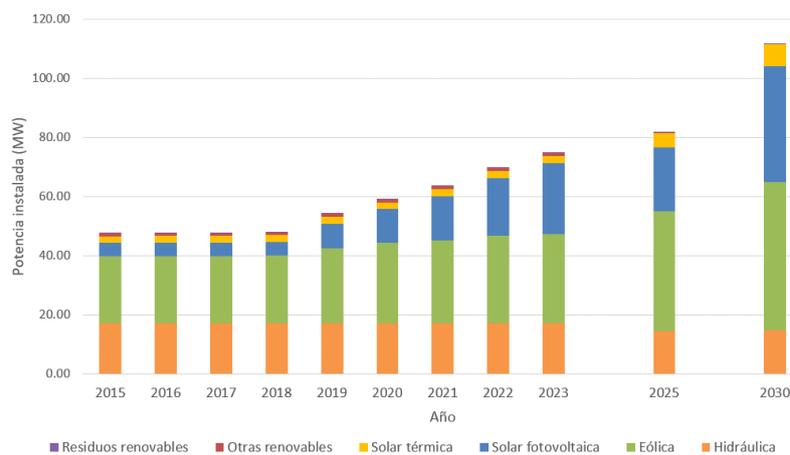


Ilustración 1-2. Previsión de la potencia instalada renovable en España [6][7]

Según muestran la Ilustración 1-1 y la Ilustración 1-2, la energía solar fotovoltaica es la que se está desarrollando con mayor fuerza. En España, en términos generales el pico de producción de energía solar se produce entre las 12 y las 14 horas, cuando el sol está en su punto más alto. Sin embargo, el perfil normalizado de la demanda de los últimos años, reflejado en la Ilustración 1-3, muestra que entorno a esas horas la demanda de energía apenas se encuentra en un valle.

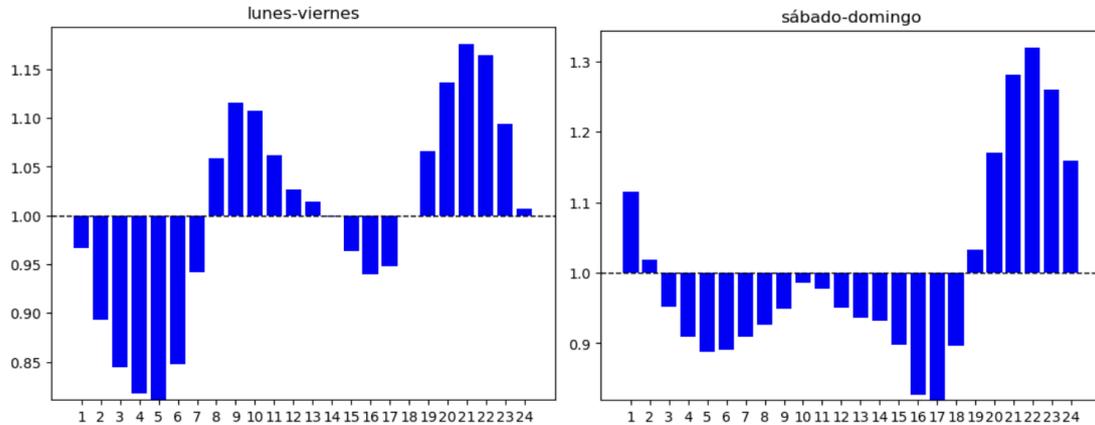


Ilustración 1-3. Perfil diario normalizado de la demanda

Con el fin de sacarle el máximo provecho a estas fuentes de energía, no debemos limitar su producción a una mera satisfacción de la demanda, sino a una máxima producción, independientemente de la demanda. Para ello, todo el exceso de energía debe ser almacenado, y posteriormente utilizado cuando la producción no sea suficiente.

La implementación de BESS permite una mayor integración de energías renovables, ya que reduce la necesidad de generación de respaldo con combustibles fósiles, contribuyendo a un sistema eléctrico más sostenible. Así pues, son una tecnología crucial para superar los desafíos asociados con la transición energética, especialmente en mercados eléctricos con una ya alta penetración de renovables, como el MIBEL.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

La principal finalidad de este proyecto es evaluar el comportamiento que tendría una batería de Li-Ion participando en el MIBEL durante los próximos años, comprando y vendiendo energía con la finalidad de maximizar los beneficios hasta su obsolescencia. Para ello, se deben cubrir los aspectos a continuación descritos.

1.3.1 SIMULACIÓN DE PRECIOS FUTUROS DE LA ENERGÍA

Con el fin de simular el funcionamiento de la batería propuesta, es necesario tener una estimación del precio horario de la energía durante los próximos años. A grandes rasgos, se siguen los siguientes pasos:

- Análisis de datos históricos. A partir de los precios horarios históricos obtenidos directamente del OMIE, se estudia la estacionalidad de los mismos teniendo en cuenta que el precio varía según la hora del día, el día de la semana y el mes del año. Dichos perfiles tendrán que mantenerse en un futuro cercano.
- Análisis de datos futuros. Estudiando los planes gubernamentales, como el PNIEC, y el mercado de futuros, se fija una predicción del precio medio anual para cada uno de los próximos 7 años. La elección de este horizonte temporal se debe a 1) los planes gubernamentales alcanzan hasta el 2030 y 2) es la duración estándar actualmente para las baterías de iones de litio.
- Simulación de precios futuros. Aunque se investigan dos metodologías distintas, finalmente se utiliza SARIMAX, que es una poderosa herramienta para modelar y pronosticar tendencias estacionales en datos temporales.

1.3.2 MODELADO DEL SISTEMA DE OPERACIÓN DE LA BATERÍA

Se desarrolla un modelo que simule el comportamiento de la batería en el MIBEL. El proyecto se centra en el arbitraje energético, que persigue participar en el mercado diario comprando energía barata y vendiendo cara. Esto significa, comprar en los valles de demanda, cuando más probablemente haya excedente de generación renovable, y vender en los picos, cuando la generación renovable pueda no ser suficiente.

El modelo puede dividirse en dos grandes procesos:

- Estrategia de arbitraje. Dado que el perfil horario esperado en un día en concreto se conoce de antemano con relativa precisión, se va a decidir cuándo y cuánto comprar/vender para todo el día mediante un proceso de optimización lineal. Este

proceso tendrá en cuenta las limitaciones de la batería: máxima capacidad de carga, velocidad de carga, rendimiento, etc.

- Modelado del desgaste de la batería. Una batería electroquímica se desgasta por numerosos factores, pero los principales a tener en cuenta son por ciclo de carga-descarga y por tiempo de operación. El modelo simula este desgaste a medida que se va usando la batería.

1.3.3 SIMULACIÓN DE OPERACIÓN

Una vez definido el sistema de operación de la batería, se simula sobre la curva de precios futuros modelada. Se realiza una simulación Montecarlo de mil simulaciones, para extraer estadísticas concluyentes acerca de los hipotéticos beneficios obtenidos del arbitraje.

1.3.4 MODELO FINANCIERO

Como broche final del proyecto, se desarrolla un sencillo modelo financiero para estudiar la viabilidad económica de incorporar baterías a la red eléctrica para facilitar la incorporación de las energías renovables. Además de los beneficios obtenidos en el mercado diario, se tendrán en cuenta el coste de la batería, el mantenimiento, ayudas estatales u operación en el mercado intradiario, entre otros.

1.4 PLANIFICACIÓN

De manera orientativa, el cronograma representado en la Tabla 1-1 y descrito en la Tabla 1-2 fue utilizado a lo largo del proyecto.

Tarea	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May
Obtención y exploración de datos							
Simulación de precios futuros							



Tabla 1-1. Visualización del cronograma de tareas

<i>Fecha</i>	<i>Tarea</i>	<i>Descripción</i>
<i>Noviembre 2023</i>	Obtención y exploración de datos	Contactar con el OMIE para conseguir datos históricos de precios horarios de la electricidad entre 1998 y 2023. Estudio de la estacionalidad de los precios según la época del año, el día de la semana, la hora del día, etc.
<i>Diciembre 2023</i>	Simulación de precios futuros	Simular los precios futuros de la energía acorde con la estacionalidad y la tendencia futura de los precios. Estudio de distintas metodologías para lograr dicho objetivo.
<i>Enero 2024</i>	Modelo de operación de la batería	Estudiar distintas estrategias para responder a las preguntas cuándo comprar/vender energía y qué cantidad.
<i>Febrero 2024</i>	Simulación del modelo desarrollado	Una vez definido cómo va a operar la batería, simular los resultados del arbitraje en los precios simulados. Realizar una simulación de Montecarlo sobre 1.000 distintos escenarios.
<i>Marzo 2024</i>	Modelo financiero	Estudiar la viabilidad económica del proyecto con los beneficios obtenidos en la simulación.
<i>Abril-Mayo 2024</i>	Redacción de las memorias	

Tabla 1-2. Descripción del cronograma de tareas

1.5 RECURSOS

Para las fases de simulación y modelado del proyecto se ha utilizado Python 3.7, centrándose en las librerías pandas y numpy para el manejo de datos y statsmodel para la fase de simulación de precios con SARIMAX. Adicionalmente, se usa la librería matplotlib para la representación gráfica de resultados. Por último, el modelo financiero se ha desarrollado en Microsoft Excel.

Capítulo 2. CONTEXTO DEL PROYECTO

2.1 MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDAD (MIBEL) Y OPORTUNIDADES DE ARBITRAJE

Creado a mediados del año 2007, el MIBEL [8] es un mercado eléctrico único que integra las operaciones de los mercados mayoristas de electricidad de España y Portugal. El sistema supone una mayor eficiencia en la distribución de energía de ambos países, facilita la libre competencia y sienta las bases para la construcción de un mercado interior de la energía a nivel europeo.

El MIBEL está estructurado en dos mercados principales:

1. **Mercado diario.** Es donde se encuentran la oferta y la demanda y se determina el precio mayorista de la electricidad para el día siguiente mediante subastas. Los productores de electricidad y los consumidores mayoristas presentan sus ofertas de venta y de compra, respectivamente, y en base a ellas se fija el precio de equilibrio. Conocido como precio marginal, es un precio uniforme para toda la península que se actualiza diariamente.
2. **Mercado intradiario.** Es donde se realizan los ajustes necesarios para corregir las desviaciones entre la previsión de la oferta/demanda realizada en el mercado diario y la oferta/demanda real. Este mercado es crucial para equilibrar el sistema eléctrico en tiempo real, permitiendo a los productores ajustar su generación a medida que cambian las condiciones del mercado.

La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico supone un desafío para el MIBEL, dado que la generación de estas fuentes varía en función de las condiciones climatológicas, introduciendo una mayor incertidumbre en el mercado.

Esta volatilidad ha provocado una creciente importancia del mercado intradiario. Según [13], los precios del MIBEL pueden ser muy volátiles, especialmente en comparación con otros mercados europeos como el EPEX, insistiendo así en la necesidad de mecanismos eficientes para controlar dicha inestabilidad.

Pastor et al. (2018) en [14] proponen una estrategia basada en la oferta que permita a los generadores de energía renovable participar en el MIBEL de manera competitiva, a pesar de la variabilidad de su producción. El estudio sugiere el uso de técnicas avanzadas de modelado y predicción para mitigar los riesgos asociados a este tipo de generación.

Por otro lado, surge una respuesta enfocada en la demanda, conocida como “respuesta de la demanda” [15]. Esta defiende que los usuarios ajusten su consumo en función de las señales de precio del mercado, favoreciendo así a la estabilidad de la red. Sousa y Soares (2022), realizan en [16] un análisis económico sobre el potencial de usar esta estrategia en el MIBEL, concluyendo que aún existen barreras regulatorias y de mercado que impiden sacar el máximo provecho a esta estrategia.

Y también se plantea la introducción de un nuevo agente en el mercado, que haga la vez de oferta y demanda alternando según sea necesario. Como bien se desarrolla en el apartado 1.1, el arbitraje eléctrico consiste en comprar y vender electricidad en diferentes momentos del día para aprovechar la fluctuación en los precios. Siguiendo esta estrategia, un sistema de almacenamiento de energía es capaz de absorber la energía excedente de fuentes renovables cuando la demanda es baja, y ofrecerla más adelante cuando estas fuentes no produzcan lo suficiente para cubrir una alta demanda.

2.2 BATERÍAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La Tabla 2-1 resume las baterías más comúnmente utilizadas en el ámbito del almacenamiento de energía eléctrica:

<i>Batería</i>	<i>Aplicaciones</i>	<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
<i>Ion de Litio [21][22]</i>	-Vehículos eléctricos -Sistemas de almacenamiento a gran escala -Dispositivos electrónicos portátiles	-Alta eficiencia -Alta densidad energética -Bajo peso -Larga vida útil -Rápida carga y descarga	-Costo relativamente alto -Riesgo de incendio
<i>Sodio-Azufre [24]</i>	-Sistemas de almacenamiento a gran escala	-Alta capacidad de almacenamiento por unidad de peso y volumen -Bajo costo por kWh -Larga vida útil	-Altas temperaturas de operación -Necesidad de sistemas de calentamiento y aislamiento complejos
<i>De Flujo [23]</i>	-Sistemas de almacenamiento a gran escala -Regulación de frecuencia	-Larga vida útil -Alta seguridad	-Baja densidad energética -Alto costo inicial
<i>De Vanadio [25]</i>	-Sistemas de almacenamiento a gran escala -Regulación de frecuencia	-Larga vida útil -Alta seguridad -Alta eficiencia	-Baja densidad energética -Costo relativamente alto

Tabla 2-1. Resumen de las baterías más comúnmente utilizadas en el mercado eléctrico

Actualmente las baterías de iones de litio son la tecnología más extendida en este mercado por ser la más eficaz y cada vez la más rentable [26]. El principio de funcionamiento de estas

baterías se basa en la transferencia de iones de litio entre el cátodo y el ánodo durante los ciclos de carga y descarga. Lo que las hace ideales para aplicaciones de almacenamiento de energía, ya sea en el sistema eléctrico, en vehículos o en dispositivos portátiles, es su capacidad de soportar múltiples ciclos de carga, su alta eficiencia (generalmente por encima del 90%) y su capacidad de respuesta rápida.

Es por eso que cada vez son más los proyectos destinados al estudio de este tipo de baterías y de su comportamiento en los mercados eléctricos, y por lo que se elige para desarrollar el presente trabajo.

2.3 SIMULACIÓN DE SERIES TEMPORALES CON SARIMAX

El modelo SARIMAX es especialmente adecuado para la simulación necesaria en este proyecto: los precios horarios de la electricidad. Esto se debe a su capacidad para capturar las dinámicas de tendencia y estacionalidad de los datos de entrada, así como para incorporar variables externas que puedan influir en los resultados.

Aunque, dados los recursos computacionales y de tiempo de los que dispone este proyecto, se va a construir un modelo SARIMAX muy sencillo, el potencial es inmenso. En el contexto del mercado eléctrico, los precios no dependen únicamente del comportamiento histórico, sino que también están fuertemente influenciados por factores externos como la política o las condiciones meteorológicas. Este modelo permite modelar este tipo de factores al utilizar variables exógenas, es decir, externas, lo que mejora la precisión de las predicciones y facilita la incorporación de la complejidad del comportamiento de los precios.

Además, este modelo está diseñado para el uso con datos estacionales, de manera que no solo captura las fluctuaciones observadas en el pasado, sino que además da la opción de incorporar ciclos de estacionalidad personalizados para ajustarse con mayor exactitud y generar resultados más realistas.

El nombre del modelo viene del acrónimo del inglés, que explica de manera precisa y sencilla el funcionamiento del mismo:

S	Seasonal	Incluye una componente estacional que aprende de los datos históricos, aplicada a ciclos estacionales específicos, como un año o un mes, que se debe especificar.
A	Auto	Esta componente asume que los valores futuros de la serie temporal dependen linealmente con sus valores históricos, por lo que las observaciones tienen un efecto directo en las predicciones.
R	Regressive	
I	Integrated	La parte integrada del modelo se refiere a la diferenciación de la serie temporal para hacerla estacionaria, es decir, se eliminan las tendencias o fluctuaciones a largo plazo que no se consideran representativas para la predicción.
M	Moving	Se captura el error en la predicción como una combinación lineal de errores pasados, permitiendo corregir errores en las previsiones futuras.
A	Average	
X	eXogenous	Permite la inclusión de variables externas que no se pueden aprender de las observaciones, pero tienen una importante repercusión en la serie temporal.

Capítulo 3. MODELO DE PREDICCIÓN DE PRECIOS

3.1 EXPLORACIÓN DE LOS DATOS

Tras contactar con el OMIE, se han obtenido los precios horarios de la electricidad desde 1998 hasta 2023, resultando en un archivo de 227,878 filas representado en la Ilustración 3-1. En ella se puede observar una tendencia relativamente constante hasta el año 2020, cuando tras un periodo de bajadas de precio, se produce a mediados del 2021 una tendencia al alza que no cesa hasta un año después. La Ilustración 3-2 muestra el zoom en este periodo de tiempo.

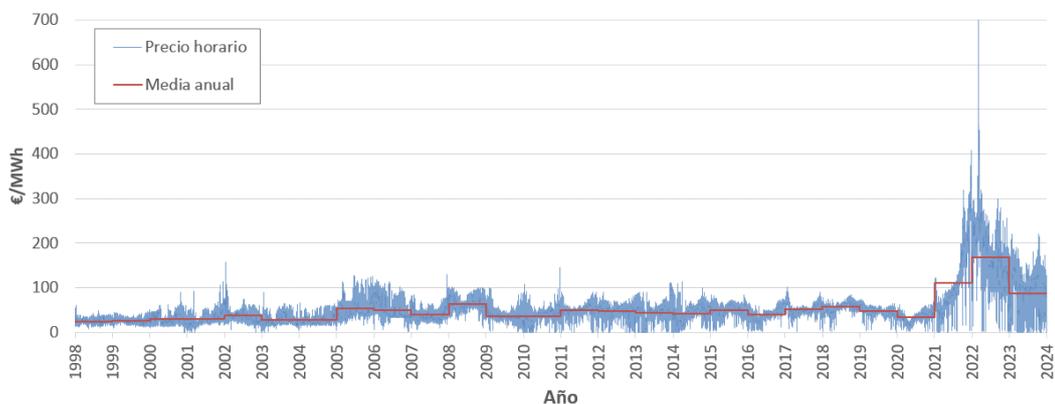


Ilustración 3-1. Precios horarios históricos de la electricidad

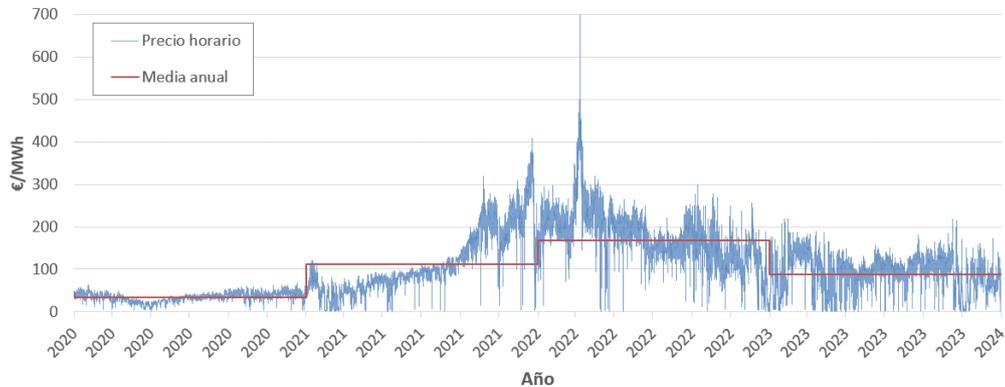


Ilustración 3-2. Precios horarios de la electricidad 2020-2023

Es en diciembre de 2019, con la aparición del COVID-19, cuando los precios de la electricidad comienzan a bajar, para mantenerse en una media de 33,96€/MWh en el año 2020, un 27% inferior a la media de los últimos 10 años. Con la pandemia y la cuarentena, la actividad económica e industrial se vio enormemente reducida, causando una caída considerable de la demanda y por consiguiente de los precios.

En 2021, a medida que se va recuperando la actividad económica y las industrias vuelven a operar a pleno rendimiento, se genera un inevitable aumento de la demanda y de los precios. A esta inflación gradual, se le suma a finales de febrero de 2022 el estallido de la guerra entre Rusia y Ucrania, que provoca un aumento significativo en los precios del gas natural, el petróleo y la energía.

Siendo Rusia uno de los mayores productores y exportadores de gas natural y petróleo a nivel mundial, y que Ucrania es un país de tránsito para estos suministros rusos hacia Europa, la continuidad de la guerra provoca hasta día de hoy el encarecimiento y la volatilidad de los precios de la energía.

3.2 ESTACIONALIDAD DE LOS PRECIOS

Para simular los precios futuros de la energía es necesario entender el perfil del precio de la electricidad en función de la hora del día (perfil diario), el día de la semana (perfil semanal), o el mes del año (perfil anual).

La Ilustración 3-3 representa las comúnmente conocidas franjas horarias de la electricidad, que se dividen en 3 horarios: valle, llano y punta. La Ilustración 3-4, elaborada a partir de los precios históricos, muestra el perfil de precios diario normalizado en cada año, así como la Ilustración 3-5 muestra el perfil de precios semanal normalizado.

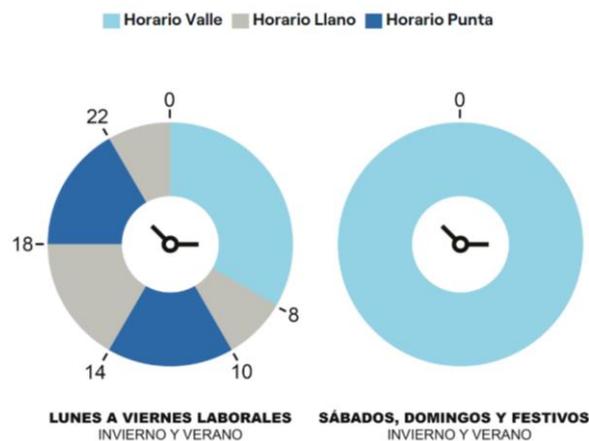


Ilustración 3-3. Franjas horarias de la electricidad [17]

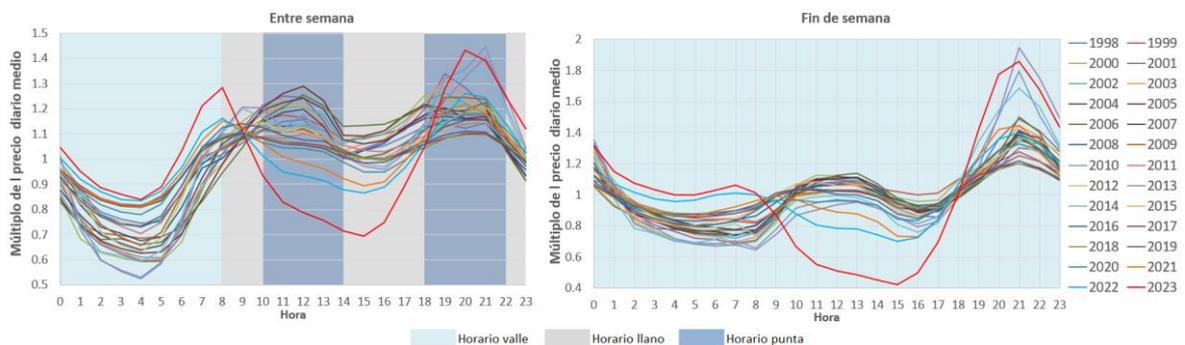


Ilustración 3-4. Perfiles de precios diarios normalizados

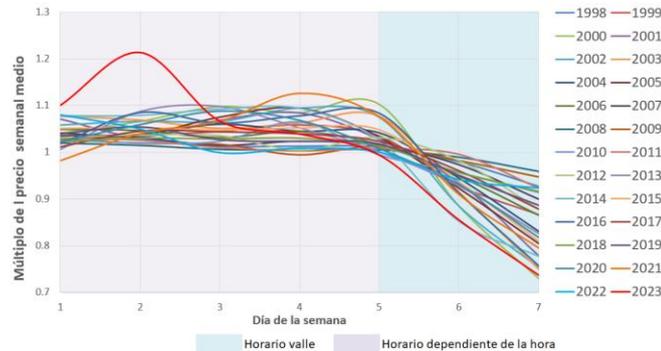


Ilustración 3-5. Perfiles de precios semanales normalizados

Los precios de la electricidad también son muy susceptibles al mes del año: en verano el uso del aire acondicionado dispara el consumo de energía, y en invierno es el uso de la calefacción lo que encarece los precios. Sin embargo, a diferencia de los perfiles diario y semanal, que mantienen una tendencia similar con el paso de los años, el perfil anual se va a ver afectado por mucho más que el mes del año, como por ejemplo por la situación política del momento. La Ilustración 3-6 refleja este comportamiento más aleatorio:

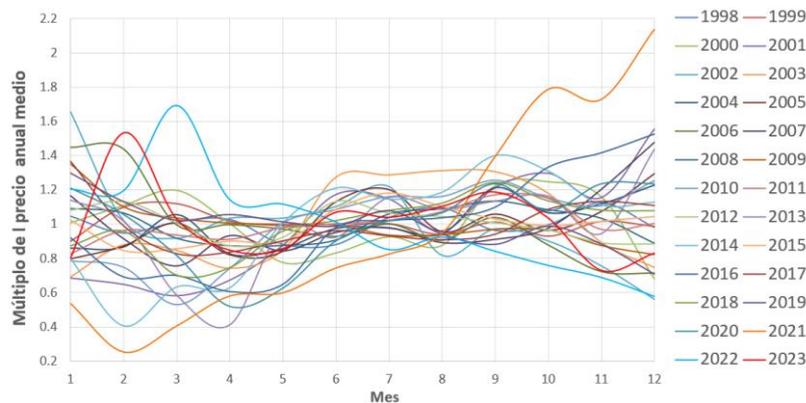


Ilustración 3-6. Perfiles de precios anuales normalizados

Volviendo a la Ilustración 3-4 y la Ilustración 3-5, se puede comprobar como estos dos perfiles siguen un mismo patrón a lo largo de los años, mientras que el perfil anual presenta una componente aleatoria mucho mayor.

3.3 SELECCIÓN DE LOS DATOS

Este proyecto se enmarca en un contexto de continuo desarrollo e integración de las energías renovables en el sistema eléctrico y, como se ha ido comentando, esto afectará a los perfiles energéticos recién descritos. El *spread* de precios, es decir, la diferencia entre el pico más bajo y el más alto, va aumentando a medida que la generación renovable va ganando terreno, debido a la canibalización de los precios.

El efecto más notorio es el de la energía solar, que resulta ser la que mayor desarrollo está sufriendo según la Ilustración 1-2. Esto se debe a que en las horas del día en las que el sol irradia con mayor fuerza (entorno a las 12 o 14 horas, dependiendo de factores como la época del año), cada vez hay una mayor oferta de energía solar, que tiene un coste marginal cercano a 0 y por consiguiente reduce los precios. Pero, sin embargo, entrada la tarde y por la noche, estas plantas dejan de producir energía, y las energías de carga base (es decir, las plantas convencionales, capaces de producir energía independientemente de la hora) ofertan a unos precios más altos, debido a que al haber estado paradas incluyen los costes de arranque.

Esta canibalización se aprecia perfectamente en la Ilustración 3-4: el pico de demanda entre las 10 y las 14 horas deja gradualmente de coincidir con un pico en los precios, y en el pico de demanda entre las 18 y las 22 horas el precio de la electricidad es cada vez mayor.

Como este cambio es una consecuencia del aumento de la potencia renovable instalada, para realizar el estudio de esta evolución se han seleccionado los datos que van de 2018 a 2022, ambos inclusive, ya que según muestra la Ilustración 1-1 son los años en los que esta ha ido evolucionando. Se decide además ignorar el año 2023 al no considerarse representativo, pues el radical incremento en el *spread* de precios está fuertemente influenciado por la situación geopolítica y no únicamente por la integración de las renovables. Además, durante este año se impuso una regulación conocida como “mecanismo ibérico”, que excluía al gas de la casación, debido a la extrema subida de sus precios. Así, los precios reales durante el periodo en el que fue impuesta esta medida habrían sido más altos de lo que se registra.

La Ilustración 3-7 muestra los perfiles que se usarán como base para la predicción de perfiles futuros, y ayuda a observar el efecto de la canibalización de precios explicado. Se incluye también el año 2023 para apoyar la decisión de excluirlo del análisis, al considerarse un gran salto derivado por algo más que por estas energías verdes.

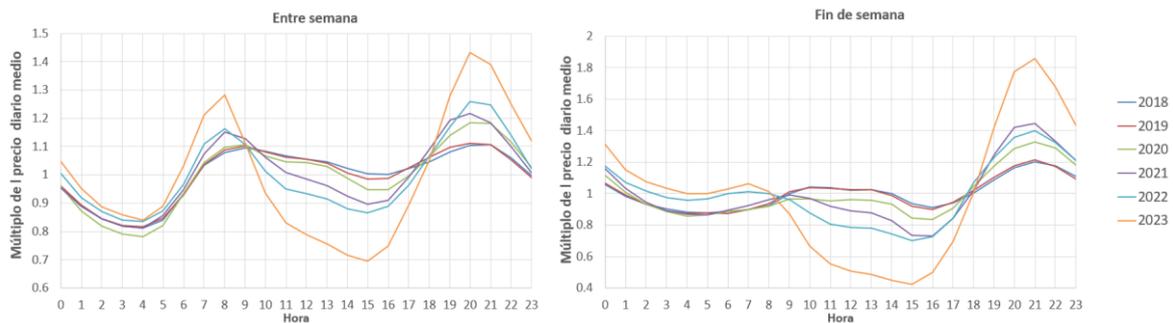


Ilustración 3-7. Canibalización de los precios de la energía 2018-2023

3.4 TENDENCIA DE LA MEDIA ANUAL

Para la sacar la tendencia a futuro de los precios de la electricidad se utilizan dos fuentes: los objetivos del PNIEC [7] y el mercado de futuros del OMIP [18].

- Según el OMIP, el precio medio de la electricidad en 2024 ronda los 80,40€/MWh.
- Para 2030, el PNIEC planea reducirlo a tan solo 20,50€/MWh, mientras que OMIP lo sitúa en 52,87€/MWh. Se decide tomar un valor intermedio de 40€/MWh, aunque está inclinado hacia el mercado de futuros, ya que se considera un objetivo más realista fundamentado además en las expectativas del mercado.
- En 2035 el PNIEC tiene como objetivo un precio medio de 28,50€/MWh, aunque el OMIP lo sigue situando entorno a los 50. Dado el mayor margen de tiempo para lograr los objetivos, se decide utilizar el primer precio, que además se supondrá constante de ahí en adelante.

Con todo esto y estableciendo transiciones lineales, la Ilustración 3-8 muestra la evolución del precio medio anual los próximos 15 años:

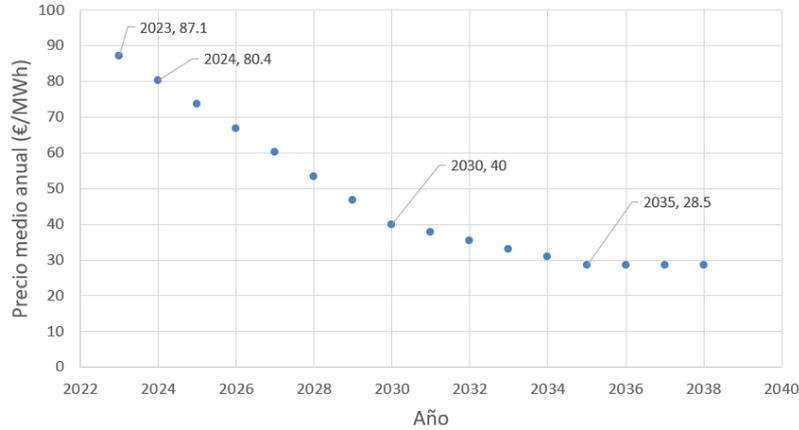


Ilustración 3-8. Tendencia futura del precio medio anual de la energía

3.5 GENERACIÓN DE PRECIOS FUTUROS

3.5.1 SUPERPOSICIÓN DE PERFILES

Dada la importancia de los perfiles energéticos, se parte de la idea de estimar los perfiles diario, semanal y anual de los próximos años, superponerlos y añadirlos a la tendencia futura de la Ilustración 3-8. Eso formaría el escenario base, sobre el que se añadiría una componente de ruido para generar distintos escenarios de precios.

3.5.1.1 Perfil Diario

La Ilustración 3-7 muestra el desarrollo del perfil diario desde 2018 hasta 2023. Muestra un perfil normalizado, es decir, dividido por la media diaria, para poder compararse entre sí y no verse sesgado por el ya mencionado aumento de precios.

Con una sencilla exploración visual, corroborada posteriormente con un análisis de los datos, se establece que las horas en las que los precios van disminuyendo con los años son entre las 10 y las 17 horas, mientras que es entre las 18 y 22 horas cuando el perfil de precios aumenta. Excluyendo 2023, la disminución media es de un 2,4% anual y un 3,8% de aumento.

Siguiendo esta lógica se concluye con los perfiles diarios de los próximos 15 años representados en la Ilustración 3-9:

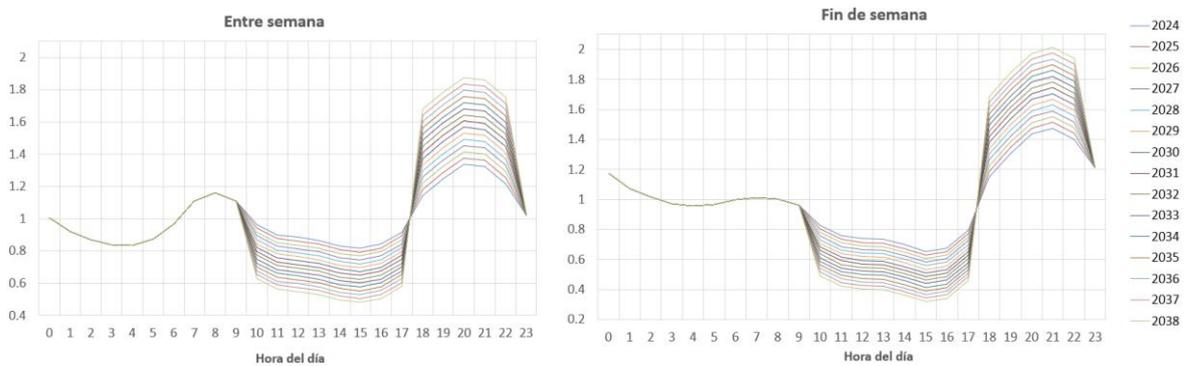


Ilustración 3-9. Estimación del perfil diario los próximos 15 años

3.5.1.2 Perfil semanal

Dada la estabilidad de este perfil, se usará la media para los años venideros, representada en la Ilustración 3-10:

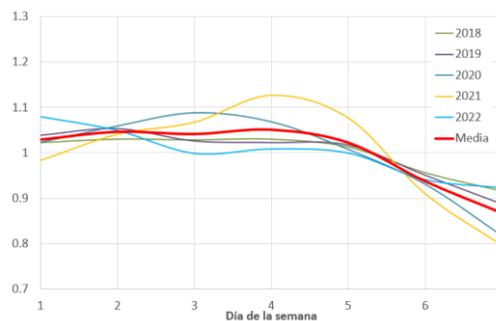


Ilustración 3-10. Media del perfil semanal en los años 2018-2022

3.5.1.3 Perfil anual

Dada la variabilidad de este perfil con el tiempo no se ha podido realizar una estimación apropiada de su desarrollo con el paso de los años. Este es el motivo que lleva a utilizar un modelo autorregresivo como SARIMAX, que aprenderá el comportamiento de los datos de entrada y será capaz de recrearlo al generar predicciones futuras, sin necesidad de que el patrón esté completamente definido. Sin embargo, se decide terminar esta estrategia de

superposición y así usarlo como herramienta para juzgar los resultados de SARIMAX en el apartado 3.5.3.

3.5.2 MODELO SARIMAX

Este modelo tiene dos variables fundamentales: precios históricos (variable endógena) y estacionalidad de los datos (variable exógena). A partir de ellos, el modelo aprende el comportamiento de los datos y genera previsiones futuras siguiendo la estacionalidad especificada. Además, hay que indicar el horizonte temporal y el número de simulaciones deseadas.

3.5.2.1 Variable Endógena

Dada la complejidad de los datos en términos de estacionalidad y la alta cantidad de los mismos, se ha decidido simplificar el modelo trabajando con datos de medias diarias en vez de los precios horarios. Así, se pasa de un archivo de 43.819 datos a tan solo 1.826, lo que ayuda a reducir en gran medida el gasto computacional. Serán una vez obtenidas las simulaciones, que se le añada el perfil horario a cada día.

Además, se trabaja con el logaritmo de las medias para así evitar precios negativos. En el caso de una predicción negativa, al revertir el cambio aplicando el exponente, el resultado será un precio inferior a uno, pero mayor que cero.

3.5.2.2 Variable Exógena

Para el modelo de estacionalidad se definen dos componentes determinísticas para especificar la periodicidad de los perfiles semanal y anual, así como una constante y una componente aleatoria autorregresiva.

Con el fin de asemejarse al perfil semanal, que se ha mantenido constante durante décadas (Ilustración 3-5), se introduce la componente semanal utilizando el siguiente criterio, que imita el comportamiento de la media (Ilustración 3-10):

- Días entre semana: 1
- Sábados: 0,9
- Domingos: 0,8

Por otro lado, la componente anual, que no tiene un patrón tan definido, se define más ampliamente como una serie de Fourier de periodo 365,25 días y orden 1.

La Ilustración 3-11 muestra en detalle estas dos componentes determinísticas, mientras que la Ilustración 3-12 muestra el aspecto final de la variable exógena a lo largo de un año (definida como Estacionalidad Total en la gráfica) tras sumar el efecto de estas dos, más una constante.

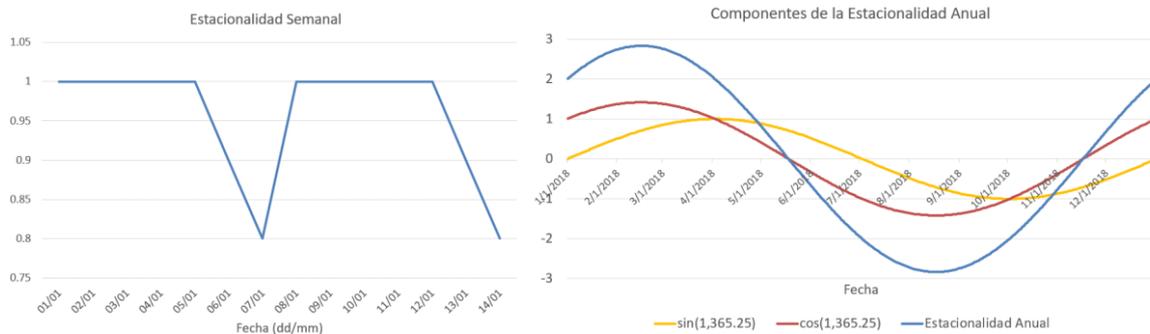


Ilustración 3-11. Componentes determinísticas de la estacionalidad

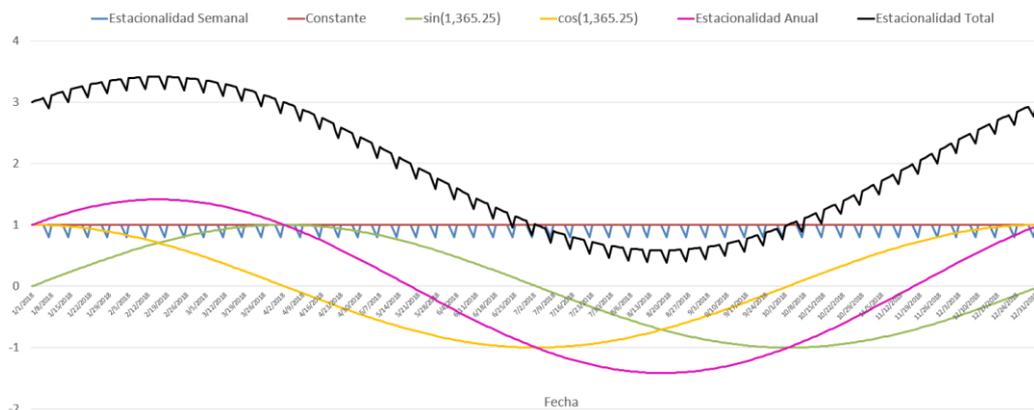


Ilustración 3-12. Variable exógena y componentes

3.5.3 RESULTADOS DE LA PREDICCIÓN

A partir de estas dos variables, se ajusta el modelo SARIMAX encontrado en la librería *statsmodel* de Python. Tras indicar el número de simulaciones y el horizonte temporal, simulan mil caminos distintos para el logaritmo del precio diario de la electricidad en los próximos 15 años. En la Ilustración 3-13 se representan 10 simulaciones del primer año, pero para obtener el precio horario es necesario realizar una serie de pasos adicionales, detallados a continuación.

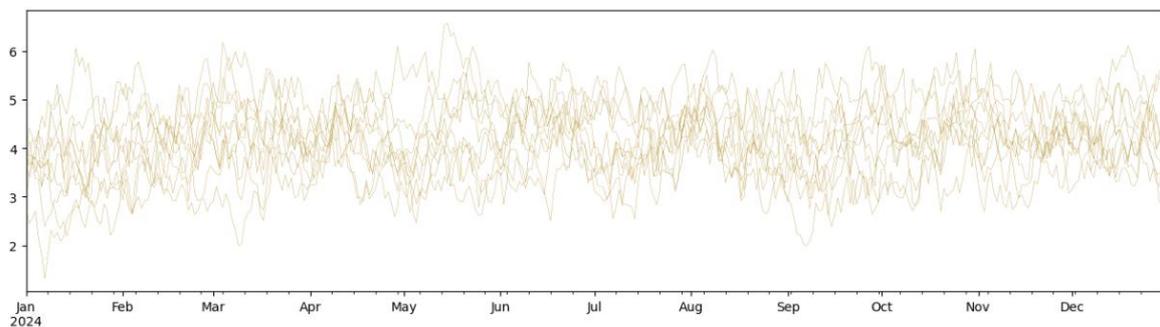


Ilustración 3-13. Simulación del logaritmo del precio medio diario de la energía en 2024

3.5.3.1 Revertir el logaritmo

Para obtener datos de medias diarias basta con aplicar el exponente a los datos obtenidos en la simulación. Ello resulta en la Ilustración 3-14, que representa las mismas 10 simulaciones en el horizonte completo de 15 años una vez aplicado el exponente.

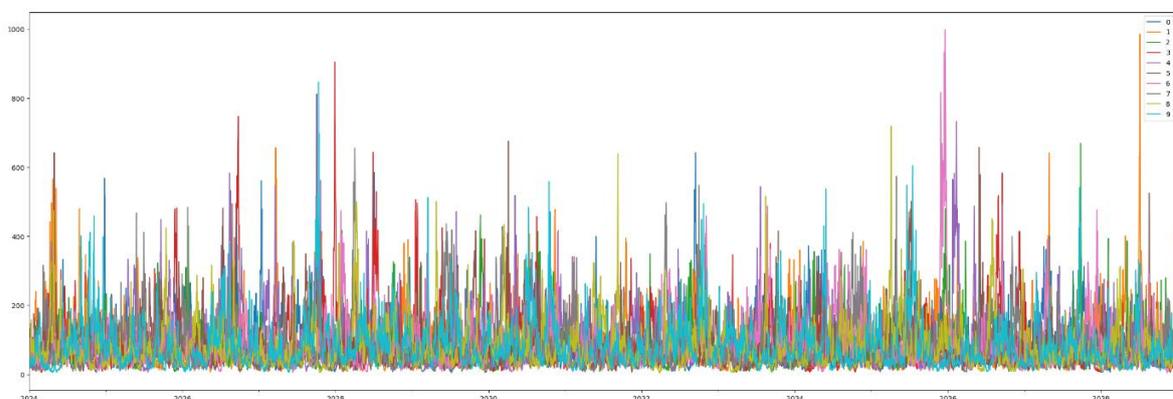


Ilustración 3-14. Simulación del precio medio diario de la energía los próximos 15 años

3.5.3.2 Ajustar la tendencia futura

Como se puede apreciar en la Ilustración 3-14, la media resulta constante con el paso de los años ya que la variable exógena de estacionalidad incluía una constante de valor 1. Pero, como se estudia en el apartado 3.4, los precios deben seguir las estimaciones futuras obtenidas del OMIP y el PNIEC.

Para ello, primero se normalizan los datos, dividiendo cada media diaria entre la media anual obtenida correspondiente. Se obtienen así unas simulaciones equivalentes donde la media en cada año es la unidad, y seguidamente se multiplica por las medias anuales esperadas (Ilustración 3-8). La Ilustración 3-15 muestra los precios diarios de la energía en los próximos 15 años, para las mismas 10 simulaciones:

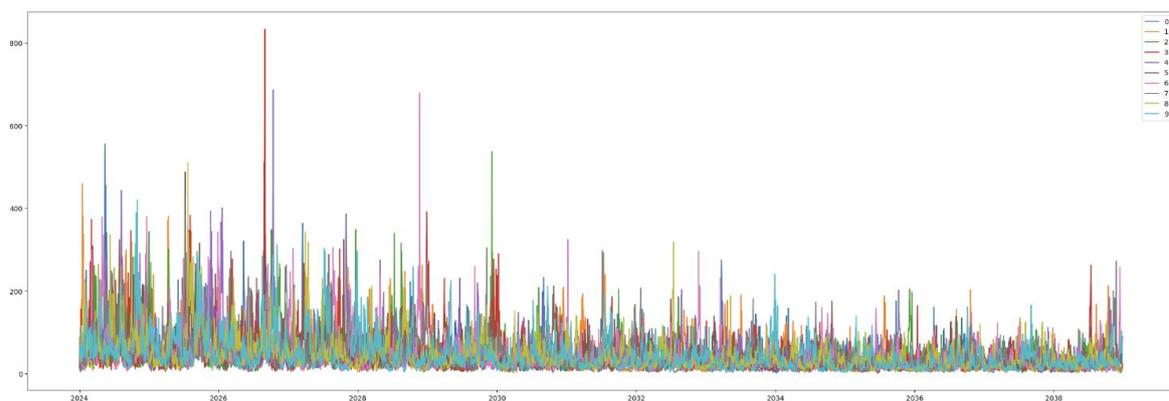


Ilustración 3-15. Simulación ajustada del precio medio diario de la energía los próximos 15 años

Haciendo zoom en un único año, mostrando solo 5 simulaciones para mayor claridad y añadiendo la media de las mil simulaciones, se obtiene la Ilustración 3-16. Esta gráfica resalta la valiosa aportación del modelo SARIMAX ante la variabilidad del perfil anual. Si observamos cada simulación por separado en esta ilustración, no se observa ninguna tendencia común. Pero, sin embargo, si se observa la media (ampliada en la Ilustración 3-17) se aprecia una importante similitud con la Ilustración 3-18, que muestra el resultado de la estimación y superposición de los perfiles realizada en el apartado 3.5.1.

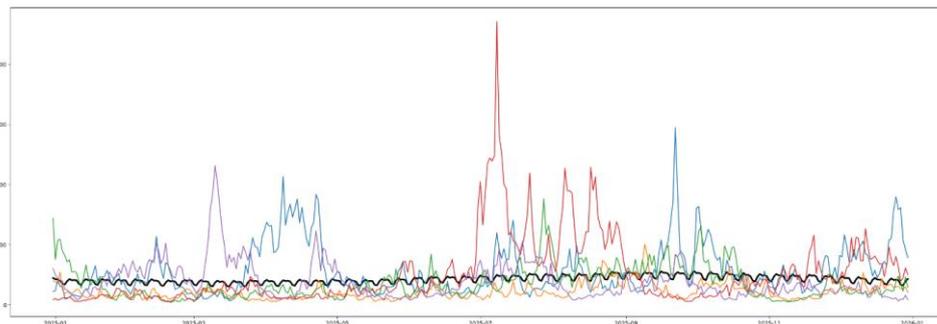


Ilustración 3-16. Simulación SARIMAX 2024

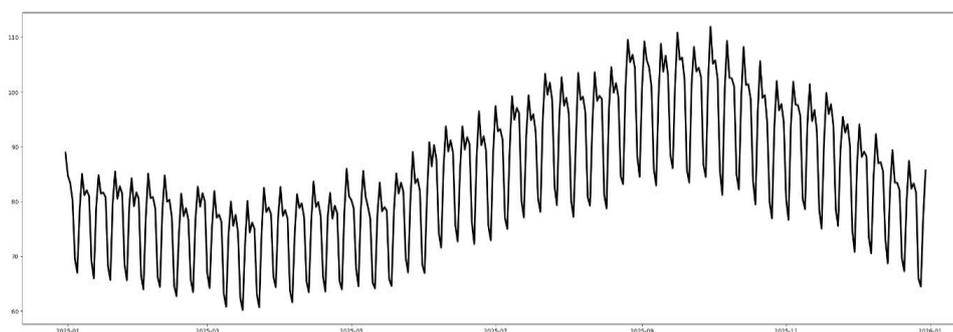


Ilustración 3-17. Media simulación SARIMAX 2024

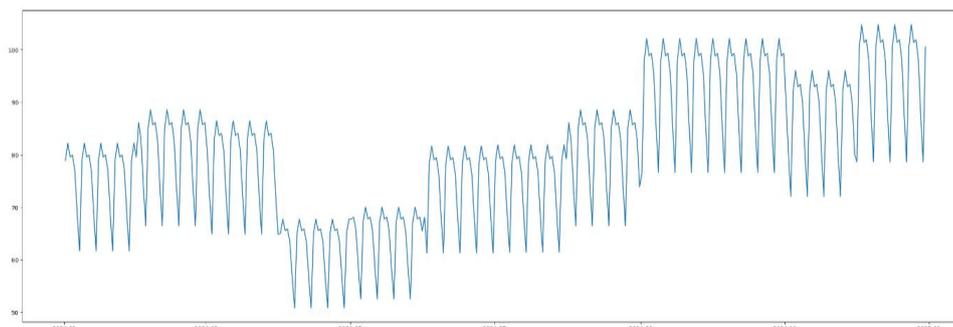


Ilustración 3-18. Media estimación por superposición 2024

Dada la variabilidad histórica, y por ende la incertidumbre futura de la estacionalidad anual, se considera el enfoque con SARIMAX para la predicción de precios muy apropiado para el proyecto, pues es capaz de generar una gran variedad de escenarios con distintas estacionalidades anuales, tal como sucede en la realidad. Con una simulación Montecarlo se estudiará qué puede suceder en el futuro a pesar de dicha incertidumbre.

3.5.3.3 Añadir el perfil horario

Por último, se recuerda que los resultados obtenidos hasta ahora son precios diarios. Para obtener la simulación de precios horarios deseada, a cada media diaria se le superpone el perfil diario futuro correspondiente estimado previamente (Ilustración 3-9). Así, la simulación de precios definitiva es la mostrada en la Ilustración 3-19:

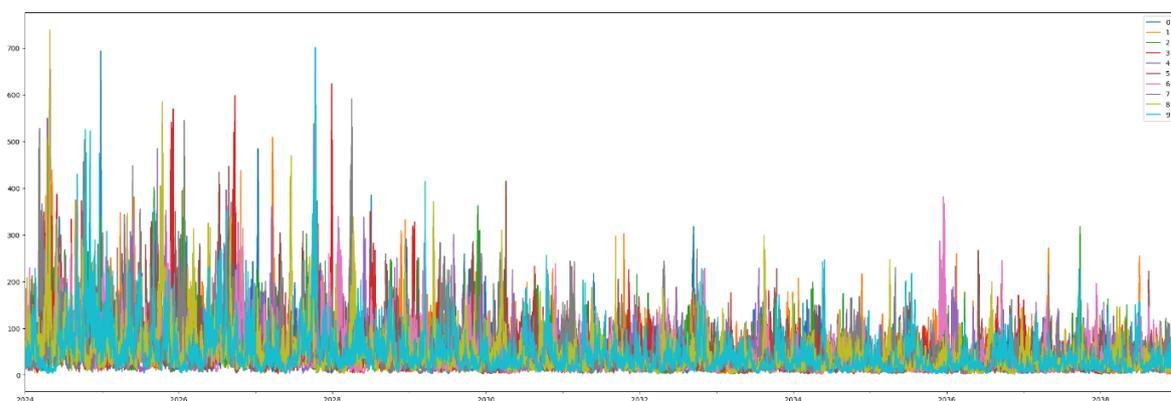


Ilustración 3-19. Simulación precios horarios los próximos 15 años

3.5.4 VERIFICACIÓN DE LOS RESULTADOS

En este apartado se va a comprobar brevemente la coherencia de los resultados, en concreto, se quiere verificar que los precios no se disparen. Históricamente, el 95% de los precios no supera los 120€/MWh, aunque este valor sube a 220€/MWh si estudiamos solo los últimos años desde 2018. Calculando el percentil 95 de cada una de las simulaciones y posteriormente la media de estos, resulta un valor de 128€/MWh, el cual respalda la razonabilidad de los precios simulados.

Capítulo 4. MODELO DE OPERACIÓN DE BATERÍA

4.1 PARÁMETROS DE LA BATERÍA

La batería que se va a utilizar en la simulación tiene las siguientes características:

- Capacidad: 10 MW
- Tiempo de carga: 2 h
Lo que significa que en una determinada hora se pueden comprar/vender como máximo 5MWh.
- Profundidad de Descarga (DoD por sus siglas en inglés, *Depth of Discharge*): 90%
Las cargas/descargas profundas de una batería desgastan los materiales de la misma, disminuyendo su rendimiento, aumentando el tiempo de carga y acortando vida útil. Es por ello que se establece este factor, para que la batería nunca se descargue o cargue por completo. En este caso, la batería se mantendrá siempre cargada entre el 5% y 95% de su capacidad.
- Rendimiento: 90%
Solo este porcentaje de la energía comprada se almacena en la batería, así como al descargarla, solo este porcentaje se podrá vender.

4.1.1 DESGASTE DE LA BATERÍA

Tanto por el uso como por el desuso, una batería va perdiendo sus características originales. Se va a ignorar el desgaste por desuso, ya que, dada la naturaleza del proyecto, no se considera realista tener la batería en desuso por meses.

Por otro lado, sí es importante el desgaste por uso, ligado al número de ciclos llevados a cabo. Para modelar este desgaste, es común utilizar la Ecuación 4-1, que relaciona la capacidad de la batería con la cantidad de ciclos completados.

$$C(n) = C_0 \cdot e^{-\frac{n}{T}}$$

Ecuación 4-1. Desgaste por uso de la batería

Donde:

- $C(n)$: Capacidad de la batería en un momento dado
- C_0 : Capacidad original de la batería
- n : número de ciclos completados
- T : constante de ciclado, refleja en cuántos ciclos la capacidad de la batería se reduce un 63%

Hoy en día una batería de este calibre dura alrededor de 10 años realizando un ciclado diario, considerando que cuando la potencia alcanza un 70% de la original la batería está obsoleta. Esto supone una constante de ciclado T de 10,000 ciclos aproximadamente, resultando en una evolución de la capacidad de la batería tal como muestra la Ilustración 4-1:

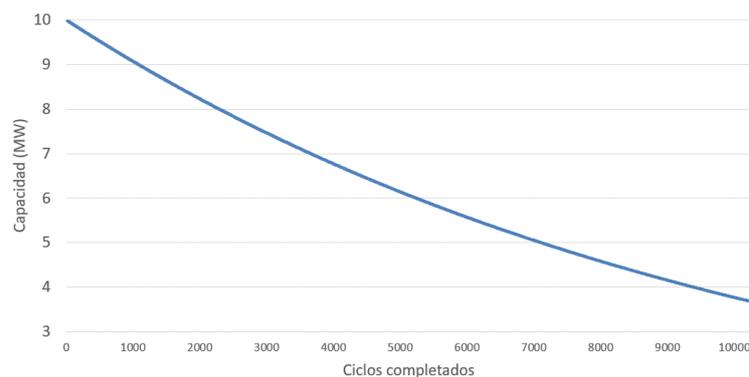


Ilustración 4-1. Evolución de la capacidad de la batería por uso

Dada la sencilla tendencia de esta gráfica y con el fin de simplificar la simulación, se decide utilizar una aproximación lineal para el desgaste por uso de la batería, de manera que se

pierda in 0,0082% de capacidad tras cada ciclo, o lo que es lo mismo, un 3% tras completar 365 ciclos.

4.2 *MODELO DE ARBITRAJE*

Por cómo funciona el MIBEL, el perfil de precios de un día en concreto se conoce de antemano, por lo que es posible anticipar los valles y los picos y planear así la estrategia de arbitraje.

Se desea construir un modelo que gestione el día a día de la batería, de manera que, conociendo dicho perfil, se establezca antes de iniciar el día si se va a comprar o vender, en qué horas del día y en qué cantidades. Las respuestas a estas preguntas dependerán no solo de perfil de precios, sino también del estado de la batería, como su carga y su capacidad en cada momento. La Ilustración 4-2 representa los principales componentes involucrados en el modelo y la relación entre ellos:

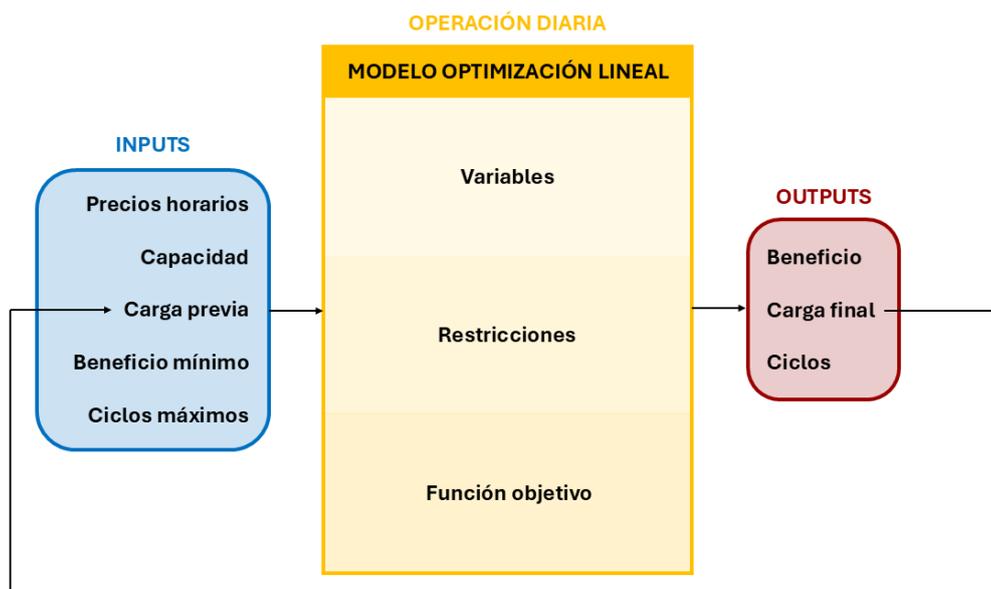


Ilustración 4-2. Diagrama de bloques de la operación diaria de la batería

4.2.1 INPUTS

- **Precios horarios**

Vector de 24 valores obtenido de los precios simulados en el Capítulo 3.

- **Capacidad**

Capacidad de la batería al inicio del día. Según lo discutido se irá reduciendo un 0,0082% por cada ciclo completado, y este desgaste se gestiona dentro del bucle principal de la simulación desarrollado más adelante en el apartado 4.3. Tiene un valor inicial de 10MW.

- **Carga previa**

Carga de la batería al inicio del día. Según indica la Ilustración 4-2, vendrá definida por la salida de carga del modelo en la iteración anterior. Tiene un valor inicial de 0.5MWh, que es la mínima carga que debe haber en todo momento para cumplir con la profundidad de descarga del 90%.

- **Beneficio mínimo**

Beneficio mínimo requerido para operar la batería. Sin este parámetro la batería estaría operando todos los días, ya que con comprar en el valle y vender en el pico siempre puede sacarse un beneficio, por mínimo que sea. Sin embargo, se quiere limitar el ciclado de la batería evitando el arbitraje en días donde el spread de precios es muy pequeño, y así reservar ciclos para cuando el spread resulte más beneficioso.

- **Ciclos máximos**

Ciclos máximos que se pueden realizar al día, para evitar un uso excesivo de la batería.

A diferencia del resto de parámetros, que dependen del curso de la simulación, los dos últimos tienen un valor constante, aunque pueden tomar infinitos valores. Cada par de valores define una estrategia de operación distinta que debe ser simulada por separado para poder concluir con la estrategia óptima.

4.2.2 MODELO DE OPERACIÓN DIARIA

Para encontrar el máximo beneficio diario que se le puede sacar a la operación de la batería, se construye un modelo de optimización lineal que decida cuánta energía comprar o vender en cada hora del día. Los apartados a continuación describen detalladamente los 3 principales componentes de un modelo de este estilo: variables, restricciones y función objetivo.

Pero, en primer lugar, es necesario definir el conjunto de horas h , que toma valores enteros del 0 al 23, y aparece como subíndice en todas las variables y ecuaciones. También se precisa definir los parámetros del sistema, que son valores fijos e independientes al modelo.

- $precios_h$ [€/MWh]
Precio horario de la energía
- P_{lim} [MWh]
Máxima energía que se puede comprar/vender en una hora
- cap [MW]
Capacidad actual de la batería
- $preC$ [MW]
Carga de la batería al inicio del día
- C_{min} y C_{max} [MW]
Cargas mínima y máxima que debe haber en la batería en todo momento. La carga mínima tiene un valor constante de 0,5MW (5% de la capacidad inicial), mientras que la carga máxima es un 95% de la capacidad de la batería en cada momento.
- $ciclos$
Máximo número de ciclos diarios
- C [€/ciclo]
Mínimo beneficio por ciclo requerido
- η
Rendimiento de la batería, es decir, de la batería almacenada qué porcentaje se llega a vender en el mercado.

4.2.2.1 Variables

Las variables de decisión son inicialmente desconocidas y es el modelo el que decide qué valores deben de tomar para conseguir optimizar la función objetivo.

- $bin_buy_h \forall h$
Variable binaria que tomará el valor 1 si en la hora del día h se compra energía, o 0 en caso contrario
- $bin_sell_h \forall h$
Variable binaria que tomará el valor 1 si en la hora del día h se vende energía, o 0 en caso contrario
- $buy_h \forall h [MWh]$
Cantidad de energía a comprar en la hora del día h
- $sell_h \forall h [MWh]$
Cantidad de energía a vender en la hora del día h
- $bat_h \forall h [MW]$
Carga en la batería en la hora del día h
- $profit_h \forall h [€]$
Dinero gastado o ganado en la hora del día h como resultado de la compra o venta de energía, respectivamente

4.2.2.2 Restricciones

Para que el modelo no asigne valores incoherentes, es necesario establecer una serie de restricciones a las variables, así como definir la relación entre distintas variables.

No comprar y vender al mismo tiempo:

- $bin_buy_h + bin_sell_h \leq 1 \quad \forall h$

En caso de comprar/vender, limitar la energía comprada/vendida:

- $buy_h \geq 0 \quad \forall h$

- $buy_h \leq Plim \cdot bin_buy_h \quad \forall h$
- $sell_h \geq 0 \quad \forall h$
- $sell_h \leq Plim \cdot bin_sell_h \quad \forall h$

Actualizar la carga de la batería:

- $bat_0 = preC + buy_0 - \frac{sell_0}{\eta}$
- $bat_h = bat_{h-1} + buy_h - \frac{sell_h}{\eta} \quad \forall h \neq 0$

No superar el número de ciclos diarios especificado, teniendo en cuenta que un ciclo se define como la carga y descarga completas de la batería. Así, 2 veces la capacidad de la batería define la cantidad de energía que hay que utilizar (ya sea comprando o vendiendo) para considerar un ciclo.

- $\sum_h \left(buy_h + \frac{sell_h}{\eta} \right) \leq 2 \cdot cap \cdot ciclos \quad \forall h$

Definir el beneficio:

- $profit = \sum_h precios_h \cdot (sell_h - buy_h)$

4.2.2.3 Función Objetivo

A la maximización del beneficio diario se le añade un término extra para asegurar un mínimo beneficio por ciclo, como se muestra en la Ecuación 4-2. De esta manera, si el beneficio es, por ejemplo, de 20€ tras realizar un ciclo, pero se requieren 30€/ciclo, el valor de esta función tomará un valor negativo y en ese caso el modelo decidirá que es mejor no operar, obteniendo así un valor nulo para la función objetivo.

$$\max profit - C \cdot \sum_h \frac{\left(buy_h + \frac{sell_h}{\eta} \right)}{2 \cdot cap}$$

Ecuación 4-2. Función objetivo

4.2.3 OUTPUTS

La salida principal del modelo es el beneficio diario obtenido, ya que es la clave para calcular la rentabilidad de la batería. Sin embargo, el estado de la batería al finalizar el día es fundamental para simular más un periodo de tiempo más amplio, al tener que usarlo como entrada del modelo al día siguiente. Además, se devuelve el número de ciclos completados para poder gestionar más adelante el desgaste de la batería.

4.2.4 EJEMPLO DE OPERACIÓN DIARIA

La Ilustración 4-3 muestra el comportamiento del modelo de operación para dos estrategias distintas, donde se decide, evidentemente, comprar en los valles y vender en los picos. Dicha figura se corresponde a ejecutar el modelo con los siguientes datos de entrada:

- Precios horarios del primer día y la primera simulación
- Capacidad de batería inicial, es decir 10MWh. Esto significa que, para cumplir con la profundidad de carga, la carga de la batería ha de estar constantemente entre 0.5 y 9.5 MW
- Carga inicial de 0.5MWh
- Un límite de 2 ciclos diarios
- Precio requerido por ciclo (C) nulo o 500€/ciclo

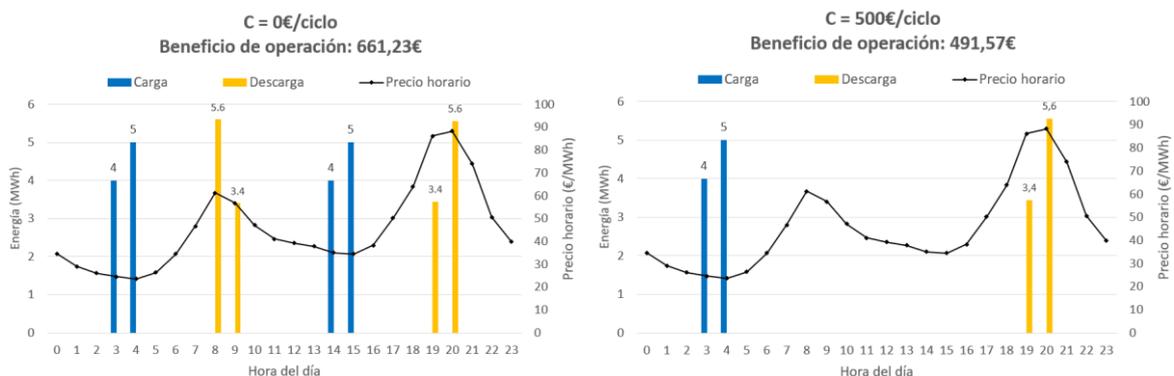


Ilustración 4-3. Comportamiento del modelo de operación

En la Ilustración 4-3 se aprecia muy bien el efecto de la componente C en la función objetivo. Con la capacidad de la batería en 10MW, un ciclo se considera completo tras la compraventa de 20MWh. Así, en el escenario de la izquierda se obtiene un beneficio por cada 20MWh de 367,4€ que no es suficiente para cumplir el posteriormente impuesto requisito de 500€/ciclo. La única manera de alcanzar dicho valor es actuando únicamente en el mínimo y el máximo absolutos para así capturar un mayor spread de precios.

4.3 OPERACIÓN CONTINUA DE LA BATERÍA

Una vez listo el modelo de operación diario de la batería, se desarrolla un sistema, representado en la Ilustración 4-4, que opere la batería durante 15 años o hasta que quede obsoleta. Para cada día de los precios simulados se ejecuta el modelo de optimización lineal, proporcionando la carga final del día, los ciclos completados y el beneficio obtenido.

La carga final regresa al modelo de operación diaria como carga inicial del nuevo día; el beneficio se va acumulando junto a los beneficios diarios anteriores, para obtener el beneficio total de operación; y el número de ciclos completados se utiliza para actualizar la capacidad de la batería a medida que se desgasta por el uso.

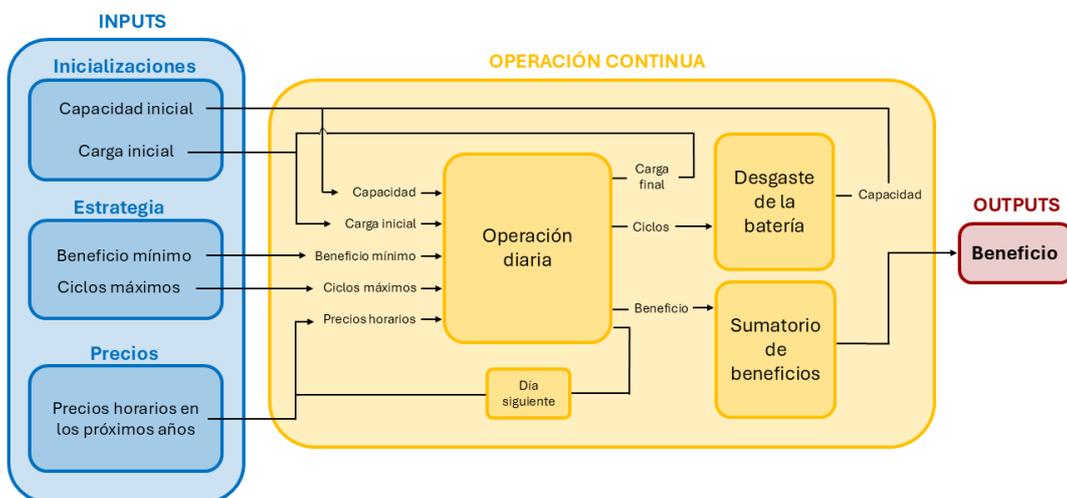


Ilustración 4-4. Diagrama de bloques de la operación continua de la batería

A continuación, se muestran el comportamiento y los resultados de este sistema, al introducir los siguientes datos de entrada:

- Capacidad inicial: 10MW
- Carga inicial: 0.5MW
- Beneficio mínimo: 70€/ciclo
- Ciclos diarios máximos: 2
- Precios horarios en los próximos años: representados en la Ilustración 4-5, tienen una media de 44,85€/MWh y un percentil 90 de 93,83€/MWh.

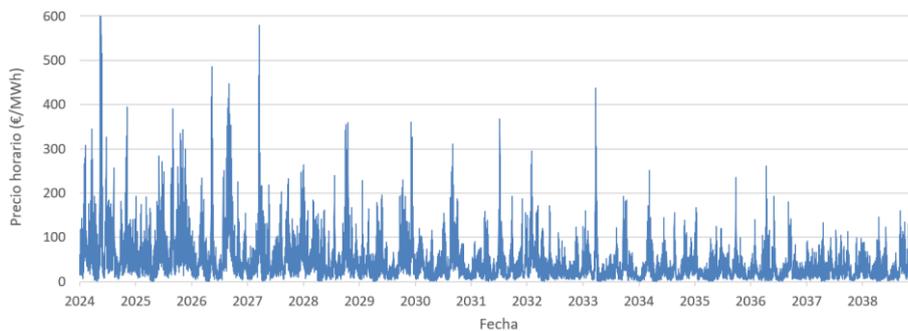


Ilustración 4-5. Ejemplo input de precios horarios

Siguiendo esta estrategia de operación, la batería alcanza el 70% de su capacidad tras 9 años y 3,971 ciclos completados, realizando una media de 1,2 ciclos diarios. El deterioro anual de la batería con el uso se refleja en la Ilustración 4-6.

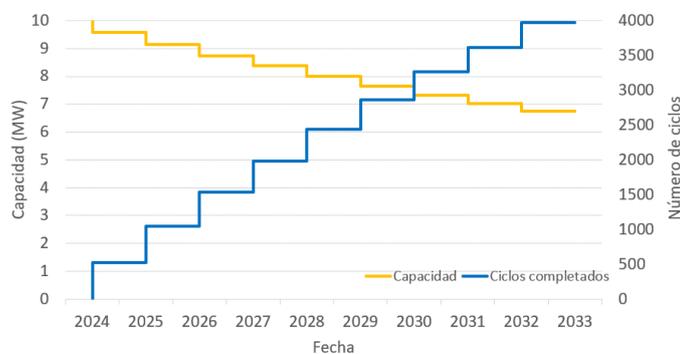


Ilustración 4-6. Ejemplo del desgaste de la batería

La Ilustración 4-7 muestra el beneficio obtenido en cada día de la simulación, así como el total acumulado. Calculando el valor presente neto con una tasa de descuento del 6% se obtienen unos ingresos a lo largo de la vida útil de la batería de 1,14 millones de euros.

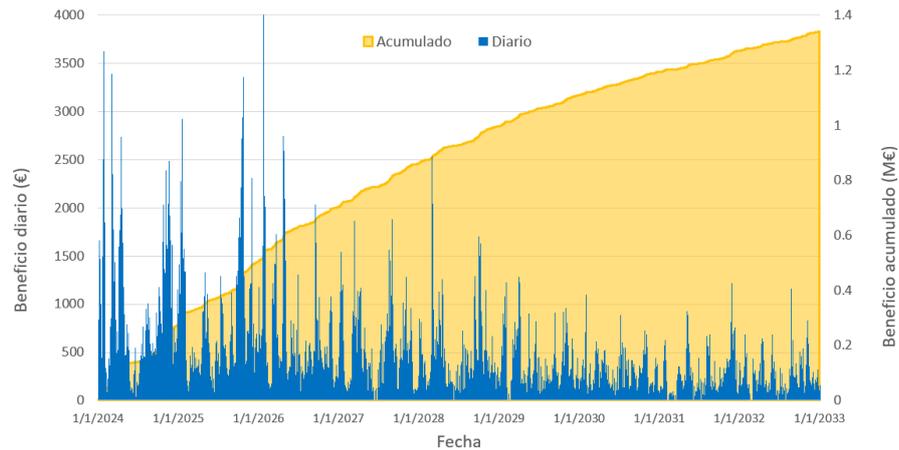


Ilustración 4-7. Ejemplo de los beneficios obtenidos

Los beneficios generados disminuyen notablemente con el paso del tiempo, debido a dos factores:

1. El desgaste de la batería provoca que la energía comprada y vendida sea cada vez menor, como se refleja en la Ilustración 4-8. A pesar de que el número de ciclos diarios no disminuye tan drásticamente (en el ejemplo la media de ciclos diarios realizados al final de la simulación se reduce un 36% con respecto al inicio de esta), la energía comprada o vendida en un día se reduce casi un 60%.

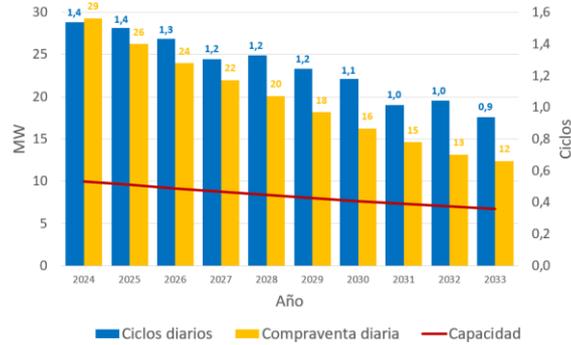


Ilustración 4-8. Medias anuales: ciclos diarios, compraventa diaria y capacidad de la batería

2. Por otro lado, los beneficios de la compraventa son cada vez menores debido a la tendencia a la baja de los precios. A pesar de que se ha introducido un perfil de precios que va aumentando su spread con los años (Ilustración 3-9), al ser un perfil normalizado y luego tener que multiplicar por el precio medio diario, el spread de precios resulta que no aumenta, como muestra la Ilustración 4-9. La Tabla 4-1 expone un sencillo ejemplo para respaldar esta idea.

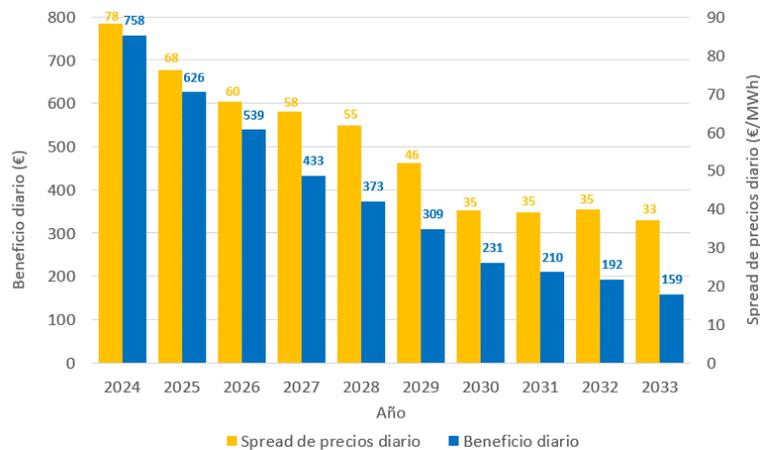


Ilustración 4-9. Medias anuales: beneficio diario y spread de precios diario

<i>Precio medio diario (€/MWh)</i>	<i>Pico normalizado</i>	<i>Valle normalizado</i>	<i>Spread normalizado</i>	<i>Spread de precios (€/MWh)</i>
60	1.3	0.8	0.5	30
10	1.8	0.5	1.3	13

Tabla 4-1. Comparación entre spread normalizado y spread de precios

El segundo punto es también el motivo por el cual el número de ciclos se ve disminuido con el tiempo. Al haber impuesto un beneficio mínimo por ciclo, cada vez es más difícil alcanzar dicho objetivo si los spreads de precios disminuyen.

Estos resultados comienzan a indicar que limitar la participación de las baterías a únicamente el mercado diario no resultará beneficioso en un futuro cercano, cuando los precios y los spreads bajen. Por no mencionar que a medida que se aumente el número de baterías operando en el mercado, el perfil diario se aplanará, ya que aumentar la demanda en los valles (comprar barato) subirá los precios, y aumentar la oferta en los picos (vender caro) los reducirá.

Capítulo 5. SIMULACIÓN MONTECARLO

La simulación Montecarlo es una técnica matemática utilizada para modelar sistemas complejos y con un alto nivel de incertidumbre, y consiste en realizar un gran número de experimentos para obtener una estimación de los posibles resultados. Así, se va a ejecutar el modelo desarrollado en el Capítulo 4. para cada uno de los mil escenarios de precios obtenidos en el Capítulo 3.

Para decidir la estrategia de operación óptima, se deben simular y comparar distintas estrategias. Sin embargo, en este caso la simulación Montecarlo conlleva un alto coste computacional: aunque depende de la vida útil de la batería, cada escenario tarda alrededor de 3 minutos en simularse, y con mil escenarios esto supone 2.000 minutos, es decir, casi dos días. Es por ello que se decide realizar la simulación Montecarlo sobre una única estrategia, y para elegirla se ejecuta el modelo de operación continua de la batería para 26 estrategias distintas utilizando como escenario la media de la predicción de precios.

En el siguiente apartado se demuestra que la volatilidad de los resultados es muy baja, por lo que se considera que la simulación de estrategias basada en la media de precios es un buen indicador de la rentabilidad de las mismas. La Tabla 5-1 recoge los resultados de estas simulaciones, ordenados por valor presente neto (referido como NPV, por sus siglas del inglés *Net Present Value*) decreciente:

Estrategia	Beneficio mínimo requerido (€/MWh)	Ciclos diarios máximos	NPV (M€)	Vida útil (años)	Ciclos completados	Media de ciclos diarios	Años en desuso
1	120	2	1.14	10	3,873	1.06	2.9
2	150	2	1.14	11	3,686	0.92	1.8
3	100	2	1.12	9	3,840	1.17	1.5
4	120	1	1.1	13	3,798	0.80	1.7
5	70	2	1.1	9	3,941	1.35	0.1
6	90	1	1.09	12	3,836	0.88	0.7
7	80	1	1.09	12	3,917	0.89	0.6
8	80	2	1.09	8	3,769	1.29	0.1
9	100	1	1.09	12	3,752	0.86	1.1
10	20	1	1.08	11	3,932	0.98	0
11	10	1	1.08	11	3,940	0.98	0
12	0	1	1.08	11	3,946	0.98	0
13	30	1	1.08	11	3,912	0.97	0
14	40	1	1.08	11	3,878	0.96	0
15	50	1	1.08	11	3,848	0.96	0
16	60	1	1.08	11	3,792	0.94	0.1
17	70	1	1.07	11	3,734	0.93	0.2
18	20	2	1.06	8	4,104	1.60	0
19	30	2	1.05	7	4,070	1.59	0
20	10	2	1.05	7	4,133	1.62	0
21	0	2	1.05	7	4,152	1.62	0
22	40	2	1.05	7	3,966	1.55	0
23	50	2	1.05	7	3,837	1.50	0
24	60	2	1.05	7	3,696	1.44	0
25	90	2	1.03	9	3,970	1.21	0.4
26	150	1	1.00	14	3,702	0.72	3

Tabla 5-1. Resultados de simulación para distintas estrategias de operación

La variable de ciclos diarios máximo toma únicamente los valores 1 y 2 porque previamente se ha comprobado que, al relajar esta condición, rara vez se superaban los 2 ciclos diarios.

Se concluye rápidamente que un beneficio requerido por ciclo muy alto (por encima de 100) es demasiado restrictivo, causando la inactividad de la batería durante muchos de los días. Para esta batería de 10MWh, 100€/ciclo se traduce en $100/20=50\text{€/MWh}$, y volviendo a la Ilustración 4-9 observamos que el spread de precios medio cae por debajo de 50€/MWh tras los primeros 5 años. De esta manera, las estrategias 1,2,3,4,6 y 9 quedan descartadas.

Sin embargo, con un valor muy bajo la batería cicla muy frecuentemente, acelerando el deterioro de la batería. De esta manera, los días en los que el spread de precios sea elevado, al haber perdido capacidad, no se podrán alcanzar grandes ingresos.

Los factores considerados para elegir la mejor estrategia son los siguientes:

- **NPV.** Maximizar los ingresos es el objetivo del modelo, así que es indiscutible que las estrategias con el mayor NPV son las principales candidatas.
- **Años en desuso.** Como se comentaba inicialmente, no usar la batería rompe con la naturaleza del proyecto, por no mencionar que, aunque no se haya simulado, las baterías también llevan asociado un deterioro por desuso que acortaría la vida útil y disminuiría los beneficios. Así, se filtran las estrategias con más de un año en desuso.
- **Vida útil.** Se cree necesario buscar un equilibrio entre alto beneficio y vida útil razonable, pues, como se ha visto, en los últimos años de operación de la batería los ingresos se ven altamente reducidos en comparación con una batería nueva.

Atendiendo a estos criterios, las estrategias 5 y 8 resultan ser las más prometedoras. Con unos resultados muy similares entre sí, se selecciona la estrategia número 5, ya que obtiene mayores ingresos.

5.1 RESULTADOS

Así pues, se simulan los mil escenarios de precios para la estrategia número 5, cuyos resultados básicos se recogen en la Tabla 5-2. Los valores mostrados son la media de todas las simulaciones, y además también se incluyen entre paréntesis los resultados obtenidos previamente al simular únicamente la media de todos los escenarios.

Estrategia	Beneficio mínimo requerido (€/MWh)	Ciclos diarios máximos	NPV (M€)	Vida útil (años)	Ciclos completados	Media de ciclos diarios	Años en desuso
5	70	2	1.14	8	3,906	1.20	0.12
(5	(70	(2	(1.1	(8	(3,941	(1.35	(0.1

Tabla 5-2. Resultados estrategia 5: media Montecarlo Vs. simulación de la media

Los resultados expuestos en el apartado 4.3 son los correspondientes a una única simulación utilizando la estrategia 5. A continuación, se exponen las gráficas análogas correspondientes

a la simulación Montecarlo, utilizando la media para agregar los resultados de las mil simulaciones.

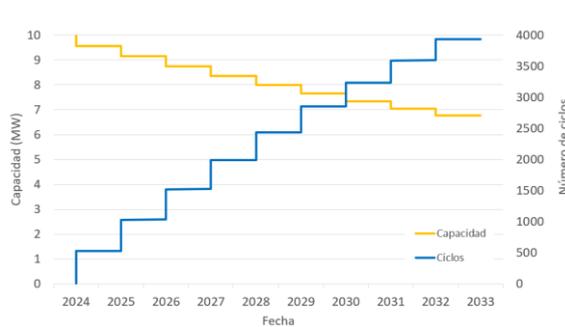


Ilustración 5-1. Media Montecarlo: Desgaste de la batería

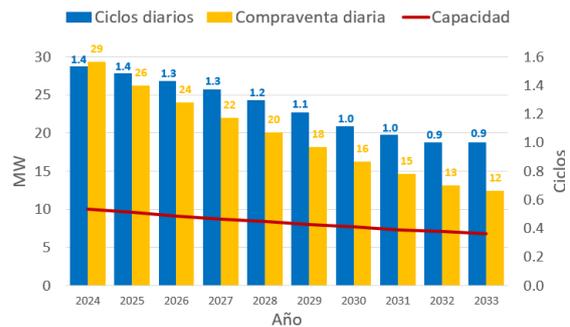


Ilustración 5-2. Media Montecarlo: Ciclos y compraventa diarios

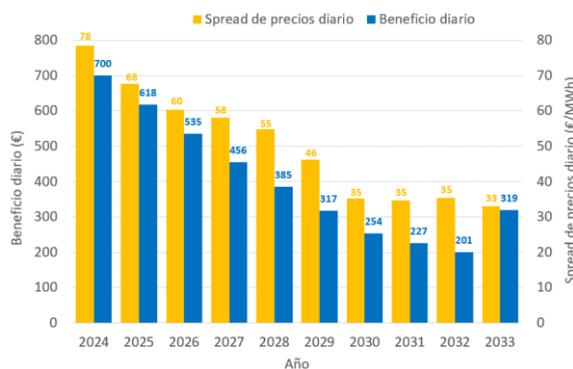


Ilustración 5-3. Media Montecarlo: Beneficio y spread de precios diarios

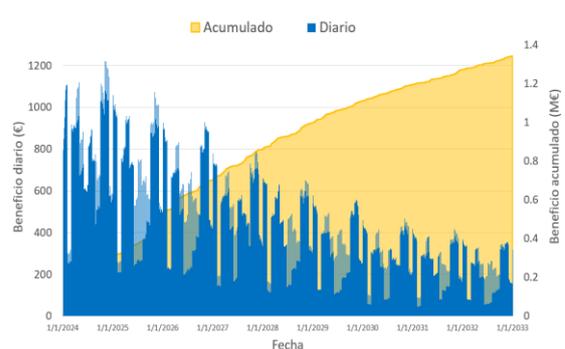


Ilustración 5-4. Media Montecarlo: Beneficios obtenidos

Una rápida comparación concluye con la similitud entre gráficas, a excepción de la Ilustración 5-4 vs. la Ilustración 4-7, encontrando en esta última unos ingresos más volátiles. A diferencia del resto de gráficas, lo que se representa en esta es una serie temporal, y no una media por años, por lo que es normal que se observe mayor volatilidad, y además esta desaparezca al realizar la media de numerosas series temporales.

Esta similitud es un primer indicio de la baja volatilidad de los resultados de estas simulaciones Montecarlo, que se corrobora con las gráficas presentadas a continuación.

La Ilustración 5-5 representa los ingresos anuales en cada uno de los escenarios, así como la media de todos ellos y unas cotas de 0,05M€ por encima y por debajo de la media.

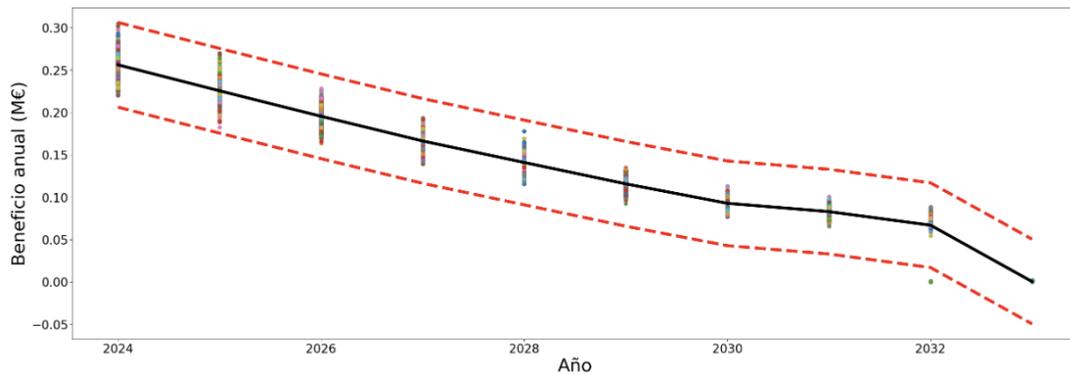


Ilustración 5-5. Ingresos anuales: mil simulaciones y media

La Ilustración 5-6 muestra la acumulación de ingresos para cada una de las mil simulaciones, así como la media de estas, que es de hecho la serie “Acumulado” representada en la Ilustración 5-4. Se representa además cómo cada una de las simulaciones se encuentra acotada en todo momento t en el rango definido por $media_t \pm 0,1$.

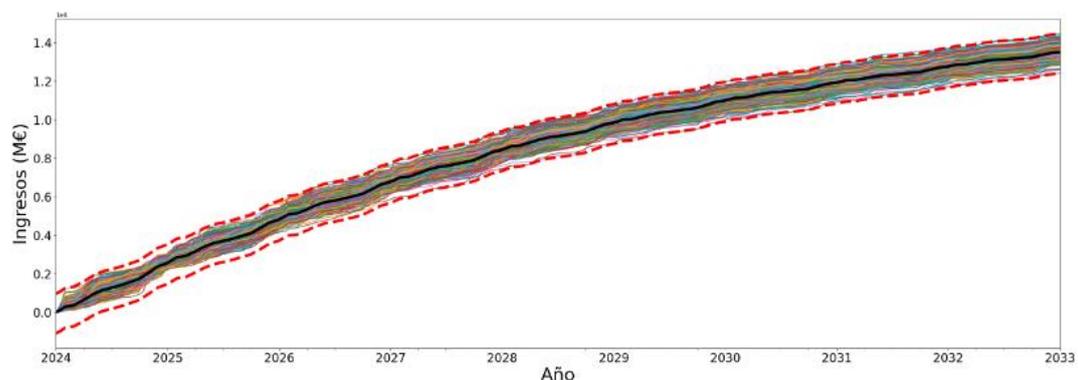


Ilustración 5-6. Acumulación de ingresos: mil simulaciones y media

Por otro lado, el histograma representado en la Ilustración 5-7 respalda nuevamente la estabilidad de los resultados. En el 100% de los escenarios simulados, el NPV obtenido se encuentra entre 1,04 y 1,25 millones de euros. Con una media de 1.14M€, esto significa que la horquilla de valores para el NPV es, de nuevo, la media más/menos 0,1 millones, lo que supone una oscilación de un 10% nada más. Si además eliminamos las colas (representadas

con un color más claro), seleccionando el 90% de los escenarios con un resultado más probable, el NPV queda acotado por la media de 1.14 y una desviación del 4,4%.

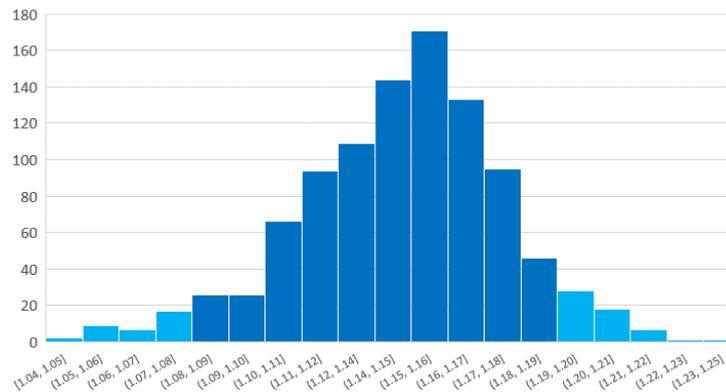


Ilustración 5-7. Histograma del NPV de los beneficios totales

Sin embargo, esta baja volatilidad puede ser la consecuencia de un modelo sesgado, con limitaciones a la hora de generar eventos extremos o cambios significativos e inesperados en el mercado. Por un lado, como consecuencia de haber basado las simulaciones en un proceso de regresión a la media y con memoria de muy corto plazo, a largo plazo en todas las simulaciones los picos y valles aleatorios se terminan compensando. Además, la utilización de una curva de futuros fija restringe la capacidad del modelo para incorporar la incertidumbre asociada a las expectativas del mercado, y por mucho que se incorpore volatilidad a nivel diario, la volatilidad a nivel macro es muy baja. Todo esto dificultará el análisis de escenarios pesimistas y optimistas.

Capítulo 6. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

En este capítulo se desarrolla el estudio financiero de la batería con el fin de concluir la rentabilidad económica del proyecto. Dado que el eje principal de este trabajo es el desarrollo del modelo de operación y su simulación, es en los anteriores capítulos donde se centran los esfuerzos. Sin embargo, se considera fundamental llevar a cabo un análisis, aunque sea básico, de las finanzas involucradas en este tipo de proyectos. Para lograr la simplicidad, se realizan a lo largo de este capítulo numerosas estimaciones.

6.1 *MODELO FINANCIERO*

Es necesario estudiar por separado las distintas secciones de un modelo financiero básico: el coste de inversión inicial (CAPEX, por su acrónimo del inglés *Capital Expenditures*), los costes operativos (OPEX, *Operational Expenditures*), la depreciación y los ingresos.

6.1.1 COSTE DE INVERSIÓN INICIAL (CAPEX)

El único coste inicial que se considera en este proyecto es el precio de adquisición de la batería, asumiendo que se dispone de antemano de la infraestructura necesaria para conectarse al sistema eléctrico.

Según informa Bloomberg New Energy Finance (BNEF), en 2023 los precios de las baterías de iones de litio cayeron un 14% con respecto al año anterior, alcanzando mínimos históricos en 139\$/kWh, que se corresponde con 124€/kWh con la conversión actual entre estas dos divisas [19]. Además, se espera que los precios sigan disminuyendo en los próximos años, según muestra la Ilustración 6-1, gracias a las economías de escala, la innovación tecnológica y las mejoras en fabricación.

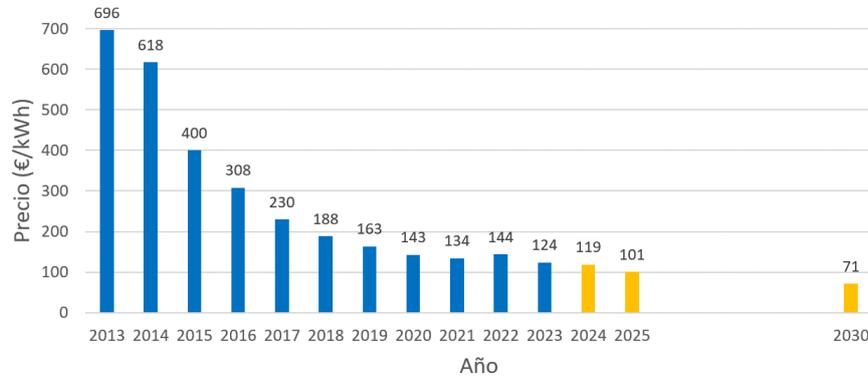


Ilustración 6-1. Precio de las baterías de ion-litio [19]

Partiendo de estos datos, con la batería utilizada de 10MW 2 horas se supone un gasto inicial de 2,48 millones de euros.

6.1.2 COSTES DE OPERACIÓN (OPEX)

Este tipo de costes se asocian al mantenimiento y el correcto funcionamiento de la instalación, así como a diversos costes asociados a la participación en el mercado, como los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución o las tasas de operadores del mercado y operadores del sistema. Aunque no es estrictamente un coste operacional, también se incluyen aquí gastos asociados al impuesto sobre la producción de energía eléctrica, o IVPEE.

Tras discutir con profesionales en el sector, se estima oportuno fijar como aproximación un OPEX anual igual a un 3% del CAPEX, es decir, 74.400 € al año.

6.1.3 DEPRECIACIÓN

La depreciación sirve para reflejar sobre el modelo financiero la pérdida de valor de un activo tangible a lo largo de su vida útil. El objetivo es poder compensar de alguna manera la pérdida de valor del activo, por lo que la depreciación va a resultar en una reducción de la base sobre la que se calcularán los impuestos a pagar.

A grandes rasgos, la depreciación puede calcularse de manera lineal o acelerada. Y aunque el método lineal suele simplificar los cálculos, la depreciación acelerada es generalmente

más conveniente cuando los activos pierden valor rápidamente o cuando se espera que los ingresos se vean disminuidos en el futuro. Como se ha ido demostrando, el presente proyecto cumple estas dos características, por lo que una depreciación acelerada es más apropiada y ayudará a maximizar los beneficios.

Dentro de este tipo de amortización, destacan 2 métodos de cálculo, explicados a continuación.

6.1.3.1 Método del Doble Saldo Decreciente (DDB)

Conocido como DDB por sus siglas del inglés *Double Declining Balance*. Se calcula siguiendo la Ecuación 6-1, de manera que se multiplica el valor en libros del activo, que se va actualizando a medida que se deprecia, por una tasa de depreciación que es el doble de la tasa de depreciación lineal.

$$\text{Depreciación anual} = \frac{2}{\text{Vida útil}} \cdot \text{Valor en libros}$$

Ecuación 6-1. Método del Doble Saldo Decreciente

El inconveniente de este método es que el valor del activo no se reducirá a cero, y suele combinarse con una depreciación lineal al final de la vida útil.

6.1.3.1.1 Método de la Suma de los Dígitos de los Años (SYD)

Conocido como SYD por sus siglas del inglés *Sum-of-the-Years Digits*. Se calcula siguiendo la Ecuación 6-2, donde la suma de los dígitos de los años se refiere a la suma de todos los números naturales inferiores e iguales a la vida útil del activo.

$$\text{Depreciación anual} = \frac{\text{Vida útil restante}}{\text{Suma de los dígitos de los años}} \cdot \text{CAPEX}$$

Ecuación 6-2. Método de la Suma de los Dígitos de los Años

Con una vida útil de 9 años y un valor inicial en libros de 2,48 millones de euros, la depreciación anual resultante de utilizar estos métodos sería la mostrada en la Ilustración 6-2:

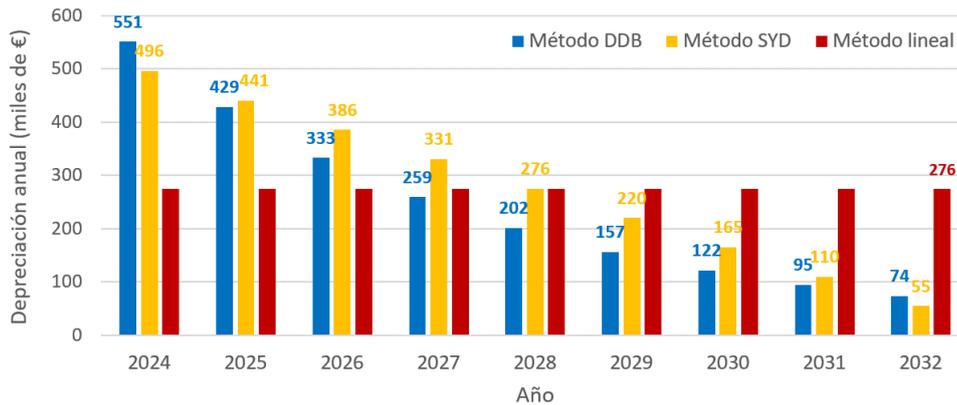


Ilustración 6-2. Depreciación anual de la batería

Dado que es un método que vale por sí solo, sin necesidad de aplicar una depreciación lineal en los últimos años, se decide utilizar una depreciación acelerada según el método SYD. Además, excepto el primer año, la depreciación anual en los primeros años es mayor, y eso beneficiará al modelo.

6.1.4 INGRESOS

Se tienen en cuenta distintas fuentes de ingreso, como la participación en el mercado diario o intradiario, actuar en los servicios auxiliares de banda o control de frecuencia y voltaje, o ingresos por capacidad.

6.1.4.1 Mercado Diario (MD)

Aquí entran en juego los resultados obtenidos en el Capítulo 5. y representados en la Ilustración 5-5. En concreto, se van a utilizar 3 series obtenidas de la simulación Montecarlo: la media, el percentil 10 y el percentil 90, representados en la Ilustración 6-3. De esta manera, se pretende estudiar el resultado esperado del proyecto, así como que sucedería en el peor 10% de los casos y en el mejor 90%.

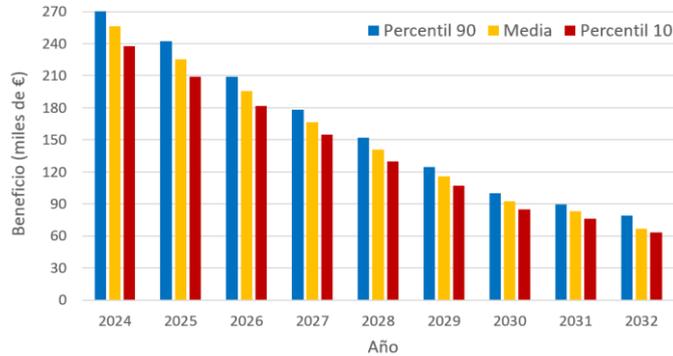


Ilustración 6-3. Ingresos anuales por participación en el mercado diario

Como se comenta en el apartado 5.1, los tres escenarios son realmente similares, por lo que se decide no estudiar los casos pesimista y optimista, limitando el análisis financiero a la media de la simulación Montecarlo.

6.1.4.2 Mercado Intradiario (MI)

Los ingresos debidos a la participación en el mercado intradiario no han sido simulados. En cambio, tras discutirlo con profesionales en el sector, se considera una práctica común al dimensionar este tipo de proyectos asumir que la participación en el mercado intradiario genera entre un 5 y un 10% de los beneficios obtenidos en el mercado diario. Así, se decide emplear un 6%, y dado el bajo porcentaje se ignora el efecto sobre el deterioro de la batería.

6.1.4.3 Servicios Auxiliares (SSAA)

La participación en los servicios auxiliares, como puede ser la banda secundaria, la regulación de frecuencia o el soporte de voltaje, suponen una fuente de ingresos fundamental en este tipo de proyectos.

El ingreso principal es el asociado a dar banda secundaria. La banda de regulación secundaria implica un menor ciclado que la participación en los demás mercados, ya que se cobra por estar disponible para dar banda, independientemente de que se convoque o no. Esto permite no tener en cuenta la degradación adicional de la batería debido a la participación en este mercado.

El desarrollo de una estrategia para la participación en los servicios auxiliares podría ser el tema de un trabajo adicional, por lo que en este apartado se desarrolla una sencilla estrategia.

La batería puede participar en este mercado siempre y cuando no esté participando en el diario. Teniendo en cuenta que se realizan 2 ciclos diarios como máximo y que los perfiles de precios horarios introducidos tienen 2 valles y 2 picos, la batería se encontrará operando en el mercado diario un máximo de 8 horas al día, en el caso de que dichos valles y picos duren 2 horas (ver Ilustración 4-3).

De las 16 horas restantes, se decide participar en la banda de regulación secundaria durante 3 horas, de manera que los ingresos por servicios auxiliares en un determinado año sigan la Ecuación 6-3:

$$\text{Ingresos SSAA} = 365 \text{ días} \cdot h \cdot 2 \cdot P_{\text{banda}} \cdot p_{\text{anual}}$$

Ecuación 6-3. Ingresos anuales por servicios auxiliares

Donde:

- h [h]: número de horas al día en las que se participa en la regulación de secundaria
- P_{banda} [MW]: potencia de la batería vendida. Se multiplica por 2 ya que una batería puede dar banda a subir ya a bajar
- p_{anual} [€/MWh]: media anual del precio de banda de regulación secundaria

Con el desgaste de la batería, y teniendo en cuenta la profundidad de descarga, la capacidad útil de la batería varía entre los 9 y los 6,3MW a lo largo de su vida útil. Se decide así fijar la potencia de banda vendida en 3MW, con el fin de no ciclar mucho la batería.

Para ajustar el precio de banda medio anual en los próximos 15 años, se comienza con el precio medio en 2023 (38,28€/MW según REE [20]) y se asume que se va canibalizando a la vez que converge al precio del mercado diario, buscando el equilibrio del mercado. La tendencia a este equilibrio se debe a que los precios del mercado diario y de los servicios auxiliares compiten, ya que uno es el coste de oportunidad del otro al no poder participar en

los dos al mismo tiempo. La Ilustración 6-4 muestra los precios utilizados en el modelo, resultado de asumir que ambos mercados convergen en 5 años.

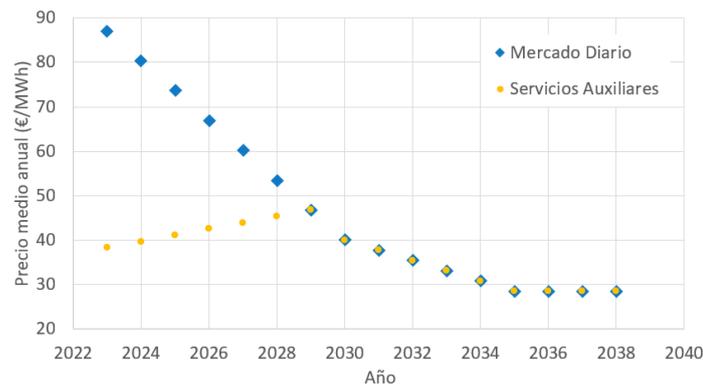


Ilustración 6-4. Tendencia de los precios medios anuales del MD y SSAA

Siguiendo la Ecuación 6-3 y aplicando los parámetros descritos, los ingresos anuales por servicios auxiliares resultan ser los presentados en la Ilustración 6-5. Dada la creciente presencia de baterías en los mercados, se ha aplicado además un factor de canibalización que reduzca los ingresos en un 5% anual.

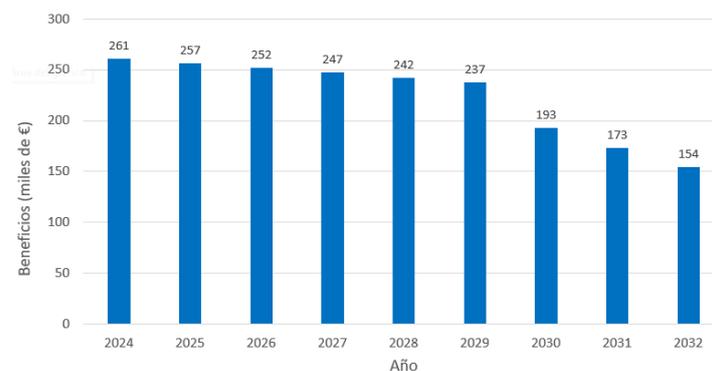


Ilustración 6-5. Ingresos anuales por participación en servicios auxiliares

6.1.4.4 Ingresos por Capacidad

Este tipo de ingresos se refieren a los pagos que recibe el dueño de la batería por estar disponible para suministrar energía en cualquier momento de necesidad. Es decir, es una manera de recompensar al dueño a cambio de la garantía de que pueden proporcionar energía al sistema cuando sea necesario, ayudando a crear un sistema eléctrico más estable y fiable.

Esta fuente de ingresos no se considera parte del caso base, y en cambio será utilizada a posteriori para aumentar el beneficio y lograr un objetivo de rentabilidad del 6%, como se detalla más adelante en el apartado 6.3.

6.2 EVALUACIÓN DEL ESCENARIO BASE

El escenario base está compuesto por todos los ingresos detallados en el apartado 6.1.4 e ignorando los ingresos por capacidad, de manera que resulten los ingresos anuales desglosados en la Ilustración 6-6:

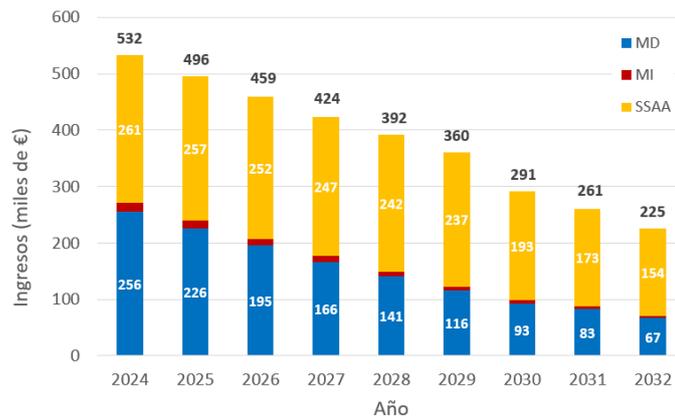


Ilustración 6-6. Escenario base: Ingresos anuales totales

Partiendo de estos precios, el análisis financiero sigue los siguientes pasos:

1. A los ingresos se les restan los costes de operación (OPEX) para obtener el EBITDA (los ingresos antes de intereses, impuestos y depreciación y amortización).
2. Al EBITDA se le resta la depreciación, obteniendo el BAI (beneficios antes de impuestos).
3. Con el BAI se calculan los impuestos. El impuesto que se tiene en cuenta es el impuesto de sociedades en el que el tipo de gravamen general es del 25%. Pero si el BAI resulta negativo, el impuesto se considera nulo.

4. Teniendo en cuenta que no se ha usado financiación, los intereses son nulos, por lo que si al BAI se le restan los impuestos se obtiene el beneficio neto.
5. Y finalmente, si al beneficio neto se le suma de vuelta la depreciación, o al EBITDA se le restan los impuestos, se obtiene el flujo de caja operativo. Este valor representa el dinero en efectivo generado por el proyecto.

La Ilustración 6-7 a continuación muestra el análisis completado, mientras que la Ilustración 6-8 representa los free cash flows:

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Media cicados diarios	1.44	1.39	1.34	1.29	1.22	1.14	1.04	0.99	0.94	0.94
Capacidad batería (MW)	10.00	9.57	9.14	8.74	8.37	8.00	7.63	7.32	7.02	6.76
Ingresos totales	532,409.38 €	495,635.69 €	459,163.89 €	423,576.41 €	391,771.47 €	360,083.70 €	291,451.94 €	260,798.88 €	225,192.88 €	225,192.88 €
Ingresos MD	256,207.90 €	225,575.51 €	195,437.10 €	166,310.13 €	140,903.12 €	115,682.08 €	92,707.35 €	82,856.99 €	66,882.91 €	66,882.91 €
Ingresos MI	15,372.47 €	13,534.53 €	11,726.23 €	9,978.61 €	8,454.19 €	6,940.92 €	5,562.44 €	4,971.42 €	4,012.97 €	4,012.97 €
Ingresos SSAA	260,829.00 €	256,525.65 €	252,000.56 €	247,286.67 €	242,414.16 €	237,410.69 €	193,182.15 €	172,970.47 €	154,297.00 €	154,297.00 €
Ingresos por capacidad										
OPEX	-74,400.00 €	-74,400.00 €	-74,400.00 €	-74,400.00 €	-74,400.00 €	-74,400.00 €	-74,400.00 €	-74,400.00 €	-74,400.00 €	-74,400.00 €
EBITDA	458,009.38 €	421,235.69 €	384,763.89 €	349,175.41 €	317,371.47 €	285,633.70 €	217,051.94 €	186,398.88 €	150,792.88 €	150,792.88 €
Depreciación	496,000.00 €	440,888.89 €	385,777.78 €	330,666.67 €	275,555.56 €	220,444.44 €	165,333.33 €	110,222.22 €	55,111.11 €	55,111.11 €
BAI	-37,990.62 €	-19,653.20 €	-1,013.89 €	18,508.74 €	41,815.91 €	65,189.25 €	51,718.61 €	76,176.66 €	95,681.77 €	95,681.77 €
Impuestos	0.00 €	0.00 €	0.00 €	4,627.18 €	10,453.98 €	16,297.31 €	12,929.65 €	19,044.16 €	23,920.44 €	23,920.44 €
Beneficio neto	-37,990.62 €	-19,653.20 €	-1,013.89 €	13,881.55 €	31,361.94 €	48,891.94 €	38,788.95 €	57,132.49 €	71,761.33 €	71,761.33 €
Flujo operativo de caja	458,009.38 €	421,235.69 €	384,763.89 €	344,548.22 €	306,917.49 €	269,336.38 €	204,122.29 €	167,354.71 €	126,872.44 €	126,872.44 €
CAPEX	-2,480,000.00 €									
Free Cash Flow	-2,480,000.00 €	458,009.38 €	421,235.69 €	384,763.89 €	344,548.22 €	306,917.49 €	269,336.38 €	204,122.29 €	167,354.71 €	126,872.44 €
TIR	2%									
VAN	-322,623.26 €									

Ilustración 6-7. Análisis financiero del escenario base

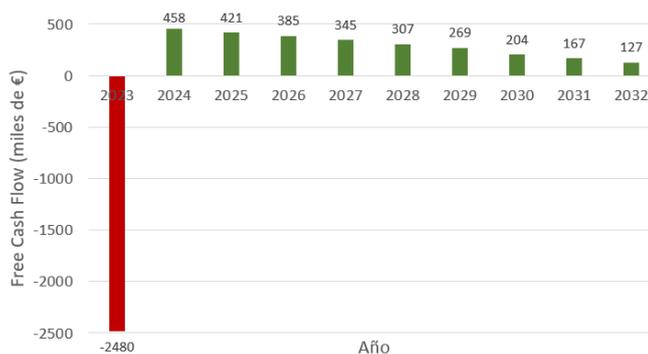


Ilustración 6-8. Free Cash Flows del escenario base

Para valorar la rentabilidad del proyecto se utilizan dos métricas distintas, aunque relacionadas: el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

El valor actual neto representa la suma del valor presente de todos los flujos de caja, incluyendo la inversión inicial, lo que en la Ilustración 6-7 se denomina como “Free Cash

Flow”. Se calcula siguiendo la Ecuación 6-4, donde N es la vida útil y r es la tasa de descuento. En este tipo de inversiones la rentabilidad esperada está entorno al 6%, por lo que se usa este valor como tasa de descuento.

$$VAN = CAPEX + \sum_{n=1}^N \frac{FCF_n}{(1+r)^n}$$

Ecuación 6-4. Valor Actual Neto

Por otro lado, la tasa interior de retorno indica el porcentaje de ganancia (o pérdida) que se obtiene de la inversión inicial, el CAPEX en este caso. Se calcula utilizando la misma ecuación, igualando el VAN a 0 y despejando la tasa de descuento. Así, la relación ente VAN y TIR resulta en que, si el VAN es negativo, la TIR será inferior a la tasa de descuento utilizada para calcular el VAN, y viceversa.

A partir del modelo se determina que, para el caso base, la tasa interna de retorno es del 2% y el valor actual neto de -322.623,26€, resultando en una rentabilidad negativa.

El VAN de los flujos de caja excluyendo el CAPEX resulta en aproximadamente 2M€, por lo que o el coste de las baterías es aún demasiado alto o los ingresos son demasiado bajos. Y aunque los precios de las baterías se prevé que sigan disminuyendo, para solucionar el problema del costo a corto plazo se necesitarían unas ayudas al CAPEX del 20%. Por otro lado, también se puede aumentar la rentabilidad incrementando los ingresos, por ejemplo, a través de contratos de capacidad como se estudia en el siguiente apartado.

6.3 EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD OBJETIVO

Este apartado propone participar en un mercado de capacidad con el fin de aumentar los ingresos lo suficiente como para alcanzar una rentabilidad, es decir, una TIR, del 6%. Como se contempla actualmente en las propuestas de este tipo de mercados, se va a entrar en un

contrato de capacidad a 5 años, y, en función de los ingresos extra necesarios se determinará el precio del MW mínimo necesario para alcanzar el objetivo.

Los ingresos por capacidad deberán cubrir los 322.623,26€ de pérdidas que supone el VAN del escenario base. Dando por hecho que tanto la potencia contratada como el precio del contrato se mantienen constantes con los años, es decir, que los ingresos serán también constantes, se encuentra que unos ingresos de 103.960€ anuales en los próximos 5 años consiguen la TIR objetivo del 6%, tal como se muestra en la Ilustración 6-9:

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Media ciclados diarios	1.44	1.39	1.34	1.29	1.22	1.14	1.04	0.99	0.94	0.94
Capacidad batería (MW)	10.00	9.57	9.14	8.74	8.37	8.00	7.65	7.32	6.96	6.96
Ingresos totales	645.269.38 €	603.642.71 €	562.317.83 €	522.215.05 €	486.235.29 €	360.033.70 €	291.451.94 €	240.798.88 €	225.192.88 €	225.192.88 €
Ingresos MD	256.207.90 €	225.575.51 €	195.437.10 €	166.310.13 €	140.503.12 €	115.682.08 €	92.707.35 €	82.856.99 €	66.882.91 €	66.882.91 €
Ingresos MI	15.372.47 €	13.534.53 €	11.726.23 €	9.978.61 €	8.454.19 €	6.940.92 €	5.562.44 €	4.971.42 €	4.012.97 €	4.012.97 €
Ingresos SSAA	260.829.00 €	256.525.65 €	252.000.56 €	247.286.67 €	242.414.16 €	237.410.69 €	193.182.15 €	172.970.47 €	154.297.00 €	154.297.00 €
Ingresos por capacidad	112.860.00 €	108.007.02 €	103.154.04 €	98.639.64 €	94.463.82 €					
OPEX	-74.400.00 €	-74.400.00 €	-74.400.00 €	-74.400.00 €	-74.400.00 €	-74.400.00 €	-74.400.00 €	-74.400.00 €	-74.400.00 €	-74.400.00 €
ERITDA	570.869.38 €	529.242.71 €	487.917.93 €	447.815.05 €	411.835.29 €	285.633.70 €	217.051.94 €	186.398.88 €	150.792.88 €	150.792.88 €
Depreciación	496.000.00 €	440.888.89 €	385.777.78 €	330.666.67 €	275.555.56 €	220.444.44 €	165.333.33 €	110.222.22 €	55.111.11 €	55.111.11 €
BAI	74.869.38 €	88.353.82 €	102.140.15 €	117.148.38 €	136.279.73 €	165.189.25 €	194.044.16 €	223.297.05 €	252.600.00 €	282.000.00 €
Impuestos	18.717.34 €	22.088.45 €	25.535.04 €	29.287.09 €	34.069.93 €	40.209.80 €	47.891.94 €	57.132.49 €	68.166.67 €	80.800.00 €
Beneficio neto	56.152.03 €	66.265.36 €	76.605.11 €	87.861.28 €	102.209.80 €	120.209.80 €	148.891.94 €	188.985.95 €	241.132.49 €	307.166.67 €
Flujo operativo de caja	552.152.03 €	507.154.25 €	462.382.89 €	418.527.95 €	377.765.36 €	269.336.38 €	204.122.29 €	167.354.71 €	126.872.44 €	126.872.44 €
CAPEX	-2.480.000.00 €									
Free Cash Flow	-2.480.000.00 €	552.152.03 €	507.154.25 €	462.382.89 €	418.527.95 €	377.765.36 €	269.336.38 €	204.122.29 €	167.354.71 €	126.872.44 €
TIR	6.00%									
VAN	10.68 €									

Ilustración 6-9. Análisis financiero del escenario con capacidad

El ingreso anual por capacidad viene dado por el producto entre la capacidad anual ofrecida y el precio del MW por año. Para obtener el precio mínimo posible, se debe ofrecer toda la potencia disponible, de manera que se asume que cada año se ofrece la capacidad actual de la batería, corregida por el factor de profundidad de descarga. Así, se concluye que bajo estas condiciones un contrato de capacidad con un precio de 12.540€/MW por año es suficiente para alcanzar la rentabilidad deseada.

Capítulo 7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

El auge de la generación renovable y el continuo desarrollo de los sistemas de baterías para almacenamiento de energía supone el entorno perfecto para que las baterías pasen a considerarse un agente más en el sistema eléctrico. Además de presentar un gran potencial económico, jugarán un papel determinante en la transición a un sistema eléctrico más verde.

El claro obstáculo que presenta ahora mismo una batería es su alto coste. Y aunque en la última década se ha reducido un 84% y un 15% en el último año, el coste de inversión sigue siendo demasiado alto y solo permite sacarle rentabilidad a la batería si se participa en múltiples mercados. Utilizando una batería de 10MW y 2h, y participando en los mercados diario, intradiario y de servicios auxiliares, se espera generar unos ingresos de 3,44M€ nominales a lo largo de 9 años. Sin embargo, tras hacer frente a gastos como los costes de operación y los impuestos, esta suma se reduce a 2,68M€ nominales, que con una tasa de descuento del 6% equivalen a 2,14M€ reales. Esto no es suficiente para cubrir el coste de dicha batería, que se estima en 2,48M€.

Del apartado 6.2 se concluye que una de las opciones para sacarle una rentabilidad del 6% al proyecto sin necesidad de participar en el mercado de capacidad, es que el coste de la batería se redujese a 2,16 M€, que se traduce en 107 €/kWh. Este objetivo se puede conseguir optando a subvenciones al CAEX, aunque Según BloombergNEF [19], el precio se podría ver reducido a esos niveles tan pronto como el año 2025.

Por otro lado, el proyecto también se considera viable si se aprueba un mercado de capacidad con un precio de al menos 12.540€/MW por año. Teniendo en cuenta que en España los precios en este mercado oscilan entre los 20.000 y los 50.000 €/MW por año, no solo esta opción consigue que se alcance el 6% de rentabilidad objetivo, si no que se podría incluso superar.

Estos resultados están sujetos a una serie de asunciones y modelos desarrollados a lo largo del proyecto. En vez de concentrar todos los esfuerzos en un capítulo en concreto y olvidar los demás, lo que se quería con este trabajo es presentar una visión global de un tema de creciente popularidad. Esto supone una serie de limitaciones comentadas a continuación.

7.1 SIMULACIÓN DE PRECIOS SESGADA

Tal y como se comenta al final del Capítulo 5. , el modelo de simulación de precios no es capaz de generar escenarios extremos producto de un cambio inesperado en las condiciones del mercado eléctrico. Sin embargo, los caminos generados son demasiado fieles a la curva de futuros impuesta. Así, el modelo funciona bajo unas condiciones del mercado muy específicas y será preciso siempre y cuando dichas condiciones se mantengan.

Pero una simulación Montecarlo generalmente está pensada para estudiar un alto número de escenarios posibles, incluyendo aquellos que se salen de toda norma. Y es la incorporación de estos escenarios extremos lo que hace de esta técnica una herramienta tan valiosa. Pues, incluso teniendo en cuenta que existe la posibilidad, por mínima que sea, de que el precio medio de la energía puede subir en 2030 a 100€/MWh, es posible estimar ingresos de X con un nivel de confianza Y, a pesar de lo que pueda pasar.

Es así que se sugiere como futuro desarrollo incorporar incertidumbre en la curva de precios futuros, de manera que se pueda simular qué pasaría bajo este tipo de situaciones extremas.

7.2 DESARROLLO DE UN MODELO DE OPERACIÓN COMPLETO

El presente proyecto únicamente modela la operación de la batería en el mercado diario, pero, como se expone en el Capítulo 6. , la participación en otros mercados es fundamental para alcanzar la rentabilidad del proyecto.

Dado que el mercado intradiario genera en torno a un 2% de los ingresos totales (excluyendo los contratos de capacidad), el desarrollo de un modelo enfocado en este mercado no se considera una prioridad. Sin embargo, los ingresos obtenidos por servicios auxiliares suponen más de un 50%, y, además, la participación en ellos tiene una gran ventaja, y es que genera beneficios sin usar la batería en muchos casos. Se propone entonces sustituir las aproximaciones realizadas por un modelo más sofisticado.

Por otro lado, el horizonte temporal de la simulación se corresponde con la vida útil de la batería, de manera que al quedar esta obsoleta se asume o bien el fin del proyecto, o bien la repetición de mismo invirtiendo en una nueva batería.

Si se realiza una nueva inversión, sería pertinente simular por lo menos dos ciclos. Esto permitiría estudiar si resulta más rentable utilizar una estrategia que alargue la vida útil de la batería, para que la nueva tenga un coste menor; o por el contrario, utilizar una estrategia que acorte la vida útil, para sustituir los ingresos de los últimos años, que disminuyen considerablemente, por los de los primeros años de una batería nueva.

Poniendo las estrategias 5 y 18 como ejemplo, ¿es posible que resulte más beneficioso operar con la estrategia 18, con unos ingresos de 1,06M€, en vez de con la 5, que consigue unos ingresos de 1,1M€? Al quedar obsoleta un año antes, se reinvertiría en una nueva batería y los ingresos en el noveno año se corresponderían con los de una batería nueva, en vez de los de con una cuya capacidad está ya cerca del 70%.

Capítulo 8. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Los objetivos de desarrollo sostenible [27], conocidos por sus siglas ODS, persiguen acabar con la pobreza, proteger el planeta y garantizar la paz y la prosperidad para el año 2030. Hay un total de 17, según muestra la Ilustración 8-1, y se encuentran integrados unos con los otros, es decir, que los resultados de uno pueden influir en los de otro. Con ellos se busca equilibrar la sostenibilidad medio ambiental, económica y social, para lo cual es necesaria la intervención de todo el mundo, desde grandes organizaciones o empresas hasta cada individuo por separado.



Ilustración 8-1. Objetivos de Desarrollo Sostenible [1]

El presente proyecto se identifica principalmente con los objetivos 7 y 13, pero como se ha mencionado, todos acaban teniendo relación, de manera que se relaciona, aunque en menor medida, en el resto de los objetivos.

- **Energía asequible y no contaminante.** Los sistemas de baterías para el almacenamiento de energía eléctrica van a permitir el aumento de la energía verde consumida. En momentos en los que las condiciones climatológicas provocan una alta producción independientemente del nivel de demanda, los BESS permiten no tener que parar la producción, almacenando el excedente de energía para consumirlo posteriormente. Una consecuencia directa de esta situación es que se aplane la curva de precios, acabando con los altos precios en las horas pico, resultando en un precio de la electricidad más asequible.
- **Acción por el clima.** Además de presentar un gran potencial económico, los BESS son un recurso determinante para ayudar con la integración de la generación renovable en un sistema eléctrico históricamente dominado por el uso de combustibles fósiles.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Macedo Faria, B., & Franco Barbosa, P. S. (2015). Estudios sobre el comportamiento Óptimo del almacenamiento de energía en embalses de sistema hidroeléctrico. *Tecnología Y Ciencias Del Agua*, 17(3), 17–26. Recuperado a partir de <https://revistatyca.org.mx/index.php/tyca/article/view/913>.
- [2] Bonilla, J.; Roca, L.; De La Calle, A.; Dormido, S. (2017). Modelo Dinámico de un Recuperador de Gases -Sales Fundidas para una Planta Termosolar Híbrida de Energías Renovables. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*. 14(1):70-81. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2016.11.003>
- [3] Rosero Garcia, J., García Sierra, R., Cerón, A. F., & Zuñiga, A. F. (2022). Una propuesta metodológica para la evaluación de la condición en sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) utilizando KPIs. *Ingeniería y desarrollo*, 40(2), 204-223.
- [4] Gómez Zafra, F. J. (2021). Situación actual de las baterías de ion-litio para almacenamiento de energía eléctrica.
- [5] Eléctrica, R. (n.d.). España pone en servicio en 2023 la mayor cifra de potencia instalada solar fotovoltaica de su historia. Red Eléctrica. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2024/03/espana-pone-en-servicio-en-2023-la-mayor-cifra-de-potencia-instalada-solar-fotovoltaica-de-su-historia#:~:text=Espa%C3%B1a%20produjo%20durante%202023%20un,de%20renovables%20a%20nivel%20nacional>.
- [6] Potencia instalada | Informes del sistema. (n.d.). <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/generacion/potencia-instalada>
- [7] *Borrador actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*. (2020). <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>
- [8] Administrator. (n.d.). *Mibel – Mercado Ibérico de Electricidade*. Mibel. https://www.mibel.com/es/home_es/

- [9] Rangel, C., Canha, L., & Villar, J. (2019, September). Profit Study of the Combined Operation of a Wind Farm and a Battery Storage System in the MIBEL electricity market. In 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America) (pp. 1-6). IEEE.
- [10] Garrido, A. G. (2020). Development of optimal energy management and sizing strategies for large-scale electrical storage systems supporting renewable energy sources (Doctoral dissertation, Universidad del País Vasco-Euskal Herriko Unibertsitatea).
- [11] Opathella, C., Elkasrawy, A., Mohamed, A. A., & Venkatesh, B. (2019). Optimal scheduling of merchant-owned energy storage systems with multiple ancillary services. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 7, 31-40.
- [12] Hu, Y., Armada, M., & Sánchez, M. J. (2022). Potential utilization of battery energy storage systems (BESS) in the major European electricity markets. *Applied Energy*, 322, 119512.
- [13] Ciarreta, A., & Zarraga, A. (2015). Analysis of mean and volatility price transmissions in the MIBEL and EPEX electricity spot markets. *The Energy Journal*, 36(4), 41-60.
- [14] Astor, R., Da Silva, N. P., Esteves, J., & Pestana, R. (2018). Market-Based Bidding Strategy for Variable Renewable Generation in the MIBEL. 15th International Conference on the European Energy Market (EEM), Lodz, Poland, 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEM.2018.8469791.
- [15] Téllez, S., & Duarte, O. (2016). Gestión de la Demanda en redes eléctricas inteligentes: Revisión y futuras estrategias. In *V CIUREE: Congreso de Eficiencia y Gestión Energética* (p. 7).
- [16] *BESS: Sistema de almacenamiento de energía en batería*. (2024, July 12). <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/almacenamiento/bess>
- [17] Endesa. (2024, June 18). ¿Cuáles son los horarios de la luz? *Endesa*. <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/horarios-luz-valle-punta-llano>
- [18] *OMIP*. (n.d.). <https://www.omip.pt/es>

- [19] BloombergNEF. (2023, November 22). *Lithium-Ion battery pack prices hit record low of \$139/kWh* | BloombergNEF. BloombergNEF. <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/>
- [20] *Mercados de reserva | Informes del sistema*. (n.d.). <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/mercados/servicios-ajuste/mercados-reserva>
- [21] Nitta, N., Wu, F., Lee, J. T., & Yushin, G. (2015). Li-ion battery materials: present and future. *Materials Today*, 18(5), 252–264. <https://doi.org/10.1016/j.mattod.2014.10.040>
- [22] Goodenough, J. B., & Park, K. (2013). The Li-Ion rechargeable battery: a perspective. *Journal of the American Chemical Society*, 135(4), 1167–1176. <https://doi.org/10.1021/ja3091438>
- [23] Yang, Z., Zhang, J., Kintner-Meyer, M. C. W., Lu, X., Choi, D., Lemmon, J. P., & Liu, J. (2011). Electrochemical energy storage for green grid. *Chemical Reviews*, 111(5), 3577–3613. <https://doi.org/10.1021/cr100290v>
- [24] Squire, J., Maddrell, E. R., Hyatt, N. C., & Stennett, M. C. (2014). Influence of lubricants and attrition milling parameters on the quality of zirconolite ceramics, consolidated by hot isostatic pressing, for immobilization of plutonium. *International Journal of Applied Ceramic Technology*, 12(S2). <https://doi.org/10.1111/ijac.12239>
- [25] Li, X., Zhang, H., Mai, Z., Zhang, H., & Li, X. (2011). "Energy storage system based on vanadium redox flow battery." *Chinese Science Bulletin*, 56, 364-369. DOI: 10.1007/s11434-010-4277-1
- [26] Box, G. E., Jenkins, G. M., Reinsel, G. C., & Ljung, G. M. (2015). *Time Series Analysis: Forecasting and Control*. John Wiley & Sons.
- [27] *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. (n.d.). UNDP. <https://www1.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals.html>