



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ESTUDIO DE LA HIBRIDACIÓN DE UN PARQUE
EÓLICO CON UN SISTEMA DE
ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS PARA LA
PARTICIPACIÓN EN LA REGULACIÓN
SECUNDARIA**

Autor: Laura María Tapiador Ferrero

Director: Dr. Luis Díez Maroto

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Estudio de la hibridación de un parque eólico con un sistema de almacenamiento de
baterías para la participación en la regulación secundaria
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2019/20 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.: Laura María Tapiador Ferrero

Fecha: 21/agosto/2020

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Dr. Luis Díez Maroto

Fecha: 21/agosto/2020

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor Dña. Laura María Tapiador Ferrero

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: ESTUDIO DE LA HIBRIDACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO CON UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS PARA LA PARTICIPACIÓN EN LA REGULACIÓN SECUNDARIA, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que

d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- Madrid, a 21 de julio de 2020

Fdo.

~~aplader~~

[illegible]



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ESTUDIO DE LA HIBRIDACIÓN DE UN PARQUE
EÓLICO CON UN SISTEMA DE
ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS PARA LA
PARTICIPACIÓN EN LA REGULACIÓN
SECUNDARIA**

Autor: Laura María Tapiador Ferrero

Director: Dr. Luis Díez Maroto

Madrid

Agradecimientos

Quisiera agradecer la inestimable guía y apoyo de mi director, Luis.

Y por supuesto, a mis padres, a los que les debo todo.

N'ayez jamais peur de la vie,
n'ayez jamais peur de
l'aventure, faites confiance au
hasard, à la chance, à la
destinée. Partez, allez
conquérir d'autres espaces,
d'autres espérances. Le reste
vous sera donné de surcroît.

Henry de Monfreid

ESTUDIO DE LA HIBRIDACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO CON UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS PARA LA PARTICIPACIÓN EN LA REGULACIÓN SECUNDARIA

Autor: Tapiador Ferrero, Laura María.

Director: Díez Maroto, Luis.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

La creciente incorporación de energía eólica plantea nuevos desafíos para la operación de los sistemas de energía. En este trabajo, se analiza la viabilidad técnica y económica de la participación de un parque eólico en la regulación secundaria. Además, se estudia el efecto de hibridar dicho parque con un sistema de almacenamiento con baterías (BESS) como una manera de mejorar su capacidad de regulación.

Palabras clave: generación eólica, regulación secundaria, baterías, mercados energéticos

La energía eólica ha experimentado un amplio desarrollo en todo el mundo debido a los grandes avances tecnológicos y a un marco regulatorio favorable, por el que percibían importantes incentivos. En España, la eólica es la segunda tecnología con mayor producción, con una aportación del 21,5 % (53.094 GWh) de la demanda total.

Debido a su carácter impredecible e intermitente, la energía eólica dificulta la planificación y operación del sistema. Su papel dentro del mix de generación se limita, prácticamente en su totalidad, a la cobertura de la demanda siendo retribuida según el mercado diario o los contratos a plazos, como los Power Purchase Agreements (PPA). La participación de la energía eólica en los servicios de ajuste del sistema es testimonial. En concreto, no se permitía a las tecnologías renovables la certificación necesaria para ofertar regulación secundaria hasta 2016. Actualmente solo un 1% del total de la potencia eólica instalada está habilitada para proporcionar secundaria, lo que equivale a 189MW.

El objetivo principal de este proyecto es analizar la viabilidad técnica y económica de la participación de una planta de generación eólica en el servicio de regulación secundaria. Adicionalmente, se estudiará la posibilidad de hibridar el parque eólico considerado con un BESS.

En primer lugar, se ha realizado una revisión del estado del arte de las tecnologías eólica y de los sistemas de almacenamiento. A raíz de esto, se ha comprobado que las tecnologías de aerogeneradores más extendidas tienen capacidad técnica para poder ajustar su generación y, así disponer de capacidad a aumentar y disminuir dicha generación, lo que significa que pueden participar en la regulación secundaria.

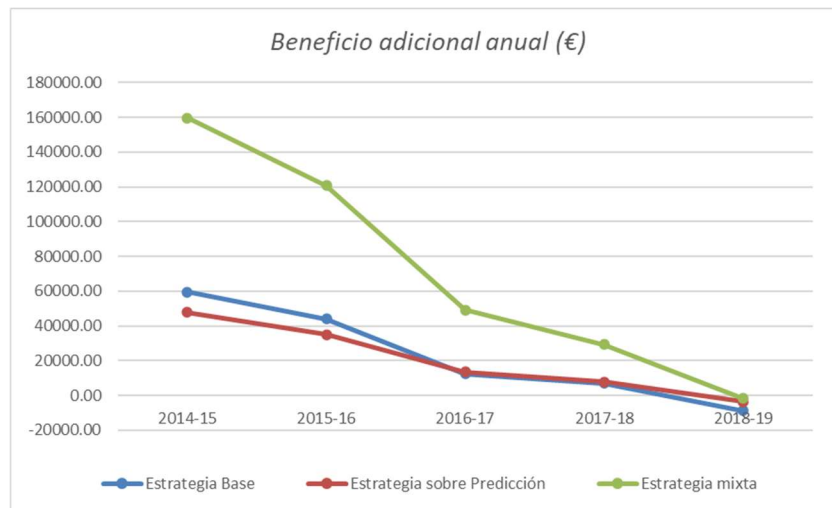
Por su parte, del estudio de las principales tecnologías de almacenamiento con baterías se ha concluido que hay varios tipos que son adecuados para su aplicación al proyecto, sin embargo, por las características de operativas y, especialmente, por su menor coste en relación a las demás baterías consideradas, se opta por un sistema de baterías de ión-litio.

El servicio de regulación secundaria está remunerado en función a la disponibilidad de la banda de regulación asignada y la utilización en tiempo real de la energía de regulación secundaria que sea necesaria, siguiendo los requerimientos del AGC (Control Automático de Generación). Además, en aquellos casos en los que el parque eólico no pueda proporcionar la energía comprometida, será penalizado económicamente. Normalmente estos incumplimientos estarán causados por una mala predicción del recurso eólico. Por otro lado, en caso de que el AGC solicite capacidad adicional de regulación secundaria a la prevista y el parque tenga producción suficiente para aportarla, recibirá una bonificación.

En el proyecto se desarrollan tres estrategias de oferta de secundaria, que se han denominado *estrategia base*, *estrategia sobre la predicción* y *estrategia mixta*. La *estrategia base* propone una oferta de banda del 10% de la predicción de la producción, con un mínimo a dicha oferta de 1MW, que es el establecido por normativa. Con la *estrategia sobre la predicción* se oferta una banda del 10% de la predicción de la producción y se restringe la oferta mínima a 2,7MW. Por último, con la *estrategia mixta*, se oferta un porcentaje de banda variante en función del grado de utilización de la predicción, que se define como el cociente entre la generación prevista y la potencia nominal del parque, que es 54MW para el caso de estudio. Con esta última estrategia se busca combinar una aproximación más conservadora en la oferta para grados de utilización menores, donde hay más riesgo de incumplir la oferta comprometida, y más arriesgada en caso de grados de utilización altos, buscando maximizar el beneficio obtenido.

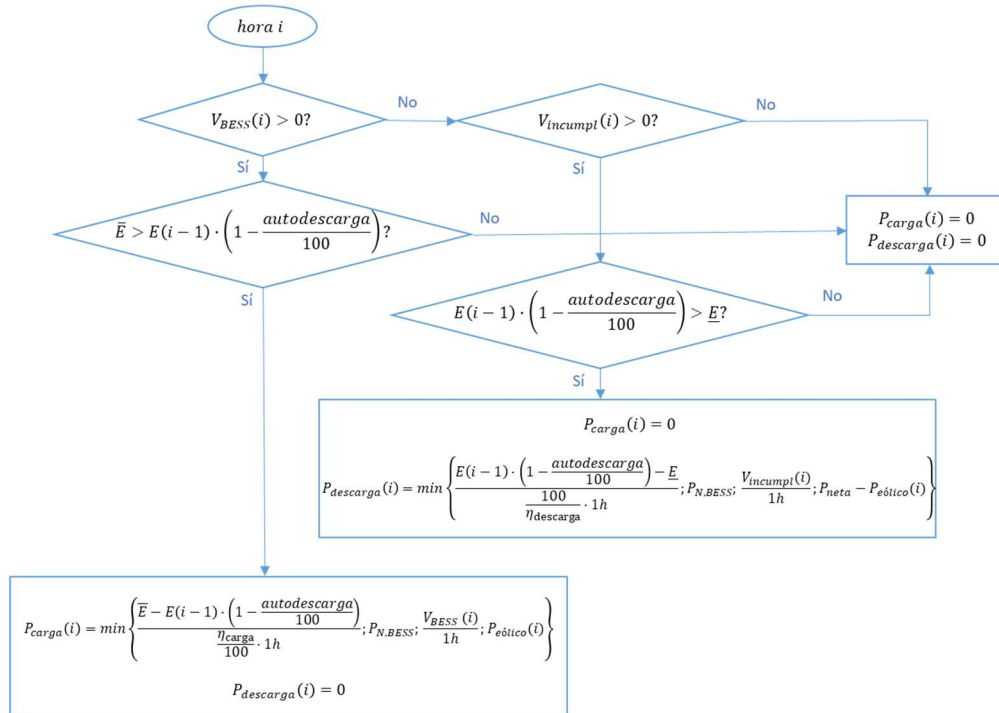
<i>Grado de utilización de la predicción (%)</i>	<i>Grado de utilización de la predicción (MW)</i>	<i>Banda a ofertar según la estrategia mixta</i>
0 - 25%	0 – 13,5	10%
25 - 50%	13,5 – 27	15%
50 - 75%	27 – 40,5	20%
75 - 100%	40,5 - 54	25%

Para la estimación de los beneficios, se han aplicado las tres estrategias mencionadas a un parque eólico de 54MW, teniendo disponibles sus datos de producción y predicción anual, y considerando los registros históricos del mercado en los años 2014 a 2019. Para una mayor claridad se analizan los beneficios que se obtienen exclusivamente por participar en la regulación secundaria, notados como beneficios adicionales. Los resultados obtenidos se recogen en la siguiente figura:



En vista de estos resultados se puede concluir, por un lado, que la estrategia con la que se logran mejores beneficios es la mixta. El beneficio adicional medio obtenido durante el periodo es de 71.500 €/año, que supone un incremento medio del 1,03% sobre los beneficios totales netos que se obtendrían acudiendo al mercado diario exclusivamente, sin participar en la secundaria. Por el otro lado, se observa una tendencia decreciente de los beneficios adicionales, la cual se debe a una evolución de los precios de los distintos mercados que resulta adversa para la retribución de la secundaria. Los precios del mercado, con su inherente volatilidad, son una fuente de incertidumbre para analizar la viabilidad del proyecto. A pesar de esta tendencia, los resultados del estudio económico demuestran la viabilidad económica de la participación en la regulación secundaria, logrando una rentabilidad superior al caso de no participar en el servicio.

A continuación, se completa el estudio incorporando el BESS a la instalación, considerando que se participa en la regulación secundaria empleando la *estrategia mixta*. Se ha decidido emplear el sistema de baterías BESS para reducir los incumplimientos de banda. Por tanto, el sistema de baterías actúa como una instalación auxiliar y es de poca potencia en comparación a la capacidad parque. Se analizan diversas baterías, que han sido dimensionadas según los incumplimientos estimados por la participación en secundaria empleando la *estrategia mixta*. En el siguiente esquema se sintetiza la estrategia desarrollada para la operación del sistema de baterías, en el que la rama izquierda corresponde al proceso de carga y la derecha, al de descarga.



Debido al todavía alto coste de las baterías, la elección de qué batería concreta se hibrida con el parque ha de realizar conforme a criterios económicos. Los resultados del estudio económico indican que los costes de los BESS han de reducirse un mínimo del 85% para que su incorporación en la instalación pueda resultar económicamente interesante.

TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF THE PARTICIPATION OF WIND GENERATION AND BATTERY ENERGY STORAGE IN SECONDARY REGULATION

Author: Tapiador Ferrero, Laura María.

Supervisor: Díez Maroto, Luis.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The increasing deployment of wind energy poses new challenges to the operation of power systems. In this project, the technical and economic feasibility of the participation of a wind farm in secondary regulation is analyzed. In addition, the effect of hybridizing said park with a battery storage system (BESS) is studied as a way to improve its controllability.

Keywords: wind generation, secondary regulation, batteries, power markets

Wind power has experienced extensive development globally due to great technological advances and a favorable regulatory framework for which they received significant incentives. In Spain, wind is the second technology with the highest production, with a contribution of 21.5% (53,094 GWh) to the total demand.

Due to its unpredictable and intermittent nature, wind power increases the difficulty to the planning and operation of power systems. Its role within the generation mix is limited, practically in its entirety, to covering the demand, which is retributed according to the daily market or long-term contracts, such as Power Purchase Agreements (PPA). The participation of wind energy in system ancillary services is testimonial. Specifically, renewable technologies could not obtain the necessary certification to offer secondary regulation until 2016. Currently only 1% of the total installed wind power is enabled to provide secondary, which is equivalent to 189MW.

The main objective of this project is to assess the technical and economic viability of the participation of a wind generation plant in the secondary regulation service. Additionally, the possibility of hybridizing the considered wind farm with a BESS will be studied.

Firstly, a review of the state of the art of wind technologies and storage systems has been carried out. As a result, it has been proven that the most predominant wind turbine technologies have the technical capacity to adjust their generation in order to have the capacity to increase and decrease said generation, that is, they can participate in secondary regulation.

On the other hand, from the study conducted on the main battery storage technologies it has been derived that there are several suitable types for their application to the project, however, due to the operational characteristics, especially, due to their lower cost in relation to the other batteries considered, a lithium-ion BESS is chosen.

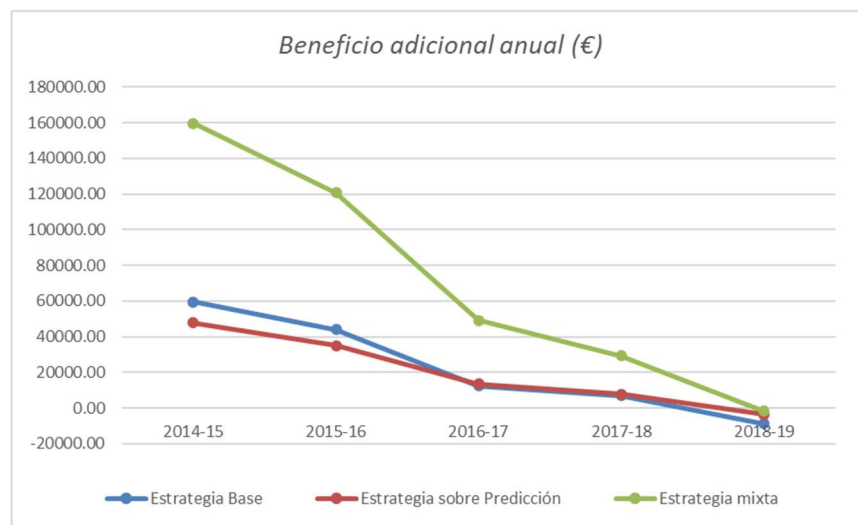
The secondary regulation service is liquidated based on the availability of the assigned regulation band and the real-time use of the necessary secondary regulation energy, following the requirements of the AGC. Furthermore, in those cases in which the wind

farm cannot provide the committed energy, it will be financially penalized. These non-compliances will normally be caused by a poor prediction of the wind resource. On the other hand, in the event that the AGC requests additional capacity for secondary regulation to that foreseen and the park counts with sufficient production to contribute to it, it will receive a bonus.

In this project, three secondary strategies for the offered band are developed, which have been designated *base strategy*, *strategy on the prediction* and *mixed strategy*. The *base strategy* proposes an offered band of 10% of the forecasted production, with a minimum of said offer of 1MW, which stated in the applicable regulations. With the *strategy on the prediction*, a band of 10% of the forecasted production is offered and the minimum offer is restricted to 2.7MW. Finally, with the *mixed strategy*, a varying band percentage is offered based on the degree of use of the prediction, which is defined as the ratio between the expected generation and the rated power of the farm, which is 54MW for the studied case. This last strategy seeks to combine a more conservative approach in the offer for lower degrees of use, where the chance of not complying with the promised offer is higher, and a riskier approach in the case of high degrees of use, attempting to maximize the benefit obtained.

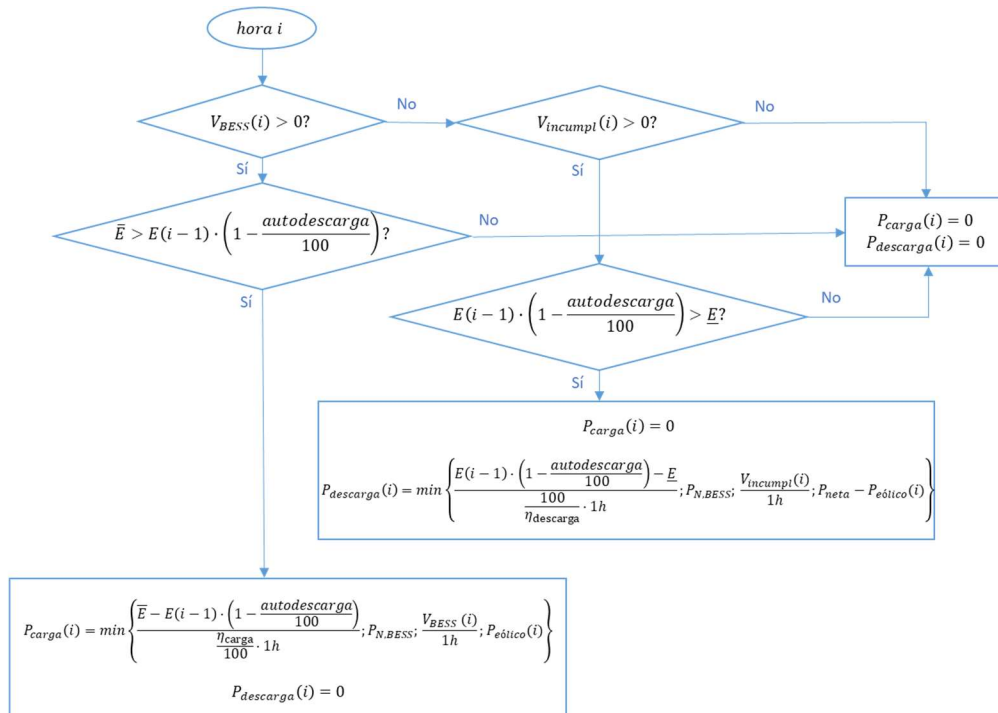
Grado de utilización de la predicción (%)	Grado de utilización de la predicción (MW)	Banda a ofertar según la estrategia mixta
0 - 25%	0 – 13,5	10%
25 - 50%	13,5 – 27	15%
50 - 75%	27 – 40,5	20%
75 - 100%	40,5 - 54	25%

In order to estimate the profits, the three aforementioned strategies have been applied to a 54MW wind farm, having available its production and annual forecast data, and considering historical market records for the years 2014 to 2019. For greater clarity, only the profits obtained by exclusively participating in secondary regulation are analyzed, which are noted as additional benefits. The results obtained are shown in the following figure:



Considering these results, it can be concluded, on the one hand, that the greater profits are achieved by using the *mixed strategy*. The average additional profit obtained during the period is € 71,500/year, which represents an average increase of 1.03% over the total net profits that would be obtained turning exclusively to the daily market, hence without participating in secondary regulation. On the other hand, a decreasing trend of the additional profits can be observed, which is due to an evolution in the prices of the different markets which results adverse for secondary regulation remuneration. Market prices, with their inherent volatility, are a source of uncertainty for analyzing the viability of the project. Despite this trend, the results of the economic study demonstrate the economic viability of participating in secondary regulation, achieving higher profitability than the case of not participating in the service.

Hereafter, the study is completed by incorporating the BESS into the wind farm, participating in secondary regulation applying the *mixed strategy*. The BESS battery system has been decided to be used to reduce band non-compliances. Therefore, the battery system acts as an auxiliary installation and is of lower power in comparison to the wind farm capacity. Various batteries are analyzed, which have been sized in regards to the estimated non-compliance volume due to the participation in secondary regulation using the *mixed strategy*. The following scheme summarizes the strategy developed for the battery system operation, in which the left branch corresponds to the charging process and the right branch, to the discharge process.



Since the cost of batteries are still quite high, the choice of which specific battery hybridizes with the park has to be made following economic criteria. The results of the economic study indicate that the BESS costs ought to be reduced by a minimum of 85% in order for its incorporation into the facility to be economically interesting.

Índice de la memoria

Parte I	MEMORIA	- 2 -
Capítulo 1.	Introducción	- 1 -
1.1	Organización del Mercado en el Sistema Eléctrico	- 1 -
1.2	La Regulación Secundaria	- 5 -
1.2.1	Visión general de los Servicios complementarios	- 5 -
1.2.2	Ampliación a la Regulación Secundaria	- 7 -
1.3	La Tecnología Eólica	- 12 -
1.3.1	Situación de la Energía Eólica	- 12 -
1.3.2	Marco Regulatorio de la Energía Eólica	- 14 -
1.3.3	Tecnología eólica y la Regulación Secundaria	- 17 -
1.4	Los Sistema de Almacenamiento de Energía	- 21 -
1.4.1	Tipos de BESS en el Mercado	- 24 -
1.4.2	Elección de las Baterías de Ión-Litio	- 29 -
1.4.3	BESS y la Regulación Secundaria	- 30 -
1.5	Objetivos del Proyecto	- 31 -
Capítulo 2.	Modelo para el Diseño de Ofertas de Regulación Secundaria	- 33 -
2.1	Formulación del beneficio por la participación en la regulación secundaria	- 34 -
2.1.1	Explotación de un parque eólico sin participar en el servicio de regulación secundaria	- 35 -
2.1.2	Explotación de un parque eólico participando en el servicio de regulación secundaria.	- 35 -
2.1.3	Explotación de un parque eólico que cuenta con un BESS y participa en el servicio de regulación secundaria.	- 38 -
2.2	Descripción del Parque eólico	- 39 -
2.3	Diseño de Ofertas	- 41 -
2.3.1	Beneficio Teórico Máximo	- 41 -
2.3.2	Estrategia Base	- 41 -
2.3.3	Estrategia sobre la Predicción	- 42 -
2.3.4	Estrategia de Utilización de un BESS	- 43 -

2.4 Dimensiones a considerar y Tratamiento de la información	46 -
Capítulo 3. Análisis de los Resultados.....	48 -
3.1 Beneficio participando en el Mercado Diario exclusivamente.....	48 -
3.2 Beneficio Teórico Máximo	49 -
3.3 Beneficio empleando la Estrategia Base	52 -
3.3.1 Análisis de la Evolución de los Precios de Mercado	58 -
3.3.2 Modificación del Porcentaje Ofertado	65 -
3.4 Beneficio empleando la Estrategia sobre la Predicción.....	66 -
3.4.1 Oferta mixta.....	70 -
3.5 Comparativa de las Estrategias de Oferta de Secundaria	75 -
3.6 Beneficio empleando la Estrategia de utilización de un BESS	77 -
Capítulo 4. Inclusión de los ODS.....	85 -
Capítulo 5. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	87 -
Bibliografía	91 -
Parte II ESTUDIO ECONÓMICO.....	96 -
Capítulo 1. Introducción al Estudio Económico.....	97 -
1.1 Caso Base. Participación exclusiva en el Mercado Diario	98 -
1.1.1 Flujo de Cajas	104 -
1.1.2 Rentabilidad	106 -
1.1.3 Análisis de Sensibilidad.....	106 -
1.2 Caso I. Participación en el Servicio de Regulación Secundaria	107 -
1.2.1 Flujo de Cajas	108 -
1.2.2 Rentabilidad	108 -
1.3 Caso II. Hibridación con un BESS y participación en regulación secundaria.....	109 -
1.3.1 Flujo de Cajas	111 -
1.3.2 Rentabilidad	111 -
Parte III ANEXOS.....	114 -
ANEXO I. Resultados de los distintos años.....	115
1.1 Beneficio participando en el Mercado Diario exclusivamente.....	115
1.2 Beneficio Teórico Máximo	117

1.3	Beneficio empleando la Estrategia Base	124
1.4	Beneficio empleando la Estrategia sobre la Predicción.....	131
1.5	Beneficio empleando la Estrategia con Oferta Mixta.....	140
1.6	Beneficio empleando la Estrategia de utilización de un BESS	148
<i>ANEXO II. Flujo de Cajas.....</i>		<i>152</i>

Índice de figuras

Figura 1. Secuencia de los Mercados Mayoristas en el Mercado Ibérico [13].....	1 -
Figura 2. Casación de las curvas de oferta y demanda.....	3 -
Figura 3. Evolución temporal del control frecuencia-potencia [7].....	7 -
Figura 4. Evolución de la potencia eólica instalada en España [16]	13 -
Figura 5. Estructura de la generación anual de la energía eléctrica renovable peninsular. Año 2019 [4].....	13 -
Figura 6. Banda secundaria asignada a subir y bajar por tecnologías (MW). [9]	17 -
Figura 7. Instalaciones renovables, cogeneración y residuos habilitadas para participar los servicios de ajuste del sistema a diciembre de 2018 [9].....	18 -
Figura 8. Tipos de turbinas eólicas. [57].....	18 -
Figura 9. Esquema de una pala de aerogenerador con ajuste del pitch. [58].....	19 -
Figura 10. Esquema de los controles de un DFIG. [57].....	20 -
Figura 11. Esquema de funcionamiento de un parque eólico que participa en la regulación secundaria. [31].....	20 -
Figura 12. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento. [17]	21 -
Figura 13. Componentes de una celda de un BESS. [35].....	24 -
Figura 14. Detalle de la banda total ofertada. Elaboración propia	34 -
Figura 15. Penalizaciones y bonificaciones de secundaria. Elaboración propia	36 -
Figura 16. Producción horaria del parque	39 -
Figura 17. Perfil del error relativo de la previsión del parque	40 -
Figura 18. Análisis del error relativo de la predicción frente al grado de utilización	41 -
Figura 19. Diagrama de flujo de la estrategia de utilización del BESS. Elaboración propia. -	44 -
Figura 20. Distribución de los desvíos del parque estudiado	45 -
Figura 21. Porcentajes de utilización de las bandas a subir y bajar asignadas.....	47 -
Figura 22. Beneficio por participar en el Mercado Diario. Año 2014-15	48 -
Figura 23. Beneficio teórico máximo adicional. Año 2014-2015.....	49 -
Figura 24. Monótona del beneficio teórico máximo adicional. Año 2014-2015	50 -
Figura 25. Composición de la utilización de las sesiones del Mercado Intradiario. Año 2014-15.-	51 -
Figura 26. Evolución de las sesiones 1 y 2 del Mercado Intradiario.....	51 -
Figura 27. Beneficio adicional empleando la estrategia base. Año 2014-2015	52 -
Figura 28. Monótona del beneficio adicional empleando la estrategia base. Año 2014-15.....	53 -
Figura 29. Comparativa de banda ofertada, incumplimientos y bonificaciones empleando la estrategia base. Año 2014-15	54 -
Figura 30. Captura de beneficios empleando la estrategia base. Año 2014-15.....	55 -
Figura 31. Evolución del beneficio adicional empleando la estrategia base.....	56 -
Figura 32. Evolución de las penalizaciones empleando la estrategia base.....	57 -
Figura 33. Evolución de las bonificaciones empleando la estrategia base.....	57 -
Figura 34. Evolución de los precios de mercado. Agosto 2014 – Mayo 2020.....	58 -
Figura 35. Evolución del precio del gas natural en España. MIBGAS-ES Index [7]	59 -
Figura 36. Beneficio teórico máximo adicional. Febrero-mayo 2016.....	61 -
Figura 37. Monótona del beneficio adicional empleando la estrategia base. Febrero-mayo 2016 -	61 -

Figura 38. Captura de beneficios empleando la estrategia base. Febrero-mayo 2016	62 -
Figura 39. Comparativa de banda ofertada, incumplimientos y bonificaciones empleando la estrategia base. Febrero-mayo 2016	62 -
Figura 40. Beneficio teórico máximo adicional. 2019-20	63 -
Figura 41. Monótona del beneficio adicional empleando la estrategia base. 2019-20	63 -
Figura 42. Captura de beneficios empleando la estrategia base. 2019-20	64 -
Figura 43. Comparativa de banda ofertada, incumplimientos y bonificaciones empleando la estrategia base. 2019-20	64 -
Figura 44. Evolución del beneficio adicional al modificar el porcentaje ofertado	66 -
Figura 45. Beneficio adicional empleando la estrategia sobre la predicción. Año 2014-2015-	67 -
Figura 46. Monótona del beneficio adicional empleando la estrategia sobre la predicción. Año 2014-15	67 -
Figura 47. Comparativa de banda ofertada, incumplimientos y bonificaciones empleando la estrategia sobre la predicción. Año 2014-15	68 -
Figura 48. Captura de beneficios empleando la estrategia sobre la predicción. Año 2014-15-	69 -
Figura 49. Evolución del beneficio adicional empleando la estrategia sobre la predicción....	70 -
Figura 50. Beneficio adicional empleando la oferta mixta. Año 2014-2015	71 -
Figura 51. Monótona del beneficio adicional empleando la oferta mixta. Año 2014-15	71 -
Figura 52. Comparativa de banda ofertada, incumplimientos y bonificaciones empleando la oferta mixta. Año 2014-15	72 -
Figura 53. Captura de beneficios empleando la oferta mixta. Año 2014-15	73 -
Figura 54. Evolución del beneficio adicional empleando la oferta mixta	74 -
Figura 55. Comparación de las estrategias. Beneficio adicional	75 -
Figura 56. Comparación de las estrategias. Penalizaciones	76 -
Figura 57. Comparación de las estrategias. Bonificaciones	76 -
Figura 58. Comparativa de la reducción de incumplimientos al incorporar un BESS (figura dcha) de 5MW y 10MWh. Año 2014-15	77 -
Figura 59. Estimación de la reducción de los incumplimientos anuales según el tamaño del BESS	78 -
Figura 60. Estimación de la reducción de las penalizaciones anuales según el tamaño del BESS	79 -
Figura 61. Evolución del beneficio adicional incorporando un BESS	81 -
Figura 62. Ingresos de explotación del parque. Año 1-5	99 -
Figura 63. Reparto porcentual del CAPEX en una instalación eólica. [26]	99 -
Figura 64. Reparto del OPEX en una instalación eólica [28]	101 -
Figura 65. Análisis de sensibilidad. Caso base	106 -
Figura 66. TIR obtenido para la instalación (parque + BESS) con baterías de diferentes capacidades	112 -

Índice de tablas

Tabla 1. Características de las baterías de plomo-ácido.....	26 -
Tabla 2. Características de las baterías de ión-litio	26 -
Tabla 3. Características de las baterías de sodio-sulfuro	27 -
Tabla 4. Características de las baterías de zinc-plomo.....	28 -
Tabla 5. Características de las baterías de vanadio	29 -
Tabla 6. Comparativa de las características de las baterías	29 -
Tabla 7. Oferta mixta para la estrategia sobre la predicción	43 -
Tabla 8. Resumen del beneficio participando en el Mercado Diario	48 -
Tabla 9. Resumen Beneficio teórico máximo. Año 2014-15	50 -
Tabla 10. Resumen de los beneficios teóricos máximos	52 -
Tabla 11. Resumen de los principales resultados empleando la estrategia base	55 -
Tabla 12. Resumen de los principales resultados empleando la estrategia base. Comparativa 2015-16 frente a febrero-mayo 2016.	62 -
Tabla 13. Resumen de los principales resultados empleando la estrategia base. Comparativa 2019-20 respecto al periodo anterior.	64 -
Tabla 14. Resumen de la evolución del beneficio adicional al modificar el porcentaje ofertado.....	65 -
Tabla 15. Resumen de los principales resultados empleando la estrategia sobre la predicción	69 -
Tabla 16. Resumen de los principales resultados empleando la estrategia base	74 -
Tabla 17. Resumen de los principales resultados incorporando un BESS	80 -
Tabla 18. Desglose detallado del CAPEX	100 -
Tabla 19. Parámetros del caso base	103 -
Tabla 20. Flujo de cajas del caso base. Años 0-8	104 -
Tabla 21. Flujo de cajas del caso base. Años 9-17	104 -
Tabla 22. Flujo de cajas del caso base. Años 18-25	105 -
Tabla 23. Ingresos de explotación del parque participando en secundaria. Años 1-5- 107 -	
Tabla 24. Resumen de los flujos de cajas del caso I.....	108 -
Tabla 25. Ingresos de explotación del parque participando en secundaria. Años 1-5- 109 -	
Tabla 26. Datos del CAPEX y OPEX del BESS de referencia. [43]	110 -
Tabla 27. Equipos y componentes de un BESS. [43].....	110 -
Tabla 28. Resumen de los flujos de cajas del caso II	111 -
Tabla 29. TIR obtenido para la instalación (parque + BESS) con baterías de diferentes capacidades.....	112 -
Tabla 30. VAN obtenido para la instalación (parque + BESS) con baterías de diferentes capacidades.....	112 -
Tabla 31. Retorno obtenido para la instalación (parque + BESS) con baterías de diferentes capacidades.....	112 -

Equivalencia de terminologías entre las principales de fuentes de información

BOE		Esios	Memoria	Descripción
P.O.7.2	P.O.14.4.			
RSSUBh	-	Requerimientos banda de regulación secundaria a subir	$RSSUBh$	Requisitos de reserva a subir en el sistema
RSBAJh	-	Requerimientos banda de regulación secundaria a bajar	$RSBAJh$	Requisitos de reserva a bajar en el sistema
RNSsubirh	-	-	-	Oferta de reserva a subir presentada (si la oferta resulta casada, será B_S)
RNSbajarh	-	-	-	Oferta de reserva a bajar presentada (si la oferta resulta casada, será B_B)
-	BANu	-	B_T	Banda de regulación secundaria asignada a la unidad u.
-	PMBAN	Precio banda de regulación secundaria	P_{banda}	Precio marginal de la banda de regulación secundaria
-	PMSECS	Precio de regulación secundaria subir	P_{eS}	Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a bajar.
-	PMSECB	Precio de regulación secundaria bajar	P_{eB}	Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a bajar.
-	ESECSz	-	E_{SS}	Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z.
-	ESECBz	-	E_{SB}	Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación z.
-	-	Energía utilizada de regulación secundaria subir	E_{SU}	Energía de regulación secundaria subir utilizada por el sistema
-	-	Energía utilizada de regulación secundaria bajar	E_{BU}	Energía de regulación secundaria bajar utilizada por el sistema
-	-	Asignación de banda de regulación secundaria a subir	B_{SA}	Banda de regulación secundaria a subir asignada en el sistema
-	-	Asignación de banda de regulación secundaria a bajar	B_{BA}	Banda de regulación secundaria a bajar asignada en el sistema

Glosario

AGC	Control Automático de Generación
<i>autodescarga</i>	Pérdida de capacidad de la batería cada hora (%)
B_B	Banda de regulación a bajar (MW)
B_{BA}	Banda De Regulación Secundaria A bajar Asignada en el Sistema (MW)
B_S	Banda de regulación a subir (MW)
B_{SA}	Banda De Regulación Secundaria A subir Asignada en el Sistema (MW)
B_T	Banda de regulación asignada (MW)
BESS	Battery Energy Storage Systems
C_{banda}	Coste de banda de regulación secundaria (€)
C_{bonif}	Coste de las bonificaciones (€)
$C_{energía}$	Coste por utilización de la energía de regulación secundaria (€)
$C_{penaliz}$	Coste de las penalizaciones (€)
DFIG	Generadores de Inducción Doblemente Alimentados
E_i	Energía almacenada en la batería al final de la hora i
E_{BESS}	Energía aportada por el sistema de baterías en MWh.
$E_{desvío}$	Diferencia entre la previsión y la producción real del parque eólico (MWh)
$E_{prev,eólico}$	Energía prevista a generar por el parque eólico (MWh)
$E_{eólico}$	Producción de energía del parque eólico (MWh)
E_{max}	Máximo estado de carga de la batería (MWh)
E_{min}	Mínimo estado de carga de la batería (MWh)
E_{SB}	Energía efectiva de regulación secundaria a bajar (MWh)
E_{SB}	Energía de Regulación Secundaria bajar utilizada por el Sistema (MWh)
E_{SS}	Energía efectiva de regulación secundaria a subir (MWh)
E_{SU}	Energía de Regulación Secundaria Subir utilizada por el Sistema (MWh)
ESS	Energy Storage Systems
EUPHEMIA	Algoritmo de casación oferta demanda
GWEC	Consejo Global de Energía Eólica
n_{carga}	Rendimiento de la carga de la batería (%)
n_{desc}	Rendimiento de la descarga de la batería (%)
OMIE	Operador del mercado
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OS	Operador del sistema

P_{banda}	Precio marginal de la banda de regulación secundaria (€/MW)
P_{carga}	Potencia de carga de la batería en la hora i
$P_{descarga}$	Potencia de descarga de la batería en la hora i
$P_{desvío}$	Precio del desvío (€/MWh)
$P_{eólico}$	Potencia producida por el parque eólico en tiempo real (MW)
P_{eB}	Precio de la energía de regulación secundaria a bajar (Precio marginal de regulación terciaria) (€/MWh)
P_{eS}	Precio de la energía de regulación secundaria a subir (Precio marginal de regulación terciaria) (€/MWh)
P_{MD}	Precio del Mercado Diario (€/MWh)
P_{MI}	Precio del Mercado Intradiario (€/MWh)
P_{NETA}	Máxima potencia de la instalación híbrida (eólica+BESS)
PDBF	Programa Diario Base de Funcionamiento
PDVP	Programa Diario Viable provisional
PHF	Programa Horario Final
P_{NBESS}	Potencia nominal de la batería (MW)
PNIEC	Plan Nacional integrado de Energía y Clima
PO	Procedimiento de Operación
PPA	Power Purchase Agreement
PDBF	Programa Diario Base de Funcionamiento
RCP	Regulación Compartida Peninsular
REE	Red Eléctrica de España
RRE	Régimen de Retribución Específica
RSBAJh	Requisitos de reserva a bajar en el sistema
RSBANmáx	Valor máximo de la banda de potencia de regulación secundaria
RSBANmín	Valor mínimo de la banda de potencia de regulación secundaria
RSSUBh	Requisitos de reserva a subir en el sistema
SAI	Sistemas de Alimentación Ininterrumpida
U_B	Utilización de la banda a bajar (p.u.)
U_S	Utilización de la banda a subir (p.u.)
V_{BESS}	Capacidad sobrante calculada como la diferencia entre la producción del parque menos la energía comprometida en el mercado diario y la entregada para seguir los requisitos del AGC (MWh)
V_{bonif}	Volumen de las bonificaciones (MW)
$V_{incumpl}$	Volumen incumplimientos (MW)

Parte I MEMORIA

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El objetivo principal del proyecto es analizar la viabilidad técnica y económica de la participación de una planta de generación eólica, tanto operando sola como de manera conjunta con un sistema de almacenamiento con baterías, en la regulación secundaria.

En el siguiente capítulo se introducen los conceptos y sistemas de relevancia para el proyecto, así como su estado actual, en concreto se trata la organización de los mercados mayoristas en el sistema eléctrico español, se detalla la importancia y el funcionamiento del servicio de regulación secundaria y presentan la tecnología eólica y distintos sistemas de almacenamiento de energía.

1.1 ORGANIZACIÓN DEL MERCADO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

El Mercado eléctrico español forma parte del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), que también incluye al sistema eléctrico de Portugal. Éste, como ocurre en otros países, se basa en varios mercados secuenciales de intercambio de energía y reservas para mantener constantemente equilibrio entre generación y demanda, dentro de un sistema competitivo. El marco temporal de los distintos mercados es muy amplio, puesto que cubre desde años hasta unos pocos minutos antes del despacho. El mercado eléctrico se divide principalmente en el mercado mayorista, que se explica a continuación, y el minorista, donde operan las comercializadoras y los consumidores finales.

En la Figura 1 se recoge la secuencia de mercados mayoristas en el Mercado Ibérico MIBEL



Figura 1. Secuencia de los Mercados Mayoristas en el Mercado Ibérico [13]

El mercado diario y el intradiario están gestionados por el Operador del Mercado (OMIE), que principalmente contempla criterios económicos para realizar las casaciones, mientras que el Operador del Sistema (en la memoria se notará como OS), gestiona el resto de mercados a corto plazo, teniendo en cuenta tanto criterios económicos como técnicos para garantizar la seguridad y fiabilidad de la red. Al contrario de mercados mencionados, los precios de los mercados diario e intradiarios son comunes para el sistema peninsular, siempre que no se sature la conexión entre España y Portugal.

A continuación, se explica de forma resumida los mercados mencionados:

- Mercados a plazos

Los mercados a plazo de electricidad son aquellos en los que se intercambian contratos de compra-venta de electricidad con plazos de entrega superiores a un día y que se negocian con días, semanas, meses o años de antelación a la entrega física de la energía.

Los mercados a plazos cumplen una función muy importante en un mercado liberalizado, ya que permiten a los agentes del mercado gestionar su riesgo, al realizar la contratación a plazo bajo unas condiciones que complacen a vendedor y comprador y que protegen ante la volatilidad del precio del mercado. Además, también permiten incentivar la competencia, puesto que se facilita la entrada de nuevos participantes por la menor exposición al riesgo. El volumen de contratos a plazo liquidado en 2019 ascendió a 177,4 TWh, lo que supuso el 71,1% de la demanda eléctrica peninsular de 2019 (249,4 TWh) [9].

Cabe mencionar que en los últimos años ha habido un gran crecimiento de los Power Purchase Agreements (PPA), que son contratos de compraventa de energía generalmente limpia a largo plazo y con un precio prefijado. El PPA permite al comprador, que puede ser una comercializadora o el consumidor final, adquirir del generador renovable un determinado volumen de energía para un plazo temporal fijado, que suele ser de 10 años como mínimo. Gracias a los PPA, los generadores se aseguran unos ingresos estables durante un periodo largo de tiempo para poder financiar proyectos futuros, mientras que los compradores logran una mayor estabilidad en su previsión de costes [15].

- Mercado Diario

El mercado diario se convoca una única vez el día anterior al despacho de la energía, el día D-1, y en él, los agentes del mercado presentan sus ofertas de compra y venta para cada hora del día siguiente. A partir de estas ofertas, OMIE construye y casa las curvas de oferta y demanda, en base al algoritmo EUPHEMIA, que se emplea en todos los mercados europeos, sin contemplar aspectos técnicos.



Figura 2. Casación de las curvas de oferta y demanda

El mercado diario es marginalista, por lo tanto, el precio de la última oferta asignada determina el precio tanto de pago de los consumidores como de remuneración de los productores. El resultado del mercado diario, junto con la programación de energía comprometida en los mercados a plazos, es el *Programa Diario Base de Funcionamiento* (PDBF).

- Mercado de Restricciones Técnicas

Tras la formación del PDBF, REE, como Operador del Sistema, realiza un análisis de viabilidad técnica para asegurar que el programa cumple con las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad reglamentadas. En caso de que sea necesario, se realizarán redespachos para modificar el programa o incluso incluir unidades, siguiendo criterios técnicos y económicos. Estos cambios suelen ser muy pequeños, normalmente entre un 4%-5% del volumen total de energía [15].

El Mercado de Restricciones Técnicas se puede convocar, además de a continuación del Mercado Diario, tras las sesiones intradiarias o para resolver problemas técnicos en tiempo real.

El resultado de este mercado es el *Programa Diario Viable provisional* (PDVP).

- Mercado de Banda de Regulación Secundaria

Los generadores realizan ofertas de la banda de potencia que están dispuestos a poner a disposición del OS, bien a subir o bien a bajar, para que mantenga el equilibrio del sistema.

Al igual que el Mercado Diario, el Mercado de Banda es marginal. Está gestionado por el OS y tiene un papel fundamental para poder cumplir con las garantías de seguridad y fiabilidad en todo momento, así como para garantizar la calidad del suministro.

Este mercado se explica con mayor detalle en el apartado 1.2.2.

- **Mercado de Reserva Adicional a Subir**

Se trata de un mercado de participación opcional creado para los grupos térmicos con una potencia nominal superior a 10 MW que no han entrado en el PDVDP. Este servicio fue creado con el objetivo que estos grupos, que presentan unos tiempos de arranque muy largos, puedan ser empleados en los mercados intradiarios, mecanismos de balance o en las desviaciones de la demanda en caso de ser necesario. Si resultan casados, los grupos se encontrarán en su mínimo técnico, disponibles para ser usados.

- **Mercados Intradiarios**

Los Mercados Intradiarios son mercados que se organizan en seis sesiones consecutivas, en las que los agentes ajustan sus compromisos de compras o ventas de energía para ajustarse a las últimas previsiones de las que disponen.

Estos mercados tienen la particularidad de que todos los agentes, independientemente de si son generadores o consumidores como tal, pueden realizar ofertas de venta o de adquisición.

Los Mercados Intradiarios están gestionados por el Operador del Mercado y tras su casación resulta el *Programa Horario Final* (PHF).

- **Mercado de Gestión de Desvíos**

El OS convoca el Mercado de Desvíos cuando, tras una sesión intradiaria, detecta una desigualdad entre generación y demanda superior a 300MWh. Solo pueden acudir a este mercado los generadores, que realizarán ofertas en sentido contrario al desvío. Además, es de obligada participación para las unidades que han sido asignadas en el Mercado de Reserva Adicional a Subir.

- **Mercado de Regulación Terciaria**

La regulación terciaria se utiliza para reponer las reservas de secundaria empleadas ante una contingencia. Los generadores que cumplan unas ciertas condiciones y no hayan sido comprometidos en otros mercados tienen la obligación de ofertar en el Mercado de Terciaria.

Está gestionado por el OS y se remunera a los generadores sólo en caso de ser utilizados.

Es importante recalcar que estos mercados tienen horarios de convocatoria y precios distintos. El resultado de todos los mercados mencionados se recoge en el *Programa Horario Final* (PHF) y los generadores tienen la obligación firme de cumplirlo.

1.2 LA REGULACIÓN SECUNDARIA

Como se ha mencionado anteriormente, en el presente proyecto se propone la incorporación de instalaciones eólicas dentro de las tecnologías que proporcionan el servicio de regulación secundaria del sistema eléctrico español.

En esta sección se da, en primer lugar, una visión general de los servicios complementarios por los que proporciona el control frecuencia-potencia, entre los cuales se encuentra la regulación secundaria. A continuación, se describe más detalladamente la regulación secundaria y los aspectos más importantes de su marco regulatorio.

1.2.1 VISIÓN GENERAL DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

El objetivo de los servicios complementarios es mantener el equilibrio entre la generación y la demanda en tiempo real, para así lograr que el suministro se realice en condiciones de seguridad y fiabilidad en todo momento. Los desequilibrios entre generación y demanda son debidos, en la mayoría de los casos, a la variación continua de la demanda y la variación programada de potencia en los generadores a lo largo del día, aunque también pueden estar causadas por incidencias mayores y mucho menos habituales, como la desconexión intempestiva de una o varios grupos generadores. Así pues, los servicios complementarios se posicionan como necesarios durante la operación normal del sistema.

Para mayor claridad, sólo se van a tratar los servicios complementarios que aplican al proyecto, esto es, los servicios relacionados con el control frecuencia-potencia, que se organiza en tres lazos de control diferentes: la regulación o control primario, la regulación o control secundario y la regulación o control terciario.

- **Regulación Primaria**

Es la respuesta de cada generador individual del sistema para tratar de recuperar el equilibrio entre generación y demanda. El desencadenante del control es un desvío en la frecuencia, que hace que los generadores acoplados varíen su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, gracias a la actuación del regulador de velocidad de las turbinas en la generación convencional y del control de frecuencia de la generación no convencional.

La variación de potencia es casi instantánea, del rango de unos pocos segundos. Se debe ofrecer una respuesta completa como máximo en 15 segundos ante un desvío menor a 100mHz, y que debe mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación secundaria.

La regulación primaria es de carácter obligatorio, por lo que no se remunera [2].

- **Regulación Secundaria**

Tras la actuación de la regulación primaria aparece un pequeño desvío en el valor de la frecuencia, que es corregido mediante la regulación secundaria. Además de restaurar el valor de consigna de la frecuencia del sistema, la regulación secundaria tiene también por objetivo anular los desvíos de la potencia de intercambio nacional e internacional comprometida en tiempo real.

La regulación secundaria tiene un papel esencial para garantizar la seguridad del sistema ya que, tras su actuación, se recupera la reserva primaria puesta al servicio del sistema, lo que implica que el sistema no se encuentra en una situación desmejorada para hacer frente a un nuevo incidente.

La dinámica de actuación de la regulación secundaria ha de comenzar de manera automática en no más de 30 segundos y mantenerse durante un tiempo de 15 minutos. Esto es, presenta una respuesta más lenta que la del control primario, de manera que ambos controles no interfieran entre ellos.

La regulación secundaria es de carácter potestativo, es decir, sólo lo pueden prestar las unidades de generación que cumplan unas ciertas condiciones técnicas y operativas, y está retribuido según mecanismos de mercado [1].

- **Regulación terciaria**

El objetivo del servicio de regulación terciaria es restaurar las reservas de regulación secundaria que se hayan utilizado, mediante la adaptación de los programas de energía de los generadores que el OS haya habilitado para proveer este servicio [3].

Normalmente, la regulación terciaria sólo se activa cuando la reserva secundaria está próxima a agotarse. Esta operación suele ser automática, pero en ciertos sistemas puede ser manual.

Nuevamente, la actuación de la regulación terciaria es más lenta que la secundaria, de manera que la unidad de producción tiene que ser capaz de dar una respuesta en menos de 15 minutos. Además, debe mantener la variación de potencia durante, al menos, dos horas.

Es un servicio complementario de oferta obligatoria, es decir, que las unidades de producción que estén habilitadas para proporcionar regulación terciaria han de poner al servicio del sistema su capacidad sobrante. Como en el caso de la secundaria, también se retribuye en mercados propios.

En el siguiente esquema se recogen la evolución temporal de las actuaciones de los controles de frecuencia-potencia explicados ante una contingencia:

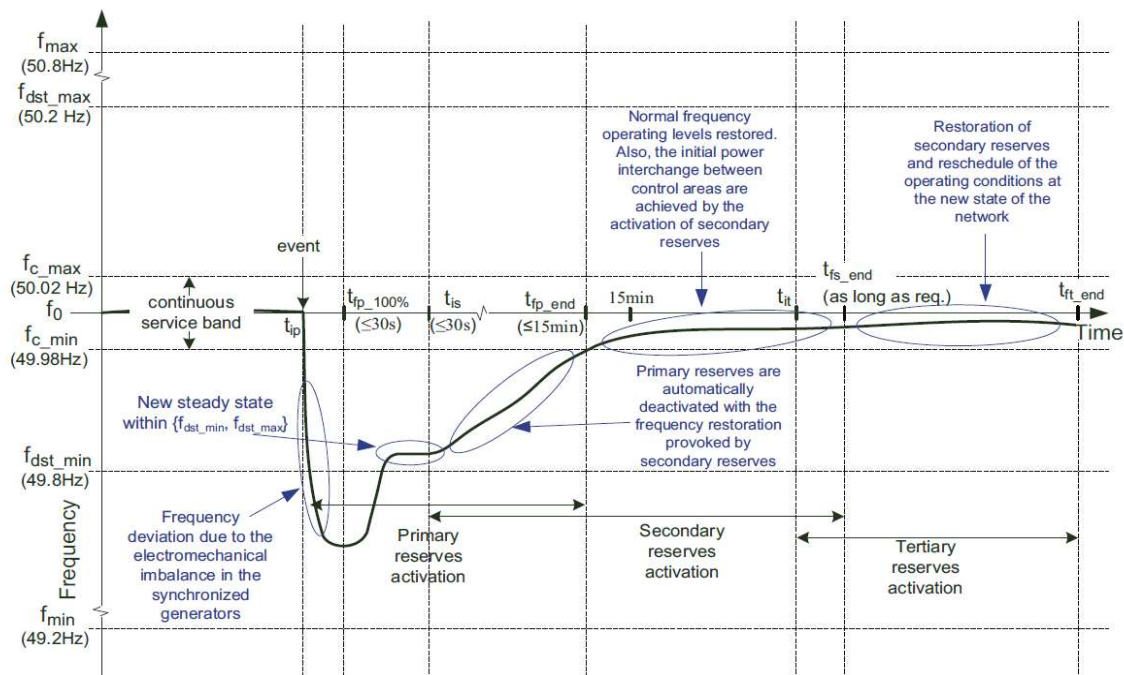


Figura 3. Evolución temporal del control frecuencia-potencia [7]

1.2.2 AMPLIACIÓN A LA REGULACIÓN SECUNDARIA

La aportación en tiempo real de la regulación secundaria se organiza de forma jerárquica, de la siguiente manera:

- El Operador del Sistema (OS) cuenta con un regulador maestro que determina los requisitos de variación de potencia que se debe dar en el sistema para restaurar los valores consigna de frecuencia y/o potencias de intercambio.
- Esta variación de potencia se reparte entre las distintas zonas de regulación en las que se divide el sistema. Las zonas de regulación son agrupaciones de unidades de producción habilitadas por el OS para prestar el servicio de regulación secundaria.
- Cada zona de regulación está equipada con un AGC (Control Automático de Generación) que es una función software que calcula automáticamente el ajuste de la generación que tienen que hacer las unidades pertenecientes a la zona para poder cumplir los objetivos de la regulación secundaria.
- Finalmente, las unidades de generación modifican su producción siguiendo la señal de su AGC.

Para que los generadores puedan proporcionar regulación secundaria, estos deben tener disponible una parte de su producción, conocida como banda de regulación. La banda de regulación es la suma de la banda a subir y banda a bajar del generador, que vienen definidas por la capacidad límite de modificar su programa aumentándolo o disminuyéndolo. Como se acaba de describir, el OS pedirá, en caso de que sea necesario, hacer uso de una parte o el total de esta banda en tiempo real en función de las necesidades del sistema en su conjunto.

A continuación, se profundiza en los procesos de asignación de banda y los mecanismos de mercado por los que se retribuye el servicio de regulación secundaria.

1.2.2.1 Proceso de oferta y asignación del servicio de regulación secundaria

Requisitos para participar en el servicio de regulación secundaria

El Operador del Sistema, como responsable de la constitución y modificación de las zonas de regulación, así como de la autorización de las unidades de producción para que puedan ofertar y participar activamente en el servicio de regulación secundaria, debe verificar que:

- Cada unidad de programación de generación está integrada en una única zona de regulación.
- Se cuenta con la autorización expresa del OS para la participación de este servicio. Para conseguir dicha autorización, se han de superar las pruebas aprobadas mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía [1].
- La capacidad de oferta por parte de cada unidad de programación es superior a 10 MW.
- Las unidades deben ser capaces de dar una respuesta con constante de tiempo de 100 segundos y un tiempo de establecimiento de 300 segundos a la consigna recibida del AGC cada 4 segundos.

Adicionalmente, el Operador del Sistema comunica a los sujetos de mercado los requerimientos de reserva de regulación secundaria necesarios para asegurar el suministro eléctrico de manera fiable en caso de desequilibrios producción o consumo en tiempo real. Esta comunicación se realiza diariamente, antes de las 16:00h, y antes de que se abra el periodo de presentación de ofertas. La información comunicada consta de los siguientes datos:

- Requisitos de reserva a subir en el sistema RSSUBh (MW), cuyos valores típicos oscilan entre los 900 y 500 MW [5].
- Requisitos de reserva a bajar en el sistema RSBAJh (MW), cuyos valores típicos oscilan entre los 700 y 400 MW [5].

- Valor máximo y mínimo de la banda de potencia de regulación secundaria por oferta, notados respectivamente como $RSBAN_{m\acute{a}x}$ (MW) y $RSBAN_{m\acute{i}n}$ (MW).
- Estado de habilitación de las unidades de producción y de sus zonas de regulación.

Presentación de ofertas

Los sujetos del mercado responsables de la zona de regulación en la que está incluida la unidad de programación habilitada pueden presentar las ofertas de regulación secundaria, hasta las 17:30h.

Las ofertas se componen esencialmente del volumen de banda de potencia de regulación secundaria a subir y a bajar, en MW, del precio de la oferta de banda, en €/MW, para todos los períodos de programación del día siguiente.

El mercado admite una única oferta por cada unidad de programación, que puede ofertar banda a subir y/o bajar para uno o más de un periodo de programación.

Asignación de ofertas

El proceso de asignación y validación de ofertas es complejo y comprende varias etapas. A continuación, se recogen algunos de los criterios que han de cumplir las ofertas para no resultar eliminadas en el algoritmo de casación de ofertas que son relevantes para el desarrollo del proyecto. El total de estos criterios se encuentra en el Procedimiento de Operación P.O.7.2.

- Las ofertas deberán respetar los precios máximos de banda que, en su caso, haya sido establecido.
- Cada una de las zonas de regulación deben cumplir la relación entre la reserva a subir y a bajar establecida por el OS para cada período horario ($RSSUB_h/RSBAJ_h$). No obstante, la relación establecida en una oferta puede ser distinta de la determinada por el OS ya que el cómputo se hace a nivel zona y no unidad de programación.
- La suma de la reserva a subir y a bajar de una oferta individual debe estar comprendida entre los límites $RSBAN_{m\acute{a}x}$ y $RSBAN_{m\acute{i}n}$.
- Se rechazan las ofertas a las que solo se les haya asignado banda en un único sentido y esta sea inferior a 1 MW.
- Se rechazan las ofertas cuya asignación resultase en una restricción técnica en el sistema.

El mercado de reserva de regulación secundaria se compensa entre las 17:30 y las 17:45h, utilizando un criterio de mínimo coste. La asignación de la banda total para el sistema ha de ser tal que se cumplan los requisitos establecidos por el OS tanto a subir (RSSUBh) como a bajar (RSBAJh), con un margen de cumplimiento de un $\pm 10\%$ en torno a estos valores.

El mercado secundario de reserva de regulación se basa en un precio marginal. Por lo tanto, el precio de la oferta de reserva de regulación secundaria casada más alto determina el precio al que se remunera toda la capacidad asignada.

El resultado del Mercado de Reserva Secundaria se considera firme, de manera que las distintas zonas de regulación adquieren la obligación de poner la banda asignada a disposición del OS.

No obstante, en caso de que la unidad de programación no pueda proveer la banda establecida total o parcialmente, el sujeto responsable de dicha unidad puede recurrir a ciertos mecanismos para reducir una posible penalización. Por un lado, en caso de que la unidad requiera un redespacho de energía respecto del programa vigente en ese momento para poder proporcionar la banda de regulación necesaria, se recurrirá al Mercado Intradiario. El redespacho se comunicará al OS lo antes posible, y este solucionará el descuadre resultante bien convocando el Mercado de Gestión de Desvíos o bien mediante el empleo de regulación terciaria, cuyo coste correría a cargo de la unidad afectada. Por el otro lado, si el responsable de la zona se da cuenta antes del inicio del periodo de programación de que va a incurrir en un incumplimiento de la banda comprometida, podrá recurrir al OS para que aplique el mecanismo de reducción de banda de regulación secundaria. Estos escenarios quedan fuera del alcance del proyecto, pero son relevantes a nivel práctico en la medida en la que suponen mecanismos por los que se pueden reducir las posibles pérdidas económicas ante incumplimientos de la prestación del servicio de regulación secundaria.

1.2.2.2 Liquidación del servicio

La prestación del servicio de regulación secundaria se remunera mediante mecanismos de mercado, por un lado, de acuerdo con la disponibilidad de la banda de regulación comprometida en la regulación secundaria mercado de reserva y, por el otro lado, según la utilización en tiempo real de la energía de regulación secundaria.

En el P.O.7.2 se describe de manera más exhaustiva la liquidación de la regulación secundaria, distinguiendo tres conceptos de remuneración. La formulación de estos conceptos se concreta en el P.O.14.4. y se definen a continuación los casos que son de aplicación para el proyecto:

1. Asignación de reserva de regulación secundaria en el mercado correspondiente.

La asignación de reserva de regulación secundaria da lugar a un derecho de cobro en función de la banda asignada para cada unidad y el precio marginal resultante del Mercado de Reserva Secundaria en el periodo horario que corresponda. El coste de la banda de regulación sigue la siguiente fórmula:

$$C_{banda} = B_T \cdot P_{banda}$$

2. Variación de la reserva de regulación secundaria disponible en tiempo real respecto a la asignada.

La diferencia entre la banda de regulación secundaria disponible en tiempo real y la banda casada en el Mercado de Reserva Secundaria da lugar a dos situaciones diferentes:

- Incapacidad para contribuir a la regulación total o parcialmente por parte de una zona de regulación. Esta incapacidad o incumplimiento de la obligación de disponer de la banda de regulación da lugar a una obligación de pago, es decir, a una penalización económica que va valorada en función del precio marginal de la banda de secundaria y afectada por un coeficiente de valor igual a 1,5.
- Disponibilidad de reserva residual adicional a la banda asignada a una zona de regulación. En caso de que el OS solicite una aportación de banda adicional a los agentes con capacidad para regular, las unidades que dispongan de reserva residual suplementaria podrán recibir una bonificación, que nuevamente va remunerada según precio marginal de la banda de secundaria y mayorada por 1,5.

3. Energía efectiva neta de regulación secundaria realizada por seguimiento de los requerimientos de regulación, en el correspondiente período de programación.

El uso en tiempo real de las reservas de regulación secundaria depende de la respuesta que el AGCG de cada zona dé a las señales de control enviadas por la RCP. El seguimiento de estas consignas hace que cada unidad de programación aumente o reduzca su producción con respecto al valor programado, esto es, que aporten energía a subir o bajar. Esta aportación de energía da lugar a un derecho de cobro, en caso de proporcionar energía a subir, o una obligación de pago, puesto que la energía a bajar supone al agente una recompra de energía.

La utilización en tiempo real de la energía de regulación secundaria se valora según el precio marginal de la energía de regulación terciaria, en el sentido que corresponda, que hubiera sido necesario emplear para sustituir a la energía efectiva utilizada.

$$C_{energía} = P_{eS} \cdot E_{SS} - P_{eB} \cdot E_{SB}$$

Donde:

$C_{energía}$: es el coste por utilización de la energía de regulación secundaria.

P_{eS} y P_{eB} : son el precio de la energía de regulación secundaria a subir y bajar respectivamente en €/MWh

E_{SS} y E_{SB} : son la energía efectiva de regulación secundaria a subir y bajar respectivamente, en MWh.

1.3 LA TECNOLOGÍA EÓLICA

1.3.1 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA

Los últimos datos publicados por el GWEC (Consejo Global de Energía Eólica) [24] sitúan a la eólica como la segunda tecnología renovable con mayor presencia a nivel mundial, con una capacidad instalada superior a 651GW en 2019, tan solo por detrás de la hidráulica. España se mantiene en quinto lugar en cuanto a potencia instalada, detrás de China, Estados Unidos (que aglutinan entre los dos más del 60% de potencia instalada en el mundo), Alemania e India.

En la Figura 4 se muestra la evolución de la potencia eólica instalada en España en los últimos años. Entre los años 2013-2017 se puede apreciar un estancamiento, causado principalmente por la crisis económica y la incertidumbre resultante de los cambios regulatorios. En 2016 y 2017 tuvieron lugar tres subastas de nueva capacidad renovable, en las que se adjudicaron 4.610 MW eólicos en total. Así, se ha visto un nuevo impulso del sector, que se ha hecho patente desde el año 2018 con la puesta en marcha de una pequeña parte de esa potencia adjudicada. En 2019 se tuvo un repunte de la potencia instalada, llegando a los 25.799MW, según los últimos datos de REE [4].



Figura 4. Evolución de la potencia eólica instalada en España [16]

La eólica mantiene su importancia dentro del mix generador peninsular. Por cuarto año consecutivo se sitúa como la segunda tecnología con mayor producción, siendo la primera la nuclear, con una aportación del 21,5 % (53.094 GWh) de la demanda total, que es la más alta hasta la fecha. También sigue siendo la tecnología renovable predominante en el sistema eléctrico, aportando en 2019 más de la mitad (el 55,2 %) de la generación del conjunto de renovables.

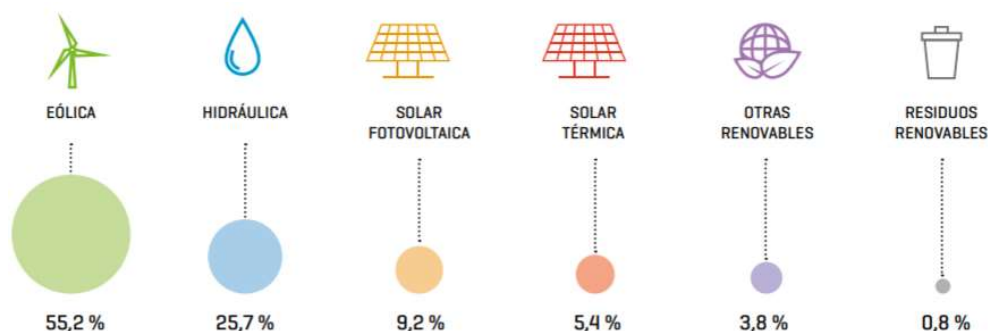


Figura 5. Estructura de la generación anual de la energía eléctrica renovable peninsular. Año 2019 [4]

Cabe destacar que el 3 de noviembre del 2019 a las 5:20 horas se alcanzó un nuevo récord histórico de cobertura de demanda instantánea con generación eólica en el sistema eléctrico peninsular, registrándose un valor de 75,97 %.

La AEE [16] destaca dos importantes contribuciones de la eólica, por un lado, a la economía y, por otro, al medio ambiente. Según los últimos datos publicados, la eólica contribuyó en 2018 en un 0,31% al PIB (3.584 millones de €). Además, se estima que la eólica evitó la emisión de 26 millones de toneladas de CO₂ en 2018, así como la importación de 9,5 millones de teps de combustibles fósiles, valoradas 1.699 millones de €.

Uno de los objetivos planteados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) es la de alcanzar una cuota del 74% de generación de origen renovable para 2030. Para lograr esto, el PNIEC prevé que la potencia eólica instalada en España ha de ser de 50 GW por lo que el sector continuará desarrollándose en los próximos años.

1.3.2 MARCO REGULATORIO DE LA ENERGÍA EÓLICA

El sector eléctrico, que es el sector productivo más regulado en España, ha sufrido varias modificaciones regulatorias en los últimos años. En esta sección se va a hacer un repaso de la evolución reciente de las normativas que repercuten sobre la energía eólica.

La producción a partir de fuentes renovables se empieza a promover a partir del Plan Energético Nacional 1991-2000, aunque su instalación masiva, especialmente de plantas eólicas y fotovoltaicas, no comienza hasta los primeros años de los 2000. Las leyes 40/1994 y 54/1997 consolidan el régimen especial, que engloba pero no se limita a las tecnologías renovables. El Real Decreto 2818/1998 establece una retribución al régimen especial por un sistema de primas, actualizadas anualmente y revisadas cada cuatro años.

Este último se mantuvo vigente hasta la aprobación del RD 436/2004, por el que se desarrolla la Ley del Sector Eléctrico (LSE) y se establece el esquema legal y económico para el régimen especial. Así, se propone una alternativa doble de liquidación de la energía generada para el régimen especial: vender la energía según una tarifa regulada, es decir, a un precio fijo en €/MWh independiente del precio del pool, o vender directamente en el mercado o mediante un contrato a plazo, y recibiendo adicionalmente una prima.

Este Real Decreto se deroga al entrar en vigor el RD 661/2007, que introdujo algunas variaciones importantes relativas a la remuneración del régimen especial. Destaca el establecimiento de unos límites “cap and floor” para la opción de retribución mediante mercado más prima, de manera que se tenía una prima variable en función del precio del mercado. Con esta medida se quería mantener la eficiencia del sistema, sin dejar de proteger a los promotores.

Debido al impacto económico que tienen las energías renovables sobre el sistema tarifario, se aprueba el RD Ley 6/2009. Este introduce ciertas modificaciones, entre las que destaca el Registro de Pre-asignación de retribución, que tiene por objetivo conocer el volumen de potencia de los proyectos al igual que su impacto en los costes de tarifa. Sólo a través de la aceptación en el Registro de Pre-asignación se puede obtener la remuneración aplicable, que es la enunciada en el RD 661/2007. Con esto se busca principalmente frenar o reducir el déficit tarifario, cumplir con los objetivos de potencia a instalar y evolución tecnológica a unos costes razonables y mejorar la competitividad del mercado.

En enero de 2012, en plena crisis económica, se tiene una potencia instalada que supera con creces los objetivos previstos y un déficit de tarifa que no deja de crecer. En este

contexto, la normativa relativa a las energías renovables cambia su enfoque de la promoción de estas tecnologías a la búsqueda de reducción de costes. En concreto, el Real Decreto-ley 1/2012 suspende los incentivos económicos para las nuevas instalaciones del régimen especial, así como los procedimientos del Registro de Pre-Asignación por el que otorga la retribución primada de la energía.

El Real Decreto-ley 9/2013 instauro, con carácter urgente, unas nuevas medidas que afectan a todas las actividades de generación para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Desarrollando a éste se publican el Real Decreto 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y la Ley 24/2013 de Sector Eléctrico, que establece el nuevo marco regulatorio de las energías renovables en España. El esquema normativo que desarrollan es en el que se basa, de forma general, la regulación actual del sector renovable. Entre las principales modificaciones, destaca la eliminación de la distinción de régimen ordinario y específico, de manera que unifica la normativa y obligaciones de mercado de todas las instalaciones. Además, se sustituye el modelo de retribución según incentivos a la producción, esto es, el sistema de mercado más prima, por un sistema por el que la remuneración total que percibe el productor ahora es la suma de dos términos: uno, la retribución por la venta de energía en el pool y el otro, en caso de que proceda, retribuido según el Régimen de Retribución Específica (RRE).

El RRE sólo es aplicable a las instalaciones que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado logrando una rentabilidad razonable. Para determinarlo se establece una clasificación de instalaciones tipo (del orden de unas 1.500) en función de ciertas características técnicas, tales como la potencia instalada, tecnología, año de puesta en marcha, combustible empleado, etc. A su vez, a cada instalación tipo le corresponde un conjunto de parámetros retributivos, que se revisan cada seis años según criterios económicos (estimaciones de ingresos por la venta de energía, costes estándar de explotación, inversión inicial, etc.), la vida útil o las horas equivalentes de funcionamiento de la instalación.

El RRE está articulado en dos términos:

- **Retribución a la inversión:** es un término por unidad de potencia instalada, en €/MW, que permite compensar los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por el mercado en lo que reste de vida útil regulatoria. Para nuevas instalaciones se considera el valor estándar de la inversión inicial que resulte del procedimiento de concurrencia competitiva.
- **Retribución a la operación:** es un término que cubre la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por mercado de la instalación tipo, todo ello en referencia a la actividad realizada por empresa eficiente y bien gestionada.

Bajo el nuevo sistema, un 28% de los parques ya instalados no percibe incentivos y se remuneran exclusivamente según el precio del mercado. Las instalaciones más penalizadas por el cambio de regulación han sido, por un lado, los parques eólicos menos eficientes, ya que se retribuye la inversión inicial con la misma rentabilidad razonable independientemente de las horas reales de funcionamiento. Y, por otro lado, los parques eólicos más antiguos, previos a 2005, ya que al haber disfrutado más años de la retribución anterior no precisan complemento de retribución para alcanzar la Rentabilidad Razonable desde que entraron en explotación hasta el final de su Vida Útil Regulatoria. En caso de los últimos, su retribución se basa exclusivamente en la venta de energía al precio de mercado, experimentando unas caídas en sus ingresos que ha llegado incluso a superar el 50%.

Además, las nuevas instalaciones renovables no percibirán incentivos salvo en el caso de que así lo decida el regulador por circunstancias especiales. En ese caso, los incentivos se otorgarán tras un proceso de subasta.

Esta incertidumbre normativa y las reformas energéticas adversas llevaron a los productores a iniciar pleitos y procesos judiciales contra el Gobierno. Además, como se puede observar en la Figura 4, se produjo un estancamiento de las nuevas instalaciones hasta que se sacó a concurso en 2016 y 2017 nueva capacidad renovable. Cabe mencionar que la primera subasta, celebrada en enero de 2016, recibió unas ofertas con unos descuentos tales que fue adjudicada de manera que las futuras instalaciones no recibirán ayudas y sólo serán retribuidas según el precio de mercado.

Entre las últimas normativas establecidas se tiene el RD ley 17/2019, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación. Este, entre otros aspectos, ofrece certidumbre en cuanto a la rentabilidad razonable de aplicación al periodo retributivo actual. Establece la posibilidad de mantener la rentabilidad razonable, en vigor hasta ese momento, del 7,398% hasta 2031 para las instalaciones renovables sujetas al régimen retributivo anterior, siempre y cuando no se emprendan acciones legales ni se reciban compensaciones. Por su parte, durante el segundo período retributivo (2020-2025) para las renovables, cogeneración y residuos sujetas al régimen retributivo específico, la rentabilidad razonable será del 7,09% hasta el 31 de diciembre de 2025, fecha en que comenzará el siguiente periodo regulatorio.

Por último, el RD23/2020, establece medidas para impulsar las energías renovables, de acuerdo con los objetivos planteados en el PNIEC, y favorecer la reactivación económica. Para ello introduce un buen número de novedades, entre las que destacan, medidas para evitar la especulación en los permisos de acceso a la red, un nuevo sistema de subastas, nuevos modelos de negocio en el sector y un marco regulador para las comunidades de energía renovable con ánimo de involucrar a la ciudadanía en la transición energética.

1.3.3 TECNOLOGÍA EÓLICA Y LA REGULACIÓN SECUNDARIA

Hasta febrero de 2016, el servicio de regulación secundaria se prestaba centrales de generación convencional, especialmente por los ciclos combinados y las instalaciones hidráulicas, como se puede ver en la Figura 6:

[9]



Figura 6. Banda secundaria asignada a subir y bajar por tecnologías (MW). [9]

A partir de esa fecha cualquier generador renovable puede conseguir la habilitación para integrarse en una zona de regulación y ofrecer la regulación secundaria.

Sin embargo, la incorporación de las instalaciones eólicas todavía es marginal. A finales de 2018, solo estaban habilitados 189MW de potencia eólica para aportar secundaria, lo que supone un 1% de su potencia instalada. Esta tendencia sigue la línea de otros países, como Dinamarca, Irlanda o Alemania, que, desde hace varios años, aprovechan su importante presencia eólica para proporcionar servicios complementarios.

Combustible	Desglose combustible	Potencia instalada (MW)	Potencia habilitada en Fase II de restricciones técnicas (MW)		Potencia habilitada en terciaria y gestión de desvíos (MW)		En zona de regulación (MW)		Potencia habilitada en secundaria (MW)	
Cogeneración	Derivado del petróleo o carbón	721,5	153	21%			66,8	9%		
	Energía residual	67,4								
	Gas natural	5.657	1.229,1	22%	175	3%	569,1	10%	266,2	5%
Eólica	Terrestre	22.962,8	14.369,5	63%	13.504,6	59%	7.919,8	34%	189	1%
Hidráulica	Minihidráulica	2.128	245	12%	216,3	10%	429,9	20%	216,3	10%
Otras renovables	Biogás	264,5	7,5	3%			8,4	3%		
	Biomasa	512,6	76	15%	70	14%	98,9	19%	70	14%
	Océano y geotérmica	4,7								
Residuos no renovables	Residuos domésticos y similares	237,4	93,5	39%						
	Residuos varios	300,2	300,2	100%			19,4	6%		
	Subproductos minería	50	50	100%						
Solar	Fotovoltaica	4.453,9					13,4	0,3%		
	Térmica	2.301,2	30	1%	30	1%	50	2%		

Figura 7. Instalaciones renovables, cogeneración y residuos habilitadas para participar los servicios de ajuste del sistema a diciembre de 2018 [9]

Como ya se ha explicado, para que una unidad pueda aportar a la regulación secundaria ha de ser capaz de ajustar su generación, dentro de los tiempos que determina ENTSOE, para seguir las consignas del AGC. En el caso de las instalaciones eólicas, este ajuste de la generación se puede realizar en el caso de los aerogeneradores de tecnología DFIG (Generadores de Inducción Doblemente Alimentados) puesto que permiten variar la velocidad de rotor, o con Generadores Síncronos conectados a la red mediante un convertidor de potencia completa. Como se puede ver en la Figura 8, estas tecnologías son las predominantes en las instalaciones actuales.



Figura 8. Tipos de turbinas eólicas. [57]

La configuración más extendida es el DFIG ya que es más robusta y tiene un coste significativamente menor que los generadores síncronos, especialmente que los PMG (Generadores de Imanes Permanentes) cuyo precio se eleva por emplear tierras raras. Por tanto, se explora más en detalle la capacidad de los generadores DFIG de aportar regulación secundaria.

Los DFIG permiten que la velocidad del rotor sea variable, controlando la frecuencia con la que se alimenta a este. Además, hay otra estrategia para modificar la potencia de salida de del aerogenerador: ajustando el ángulo de ataque de las palas, conocido como pitch control.

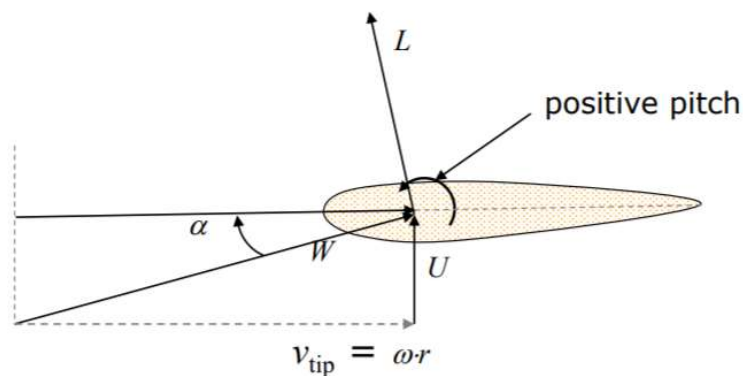


Figura 9. Esquema de una pala de aerogenerador con ajuste del pitch. [58]

Ambos controles se utilizan en la práctica de manera complementaria, normalmente realizando un ajuste grueso con el pitch control y un ajuste fino con el control del convertidor sobre la máquina eléctrica.

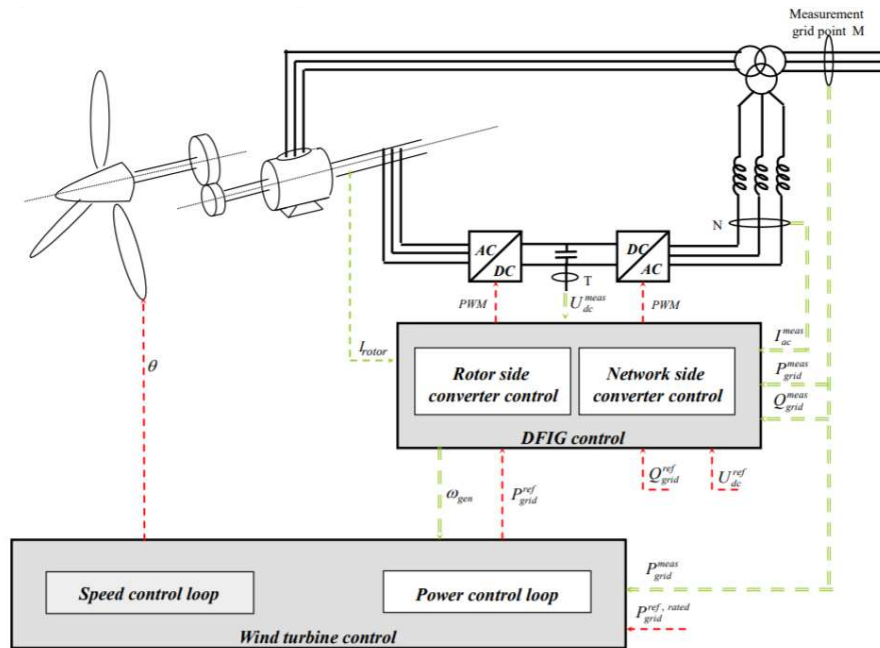


Figura 10. Esquema de los controles de un DFIG. [57]

En la Figura 11 se representa la operación de un parque cuando oferta banda de regulación secundaria. En los casos en los que no resulte casado, aporta la potencia máxima que puede extraer del viento. Por el contrario, cuando se case la banda ofertada, el aerogenerador, aplicando los controles sobre la máquina eléctrica y el control del pitch, se desplaza de su punto de trabajo óptimo para dejar la banda a subir (B_S) disponible para seguir las consignas del AGC.

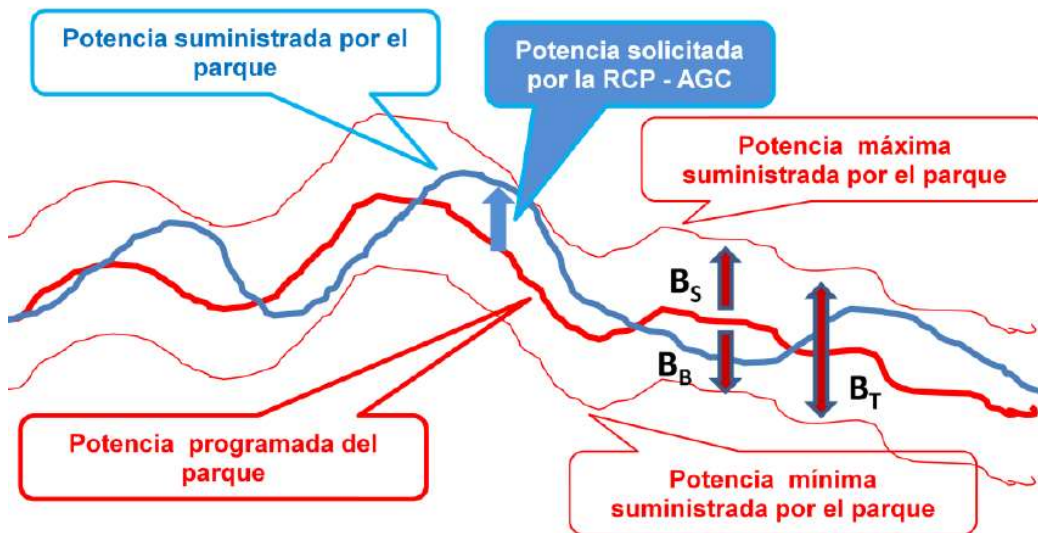


Figura 11. Esquema de funcionamiento de un parque eólico que participa en la regulación secundaria. [31]

1.4 LOS SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

La creciente penetración de las energías renovables, con su inherente intermitencia, plantea importantes retos para el sistema eléctrico. Los sistemas de almacenamiento de energía (Energy Storage Systems o ESS) se posicionan como una de las soluciones más potentes para mitigar los posibles desequilibrios.

En la actualidad están disponibles o en fase de desarrollo una gran variedad de tecnologías de almacenamiento de energía como el bombeo hidroeléctrico, el almacenamiento térmico, el aire comprimido, las baterías, las pilas de combustible, los superconductores magnéticos, los capacitores y supercapacitores y los volantes de inercia.

En la Figura 12 se presenta una clasificación de las tecnologías de almacenamiento en función de la potencia nominal y la duración de su descarga.

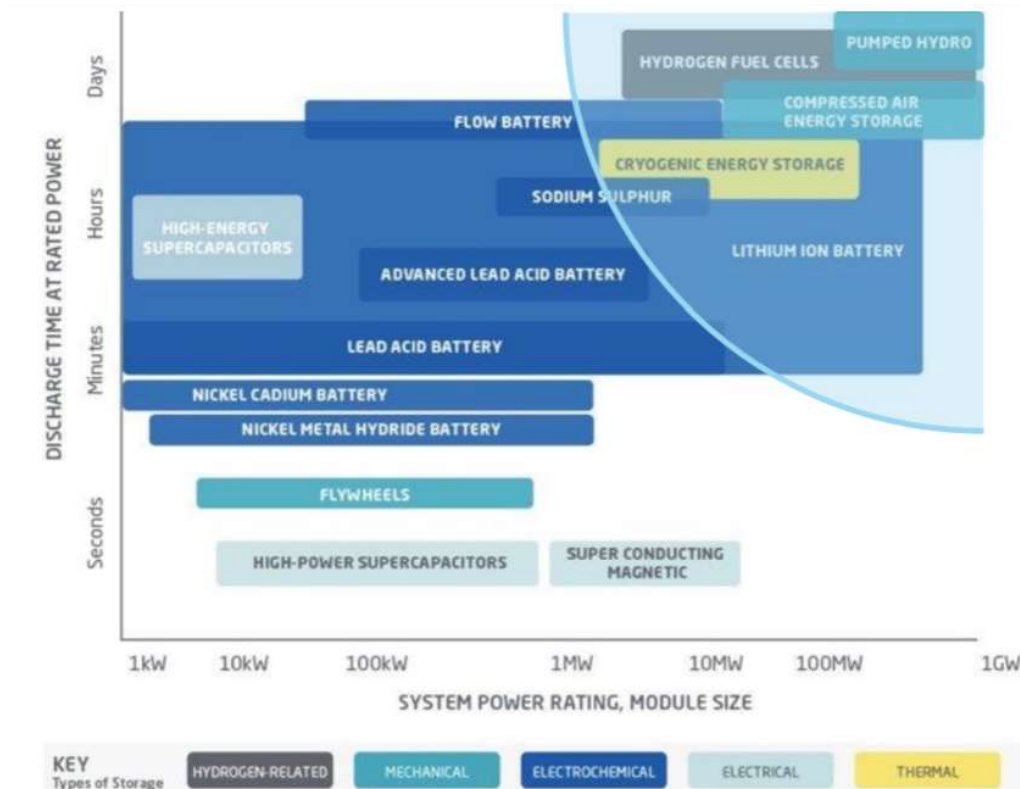


Figura 12. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento. [17]

El área sombreada corresponde a las tecnologías que pueden proporcionar una potencia del rango de MW durante más de un minuto, que son las de interés para el proyecto. En esta zona se encuentran el bombeo, el aire comprimido, las pilas de combustible de hidrógeno, el almacenamiento térmico y algunas tipologías de baterías, cuyas características más relevantes se recogen a continuación:

- **Bombeo hidráulico:** es el ESS más maduro y de mayor implantación en el mundo, contando con una capacidad instalada de 160GW a nivel global y 6GW en España.

La instalación consta de dos depósitos a diferentes cotas, de manera que, en las horas de baja demanda y bajo precio, se almacena agua en el vaso superior a través de una bomba. Así, cuando hay alta demanda, se turbinan el agua al depósito inferior, generando electricidad.

El bombeo presenta unas ventajas en cuanto a su elevado rendimiento (entre 75%-85%), una vida útil muy larga (40-60 años) y unas dinámicas muy rápidas, del orden de segundos [32][33]. Su capacidad nominal de potencia se encuentra en un rango de 100MW a 30.000MW, lo que, unido a su largo periodo de almacenamiento, del orden de días, le posiciona como uno de los sistemas de almacenamiento que mayor flexibilidad proporciona al sistema eléctrico. Entre sus inconvenientes, destaca la limitación de emplazamientos, puesto que necesitan grandes superficies y su construcción supone un alto coste. Además, estas instalaciones tienen un gran impacto ambiental y social.

- **Aire comprimido:** estas instalaciones cuentan con un motor reversible que, durante los momentos de baja demanda y exceso de energía, almacena el aire en cavernas subterráneas a altas presiones, de entre 40 y 70 bares. En los momentos en los que se necesite un aporte de energía, se calienta el aire comprimido para expandirlo, se combina con combustible y se le alimenta a un generador para producir energía. Es un sistema de almacenamiento mecánico con unas características y retos equiparables con el bombeo, en términos de capacidad de potencia (en torno a 50 a 300MW) y de almacenamiento de energía, eficiencia (entre 70% a 89%), rápidas dinámicas (del orden de pocos minutos) pero con dificultad para encontrar emplazamientos adecuados. Además, los sistemas de aire comprimido presentan una problemática adicional, puesto que necesitan reservas de combustibles fósiles para su funcionamiento, con las emisiones que conlleva. Estos inconvenientes han limitado su implantación a nivel comercial, habiendo sólo dos instalaciones en el mundo, una en Alemania, con 290MW instalados, y en Estados Unidos, que cuenta con 110MW de capacidad.

- **Almacenamiento térmico:** es una tecnología muy simple y fiable, asociada normalmente a centrales termosolares de concentración. Esta tecnología se basa en la utilización de materiales que absorben y guardan en forma de energía térmica parte de la radiación solar recibida.

España es una potencia en almacenamiento térmico gracias al desarrollo del almacenamiento con sales fundidas. Actualmente, existen 18 centrales en operación, que componen una capacidad de 870MW instalados. Además de las sales fundidas, están en fases de investigación y desarrollo otras modalidades de

almacenamiento térmico, como el almacenamiento en forma de calor sensible en rocas y también el aire líquido.

Su inconveniente principal es que tiene una eficiencia menor, entre 30% y 60%, aunque en contrapartida, presentan unos costes de desarrollo bajos [34] y no tienen la dependencia de emplazamientos que sí limitan al bombeo o al aire comprimido.

- **Pilas de combustible:** son reactores electroquímicos que permiten la transformación de la energía química de una sustancia, que puede ser hidrógeno, metano, metanol y otros combustibles sintéticos, en energía eléctrica.

Las pilas de combustible permiten un funcionamiento continuo, siempre que cuenten con un abastecimiento suficiente del combustible suministrado al ánodo, el oxidante suministrado al cátodo, y el electrolito, que actúa como catalizador de las reacciones químicas del proceso.

Son unos sistemas escalables, con una eficiencia, entre el 40% al 85% y son muy versátiles, con aplicaciones en sistemas híbridos, vehículos eléctricos, sector agrícola y aeroespacial, aunque presentan todavía unos costes elevados.

- **Baterías:** son también sistemas de almacenamiento electroquímico, que basan su funcionamiento en reacciones de reducción y oxidación reversibles. El tipo de batería (pilas de plomo-ácido, ion de litio, níquel-cadmio, etc.) determina los elementos que componen los electrodos, esto es, el ánodo y cátodo, y el electrolito. Las baterías se cargan al aplicar un voltaje a los electrodos y se descarga, a través de un circuito externo, cuando se dan las reacciones electroquímicas.

Las principales ventajas de las baterías son su rapidez de respuesta dinámica (del orden de milisegundos), su carácter modular y escalable, su versatilidad y su facilidad de instalación. Sin embargo, todavía presentan unos altos costes, aunque el desarrollo de los últimos años ha permitido que se reduzcan considerablemente y todavía está previsto lograr precios mucho más competitivos, una vida útil menor que otros sistemas de almacenamiento (10-15 años) y la degradación a lo largo de esta, y un efecto negativo sobre el medio ambiente, puesto que la mayoría contienen compuestos químicos y metales pesados.

Las características que ha de tener el sistema de almacenamiento del proyecto son: dinámicas rápidas de respuesta (para poder servir de apoyo en la regulación secundaria), capacidad de proporcionar energía del orden de horas y adaptación a entornos diversos (puesto que la localización del proyecto ya está sujeta a la disponibilidad del recurso eólico). Además, se priorizarán aquellas tecnologías que tengan un mejor rendimiento, vida útil y coste más competitivo.

Tras estas consideraciones se opta por las baterías para el sistema de almacenamiento de energía, conocido como BESS (Batería Energy Storage Systems). Esto, nuevamente está

en línea con uno de los objetivos establecidos en el PNIEC, por el que se prevé una introducción de 2,5GW de almacenamiento con baterías para el año 2030.

1.4.1 TIPOS DE BESS EN EL MERCADO

Tras la introducción sobre las baterías realizada en la sección anterior, a continuación, se va a detallar el principio de funcionamiento general de las baterías para después presentar los tipos de baterías de mayor interés.

Las baterías son elementos que consisten en una o varias celdas electroquímicas que almacenan energía para liberarla en el momento en que sea necesario. Las celdas se conectan en serie o en paralelo según requisitos de voltaje y corriente del sistema.

Las celdas, como se ha mencionado, constan de tres elementos principales: dos electrodos, que son el cátodo o electrodo positivo y el ánodo o electrodo negativo, y el electrolito.

El electrolito es la sustancia que sirve de unión entre el ánodo y el cátodo y permite que tenga lugar el intercambio de iones entre ellos, generando así el flujo de una corriente eléctrica, que se saca fuera de la batería a través de un circuito externo.

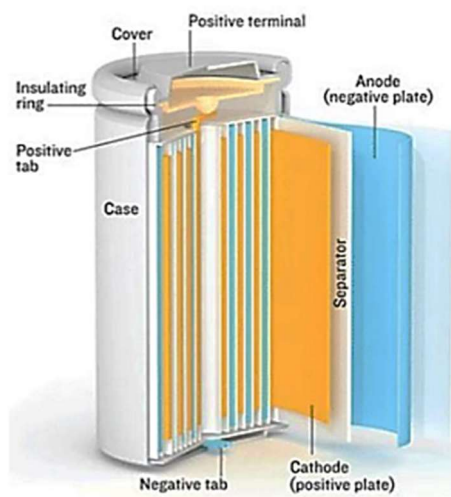


Figura 13. Componentes de una celda de un BESS. [35]

El principio de funcionamiento de la celda se basa en unas reacciones químicas reversibles y simultáneas reducción-oxidación. Dependiendo de la naturaleza de la batería se ponen en contacto determinados componentes con los electrodos, en los que se activan electroquímicamente. En concreto, en el ánodo se produce la oxidación o pérdida de electrones de un cierto componente, esto es, se disocia en electrones e iones presentes en

el componente. Por su parte, el cátodo recibe un oxidante, que se combina con los mencionados iones y electrones, dándose una reacción química. El electrolito es el único punto de unión entre los componentes que se suministran en el ánodo y cátodo, que se aíslan mediante separadores para asegurar que sólo se produce un intercambio iónico entre ellos.

Este proceso es reversible ya que no se consumen los componentes, sino simplemente se modifica su estado de oxidación. Así, se puede cargar la batería aplicando una corriente externa.

Finalmente, es importante considerar la degradación o pérdida de capacidad de las baterías a lo largo de su vida útil. Este fenómeno tiene su origen en la formación de pequeños cristales en las celdas cuando se recargan. Impactan especialmente en la aceleración de la degradación de las baterías las cargas incompletas o las cargas durante más tiempo al periodo establecido para ello, así como las cargas a corrientes elevadas y a altas temperaturas.

A continuación, se explican los tipos de baterías más utilizados.

1.4.1.1 Batería de plomo-ácido

Las baterías plomo-ácido son la primera tecnología de almacenamiento reversible desarrollada y, por tanto, la más madura. Estas baterías emplean dos tipos de electrodos de plomo, dióxido de plomo (PbO_2) en el cátodo y plomo (Pb) en el ánodo, y una disolución de ácido sulfúrico en agua como electrolito. En el ciclo de carga se forma sulfato de plomo (PbSO_4) y en la descarga se vuelve a los componentes originales.

Al emplear plomo, son altamente tóxicas, aunque tienen métodos de reciclaje establecidos [43]. Además, su funcionamiento en carga parcial puede producir sulfatación del sistema y un fallo prematuro de la batería [42]. El mantenimiento de estas baterías pasa por la disolución de los cristales por la sulfatación, aplicando corrientes elevadas durante varias horas, y la reposición del electrolito, que se evapora en los procesos de recarga.

Entre las ventajas de estas baterías se tiene su madurez tecnológica, con los consecuentes menores costes de inversión y operación y mantenimiento respecto a otros tipos de baterías, además de presentar un muy buen rendimiento. Su baja autodescarga las hace adecuadas para almacenar energía durante largos periodos [42]. En contraposición, sus inconvenientes son su corta vida útil y densidad energética respecto a otras tipologías.

Debido a su madurez y capacidad de almacenaje durante mucho tiempo justifica su aplicación en sistemas críticos, como los sistemas de arranque de coches, aviones, embarcaciones, etc. y los Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (SAI) de equipos médicos o de seguridad.

	Plomo-Ácido	
Energía específica (Wh/kg)	19-24	[44]
Densidad energética (Wh/L)	60-110	[45]
Potencia específica (W/kg)	180	[54] [55]
Ciclos de carga/descarga	2.500	[47]
Autodescarga mensual (%)	2-4	[44]
Rendimiento (%)	63-90	[55]
CAPEX (€/kWh)	280	[50]
Potencia nominal (MW)	0,05-2	[43]

Tabla 1. Características de las baterías de plomo-ácido

1.4.1.2 Batería de ion-litio

Las baterías de ión-litio se originaron para aplicaciones en dispositivos portátiles y pequeños, como ordenadores, teléfonos móviles, etc. En los últimos años, están viendo un gran desarrollo gracias a su empleo en sistemas de almacenamiento para la red eléctrica y, especialmente, en los vehículos eléctricos.

Están compuestas por un cátodo de óxido metálico de litio (LiCoO_2 , LiNiO_2 , LiMnO_4) y por un ánodo de material de carbono (Li_xC_6). El electrolito está formado, normalmente, por una solución orgánica con sales de litio.

Como ventajas, se tienen su continua reducción de costes, su alto rendimiento, su alta densidad energética, y su largo ciclo de vida. Sin embargo, no operan bien a temperaturas elevadas, pudiendo explotar por sobrecalentamiento. Por esto necesitan contar con un empaquetamiento especial y un circuito interno de protección ante sobrecargas, lo que encarece su coste.

	Ión-Litio	
Energía específica (Wh/kg)	130-200	[44]
Densidad energética (Wh/L)	250-730	[45]
Potencia específica (W/kg)	250-340	[45]
Ciclos de carga/descarga	5000	[47]
Autodescarga mensual (%)	0,1-0,3 al día	[55] [55]
Rendimiento (%)	94	[50]
CAPEX (€/kWh)	180-500	[43]
Potencia nominal (MW)	0,05-100	[43]

Tabla 2. Características de las baterías de ión-litio

1.4.1.3 Batería de sulfuro sódico

Los materiales de estas baterías son el azufre fundido como cátodo y el sodio fundido como ánodo. El electrolito consiste en un material cerámico en estado sólido, a través del cual sólo pueden circular iones positivos de sodio.

Una particularidad de las baterías de sulfuro sódico es su alta temperatura de operación, de hasta 350°C. Para lograr mantener esta temperatura, se necesitan sistemas adicionales de aporte de calor, que se consideran como elementos integrantes de la propia batería. Además, estas altas temperaturas de operación suponen un riesgo por posibles problemas de inflamabilidad.

Presentan densidades energéticas y rendimientos altos, además de una tasa de autodescarga casi nula.

Las baterías de sodio de alta temperatura tienen una alta potencia y densidad de energía y están diseñadas para grandes proyectos comerciales y de servicios públicos, mientras que las baterías de baja temperatura están diseñadas para uso residencial y aplicaciones comerciales de baja magnitud. Cabe mencionar que, aunque están disponibles en el mercado, se encuentra todavía en vía de desarrollo, por lo que no existen muchas instalaciones que utilicen esta tecnología actualmente.

	Sodio-Sulfuro	
Energía específica (Wh/kg)	150-240	[55]
Densidad energética (Wh/L)	160	[45]
Potencia específica (W/kg)	155	[45]
Ciclos de carga/descarga	4.000-5.000	[55]
Autodescarga mensual (%)	0	[44]
Rendimiento (%)	80-90	[55]
CAPEX (€/kWh)	285	[50]
Potencia nominal (MW)	1– 100	[43]

Tabla 3. Características de las baterías de sodio-sulfuro

1.4.1.4 Batería de zinc bromo

Es un tipo de batería de flujo, que cuenta con dos electrolitos distintos que son bombeados desde tanques exteriores.

En la descarga, el zinc se carga positivamente (Zn^{2+}) y el bromo pasa a ser bromuro (Br^-). Las reacciones químicas que tienen lugar para generar electricidad incrementan las concentraciones de iones de zinc y bromuro en los dos tanques de electrolito. Durante la

carga, el zinc se adhiere al electrodo formando una película, mientras que el bromo se desprende formando una disolución diluida que reacciona con otros compuestos de la disolución (aminas) y formando un compuesto denso.

Estas baterías tienen capacidad de carga rápida, baja degradación y una larga vida útil. Además, pueden trabajar a temperatura ambiental y tienen un bajo impacto medioambiental. Sin embargo, tienen un nivel relativamente alto de costes y una eficiencia reducida, del 75%, debido a la carga-descarga rápida

Las baterías de zinc bromo son muy modulares y versátiles, lo que permite su aplicación en sistemas de almacenamiento de energía, en automóviles, etc.

	Zinc-Bromo	
Energía específica (Wh/kg)	65-75	[44]
Densidad energética (Wh/L)	60-70	[45]
Potencia específica (W/kg)	-	-
Ciclos de carga/descarga	10.000	[49]
Autodescarga mensual (%)	0,05	[54]
Rendimiento (%)	75	
CAPEX (€/kWh)	385	[47]
Potencia nominal (MW)	0,025–100	[43]

Tabla 4. Características de las baterías de zinc-plomo

1.4.1.5 Batería de vanadio

Las baterías de vanadio son las más desarrolladas tecnológicamente de entre las baterías de flujo. Estas baterías emplean pares redox de vanadio disueltos en mezclas diluidas de ácido sulfúrico.

Entre sus ventajas se tiene una alta capacidad (pueden suministrar energía durante varias horas), alta potencia, alto rendimiento, largo ciclo de vida (de unos 20 años) además de ser unos sistemas muy seguros.

Estas baterías también presentan una serie de inconvenientes como su alto coste, la restricción de ciertos materiales necesarios para su funcionamiento, su baja potencia específica y gran tamaño y peso de los tanques de electrolitos. Además, para que los procesos químicos puedan llevarse a cabo correctamente es necesario mantener los electrolitos a altas temperaturas (300°C).

	Vanadio	
Energía específica (Wh/kg)	10	[44]
Densidad energética (Wh/L)	10	[45]
Potencia específica (W/kg)	-	-
Ciclos de carga/descarga	10.000-12.000	[55]
Autodescarga mensual (%)	0,1	[46]
Rendimiento (%)	90	[47]
CAPEX (€/kWh)	700	[47]
Potencia nominal (MW)	0,025–100	[43]

Tabla 5. Características de las baterías de vanadio

1.4.2 ELECCIÓN DE LAS BATERÍAS DE IÓN-LITIO

Tras las consideraciones desarrolladas anteriormente, se presenta en la Tabla 6 una comparativa de las principales características de las baterías consideradas.

	Plomo-Ácido	Ión-Litio	Sodio-Sulfuro	Zinc-Bromo	Vanadio
Energía específica (Wh/kg)	19-24	130-200	150-240	65-75	10
Densidad energética (Wh/L)	60-110	250-730	160	60-70	10
Potencia específica (W/kg)	180	250-340	155	-	-
Ciclos de carga/descarga	2.500	5.000	4.000-5.000	10.000	10.000-12.000
Autodescarga mensual (%)	0,2-0,04	0,1-0,3 al día	0	0,05	0,1
Rendimiento (%)	63-90	94	80-90	75	90
CAPEX (€/kWh)	280	180-500	285	385	700
Potencia nominal (MW)	0,05-2	0,05-100	1-100	0,025-100	0,025-100

Tabla 6. Comparativa de las características de las baterías

Es de especial importancia para el proyecto el coste, el rendimiento y la vida útil. De esta manera, se descartan las baterías de vanadio debido a su alto coste, así como las baterías de plomo-ácido, debido a su bajo ciclado y el gran tamaño que requieren. Se considera que el sistema de baterías ha de tener un buen rendimiento, como mínimo de un 85%, lo que lleva a descartar a las baterías de zinc-bromo y en menor medida, a las de Sodio-sulfuro. Así, la tecnología de ión-litio se posiciona como la mejor alternativa.

Un sistema de almacenamiento de energía con batería requiere, además de la propia batería, de componentes adicionales que permitan que la batería se conecte a la red eléctrica. El principal dispositivo es un convertidor AC/DC que permite el flujo de energía para cargar y descargar la batería y es el responsable de dar unos tiempos de respuesta pequeños y proporcionar un rendimiento alto al conjunto. Otros componentes de un BESS incluyen las celdas de baja y media tensión, dispositivos de protección, sistemas de refrigeración y control de incendios, comunicaciones, control y, en algunos casos, un transformador.

1.4.3 BESS Y LA REGULACIÓN SECUNDARIA

Los sistemas de baterías se pueden conectar a la red para proporcionar servicios de flexibilidad. En muchos casos, de manera similar al caso estudiado en este proyecto, se instalan de manera conjunta con energías renovables, logrando así una mejor integración de éstas puesto que aumentan su controlabilidad. Las baterías complementan a las tecnologías renovables, siendo especialmente utilizadas como métodos de reducción de desvíos, minimización de pérdidas, arbitraje o corrección de voltaje.

En lo relativo a este proyecto, el BESS es de especial interés puesto que se plantea como un sistema que permite reducir la incertidumbre inherente a la tecnología eólica, paliando los efectos de la intermitencia del viento, tanto esperadas como inesperadas, logrando disminuir los cambios bruscos de potencia. Por tanto, se logra proporcionar un servicio más estable y fiable.

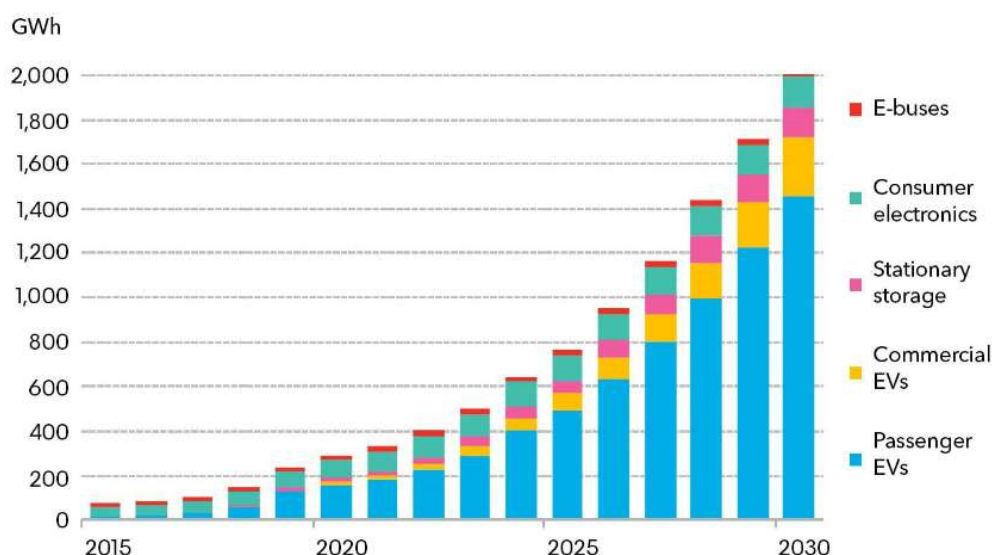


Figura 14. Demanda anual de baterías de ión-litio a nivel mundial. [59]

En la Figura 14 se puede observar la evolución y proyecciones de la demanda de los sistemas de baterías de tecnología ión-litio a nivel mundial. Como ya se ha mencionado, su aplicación principal desde los últimos años son los vehículos eléctricos, cuyo importante desarrollo está contribuyendo a la enorme bajada de costes de las baterías ión-litio. Las aplicaciones estacionarias, dentro de las que se encuadra el BESS del presente proyecto, también se va a ver fomentadas en los próximos años.

A continuación, se mencionan algunos proyectos relevantes de BESS que proporcionan el servicio de regulación secundaria.

- **Hornsedale Power Reserve**

Es un proyecto de hibridación de baterías con un parque eólico en Australia, cuyo propietario es Neoen. El parque tiene una potencia nominal de 300MW y el BESS, desarrollado por Tesla y que entró en operación en diciembre de 2017, tiene una potencia de 100MW y capacidad de 129MWh. El proyecto tuvo unos costes de

instalación de 87M€ y ha resultado tan exitoso que se prevé una ampliación de 50MW y 64,5MWh en los próximos años. [60]

El sistema de baterías se emplea especialmente para dar servicios de regulación de frecuencia, así como de arbitraje y para la prevención de black out. [16]

- **Jardelund**

Se trata de una instalación standalone situada en Alemania, con baterías de ion-litio de 48MW y 50MWh desarrollado por NEC Energy Solutions y fue puesto en funcionamiento en 2017. Este sistema de baterías permite suministrar capacidad de reserva sostenible a la red eléctrica europea, así como almacenar la energía eólica excedente producida localmente.

El principal servicio que cumple el BESS es proporcionar regulación frecuencia-potencia y, en menor medida, dar servicios de calidad de suministro y de arbitraje, ya que su localización está muy próxima a una subestación. [16][61]

1.5 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Los objetivos del presente proyecto se dividen en objetivos principales y objetivos secundarios:

OBJETIVOS PRINCIPALES

El objetivo principal del proyecto es analizar la viabilidad técnica y económica de la participación de una planta de generación eólica, tanto operando sola como de manera conjunta con un sistema de almacenamiento con baterías, en la regulación secundaria.

La viabilidad técnica se ha expuesto en el Capítulo 1. y queda asegurada en la medida en la que se cumpla la normativa vigente, especialmente los P.O. 7.1. y 7.2 relativos a regulación frecuencia-potencia, y las instalaciones sean de las tecnologías apropiadas, esto es, aerogeneradores DFIG y baterías de ión-litio. Existen otras alternativas válidas, como se ha explorado en el Capítulo 1, pero estas son las consideradas más apropiadas atendiendo a criterios técnico-económicos.

La viabilidad económica del proyecto se evalúa en función de los resultados del estudio económico. El estudio económico consiste en el análisis de los flujos de caja y la rentabilidad del proyecto, en sus distintas modalidades: parque eólico vertiendo a la red y siendo retribuido según el mercado diario, parque eólico participando adicionalmente en la regulación secundaria e instalación híbrida (parque + sistema de baterías) que participan en el mercado diario y la regulación secundaria.

OBJETIVOS SECUNDARIOS

1. Analizar el valor de la información perfecta en el contexto del proyecto: la producción del parque eólico, los requerimientos del sistema (las restricciones en las ofertas de secundaria y las señales del AGC) y los precios de los distintos mercados. Se calcula un nivel de ingresos máximos teóricos teniendo información perfecta, lo que sirve como referencia a la hora de emplear datos de la operación real del parque para determinar fuentes de pérdidas y vías de posibles mejoras.
2. Desarrollar diferentes estrategias para la participación regulación secundaria y para la operación de las baterías, analizar su validez, limitaciones y posibles mejoras.
3. Propuesta de un método para dimensionar sistemas de almacenamiento basados en baterías (BESS) para hibridar instalaciones eólicas que participen en regulación secundaria.

Capítulo 2. MODELO PARA EL DISEÑO DE OFERTAS DE REGULACIÓN SECUNDARIA

Es importante diseñar la oferta de manera que se garantice que su asignación en el mercado de banda secundaria permita aumentar el beneficio respecto al obtenido por participar solamente en el mercado diario.

Aprovechando la secuencia de los mercados de energía, se plantea realizar una oferta de la producción íntegra prevista para el día siguiente en el mercado diario. Esta oferta se realiza a precio nulo, ya que la energía eólica tiene coste de oportunidad cero.

A continuación, se presenta la oferta de banda en el Mercado de Reserva Secundaria, especificando la potencia de la banda total a ofertar (B_T), en MW, que se divide en banda a subir (B_S) y banda a bajar (B_B). En el apartado 1.2.2.1. se detallan los requisitos que han de cumplir todas las ofertas para resultar casadas.

La banda total se plantea en este proyecto como un porcentaje de la producción prevista para cada periodo de regulación. Este porcentaje estará afectado por las cualidades técnicas de los aerogeneradores del parque eólico estudiado, el riesgo que el agente responsable esté dispuesto a asimilar y las particularidades del sistema de control adoptado en el AGC de la zona de regulación a la que pertenezca el parque. Además, existe un límite superior de la potencia que se puede suministrar debido a restricciones tecnológicas de las instalaciones eólicas. Solo se puede suministrar hasta un 40% de la producción sin incurrir en inestabilidades dinámicas [6]. En la Figura 15 se muestra un detalle de la generación prevista de un parque eólico ejemplo, así como de la banda de secundaria ofertada, representándose de manera separada las bandas a subir y bajar. Según datos históricos [5], la banda a subir suele comprender un 60-50% de la banda total, mientras que la banda a bajar supone el 40-50% restante.

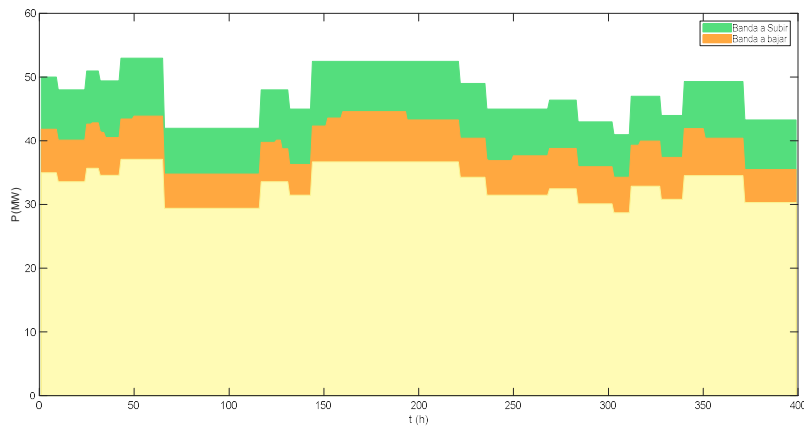


Figura 15. Detalle de la banda total ofertada. Elaboración propia

En caso de que la oferta sea asignada en el mercado, se ha de hacer un ajuste del programa para poder liberar la banda a subir correspondiente. Una vez se ha asignado la banda, la unidad adquiere el compromiso de que esa potencia esté disponible para seguir las consignas de la RCP a través de su correspondiente AGC. Sin embargo, si la oferta no resulte casada en un determinado periodo de programación, los beneficios obtenidos serían los de participar exclusivamente en el Mercado Diario, es decir, coincidirían con el caso de no participar en el servicio de secundaria.

Los sistemas de almacenamiento de energía de batería (BESS) pueden aumentar la capacidad de control de los parques eólicos y, por lo tanto, los ingresos que obtienen sus operadores en los mercados energéticos. En particular, la estrategia propuesta para BESS con el que se hibrida el parque eólico consiste en un apoyo a la hora de aportar regulación secundaria, reduciendo los incumplimientos de compromisos de banda, que repercuten en el beneficio obtenido por la explotación del parque en forma de penalizaciones. Además, como ya se ha mencionado, si el parque incurre en demasiados incumplimientos durante un tiempo prolongado, se le puede revocar la autorización de aportar el servicio de regulación secundaria.

2.1 FORMULACIÓN DEL BENEFICIO POR LA PARTICIPACIÓN EN LA REGULACIÓN SECUNDARIA

El beneficio obtenido por el aprovechamiento de la generación eólica se va a formular en esta sección distinguiendo tres casos distintos:

1. Explotación de un parque eólico sin participación en el servicio de regulación secundaria.
2. Explotación de un parque eólico con participación en el servicio de regulación secundaria.
3. Explotación de un parque eólico que cuenta con un BESS y participación en el servicio de regulación secundaria.

2.1.1 EXPLOTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO SIN PARTICIPAR EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA

El total de la generación prevista del parque se oferta en el mercado diario. Esto coincide con la situación actual de la tecnología eólica, en la inmensa mayoría de los casos.

La retribución de un parque eólico funcionando bajo este régimen es:

Ecuación 1

$$Benef_{MD} = E_{prev,eólico} \cdot P_{MD} - E_{desvío} \cdot P_{desvío}$$

Donde:

- $E_{prev,eólico}$ es la energía prevista a generar por el parque eólico (MWh).
- $E_{desvío}$ es la diferencia entre la previsión y la producción real del parque eólico, es decir:

$$E_{desvío} = E_{prev,eólico} - E_{eólico}$$

El coste originado por los desvíos es normalmente significativo, aunque se irá reduciendo en la medida en la que mejoren los sistemas de predicción de los parques. El cálculo de dicho coste es complejo, puesto que depende de si el desvío va en contra o a favor de las necesidades del sistema. En este proyecto no se van a contemplar los desvíos.

2.1.2 EXPLOTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO PARTICIPANDO EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA.

En caso de que el parque eólico oferte en el servicio de regulación secundaria, se deben incorporar nuevos términos:

- Términos por la liquidación del servicio de secundaria.
- Ajuste del programa para liberar banda a subir.

Como se ha descrito en el apartado 1.2.2.2., la prestación de regulación secundaria se retribuye por la disponibilidad de la banda de regulación asignada y la utilización en tiempo real de la energía de regulación secundaria.

La remuneración por disponibilidad comprende el coste de la banda asignada en el Mercado de Reserva Secundaria y las penalizaciones por incumplir la obligación de disponer de banda. El coste de la banda, ya explicado en la sección 1.2.2.2, es:

$$C_{banda} = B_T \cdot P_{banda}$$

Los incumplimientos se producen cuando la producción en tiempo real de la unidad es insuficiente para hacer frente a los requerimientos del sistema, que vienen marcados por la señal de su correspondiente AGC. El volumen total de los incumplimientos se penaliza

al precio marginal de la banda de secundaria y se mayor por un coeficiente de 1,5. No obstante, estas penalizaciones se pueden compensar en cierta medida con bonificaciones. La unidad de producción recibirá bonificaciones en los casos en los que el regulador maestro del sistema solicite capacidad adicional de regulación secundaria a la prevista y la unidad en cuestión tenga producción suficiente para aportarla. Al igual que las penalizaciones, el volumen de bonificaciones se retribuye a 1.5 veces el precio de la banda secundaria.

En la siguiente figura se representan las posibles penalizaciones y bonificaciones resultado de la explotación de un parque eólico. Al igual que en la Figura 15, el área verde es la banda a subir, el área naranja es la banda a bajar, en este caso, ya asignadas, de manera que la suma de las tres áreas representa la predicción del parque. Adicionalmente se muestran la producción en tiempo real (línea azul), la señal que envía el AGC (línea magenta), las penalizaciones (áreas rayadas en rojo) y las bonificaciones (áreas rayadas en azul).

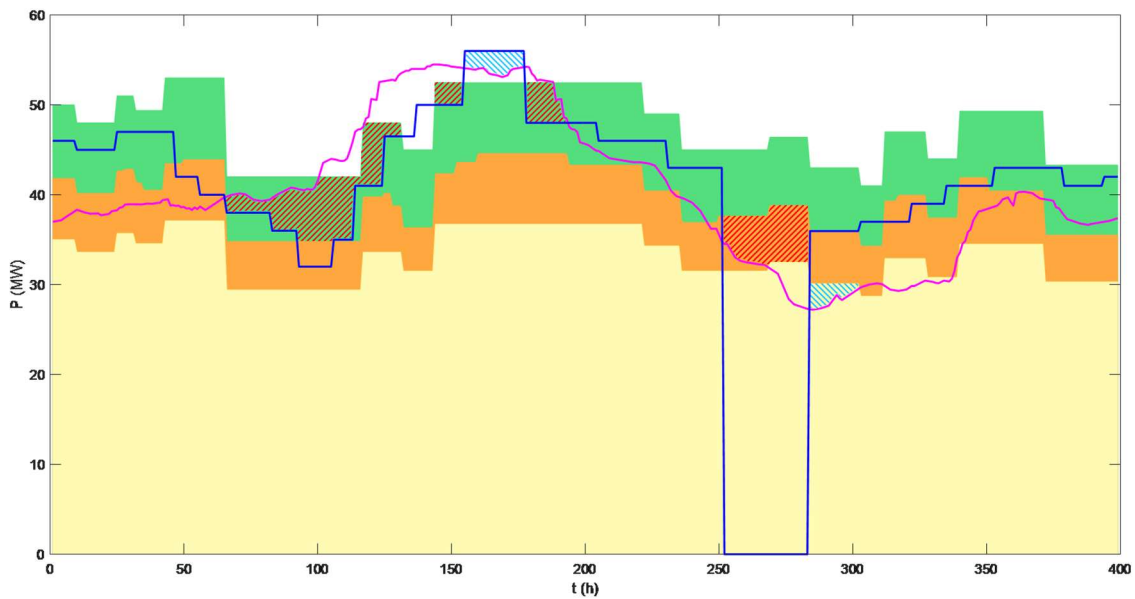


Figura 16. Penalizaciones y bonificaciones de secundaria. Elaboración propia

Como se puede ver en la figura, las penalizaciones, en el peor de los casos, estarán limitadas por el valor de la banda a subir casada en el mercado.

$$\begin{aligned}
 C_{penaliz} &= -1.5 \cdot P_{banda} \cdot V_{incumpl} \\
 C_{bonif} &= 1.5 \cdot P_{banda} \cdot V_{bonif}
 \end{aligned}$$

La remuneración por utilización en tiempo real de la energía de regulación secundaria sigue la siguiente expresión:

$$C_{energía} = B_S \cdot U_S \cdot P_{eS} - B_B \cdot U_B \cdot P_{eB}$$

Donde:

- B_S y B_B son las bandas a subir y bajar asignadas, respectivamente.
- U_S y U_B representa la utilización de las bandas a subir y bajar asignadas, respectivamente, en tanto por uno.
- P_{eS} y P_{eB} son los precios de la energía de regulación a subir y bajar, respectivamente.

Puesto que en este escenario no se oferta la totalidad de la generación en el Mercado Diario, sino que se reserva una cierta banda de regulación casada en el mercado y se pone a disposición del ACG de la zona, se ha de hacer un ajuste del programa para poder liberar banda a subir correspondiente. Este ajuste se realiza recurriendo al Mercado Intradiario y dará lugar a un coste adicional como resultado de la diferencia entre el precio del Mercado Diario y el precio de la sesión correspondiente del Mercado Intradiario:

$$B_S \cdot (P_{MD} - P_{MI})$$

Así, el beneficio que obtendría el parque eólico al proporcionar banda de regulación secundaria se puede formular como:

Ecuación 2

$$Benef_{MD+} = (E_{eólica} - B_S) \cdot P_{MD} + B_T \cdot P_{Banda} - 1.5 \cdot P_{banda} \cdot (V_{incumplim} - V_{bonif}) + B_S \cdot U_S \cdot P_{eS} - B_B \cdot U_B \cdot P_{eB} + B_S \cdot (P_{MD} - P_{MI})$$

A partir de estas ecuaciones, se puede definir el beneficio adicional obtenido gracias a la participación del parque eólico considerado en la regulación secundaria. De esta manera, restando las expresiones Ecuación 1 y Ecuación 2, se obtiene:

Ecuación 3

$$\Delta Benef = -B_S \cdot P_{MD} + B_T \cdot P_{Banda} - 1.5 \cdot P_{banda} \cdot (V_{incumplim} - V_{bonif}) + B_S \cdot U_S \cdot P_{eS} - B_B \cdot U_B \cdot P_{eB} + B_S \cdot (P_{MD} - P_{MI})$$

Es importante intentar minimizar los incumplimientos, no solo por la posible repercusión que tendrían sobre la calidad del servicio, sino porque el hecho de que una unidad se muestre incapaz de cumplir el compromiso de aportar banda de manera reiterada puede llevar a que el OS le retire la habilitación necesaria para prestar el servicio.

Como se ha mencionado anteriormente, uno de los métodos que tiene una unidad de programación para reducir sus desvíos es acudir al Mercado Intradía para llevar a cabo un redespacho. La energía eólica tiene carácter fluyente y relativamente impredecible. Si bien los sistemas de predicción han mejorado considerablemente en los últimos años, los desvíos entre la generación prevista y producida son todavía notables. Así, se podría incluir esta estrategia, tanto en el caso de participar en regulación secundaria como sólo acudiendo al mercado diario, añadiendo el término:

$$\sum_1^6 \Delta E \cdot P_{MI}$$

Donde:

- ΔE hace referencia a la diferencia en la previsión de producción respecto a una previsión anterior. Si resulta negativo significa que se deberá vender.

2.1.3 EXPLOTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO QUE CUENTA CON UN BESS Y PARTICIPA EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA.

El último caso estudiado consiste en la hibridación de un parque eólico con un sistema de almacenamiento por baterías, para su participación conjunta en la secundaria.

El BESS, de manera similar a las aplicaciones en la reducción de desvíos, se emplea para reducir los incumplimientos de banda en la mayor medida posible. Por tanto, se dimensiona el sistema de baterías en función al volumen de incumplimientos del parque y su repercusión en el beneficio obtenido está referenciado a este:

Ecuación 4

$$\Delta Benef = -B_S \cdot P_{MD} + B_T \cdot P_{Banda} - 1.5 \cdot P_{banda} \cdot (V_{incumplim} - E_{BESS} - V_{bonif}) + B_S \cdot U_S \cdot P_{es} - B_B \cdot U_B \cdot P_{eB} + B_S \cdot (P_{MD} - P_{MI})$$

Donde:

E_{BESS} : es la energía aportada por el sistema de baterías en MWh.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE EÓLICO

El parque objeto de estudio tiene una potencia nominal de 54MW y está compuesto por aerogeneradores de tipo DFIG que cuentan con sistemas de control *pitch angle*, de manera que es capaz de aportar regulación secundaria.

En la Figura 17 se muestra el perfil de producción horaria del parque para el año 2014-2015 (desde agosto de 2014 hasta julio 2015), que se va a tomar como referencia para el desarrollo del proyecto, y que ha sido facilitada por el propietario del mismo.

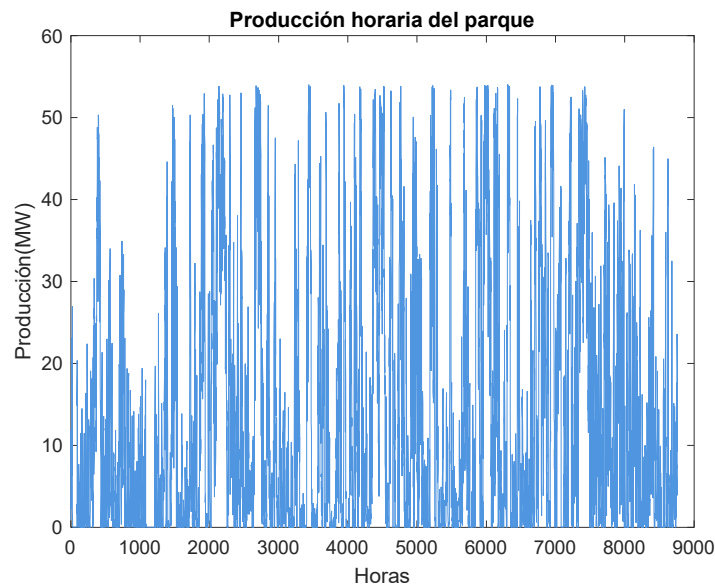


Figura 17. Producción horaria del parque

La producción anual del parque fue de 141,912GWh, lo que es igual a 2.628 horas equivalentes. Las horas equivalentes son una manera de caracterizar el número de horas que el parque habría de generar a potencia nominal para lograr la misma producción que con las velocidades reales a lo largo del año.

Si se establece una oferta de banda de regulación de un 10% de la predicción, valor que se ha escogido por ser la práctica habitual [6], y sabiendo que el límite de oferta mínimo es de 1MW, como se explicó en la sección 1.2.2.1, se tiene que se puede participar en regulación secundaria en un 42% del año (3.634 horas) y que la oferta media es de 2,78MW.

Dada la importancia de contar con un buen sistema de predicción del recurso eólico, se realiza un breve análisis de los datos de la previsión del parque de los que se disponen.

En primer lugar, se representa el error porcentual de la previsión respecto a la producción:

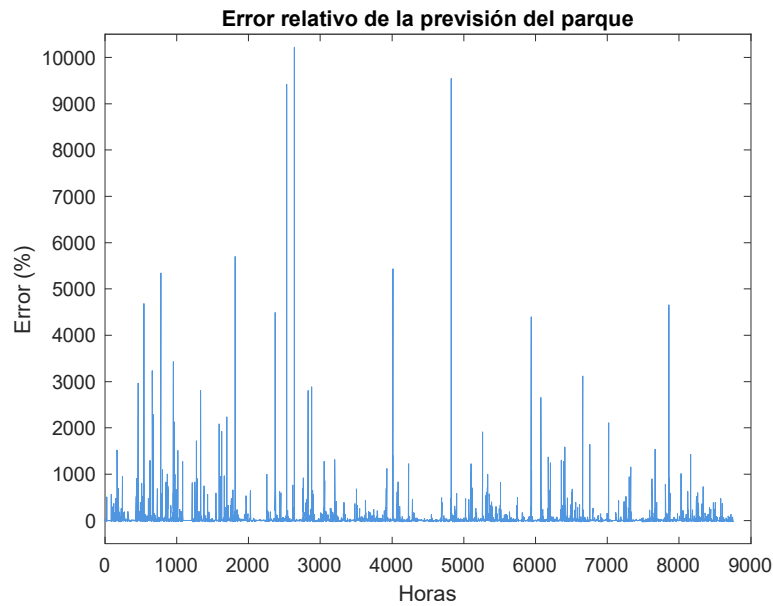


Figura 18. Perfil del error relativo de la previsión del parque

El error medio anual del parque es de un 35,2%, a pesar de que en ciertas horas el error es extremadamente elevado. Esto se debe, en la mayoría de los casos, a que la producción real resultó ser mucho menor (del orden de 100 veces) que lo que indicaba la predicción. Adicionalmente, en la siguiente gráfica se muestra que los mayores errores se concentran cuando se prevé una generación pequeña, esto es, cuando el grado de utilización de la predicción, definido como:

$$\text{Grado utilización de la predicción} = \frac{\text{Predicción (MW)}}{\text{Capacidad nominal del parque (54MW)}}$$

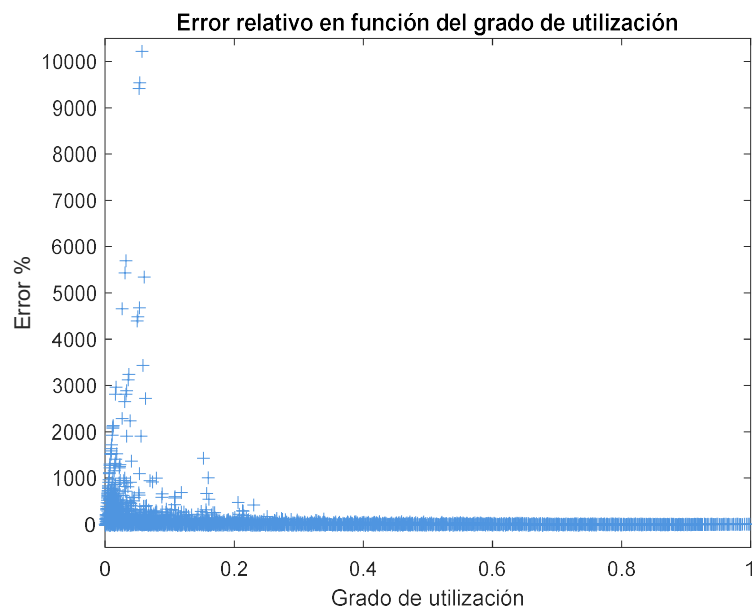


Figura 19. Análisis del error relativo de la predicción frente al grado de utilización

En vista de las Figura 18 y Figura 19, especialmente de la última, parece interesante plantear una restricción dentro de la estrategia de oferta a realizar por la cual solo se oferte por encima de un determinado grado de utilización. De esta manera se busca reducir el riesgo de incurrir en incumplimientos, que se producen cuando la producción real es más pequeña de lo previsto, hasta tal punto que el parque no puede proporcionar total o parcialmente la banda comprometida.

2.3 DISEÑO DE OFERTAS

2.3.1 BENEFICIO TEÓRICO MÁXIMO

El beneficio teórico máximo se calcula considerando que se dispone de información perfecta, tanto de la producción del parque, de la utilización real de la banda y de todos los mercados que aplican en la retribución del servicio.

Por supuesto, este cálculo es una estimación teórica del beneficio máximo que se podría obtener al participar en regulación secundaria. En realidad, una vez ha sido casada la oferta, sólo se conocería el valor del precio del Mercado Diario así como los valores de banda total, a subir y a bajar de secundaria y el precio marginal resultado del Mercado de Reserva Secundaria.

Las ofertas de regulación secundaria se realizan bajo incertidumbre, ya que se presentan el día anterior a partir de estimaciones del comportamiento de los mercados, de la producción del parque y de la utilización requerida de regulación secundaria. En caso de que estas estimaciones difieran lo suficiente de la realidad, por ejemplo, cuando la predicción de generación del parque es pobre o cuando se necesite mucha energía a bajar en tiempo real, se pueden llegar a generar pérdidas por participar en la regulación secundaria.

Por tanto, resulta muy útil identificar si la oferta realizada permite capturar bien los beneficios potenciales, esto se evalúa comparando, para las distintas estrategias propuestas, el beneficio obtenido respecto con el beneficio teórico máximo.

2.3.2 ESTRATEGIA BASE

Como primera aproximación, se propone una estrategia sencilla sobre la cual se analizará el interés de que el parque estudiado oferte regulación secundaria.

Después de realizar una revisión bibliográfica y sabiendo que es la práctica habitual, se ha optado por ofertar un 10% de la generación prevista para el parque. Si bien este

porcentaje es un tanto conservador, está por debajo del límite tecnológico, por el cual si la oferta supera el 40% de la potencia nominal del parque se pueden llegar a producir inestabilidades dinámicas en los aerogeneradores. Por su parte, la oferta mínima se sitúa en 1MW, de acuerdo con la legislación vigente. Además, la oferta se realiza a precio nulo ya que el coste de oportunidad de la eólica es cero.

Para mayor claridad, se van a presentar los resultados en función al beneficio adicional que se obtendría en caso de participar en la regulación secundaria, respecto a la situación actual en la que se vierte la generación en el mercado diario. Este beneficio adicional ya ha sido definido según la Ecuación 3:

$$\Delta Benef = -B_S \cdot P_{MD} + B_T \cdot P_{Banda} - 1.5 \cdot P_{banda} \cdot (V_{incumplim} - V_{bonif}) + B_S \cdot U_S \cdot P_{eS} - B_B \cdot U_B \cdot P_{eB} + B_S \cdot (P_{MD} - P_{MI})$$

Así, en la estrategia base se tiene en cuenta las penalizaciones y bonificaciones derivadas de las discrepancias entre la previsión y la producción en tiempo real del parque.

Además de ofertar una banda del 10%, se exploran en la sección 3.3 otros porcentajes de oferta más o menos arriesgadas para, de esta manera, discutir si la práctica habitual sería la más conveniente para el parque de estudio y otros de características similares.

2.3.3 ESTRATEGIA SOBRE LA PREDICCIÓN

La Estrategia sobre la Predicción busca aumentar el beneficio obtenido reduciendo el riesgo de incurrir en incumplimientos.

La sección 2.2 muestra los resultados del análisis sobre el error de la predicción del parque y, en concreto en la Figura 19, se puede apreciar que los mayores errores se cometen cuando se prevén producciones muy pequeñas, esto es, cuando el grado de utilización de la predicción es menor del 10% de la capacidad nominal del parque (5,4MW). Por tanto, se ha modificado la oferta mínima límite para que sea más restrictiva, pasándose de 1MW de la estrategia base a 2,7MW.

Adicionalmente, en vista de los resultados obtenidos al ofertar porcentajes distintos al 10% habitual (ver apartado 3.3.2), se plantea una estrategia por la cual se varía el porcentaje en función de la generación prevista. Así, se combina una aproximación más conservadora en la oferta para grados de utilización menores, donde hay más riesgo de incumplir la oferta comprometida, y más arriesgada en caso de grados de utilización altos, buscando maximizar el beneficio obtenido.

La combinación elegida es:

<i>Grado de utilización de la predicción (%)</i>	<i>Grado de utilización de la predicción (MW)</i>	<i>Banda a ofertar</i>
0 - 25%	0 – 13,5	10%
25 - 50%	13,5 – 27	15%
50 - 75%	27 – 40,5	20%
75 - 100%	40,5 - 54	25%

Tabla 7. Oferta mixta para la estrategia sobre la predicción

2.3.4 ESTRATEGIA DE UTILIZACIÓN DE UN BESS

Debido a la intermitencia del recurso eólico y la incertidumbre de los precios de mercado, el principal desafío es desarrollar la estrategia de operación del sistema BESS.

Existe mucha literatura centrada en el desarrollo de técnicas de optimización de la programación del funcionamiento de la batería [36][37][40]. Sin embargo, se ha optado por una estrategia basada en la división en procesos más simples y la evaluación de parámetros clave para lograr una menor carga computacional. Con esta aproximación también se busca que las decisiones de carga o descarga del BESS se realicen conforme al estado global del sistema, para evitar un desgaste prematuro y pérdidas de la energía por ciclados innecesarios.

Debe destacarse que la estrategia propuesta no modela el BESS en detalle, sino que su objetivo es generar unos resultados para poder hacer una evaluación económica preliminar.

En la Figura 20 se muestra de manera esquemática la estrategia desarrollada para la operación del sistema de baterías. La rama izquierda corresponde al proceso de carga y la derecha, al de descarga.

Se parte de unas baterías totalmente descargadas y se cargará cuando exista capacidad sobrante (V_{BESS}) a la energía entregada para cubrir los compromisos con el mercado diario y con la regulación secundaria, esto es, seguir las órdenes del AGC. Por su parte, la batería se descarga para proporcionar la energía necesaria para cubrir los incumplimientos de banda en aquellos momentos en los que la producción eólica resulta insuficiente.

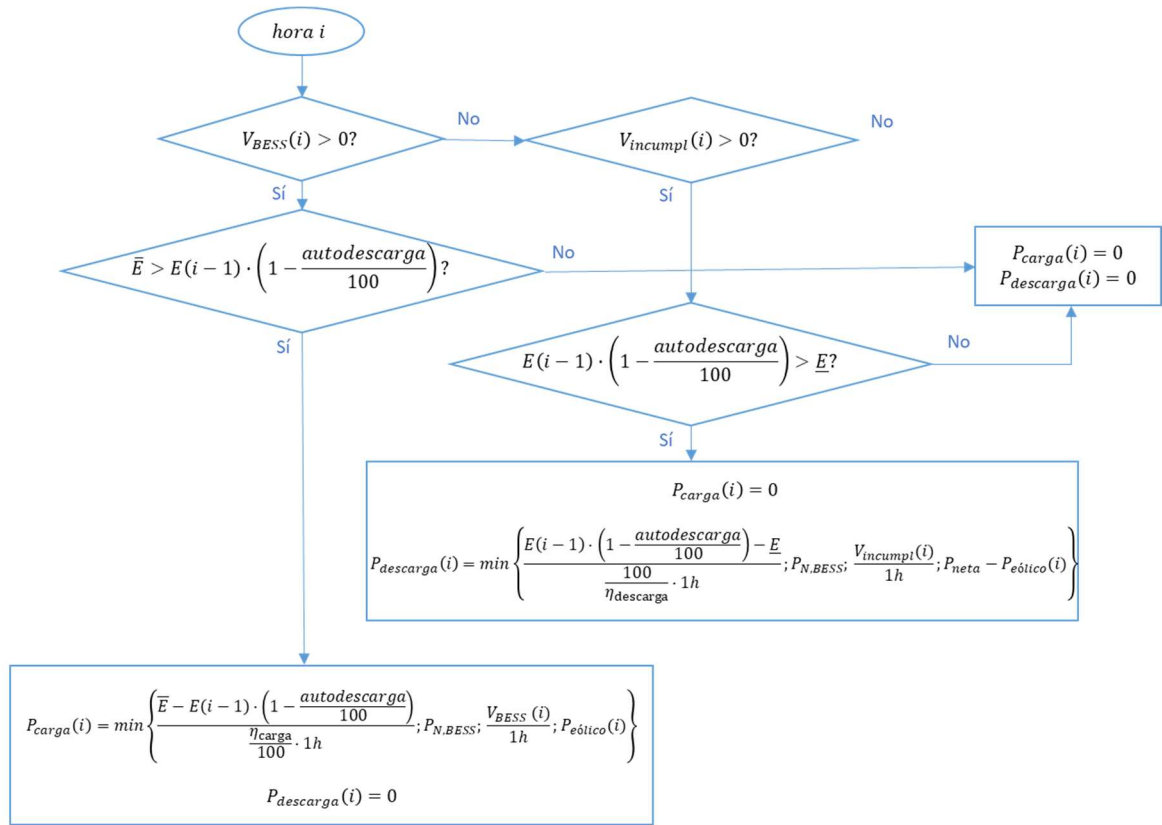


Figura 20. Diagrama de flujo de la estrategia de utilización del BESS. Elaboración propia.

Donde:

V_{BESS}	Capacidad sobrante calculada como la diferencia entre la producción del parque menos la energía comprometida en el mercado diario y la entregada para seguir los requisitos del AGC (MWh)
$V_{incumpl}$	Volumen de los incumplimientos (MWh)
$\bar{E}$	Máximo estado de carga de la batería (MWh)
$\underline{E}$	Mínimo estado de carga de la batería (MWh)
E	Energía almacenada en la batería al final de la hora i
$autodescarga$	Pérdida de capacidad de la batería cada hora (%)
η_{carga}	Rendimiento de la carga de la batería (%)
$\eta_{descarga}$	Rendimiento de la descarga de la batería (%)
$P_{N,BESS}$	Potencia nominal de la batería (MW)
$P_{eólico}$	Potencia producida por el parque eólico en tiempo real (MW)
P_{neta}	Máxima potencia de la instalación híbrida (eólica + BESS)
P_{carga}	Potencia de carga de la batería en la hora i
$P_{descarga}$	Potencia de descarga de la batería en la hora i

Al terminar cada hora i se calcula el estado de carga de la batería como:

$$E(i) = E(i-1) \cdot \left(1 - \frac{\text{autodescarga}}{100}\right) + P_{\text{carga}}(i) \cdot \frac{\eta_{\text{carga}}}{100} \cdot 1h - P_{\text{descarga}}(i) \cdot \frac{100}{\eta_{\text{descarga}}} \cdot 1h$$

Con esta formulación se asegura que respetan los límites de funcionamiento de la batería:

$$\underline{E} \leq E(i) \leq \bar{E}$$

$$0 \leq P_{\text{carga}}(i) \leq P_{N, \text{BESS}}$$

$$0 \leq P_{\text{descarga}}(i) \leq P_{N, \text{BESS}}$$

Los BESS basados en la tecnología ión-litio disponibles en el mercado presentan un rango amplio de capacidades. En primer lugar, se dimensiona la potencia nominal del BESS en función de los volúmenes de los desvíos obtenidos para los años estudiados:

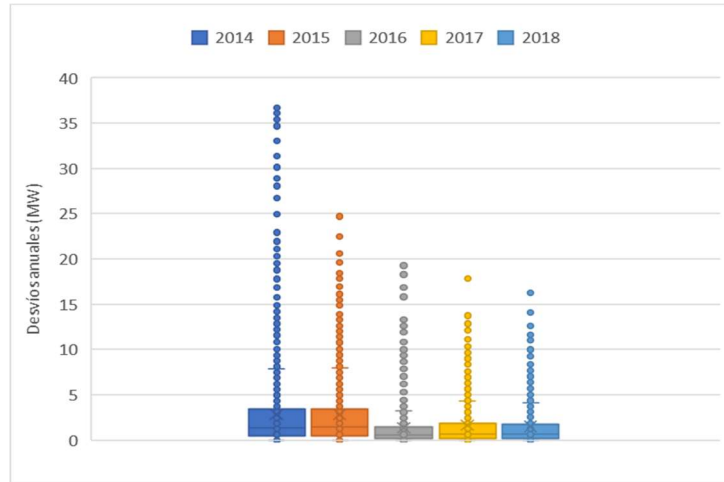


Figura 21. Distribución de los desvíos del parque estudiado

En vista de la distribución de los desvíos de la Figura 21, se opta por considerar baterías de potencia nominal de 5MW y 10MW. Además, se define el concepto de ratio de Capacidad-Potencia como una manera de aproximar el tiempo de descarga de la batería.

$$\text{Ratio Capacidad} - \text{Potencia (h)} = \text{Capacidad nominal (MWh)} / \text{Potencia nominal (MW)}$$

Se escogen ratios de 1,2 y 3 horas, en consonancia con los ratios que presentan los BESS aplicados a aportar servicios auxiliares, mencionados en el apartado 1.4.3.

Finalmente, se recogen los parámetros empleados en el modelo para simular el comportamiento del BESS.

$$\begin{aligned}
 \bar{E} &= 100\% & \text{autodescarga} &= 0,01\% \text{ al día} \\
 \underline{E} &= 10\% [41] & \eta_{\text{carga}} &= 94\% \\
 & & \eta_{\text{descarga}} &= 94\%
 \end{aligned}$$

2.4 ***DIMENSIONES A CONSIDERAR Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN***

En el proyecto presentado se han de tener en cuenta los siguientes aspectos, algunos de los cuales ya han sido mencionados, para abordar adecuadamente el desarrollo de modelos de oferta de regulación secundaria y para analizar su viabilidad económica:

- Tratamiento de la incertidumbre: todos los generadores que participan en sistemas de energía eléctrica liberalizados deben lidiar con una o más fuentes de incertidumbre a la hora de tomar las decisiones para operar sus unidades. Además, cuando se participa en más de un mercado, las fuentes de incertidumbre aumentan significativamente. En la medida de lo posible, se deben detectar las fuentes de incertidumbre y analizarlas para determinar su impacto. El tratamiento de la incertidumbre depende de cómo es el modelado en las herramientas de programación, así como de las herramientas de pronóstico. En la sección 2.2 se ha hecho un breve estudio del error de la predicción del parque. En la práctica, se cuentan también con sistemas de pronóstico del comportamiento de los mercados.
- Gestión del riesgo: debido a la naturaleza intrínseca del problema, un tomador de decisiones tiene que lidiar con el riesgo cuando participa en sistemas de energía basados en el mercado. Por lo tanto, se debe tener en cuenta el compromiso entre mayores ingresos esperados, pero con un mayor riesgo o menores ingresos esperados con una mayor fiabilidad a la hora de formular la oferta. En las distintas estrategias propuestas se introducen distintos grados de riesgo, dentro de un espectro bastante conservador.
- Procesado de la información: a la hora de evaluar el beneficio que se obtiene al participar en la regulación secundaria se han de considerar numerosos datos, del orden de 250.000 datos anuales, procesándolos gracias a los programas Matlab y Microsoft Excel. La información sobre la producción real y prevista del parque ha sido suministrada por el propietario del mismo, a partir de la cual se diseña la banda total (B_T) a ofertar de secundaria y se divide en banda a subir (B_S) y a bajar (B_B). Además, se han tomado otros datos del Operador del Sistema [5]:
 - Precio del Mercado Diario (P_{MD})
 - Precio de los Mercados Intradiarios (P_{MI})
 - Precio del Mercado de banda secundaria (P_{banda})
 - Porcentajes de utilización de las bandas a subir y bajar asignadas (U_S y U_B)
 - Precios de las energías secundarias a subir y bajar (P_{eS} y P_{eB})

Los porcentajes de utilización U_S y U_B representan el requerimiento de aporte de energía que hace el AGC a la unidad de generación y se han aproximado a partir de datos disponibles en la web del Operador del Sistema, de la siguiente manera:

$$U_S = \frac{E_{SU}}{B_{SA}} \quad U_B = \frac{E_{BU}}{B_{BA}}$$

Donde:

- E_{SU} y E_{BU} son la energía de regulación secundaria a subir y bajar, respectivamente, utilizadas.
- B_{SA} y B_{BA} son la banda de regulación secundaria a subir y bajar, respectivamente, asignadas.

En la Figura 22 se muestra un detalle de la evolución de U_S , representada en azul, y U_B , en color amarillo:

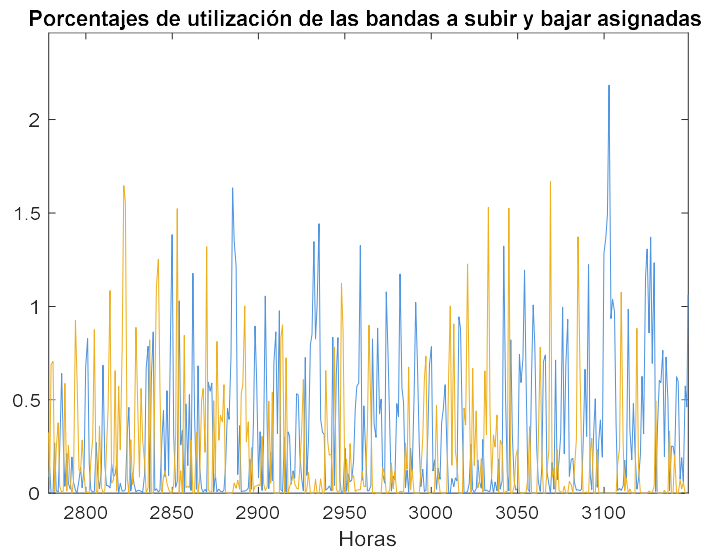


Figura 22. Porcentajes de utilización de las bandas a subir y bajar asignadas

Capítulo 3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En este capítulo se recogen los resultados de las simulaciones realizadas aplicando las distintas ofertas propuestas en la sección 2.3. Para mayor claridad se presentan y analizan de manera detallada los resultados del año 2014-2015, junto con tablas comparativas de todos los años para las distintas estrategias. Los resultados equivalentes para el resto de años estudiados se presentan en el ANEXO I. Resultados de los distintos años

3.1 BENEFICIO PARTICIPANDO EN EL MERCADO DIARIO EXCLUSIVAMENTE

En primer lugar, se ha estimado el beneficio que se obtendría en caso de que toda la producción del parque se oferte en el Mercado Diario, que asciende a 6.871.444,72€ para el año 2014-2015. A continuación, se muestra el beneficio para las 8.760 horas del año y se recogen los resultados para todos los años estudiados en la Tabla 8.

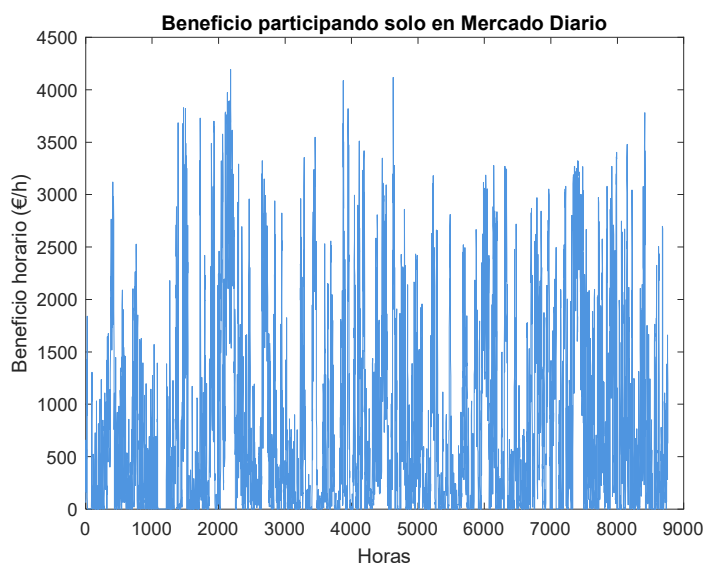


Figura 23. Beneficio por participar en el Mercado Diario. Año 2014-15

Año 2014-15	6.871.444,72 €
Año 2015-16	6.902.225,90 €
Año 2016-17	6.816.409,85 €
Año 2017-18	7.145.850,47 €
Año 2018-19	9.164.164,45 €

Tabla 8. Resumen del beneficio participando en el Mercado Diario

3.2 BENEFICIO TEÓRICO MÁXIMO

El beneficio teórico máximo se identifica a partir de información perfecta como el beneficio disponible en el mercado. Para mayor claridad en el proyecto, se presentan los resultados del beneficio adicional al participar en regulación secundaria sobre el escenario de presentar la generación al Mercado Diario solamente, que vienen definidos en la Ecuación 3:

$$\Delta \text{Benef} = -B_S \cdot P_{MD} + B_T \cdot P_{Banda} - 1.5 \cdot P_{banda} \cdot (V_{incumplim} - V_{bonif}) + B_S \cdot U_S \cdot P_{eS} - B_B \cdot U_B \cdot P_{eB} + B_S \cdot (P_{MD} - P_{MI})$$

Puesto que se dispone de información perfecta, solo se realiza la oferta si la anterior expresión arroja un resultado positivo.

El beneficio teórico máximo sirve de cota superior del beneficio adicional disponible en el mercado. Sin embargo, el beneficio teórico máximo se capturará solo en un cierto grado en la práctica debido a que el resultado de los mercados o la utilización efectiva de la energía introduce una incertidumbre inevitable.

En la Figura 24 se muestra la oportunidad de beneficio adicional que habría conseguido el parque con información perfecta en el año 2014-15.

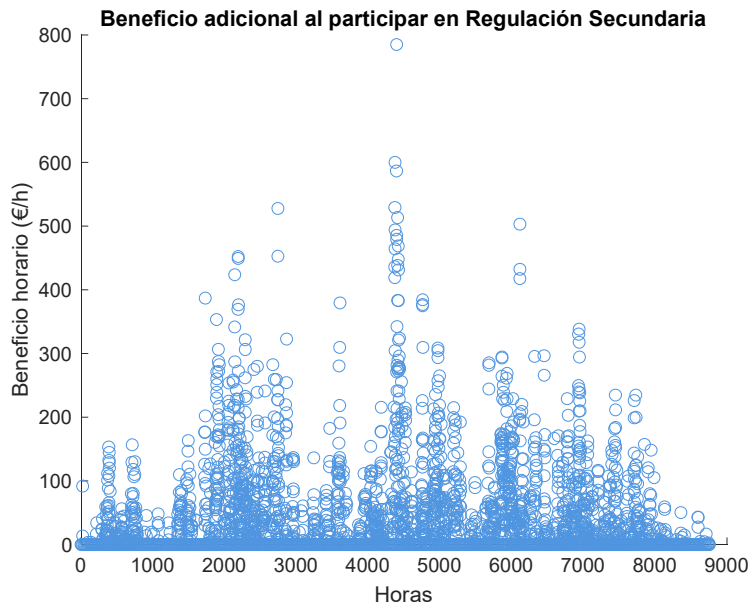


Figura 24. Beneficio teórico máximo adicional. Año 2014-2015

En la Figura 25 se muestra la monótona del beneficio adicional, donde se puede apreciar que los beneficios se dan en un 22,5% de las horas del año.

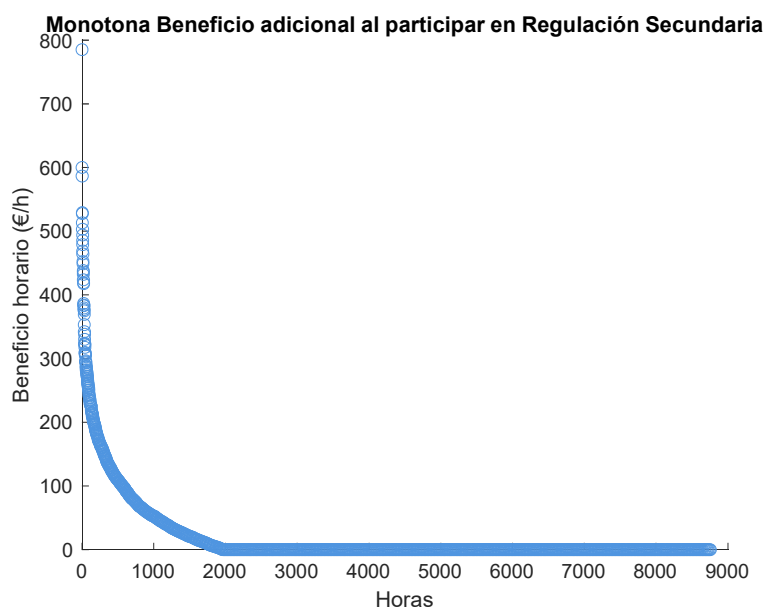


Figura 25. Monótona del beneficio teórico máximo adicional. Año 2014-2015

En la Tabla 9 se recogen los resultados principales.

Horas en las que se regula	Beneficio adicional anual (€)	Beneficio adicional medio anual (€/h)	Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/h)
1.963	157.978,81	18,03	80,48

Tabla 9. Resumen Beneficio teórico máximo. Año 2014-15

Cabe mencionar que para el cálculo del beneficio teórico máximo se ha tenido en cuenta el resultado de todas las sesiones del Mercado Intradiario. En el ANEXO I. Resultados de los distintos años además de presentar los resultados equivalentes para el resto de años estudiados, se compara la sesión del Mercado Intradiario más conveniente para realizar el ajuste del programa para poder liberar banda a subir. En la Figura 26 se muestra en qué proporción se ha recurrido a cada una de las sesiones intradiarias.

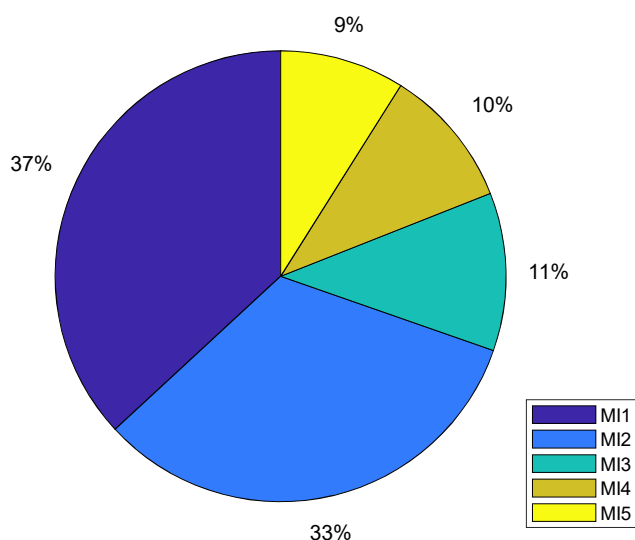


Figura 26. Composición de la utilización de las sesiones del Mercado Intradiario. Año 2014-15.

Los resultados de la composición son similares para el resto de años, siendo las dos primeras sesiones del Mercado Intradiario las predominantemente utilizadas. Puesto que los precios de ambas sesiones son muy similares, se utiliza la primera sesión para el resto de las estrategias propuestas, cuyos resultados se analizan en los próximos apartados.

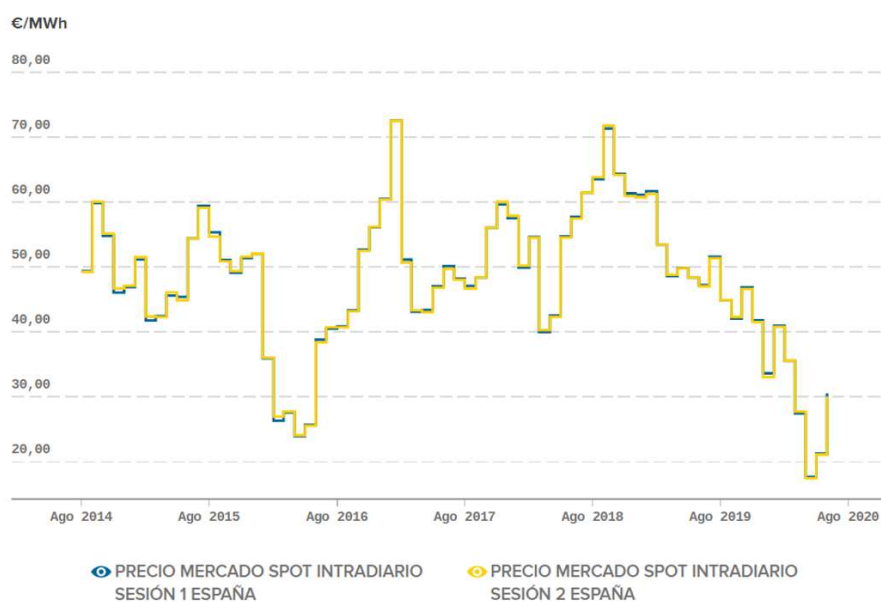


Figura 27. Evolución de las sesiones 1 y 2 del Mercado Intradiario

A continuación, se resumen los beneficios obtenidos para todos los años estudiados.

<i>Año</i>	<i>Horas en las que se regula</i>	<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	<i>Beneficio adicional medio anual (€/MW)</i>	<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/MW)</i>
2014-15	1.963	157.978,81	18,03	80,48
2015-16	1.871	127.948,32	14,61	68,38
2016-17	988	54.764,72	6,25	55,43
2017-18	888	47.135,43	5,38	53,08
2018-19	457	20.474,95	2,34	44,80

Tabla 10. Resumen de los beneficios teóricos máximos

3.3 BENEFICIO EMPLEANDO LA ESTRATEGIA BASE

La estrategia base propone realizar la oferta de regulación secundaria, de un 10% sobre la producción prevista del parque, siempre que se respete el límite inferior impuesto por el P.O.7.2 de 1MW. El precio de oferta es cero, por lo que se realiza la hipótesis de que la oferta resulta casada siempre que se realiza, esto es, en todos los casos en los que una décima parte de la generación prevista del parque sea superior a 1 MW.

En las siguientes figuras se recogen los resultados del estudio para el año 2014-15 mientras que las figuras equivalentes se han relegado al ANEXO I. Resultados de los distintos años

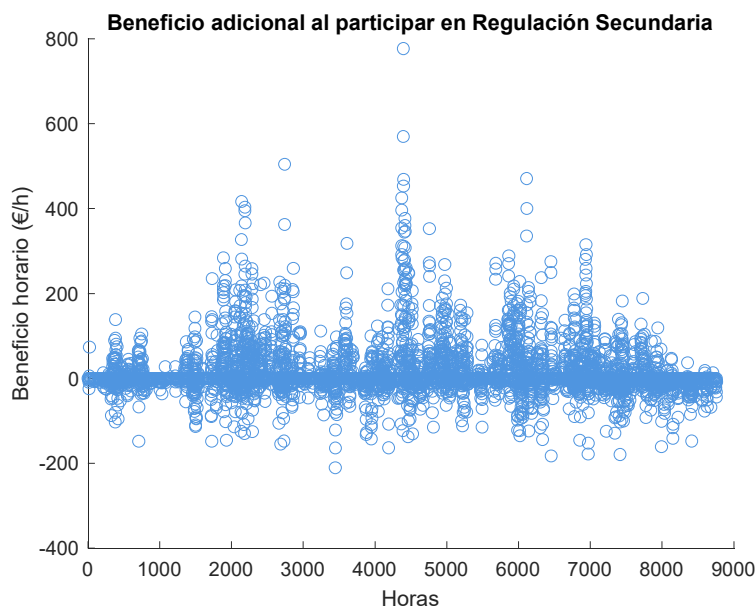


Figura 28. Beneficio adicional empleando la estrategia base. Año 2014-2015

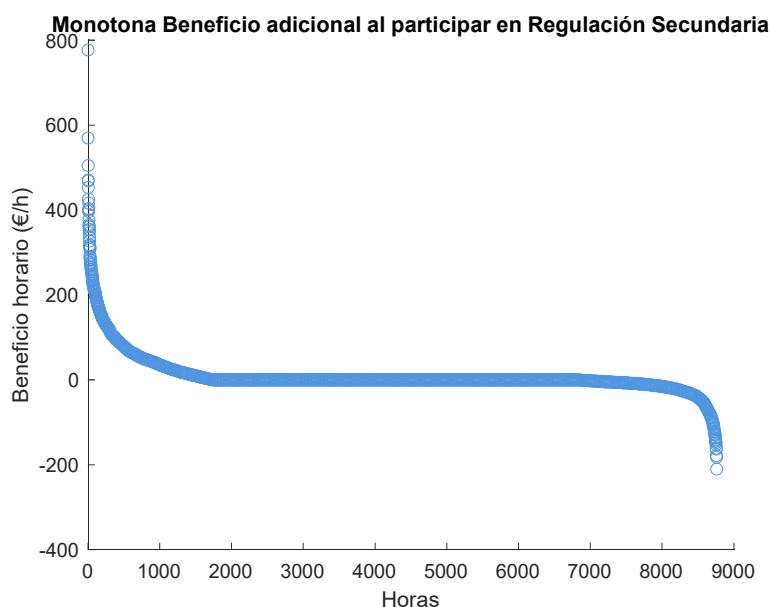


Figura 29. Monótona del beneficio adicional empleando la estrategia base. Año 2014-15

Como se puede observar en las figuras anteriores, hay horas en las que el beneficio adicional resulta negativo. Esto se debe a que la utilización de energía a bajar ha sido alta, normalmente del orden de 100 veces superior a la utilización de energía a subir, mientras que la componente asociada a la disponibilidad de banda ($B_T \cdot P_{banda}$) es muy pequeña por ser el precio de banda muy bajo en esas horas. Estas situaciones son inevitables en la práctica y forman parte de la incertidumbre que se asume al participar en el servicio de regulación secundaria. A pesar de estos puntos negativos, el año 2014-15 se cerró con balance de beneficio adicional de 72.469,49€. Se denomina beneficio adicional al beneficio extra obtenido exclusivamente por participar en la regulación secundaria, ya teniendo descontadas las penalizaciones y añadidas las bonificaciones. Si se suma el beneficio adicional al beneficio por participar en el mercado diario, recogido en la Tabla 8, se obtiene el beneficio total por la explotación del parque.

En la Figura 30 se representan conjuntamente la banda total ofertada, junto con los volúmenes de incumplimientos y bonificaciones. La banda total es como máximo de 5,4MW, que se produce cuando se pronostique que se va a dar la producción nominal y efectivamente se dé. Se proporciona regulación secundaria en un 46% de las horas del año (4.063 horas) aunque en ocasiones no se llega a cumplir el compromiso de banda, lo cual origina unas penalizaciones, que en el año 2014-15 ascendieron a 20.948,91€, esto es, un 29% del beneficio adicional.

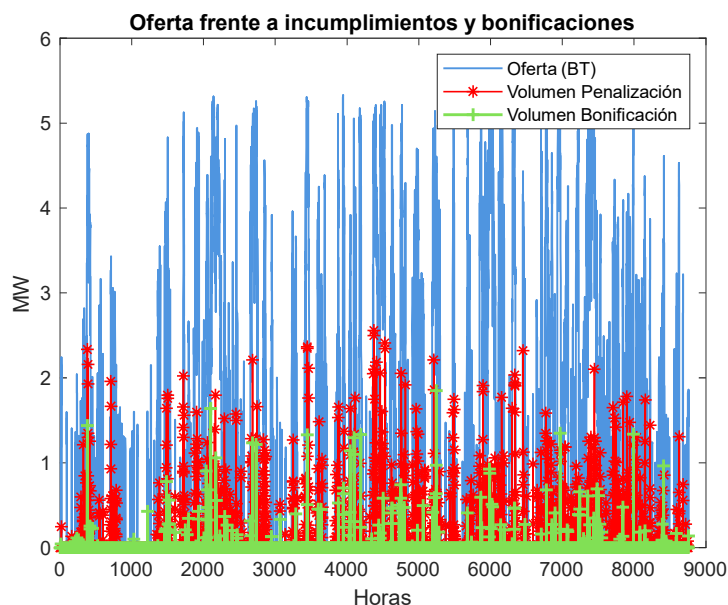


Figura 30. Comparativa de banda ofertada, incumplimientos y bonificaciones empleando la estrategia base. Año 2014-15

En la Figura 31 se representan los beneficios techo que en teoría se podrían alcanzar (representada con el rombo naranja) junto con el beneficio que se genera con la oferta diseñada (representada con la cruz azul). Si la cruz está centrada dentro del rombo significa que se ha capturado la totalidad del beneficio, mientras que en el resto de casos no se ha hecho. En las situaciones en las que las cruces azules están por debajo del eje de ordenadas, se ha perdido completamente la posibilidad de generar beneficio y de hecho se han producido pérdidas.

En el año 2014-15 la captura del beneficio adicional fue del 45,87%. Si bien puede parecer un valor bajo, más bien es indicativo de las posibilidades que tiene ofrecer el servicio de regulación secundaria, puesto que la estrategia base no impone prácticamente restricciones y logra captar un beneficio nada despreciable. Poniéndolo en términos del beneficio por participar en el Mercado Diario, el beneficio obtenido con la oferta base es un 1,054%.

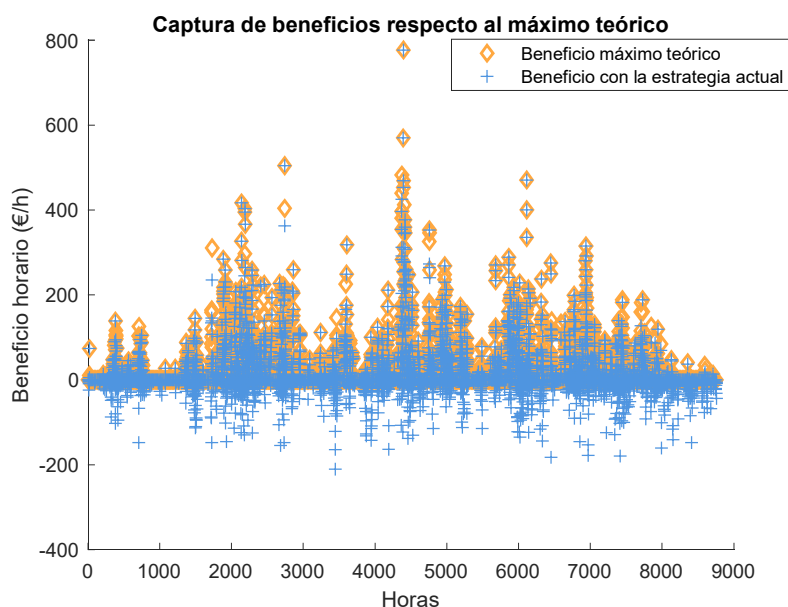


Figura 31. Captura de beneficios empleando la estrategia base. Año 2014-15

A continuación, se recogen los datos obtenidos a lo largo de los 5 años estudiados y se representa la evolución de los datos más importantes:

	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	72.469,49	51.538,62	14.630,11	8.401,55	-11.151,93
<i>Beneficio adicional medio anual (€/h)</i>	8,27	5,88	1,67	0,96	-1,27
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/h)</i>	17,84	12,68	3,60	2,07	-2,74
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	1.146,98	1.280,71	633,97	661,83	673,74
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	20.948,91	18.381,46	6.901,60	6.134,53	4.592,50
<i>Horas en las que se penaliza</i>	2.259,00	2.337,00	2.181,73	2.163,36	2.169,00
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	136,45	67,20	86,90	123,31	161,37
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	1.846,46	695,88	781,12	1.087,84	934,65
<i>Captura</i>	45,87%	40,28%	26,58%	17,91%	-54,47%
<i>% del beneficio MD</i>	1,0546%	0,7703%	0,2214%	0,1165%	-0,1176%

Tabla 11. Resumen de los principales resultados empleando la estrategia base

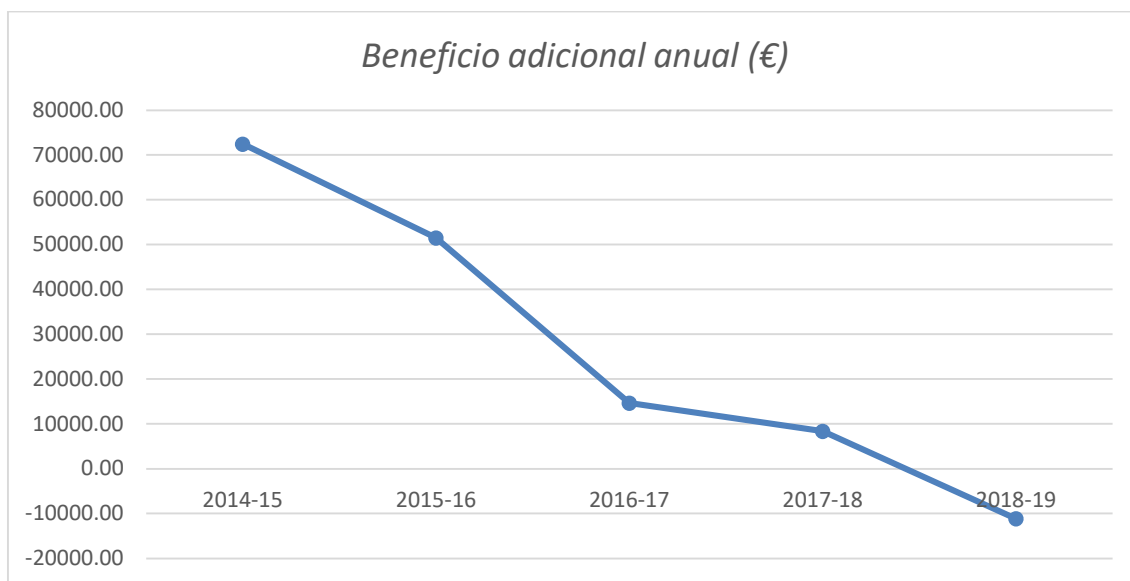


Figura 32. Evolución del beneficio adicional empleando la estrategia base

Se puede comprobar un deterioro en el balance anual del beneficio adicional por participar en la regulación secundaria, hasta el punto de que se llega a cerrar con pérdidas en el año 2018-19. Es importante recordar que la estrategia base apenas impone restricciones y aun así se obtienen beneficios en la mayor parte del periodo estudiado, lo cual indica el potencial económico, apenas explotado todavía por la eólica, de participar en este servicio.

El deterioro del beneficio adicional viene dado por una mayor utilización de la energía a bajar, lo que supone una recompra de energía, junto con una evolución desigual de los precios de mercados, de forma que unos han tenido una tendencia creciente y otros, decreciente, pero que al combinarlos ha resultado perjudicial. En el siguiente apartado se profundiza en el análisis de los precios de los mercados que afectan en el cálculo del beneficio.

En el cálculo del beneficio adicional intervienen diversos factores, lo que añade complejidad a su análisis. Así, se presentan las Figura 33 y Figura 34, en las que se puede ver de manera sencilla el impacto de la evolución del precio de banda, que es el único que afecta tanto a las penalizaciones como a las bonificaciones. Para los resultados de los años 2014-15 y 2015-16 se puede ver un cruce en las líneas de penalizaciones y su volumen en MW, lo que indica que el precio cayó de un periodo al siguiente.

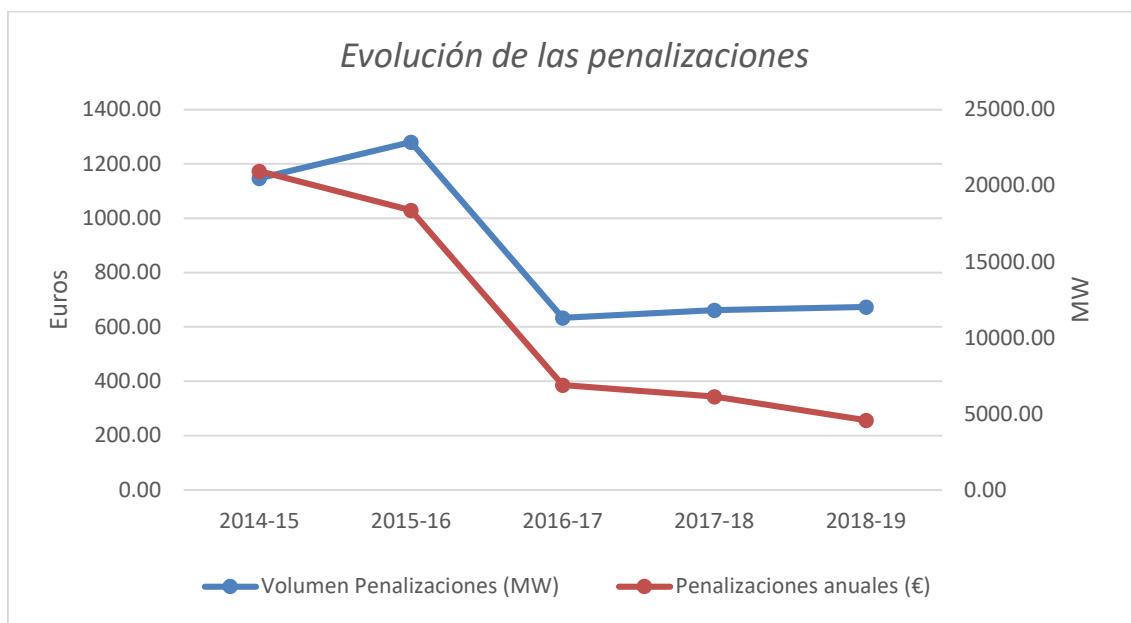


Figura 33. Evolución de las penalizaciones empleando la estrategia base

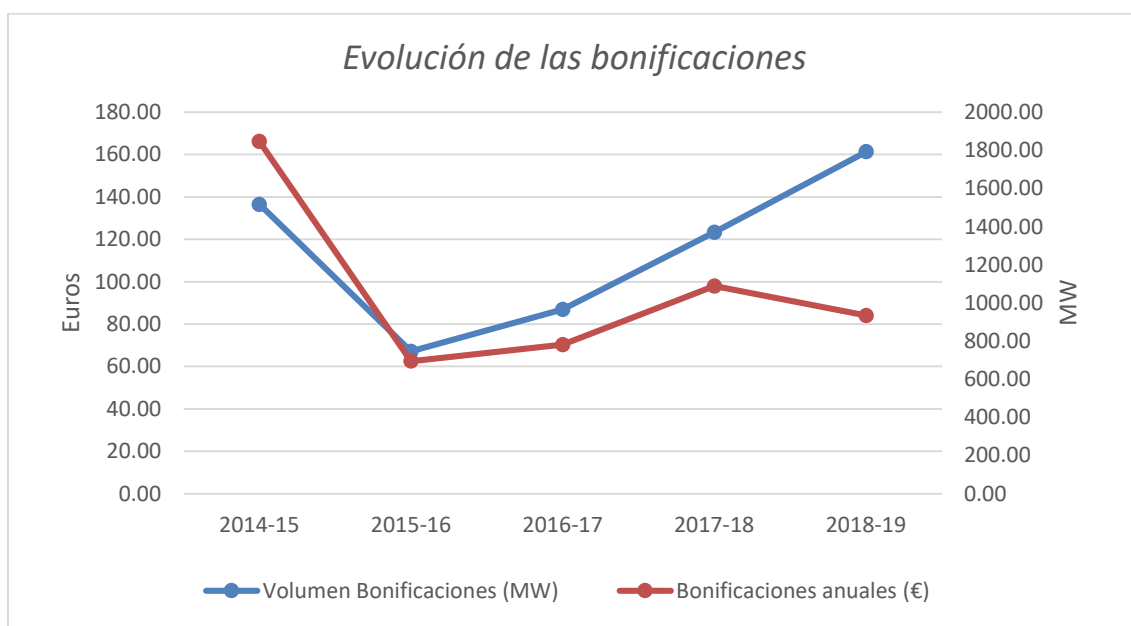


Figura 34. Evolución de las bonificaciones empleando la estrategia base

3.3.1 ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE MERCADO

Como ya se ha definido en la Ecuación 2, los precios que tienen impacto sobre el cálculo del beneficio que obtendría el parque eólico al destinar su producción no sólo al mercado diario sino también ofertando regulación secundaria son:

$$\begin{aligned}
 Benef_{MD+M} = & (E_{eólica} - B_S) \cdot P_{MD} + B_T \cdot P_{Banda} - 1.5 \cdot P_{banda} \cdot (V_{incumplim} \\
 & - V_{bonif}) + B_S \cdot U_S \cdot P_{eS} - B_B \cdot U_B \cdot P_{eB} + B_S \cdot (P_{MD} - P_{MI})
 \end{aligned}$$

- Precio del Mercado Diario (P_{MD})
- Precio de los Mercados Intradiarios (P_{MI})
- Precio del Mercado de banda secundaria (P_{banda})
- Precios de las energías secundarias a subir y bajar (P_{eS} y P_{eB})

En la Figura 35 se puede ver la evolución estos precios durante el periodo estudiado (agosto de 2014 hasta julio 2019) así como para los últimos meses disponibles (hasta mayo de 2020).

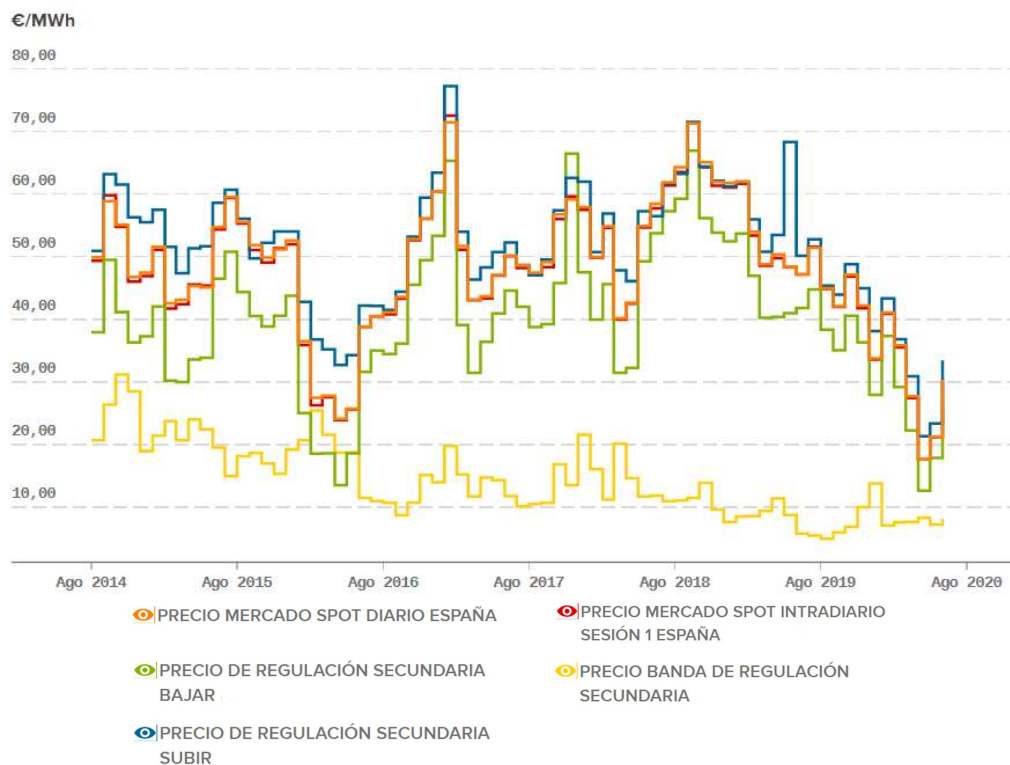


Figura 35. Evolución de los precios de mercado. Agosto 2014 – Mayo 2020

Se puede ver cómo el precio de banda no ha dejado de caer desde 2014 mientras que los otros precios considerados presentan una tendencia creciente hasta que, en septiembre de 2018, empiezan a disminuir.

Llaman la atención los dos picos de precios por encima de los 70€/MWh y la depresión de precios de febrero a mayo de 2016, que se verá más en detalle en el apartado siguiente.

El pico de precios de enero de 2017, que superó los 100MWh en un día, estuvo propiciado por varios motivos. En primer lugar, se tuvo una demanda mayor de la habitual como consecuencia de una ola de frío. Segundo, se dio una larga sequía que redujo considerablemente el agua embalsada e hizo que las hidroeléctricas ofertan a precios más caros. Tercero, la carencia de viento que llevó a recurrir en mayor medida a tecnologías que emplean combustibles fósiles, cuyos precios estaban en aumento, en especial, el carbón y el gas natural, aunque este en menor medida. Y finalmente, el parón nuclear de Francia, hizo que se invirtieran el sentido de las importaciones con Francia, con lo que España generó más energía para poderle suministrar, subiendo aún más los precios.

El pico de verano de 2018 y, en concreto de septiembre, tiene unos causantes similares: un aumento de la demanda, en este caso por una ola de calor, junto con vientos muy escasos y unos precios altos de los combustibles fósiles, acrecentada por un encarecimiento del precio del CO₂ (que se triplicó desde el año anterior)

A partir de entonces se comienza un descenso generalizado de los precios, debido a un repunte de renovables y, sobre todo, de los ciclos combinados gracias a la gran bajada del precio del gas natural. En 2020, se une a estos factores, una bajada de la demanda debido a la pandemia por COVID-19. Se analizará más en detalle en el apartado 3.3.1.2.

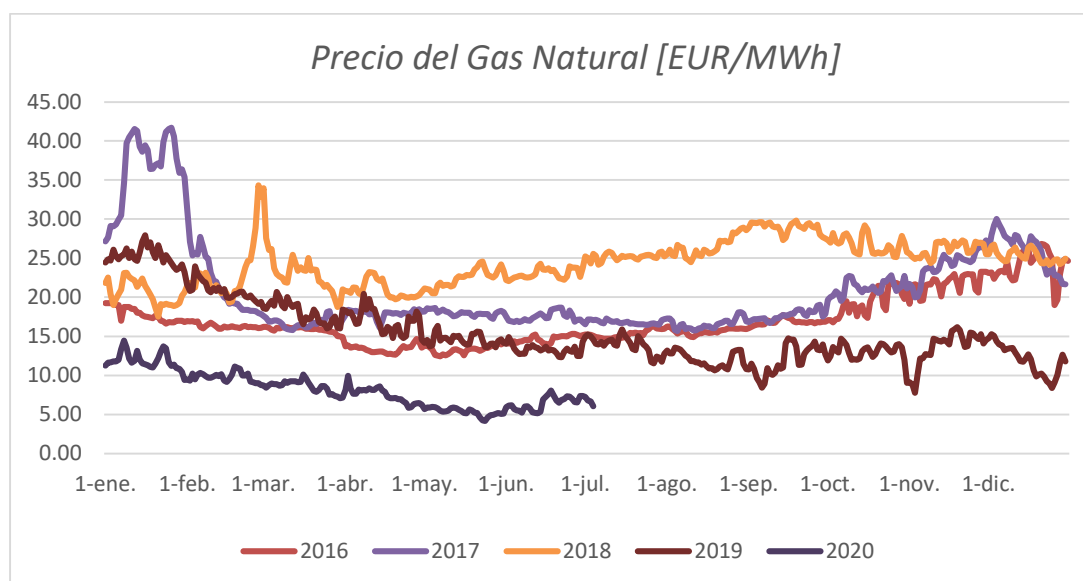
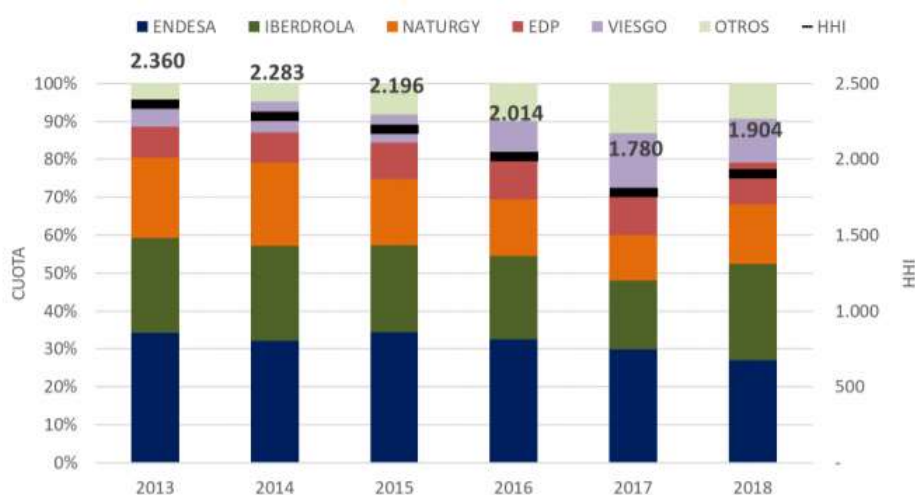


Figura 36. Evolución del precio del gas natural en España. MIBGAS-ES Index [7]

La caída del precio de banda de secundaria no tiene unas razones claras. Además de los factores que repercuten en el precio del mercado diario (como el precio de los combustibles, la disponibilidad de viento, las reservas hidráulicas, etc.), se tiene una disminución del tamaño de banda en los últimos años, lo que explica que bajen sus precios. Por otro lado, ha habido un aumento en el número de participantes, lo que fomenta la competencia y se suele traducir en una disminución de los precios.

En la se puede ver la evolución del índice HHI (Índice Herfindahl-Hirschman), que es un indicador del nivel de competencia en un sistema. El HHI, representado como una línea negra y con el valor numérico indicado, sigue la misma tendencia que el precio de banda.



Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Figura 37. Cuotas empresariales e índices HHI en banda secundaria. [9]

Además, como ya se ha mencionado en la introducción, en 2016 las instalaciones eólicas consiguieron poder obtener la habilitación para proporcionar secundaria, con lo que se pasó a una mayor diversificación de las tecnologías que la aportan, lo que puede haber afectado a la competencia y por ende a los precios.

3.3.1.1 Resultados en el periodo febrero 2016 – mayo 2016

Este periodo estuvo marcado por un importante aporte de las renovables, en especial de la eólica, junto con abundantes lluvias y unos precios moderados de los combustibles fósiles. Así, la eólica proporcionó el 23,9% de la generación necesaria en el periodo de enero a mayo, seguido de la hidráulica con un 22,7% y de la nuclear, con un 21,8% lo que provocó la gran caída de los precios del pool.

Este precio tan bajo del mercado diario e intradiario, hace que sea menos atractivo vender la energía en el mercado mayorista. Además, el también bajísimo precio de la energía de regulación a bajar, hace que la recompra de energía a bajar finalmente empleada tenga menos peso sobre las ganancias bien por disponibilidad de la banda o por la utilización de energía a subir. Esto es, se dieron unas muy buenas condiciones para participar en el servicio de regulación secundaria.

Se ha realizado el análisis de los beneficios adicionales obtenidos sólo en los meses de febrero a mayo empleando la estrategia base y en la Tabla 12 se presenta una comparativa respecto a los datos que tienen considerando todo el año:

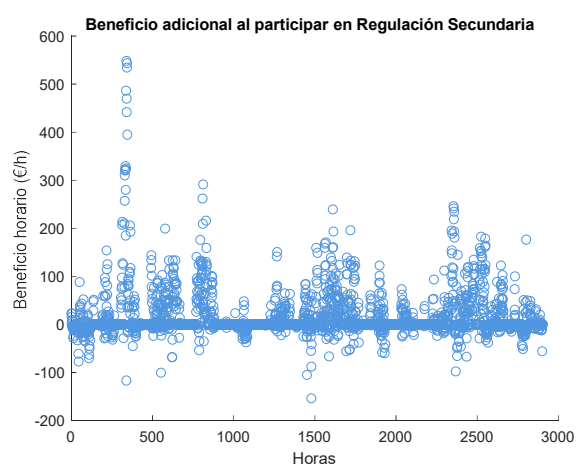


Figura 38. Beneficio teórico máximo adicional.
Febrero-mayo 2016

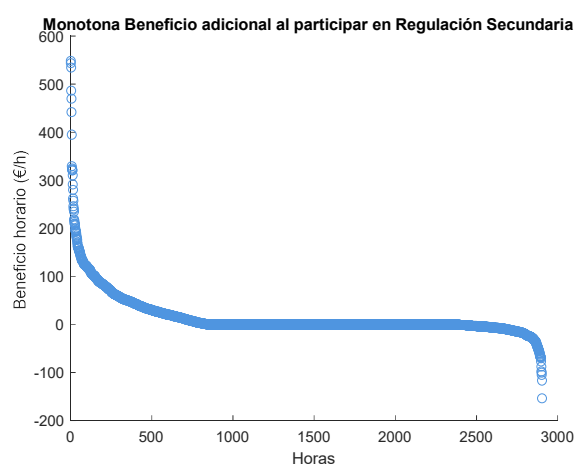


Figura 39. Monótona del beneficio adicional empleando la
estrategia base. Febrero-mayo 2016

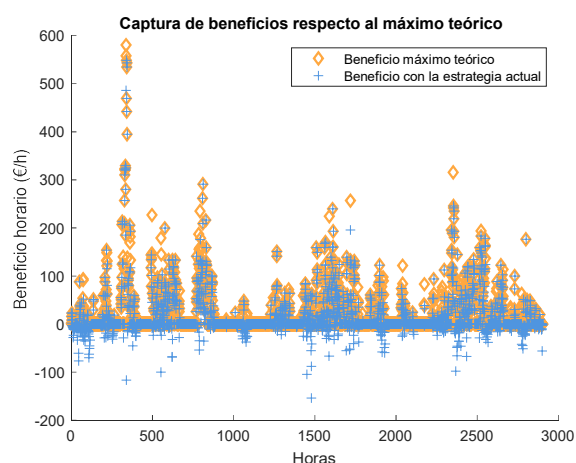


Figura 40. Captura de beneficios empleando la estrategia base. Febrero-mayo 2016

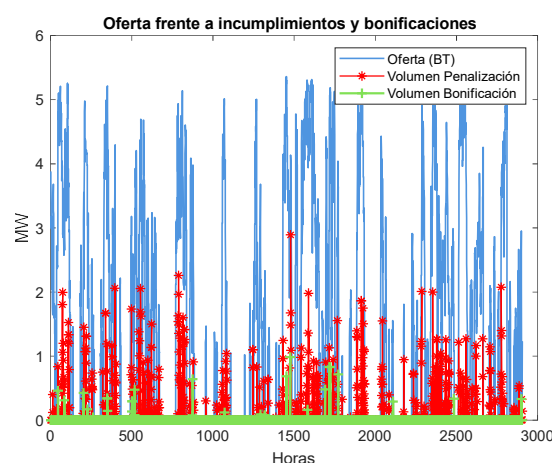


Figura 41. Comparativa de banda ofertada, incumplimientos y bonificaciones empleando la estrategia base. Febrero-mayo 2016

	2015-16	Feb-mayo 2016	% sobre el año completo
<i>Horas en las que se regula</i>	4.063	1.541	37,93%
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	51.538,62	49.799,04	96,62%
<i>Beneficio adicional medio anual (€/h)</i>	5,88	5,68	-
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/h)</i>	12,68	32,32	-
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	1.280,71	560,82	43,79%
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	18.381,46	9.041,21	49,19%
<i>Horas en las que se penaliza</i>	2.337	455	19,48%
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	67,20	22,00	32,74%
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	695,88	267,29	38,41%
<i>Captura</i>	40,28%	70,26%	-

Tabla 12. Resumen de los principales resultados empleando la estrategia base. Comparativa 2015-16 frente a febrero-mayo 2016.

Como se esperaba, los meses de febrero a mayo arrojan unos resultados muy buenos, tanto que el beneficio obtenido en esos cuatro meses supone 96% del beneficio que se obtiene en todo el año. Así en el resto del año se tienen unas ganancias muy bajas y se cometen cerca de la mitad de los incumplimientos.

3.3.1.2 Resultados en el período agosto 2019 – mayo 2020

Como se comentaba, desde principios de 2019 se ha visto una caída de los precios, lo que pone de manifiesto la alta volatilidad de estos y, desafortunadamente más aún en la medida en la que se instalen en el sistema eléctrico más renovables intermitentes.

Sin embargo, es este periodo se tiene una tendencia más favorable para la regulación secundaria que el año anterior. Nuevamente, al caer el precio del mercado diario, se vuelve más atractiva la participación en secundaria, más por las potenciales ganancias por la utilización de energía que por la componente de disponibilidad, puesto que el precio de banda sigue siendo bajo.

Se ha realizado el análisis de los beneficios adicionales obtenidos contando con los datos disponibles (agosto 2019 hasta mayo 2020) empleando la estrategia base y en la tabla se presenta una comparativa respecto a los datos que tienen considerando todo el año:

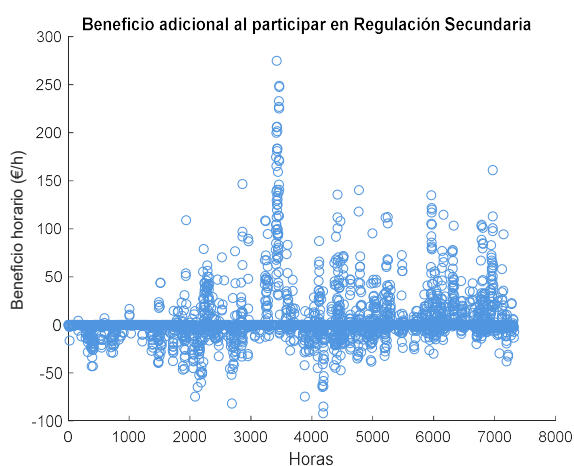


Figura 42. Beneficio teórico máximo adicional. 2019-20

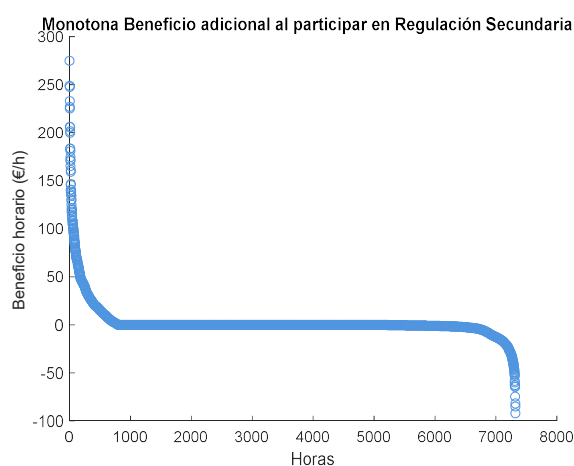


Figura 43. Monótona del beneficio adicional empleando la estrategia base. 2019-20

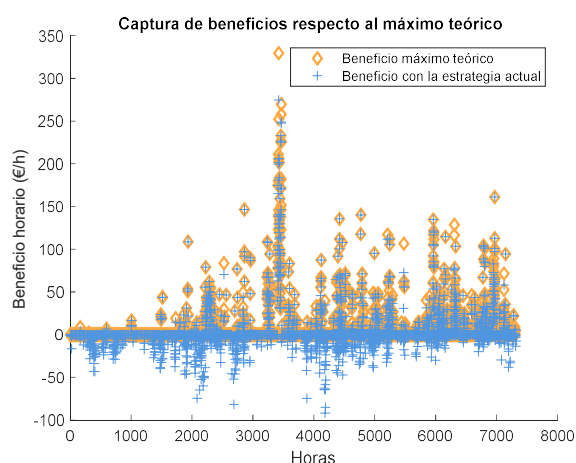


Figura 44. Captura de beneficios empleando la estrategia base. 2019-20

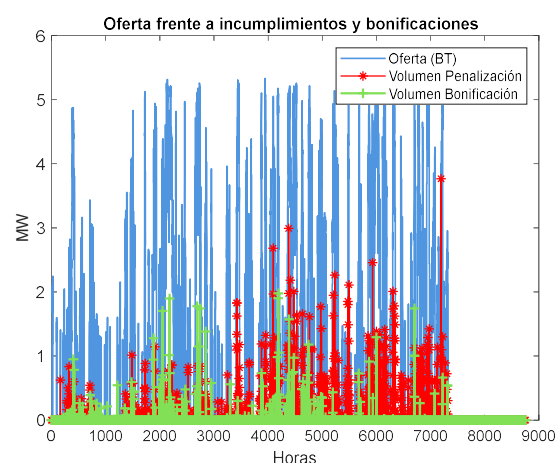


Figura 45. Comparativa de banda ofertada, incumplimientos y bonificaciones empleando la estrategia base. 2019-20

	2018-19	2019-20
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	-11.151,93	13.598,26
<i>Beneficio adicional medio anual (€/h)</i>	-1,27	1,55
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/h)</i>	-2,74	4,51
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	673,74	476,25
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	4.592,50	3.304,83
<i>Horas en las que se penaliza</i>	2.169,00	1.593,00
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	161,37	121,58
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	934,65	516,49
<i>Captura</i>	-54,47%	44,73%

Tabla 13. Resumen de los principales resultados empleando la estrategia base. Comparativa 2019-20 respecto al periodo anterior.

Se puede ver que, a falta de dos meses para tener el cómputo anual, el periodo 2019-20 ha tenido unos buenos resultados. Se tiene un balance positivo del beneficio y las bonificaciones y penalizaciones siguen la línea del periodo anterior.

Es importante mencionar que estos resultados, posiblemente, se han visto potenciados por la aún mayor bajada de precios en marzo, abril y mayo de 2020, provocados por la situación excepcional del sistema eléctrico a raíz de la pandemia.

3.3.2 MODIFICACIÓN DEL PORCENTAJE OFERTADO

Se han analizado, asimismo, los beneficios obtenidos al variar la banda oferta, esto es, ofertando de manera más conservadora o más arriesgada.

En caso de realizar ofertas más agresivas (porcentajes superiores a 10%) hay más posibilidades de incumplir el compromiso de oferta. Sin embargo, los incumplimientos están determinados principalmente por los errores en la predicción de la producción del parque y, gracias al análisis de la precisión del sistema de pronóstico del parque (ver sección 2.2) se sabe que se cometen más errores cuando menor es el grado de utilización. Al ofertar con porcentajes mayores, es posible generar unos beneficios mucho mayores cuando la generación es elevada y esto contrarresta con creces las pérdidas por penalizaciones.

Por su parte, al ofertar con porcentajes más modestos, se reducen los incumplimientos, aunque también se reducen los ingresos. Esta aproximación es especialmente útil para el año 2018-19, en el que las condiciones de mercado fueron especialmente adversas y los ingresos fueron tan bajos que no llegaron a contrarrestar las penalizaciones.

Así, parece que hubiera interesado una banda mayor excepto en el año 2018-19, en el que hubiera sido más conveniente adoptar una estrategia de oferta más conservadora para reducir las pérdidas.

En la Tabla 14 se recogen los resultados para las diferentes ofertas estudiadas, que se representan gráficamente en la Figura 46.

<i>Oferta</i>	<i>AÑO 2014-15</i>	<i>AÑO 2015-16</i>	<i>AÑO 2016-17</i>	<i>AÑO 2017-18</i>	<i>AÑO 2018-19</i>
30%	314.273,71	234.707,62	92.916,26	67.592,29	-3.664,03
25%	248.869,92	184.157,44	71.453,53	51.134,73	-6.839,17
20%	185.928,52	136.893,06	51.203,03	35.695,60	-9.760,50
15%	126.036,02	91.854,17	31.561,76	20.546,55	-11.316,12
10%	72.469,49	51.538,62	14.630,11	8.401,55	-11.151,93
7%	43.631,59	30.417,84	8.105,11	3.608,38	-8.625,77
5%	26.027,75	17.372,95	4.399,44	1.235,98	-6.365,06
3%	10.300,85	6.502,18	1.743,57	812,91	-2.746,05

Tabla 14. Resumen de la evolución del beneficio adicional al modificar el porcentaje ofertado

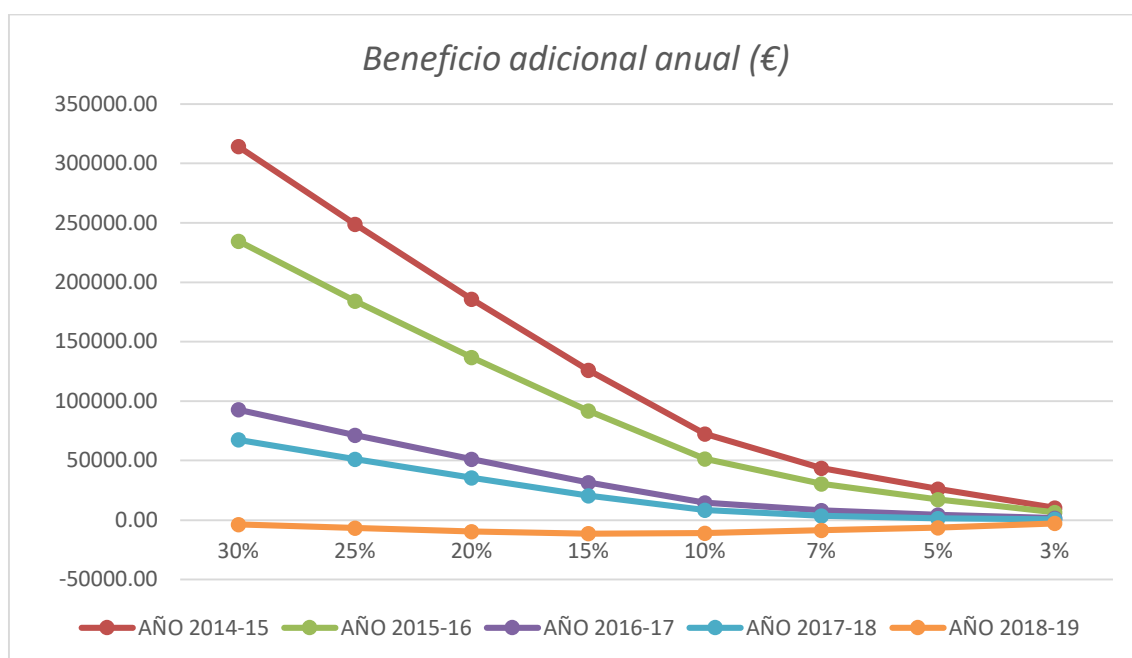


Figura 46. Evolución del beneficio adicional al modificar el porcentaje ofertado

3.4 BENEFICIO EMPLEANDO LA ESTRATEGIA SOBRE LA PREDICCIÓN

La estrategia sobre la predicción propone añadir un límite de oferta mínimo más restrictivo, que tiene por objetivo conseguir que se produzcan menos incumplimientos. Por tanto, es otra forma alternativa de realizar una oferta más conservadora de regulación secundaria.

Como en los casos anteriores, se presentan las figuras correspondientes al año 2014-15

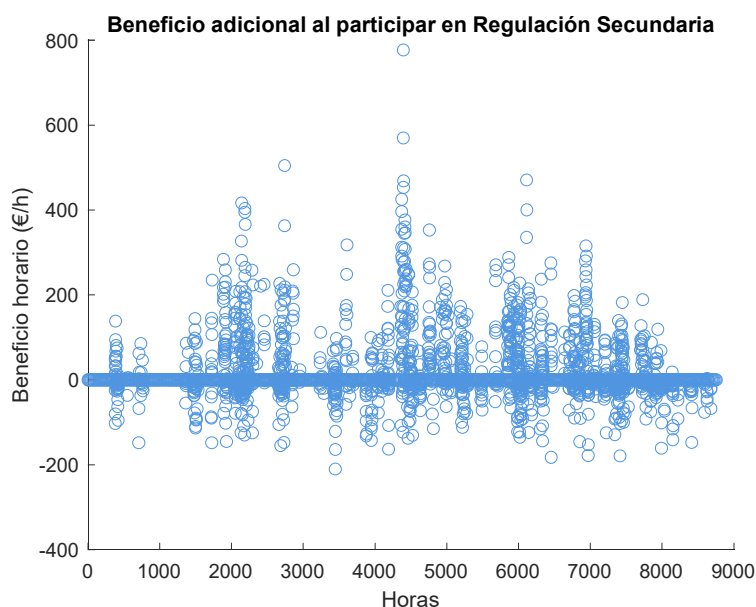


Figura 47. Beneficio adicional empleando la estrategia sobre la predicción. Año 2014-2015

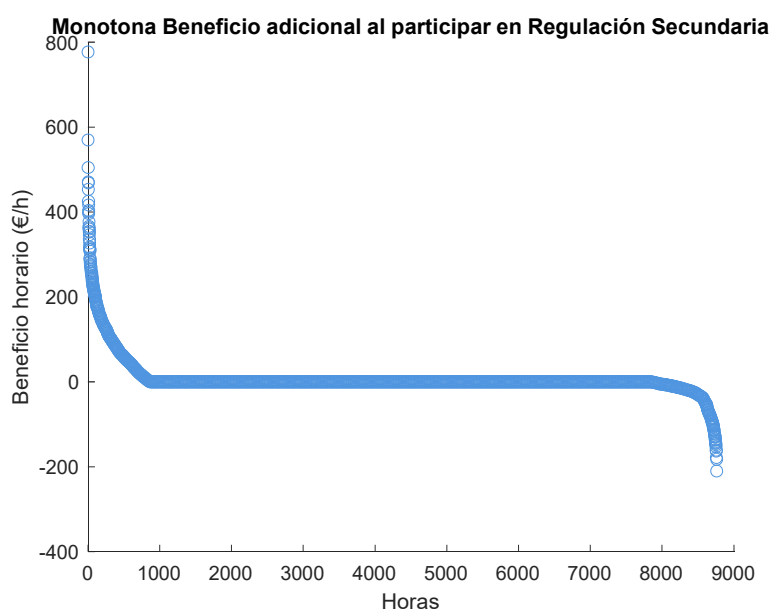


Figura 48. Monótona del beneficio adicional empleando la estrategia sobre la predicción. Año 2014-15

Si se comparan las monótonas de las estrategia base, mostrada en la Figura 29, y la estrategia sobre la predicción de la Figura 48, se puede ver como en esta última tanto la cabeza como la cola de la curva son más escarpadas, siendo la zona central de beneficio nulo mucho más amplia. Con esto se logra reducir las pérdidas, aunque también se pierden oportunidades de ganar beneficio.

En la Figura 49 se observa como los incumplimientos se han reducido al haberse recortado las veces que se oferta, que han disminuido hasta representar solo 20.2% de las

horas del año. El hecho de participar menos de la regulación secundaria hace que el beneficio adicional ganado sea más módico con esta estrategia, aunque en contrapartida se captura mejor el beneficio disponible en el mercado, lo que significa que es una metodología más fiable.

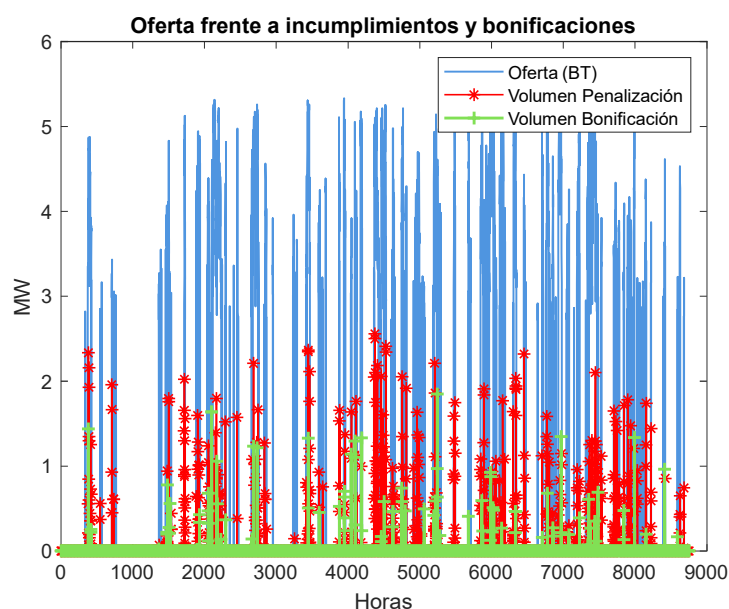


Figura 49. Comparativa de banda ofertada, incumplimientos y bonificaciones empleando la estrategia sobre la predicción. Año 2014-15

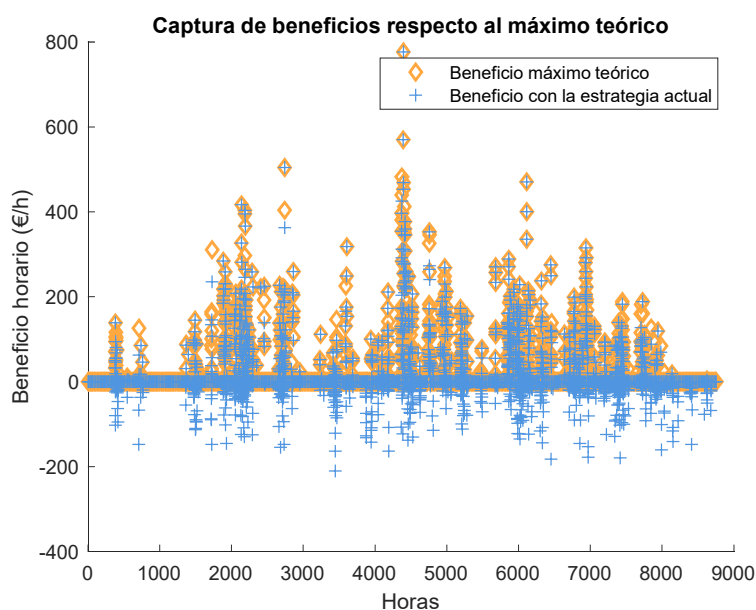


Figura 50. Captura de beneficios empleando la estrategia sobre la predicción. Año 2014-15

En la evolución a lo largo de los años estudiados se sigue la misma tendencia que en la sección anterior, aunque cabe mencionar que, al ser esta estrategia más conservadora, las pérdidas en el año adverso son mucho menores.

	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	58.208,62	41.396,62	15.885,83	9.491,95	-4.556,21
<i>Beneficio adicional medio anual (€/h)</i>	6,64	4,73	1,81	1,08	-0,52
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/h)</i>	29,76	21,16	8,12	4,85	-2,33
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	677,11	756,06	404,83	428,22	423,24
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	12.605,96	11.061,00	4.511,35	3.851,67	3.010,55
<i>Horas en las que se penaliza</i>	967	1.001	919	926	927
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	103,82	51,13	50,21	71,26	121,14
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	1.478,66	557,27	449,51	636,33	727,06
<i>Captura</i>	0,52	0,47	0,38	0,28	-0,29
<i>% del beneficio MD</i>	0,8471%	0,5998%	0,2331%	0,1328%	-0,0497%

Tabla 15. Resumen de los principales resultados empleando la estrategia sobre la predicción

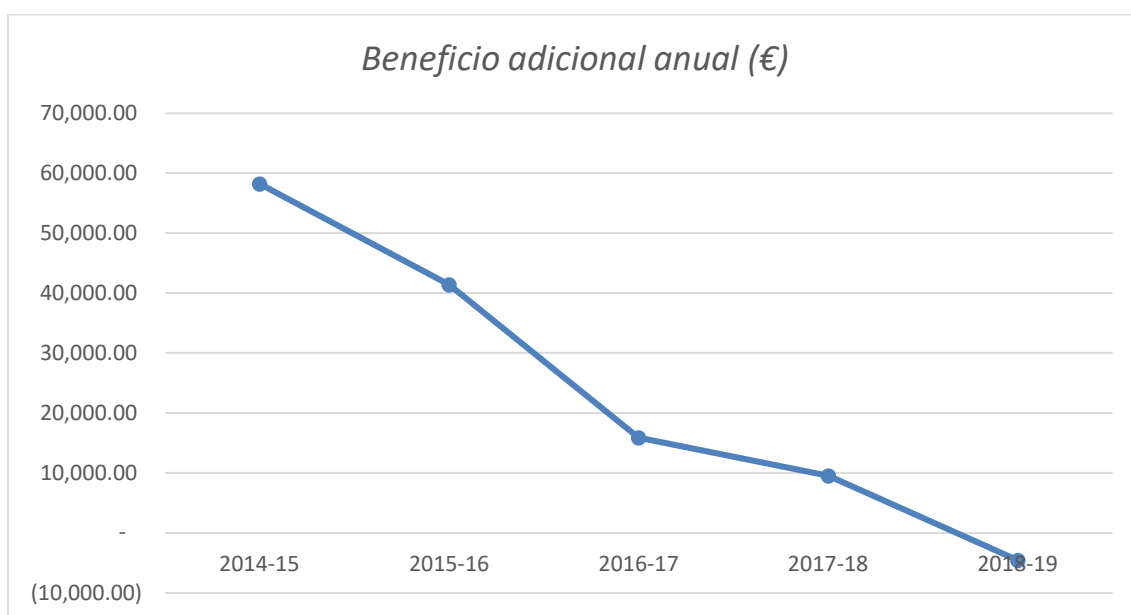


Figura 51. Evolución del beneficio adicional empleando la estrategia sobre la predicción

3.4.1 OFERTA MIXTA

En vista de los resultados del análisis del error de la predicción, se sabe que hay más probabilidades de pronosticar de manera inexacta la generación del parque cuanto menor sea ésta. Adicionalmente, se ha comprobado en el apartado 3.3.2 que pueden obtener mayores beneficios por encima de lo que se obtendría acudiendo solo al mercado diario si se oferta una banda mayor.

Se propone, así, una estrategia mixta en la que se busca aprovechar ambas vertientes. Por un lado, al ofertar un porcentaje pequeño cuando la previsión es baja se busca reducir los incumplimientos y, por el otro lado, haciendo una oferta mayor para previsiones de generación alta se persigue conseguir mayores ganancias.

La oferta diseñada es:

<i>Grado de utilización de la predicción (%)</i>	<i>Grado de utilización de la predicción (MW)</i>	<i>Banda a ofertar</i>
0 - 25%	0 – 13,5	10%
25 - 50%	13,5 – 27	15%
50 - 75%	27 – 40,5	20%
75 - 100%	40,5 - 54	25%

A continuación, se recoge la evolución temporal a lo largo del año 2014-15 del beneficio adicional que se obtiene por participar en la regulación secundaria con la estrategia propuesta, así como, su representación como monótona

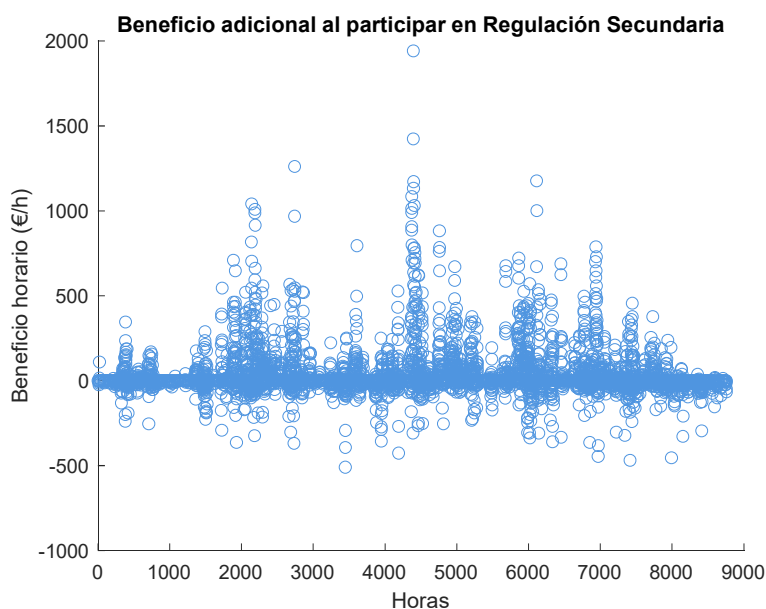


Figura 52. Beneficio adicional empleando la oferta mixta. Año 2014-2015

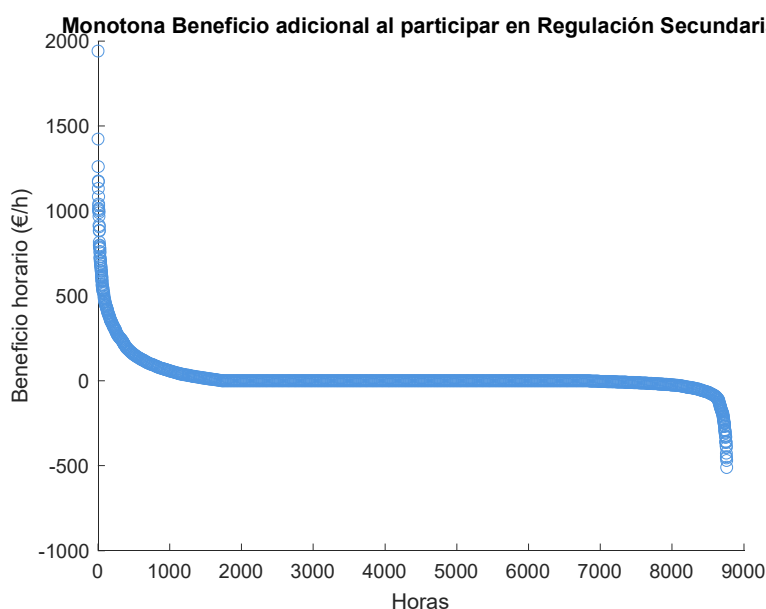


Figura 53. Monótona del beneficio adicional empleando la oferta mixta. Año 2014-15

En la Figura 53 se puede apreciar un cambio de magnitudes respecto a las anteriores estrategias. Con la oferta mixta se ha alcanzado un beneficio adicional máximo horario de 2.000€/h frente a los 800€/h de las dos ofertas anteriores. En contrapartida, la magnitud de las pérdidas también ha crecido, desde los casi -200€/h hasta alcanzar casi los -500€/h.

En la Figura 54 se representan conjuntamente la banda total ofertada, junto con los volúmenes de incumplimientos y bonificaciones. La banda total puede ser de 13,5MW, que se produce cuando se pronostica que se va a dar la producción nominal, la cual va asociada a un porcentaje de oferta del 25%, y efectivamente el pronóstico no falla. Se proporciona regulación secundaria en un 42% de las horas del año (3.679 veces). Destaca al ver la figura que la proporción entre el volumen de las penalizaciones y la banda ofertada ha disminuido notablemente respecto a las estrategias anteriores, desde suponer cerca de un 50% de la banda total hasta caer a un 30%. Si bien, con la estrategia mixta se obtienen las penalizaciones más altas de las tres metodologías propuestas, que llegaron a 19.451,01€ en 2014-15, con ella también logra obtener los mayores beneficios. Así, las penalizaciones suponen una parte menor del beneficio adicional total respecto a las otras estrategias, teniéndose: un 12.2% con la oferta mixta, frente a un 28.9% con la estrategia base y un 21.7% con la estrategia sobre la predicción.

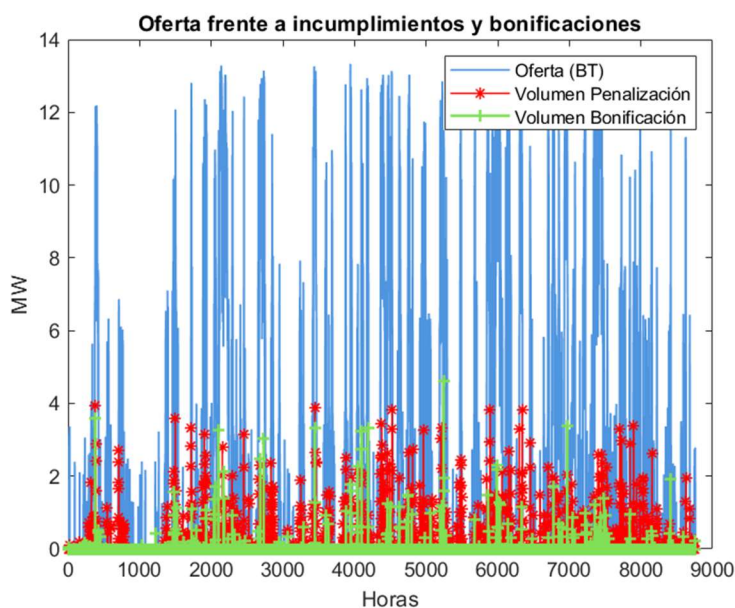


Figura 54. Comparativa de banda ofertada, incumplimientos y bonificaciones empleando la oferta mixta. Año 2014-15

Finalmente, en la Figura 55, se representan el beneficio adicional obtenido con la estrategia presente junto al beneficio techo, de forma que se muestra gráficamente la captura de dicho techo.

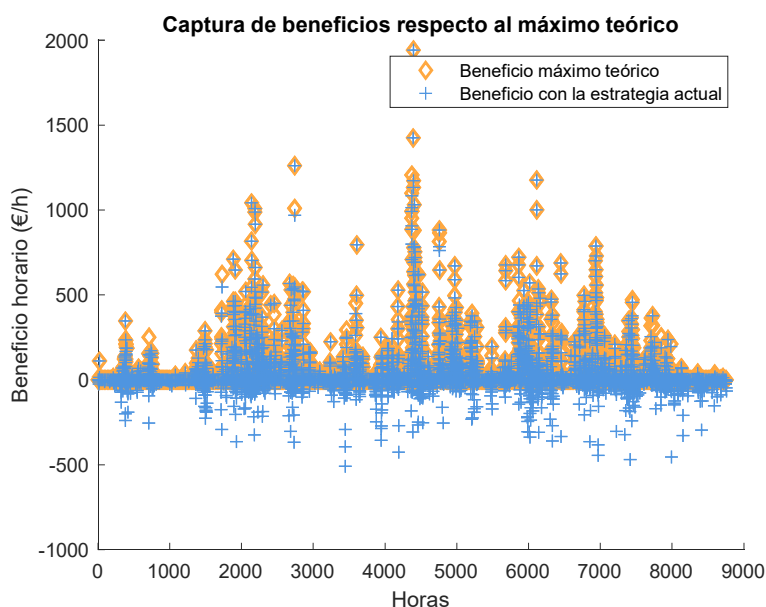


Figura 55. Captura de beneficios empleando la oferta mixta. Año 2014-15

En la Tabla 16 se recogen los resultados más importantes empleando la oferta mixta. Como ya se ha mencionado, con esta estrategia se logran los mayores beneficios adicionales, además de con la que mejor se captura su correspondiente beneficio teórico máximo.

El beneficio adicional que se obtiene al destinar una parte de la producción para la regulación secundaria supone un 2.8% de las ganancias participando en el mercado mayorista, lo cual no es una cantidad nada desdeñable y menos aún teniendo en cuenta que la estrategia propuesta es bastante sencilla. Esto no da sino una idea de las posibilidades económicas de participar conjuntamente en el mercado diario y en el servicio de secundaria, algo que todavía está apenas sin explotar por las renovables. En la medida en la que se cuenten con sistemas de oferta más sofisticados y, sobre todo, con sistemas de predicción fiables de la producción y del comportamiento de los mercados, se podrán conseguir mejores beneficios o, en caso de condiciones adversas, como es el caso de los últimos años estudiados, se lograrán reducir las pérdidas.

Como se puede ver en la Figura 56 el beneficio sigue la misma tendencia que en los dos escenarios estudiados anteriormente. El año 2018-19 sigue cerrando en negativo, aunque con unas pérdidas bastante cercanas a cero.

	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	159,566.61	120,847.36	49,148.57	29,407.49	-1,730.16
<i>Beneficio adicional medio anual (€/h)</i>	18.22	13.80	5.61	3.36	-0.20
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/h)</i>	43.37	32.85	13.36	7.99	-0.47
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	1,056.50	1,145.91	492.49	624.44	599.05
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	19,451.01	16,243.83	5,462.81	5,746.39	3,918.53
<i>Horas en las que se penaliza</i>	1,592	1,630	1,411	1,438	1,456
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	224.86	105.96	158.03	196.33	294.59
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	3,152.50	1,068.35	1,424.68	1,758.37	1,823.21
<i>Captura</i>	61.37%	58.06%	53.22%	37.38%	-5.00%
<i>% del beneficio MD</i>	2.3222%	1.7508%	0.7210%	0.4115%	-0.0189%

Tabla 16. Resumen de los principales resultados empleando la estrategia base

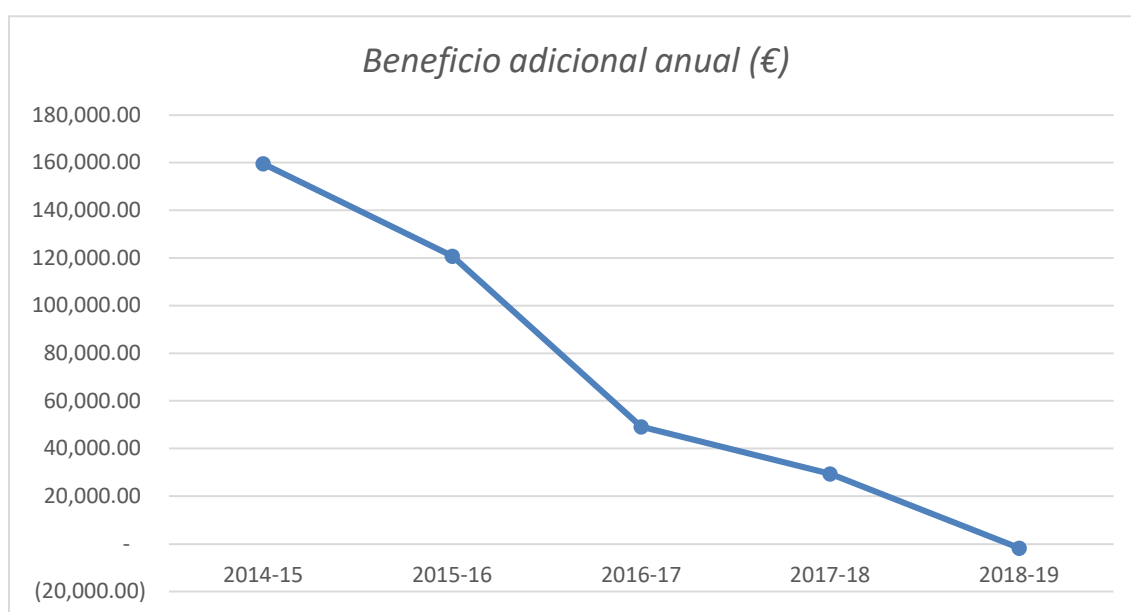


Figura 56. Evolución del beneficio adicional empleando la oferta mixta

3.5 COMPARATIVA DE LAS ESTRATEGIAS DE OFERTA DE SECUNDARIA

Se representan los resultados más importantes para el periodo estudiado que se han obtenido siguiendo las tres estrategias mencionadas. Como ya se ha mencionado, la estrategia mixta (notada como la *Estrategia sobre la Predicción II*) es la que logra, con diferencia, unos beneficios más altos. Sin embargo, con ninguna de las estrategias se logra un balance positivo en el año 2018-19, aunque probablemente, en la práctica, al contar con mejores predictores, se podrían haber aplacado mejor las pérdidas.

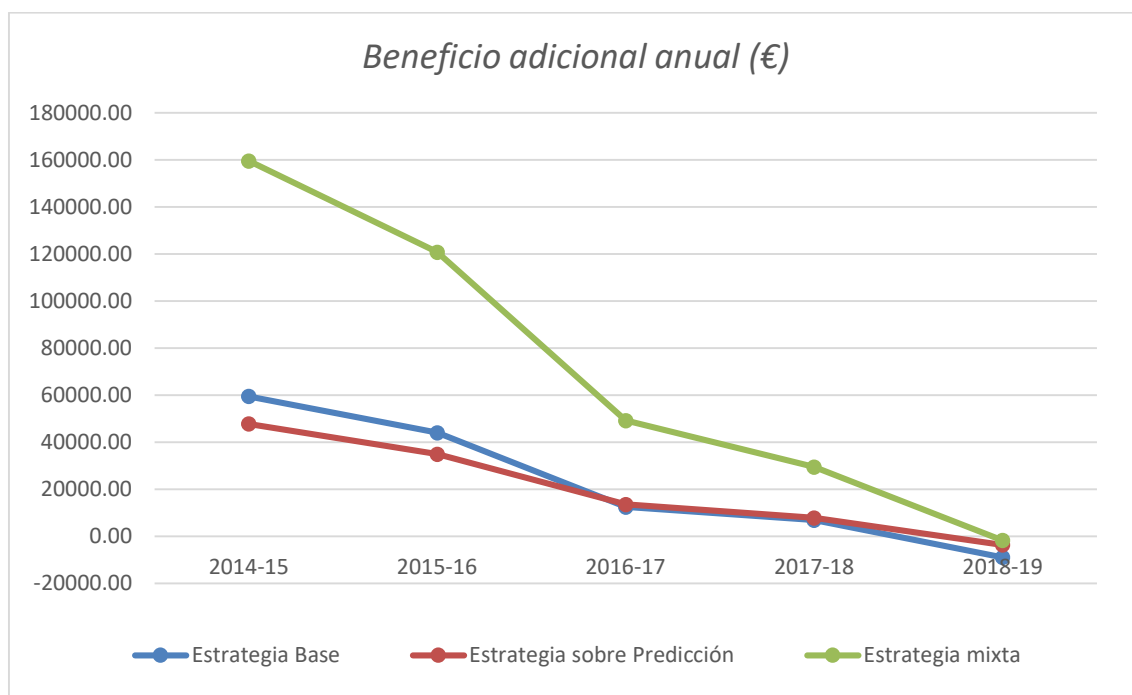


Figura 57. Comparación de las estrategias. Beneficio adicional

En cuanto al estudio de la evolución de las penalizaciones, se puede observar en la Figura 58, que la estrategia sobre la predicción es la que consigue reducir en mayor medida las pérdidas por incumplimientos. Esto se debe a que es la más conservadora. Aunque si las penalizaciones se ponen en relación a los beneficios obtenidos, se tiene un 12,2% con la estrategia mixta, frente a un 22% con la estrategia sobre la predicción y un 29% utilizando la estrategia base, con lo que se refuerza el argumento de que la estrategia mixta es la mejor estrategia de las contempladas.

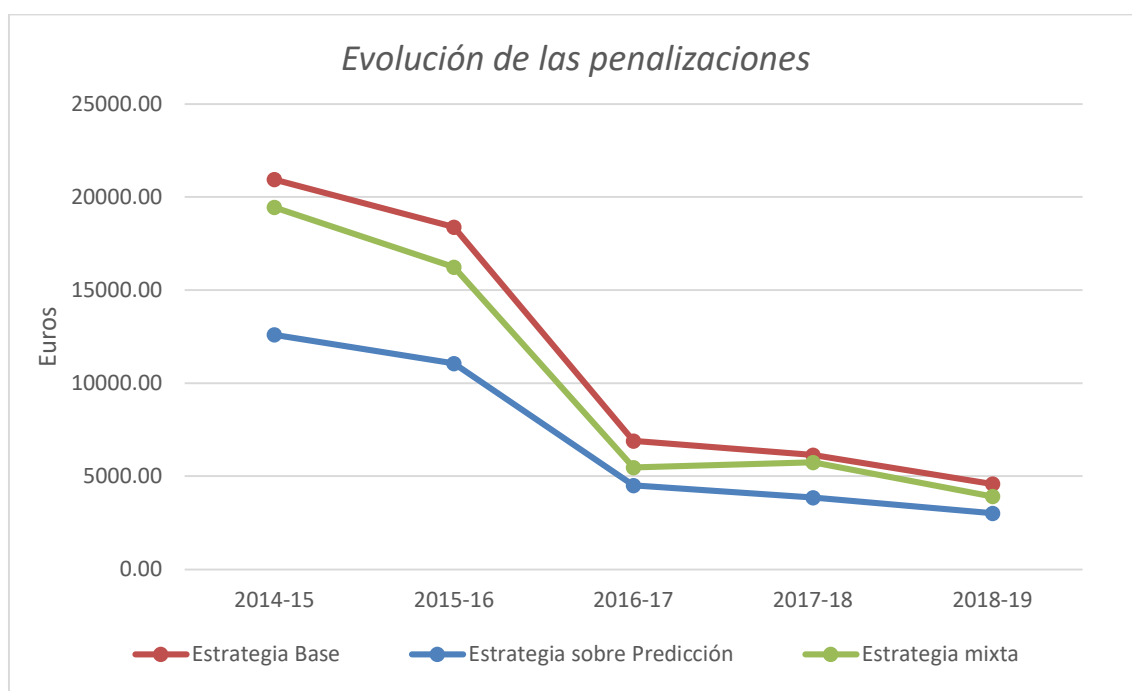


Figura 58. Comparación de las estrategias. Penalizaciones

Finalmente se comparan las bonificaciones obtenidas. La estrategia mixta es la que arroja los mayores pagos por bonificaciones, pero en cualquier caso, estos no llegan a ser de la magnitud suficiente para ser determinantes (suponen, como máximo un 12% del beneficio adicional y un 0,02% del beneficio obtenido en el mercado diario)

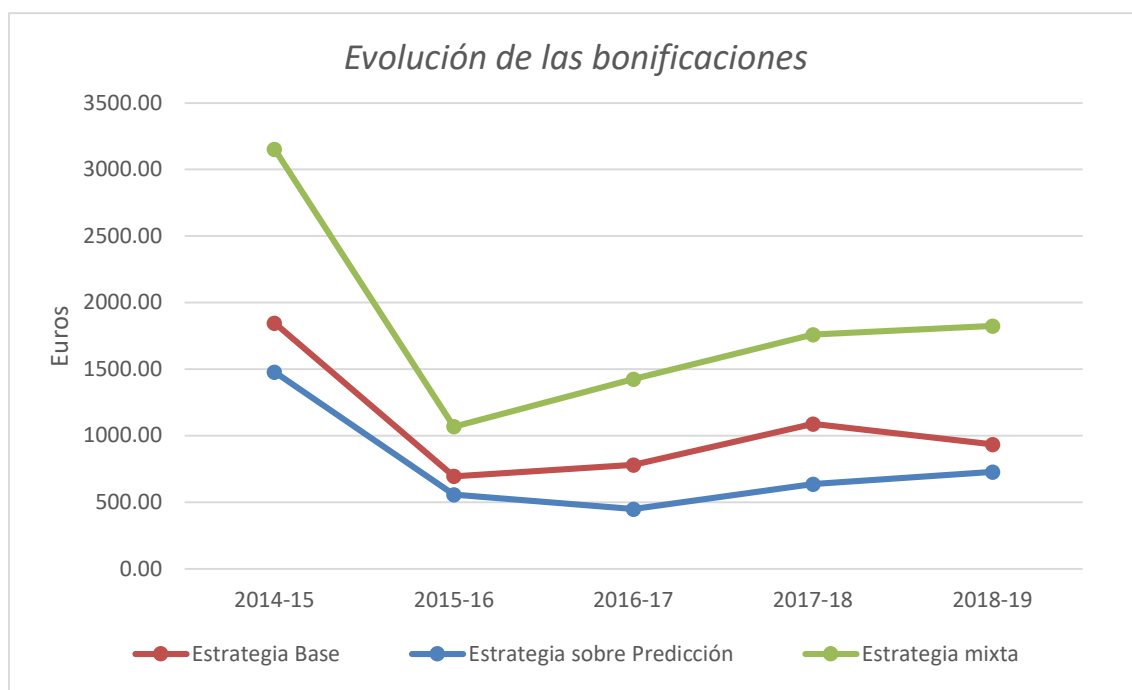


Figura 59. Comparación de las estrategias. Bonificaciones

3.6 BENEFICIO EMPLEANDO LA ESTRATEGIA DE UTILIZACIÓN DE UN BESS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos al incorporar un BESS en la instalación para proporcionar el servicio de regulación secundaria de manera conjunta. En concreto, el BESS se utiliza como apoyo para reducir los incumplimientos de banda y, a su vez, las penalizaciones económicas que llevan asociados.

Se parte de la estrategia mixta vista anteriormente, puesto que es la que mejores resultados de operación consigue.

La programación del BESS se ha detallado en la sección 2.3.4.

En las figuras se puede visualizar la reducción de las penalizaciones al añadir un BESS de 5MW y 5MWh de capacidad.

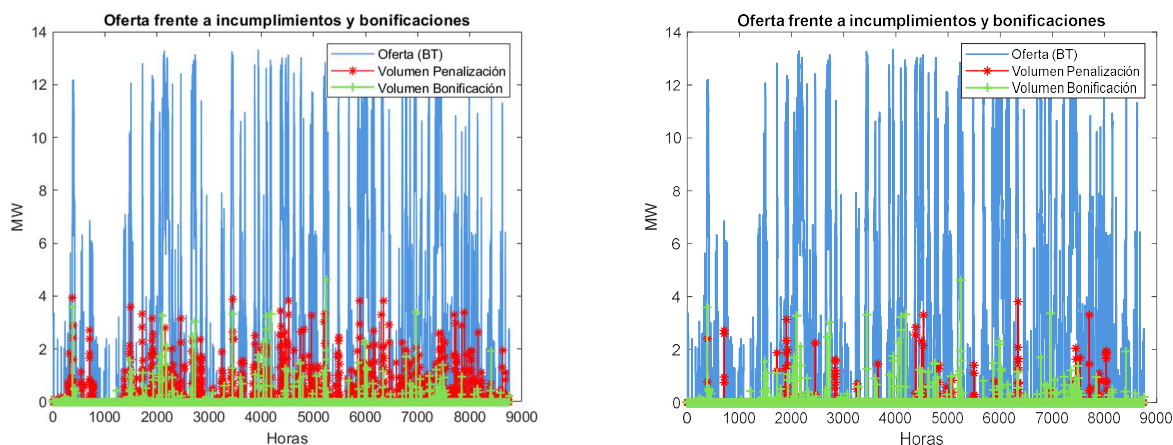


Figura 60. Comparativa de la reducción de incumplimientos al incorporar un BESS (figura dcha) de 5MW y 10MWh. Año 2014-15

Se han realizado simulaciones con baterías de distintas características:

Caso 1	Potencia nominal = 5MW	Capacidad nominal = 5MWh	Ratio = 1 h
Caso 2	Potencia nominal = 5MW	Capacidad nominal = 10MWh	Ratio = 2 h
Caso 3	Potencia nominal = 5MW	Capacidad nominal = 15MWh	Ratio = 3 h
Caso 4	Potencia nominal = 10MW	Capacidad nominal = 10MWh	Ratio = 1 h
Caso 5	Potencia nominal = 10MW	Capacidad nominal = 20MWh	Ratio = 2 h
Caso 6	Potencia nominal = 10MW	Capacidad nominal = 30MWh	Ratio = 3 h

En las Figura 61 y Figura 62 se muestran las reducciones de los desvíos y de las penalizaciones en función del tipo de BESS utilizado, para todos los años del estudio.

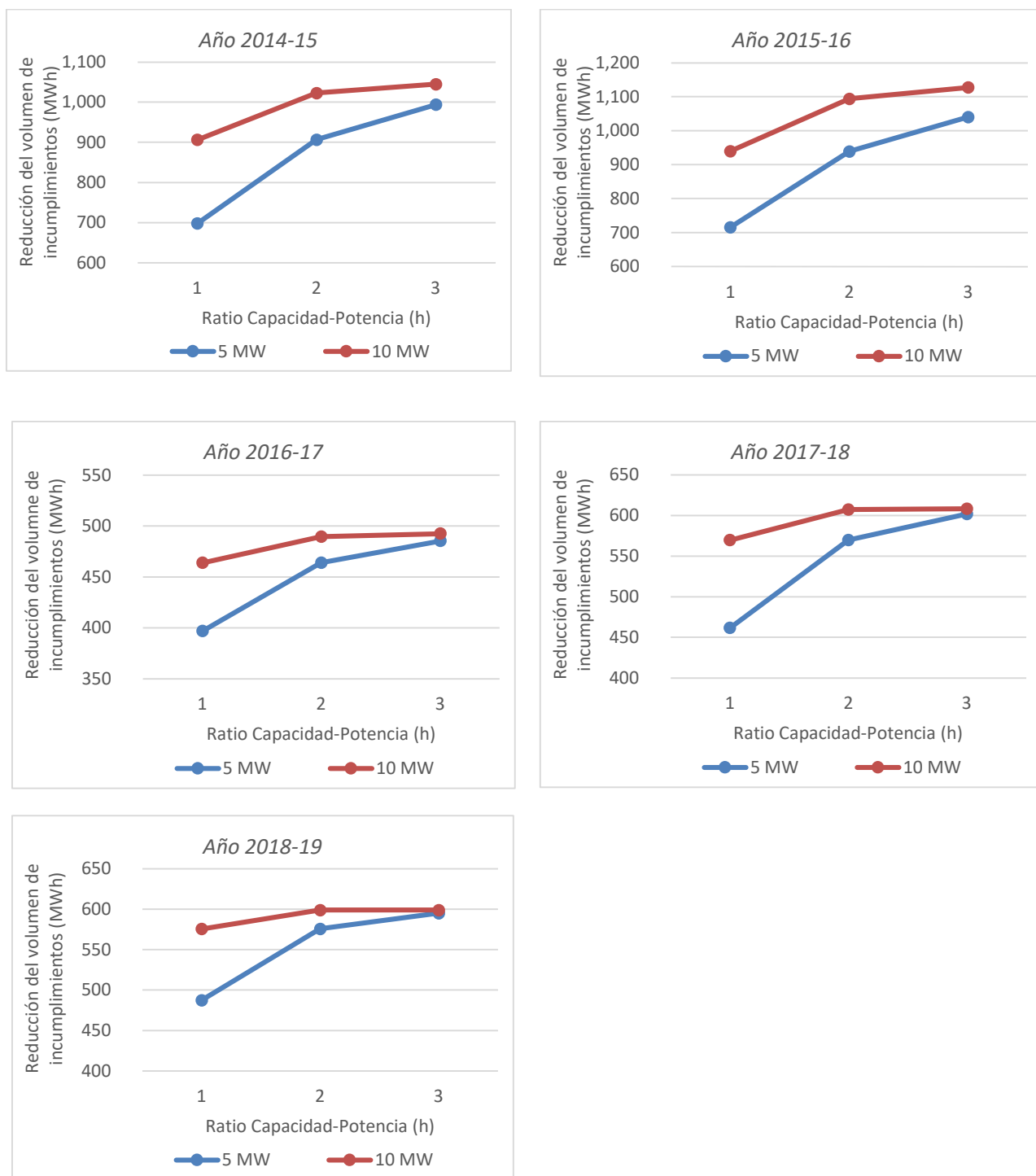


Figura 61. Estimación de la reducción de los incumplimientos anuales según el tamaño del BESS

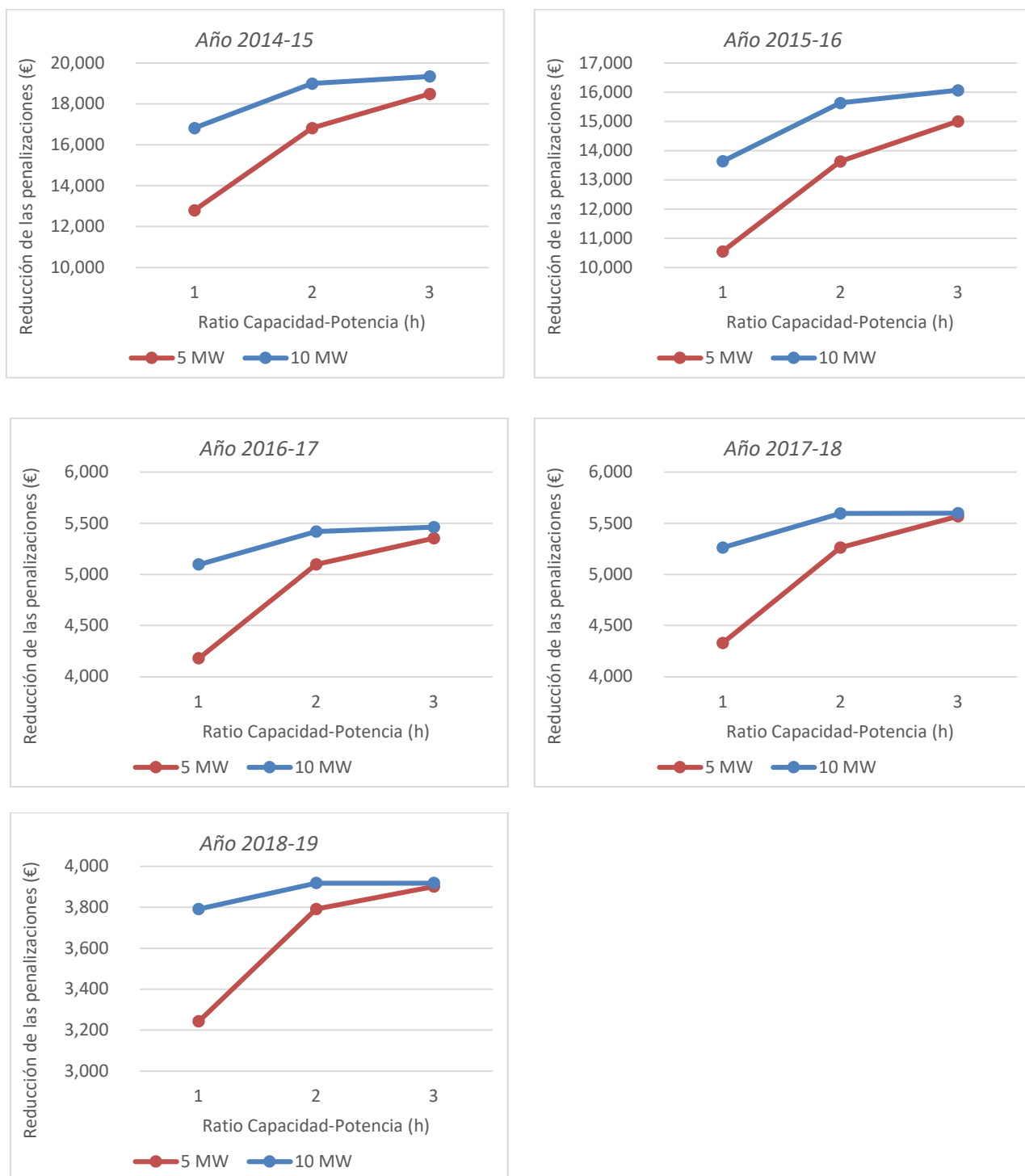


Figura 62. Estimación de la reducción de las penalizaciones anuales según el tamaño del BESS

Se puede comprobar que las ganancias obtenidas al incorporar el BESS son muy similares al emplear baterías de 5MW, ratio 2h y 10MW, ratio 1h, así como entre las baterías de 5MW, ratio 3h y 10MW, ratio 2h. La decisión de emplear un sistema de baterías u otro se realizará tras realizar el estudio económico.

En la Tabla 17 se presentan los resultados al contar con un sistema de baterías, en concreto, de potencia nominal de 5MW y 5MWh de capacidad. La reducción de las penalizaciones lograda está entre el 60% y el 80%, lo que supone un incremento de en torno a un 10-15% del beneficio adicional anual. Además, la utilización media de las baterías, para todos los sistemas BESS considerados, supera el 90%, lo que corrobora el ajustado dimensionamiento para las necesidades del proyecto. En caso de que se planteara emplear el sistema de baterías para más aplicaciones, como ocurre en proyectos que ya están en marcha y que han sido repasados en la sección 1.4.3, se debería reevaluar la capacidad del BESS.

P=5, ratio=1	<i>2014-15</i>	<i>2015-16</i>	<i>2016-17</i>	<i>2017-18</i>	<i>2018-19</i>
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	172.371,99	131.404,56	53.328,46	33.736,76	1.512,53
<i>Beneficio adicional medio anual (€/MW)</i>	19,68	15,00	6,09	3,85	0,17
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/MW)</i>	46,85	35,72	14,50	9,17	0,41
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	358,17	429,85	95,64	162,89	111,33
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	6.645,63	5.686,63	1282,93	1417,12	675,84
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	224,86	105,96	158,03	196,33	294,59
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	3.152,50	1.068,35	1.424,68	1.758,37	1.823,21
<i>Captura</i>	66,30%	63,14%	57,75%	42,88%	4,37%
<i>% del beneficio MD</i>	2,5085%	1,9038%	0,7824%	0,4721%	0,0165%

Tabla 17. Resumen de los principales resultados incorporando un BESS

Los resultados utilizando el resto de baterías consideradas se encuentran en el ANEXO I. Resultados de los distintos años, aunque son muy similares a los de la Tabla 17. Cabe mencionar que empleando cualquiera de los BESS considerados, el año 2018-19 sigue cerrando en positivo. Además, como se puede comprobar en la Figura 63, el beneficio sigue la misma tendencia que en los escenarios estudiados anteriormente.

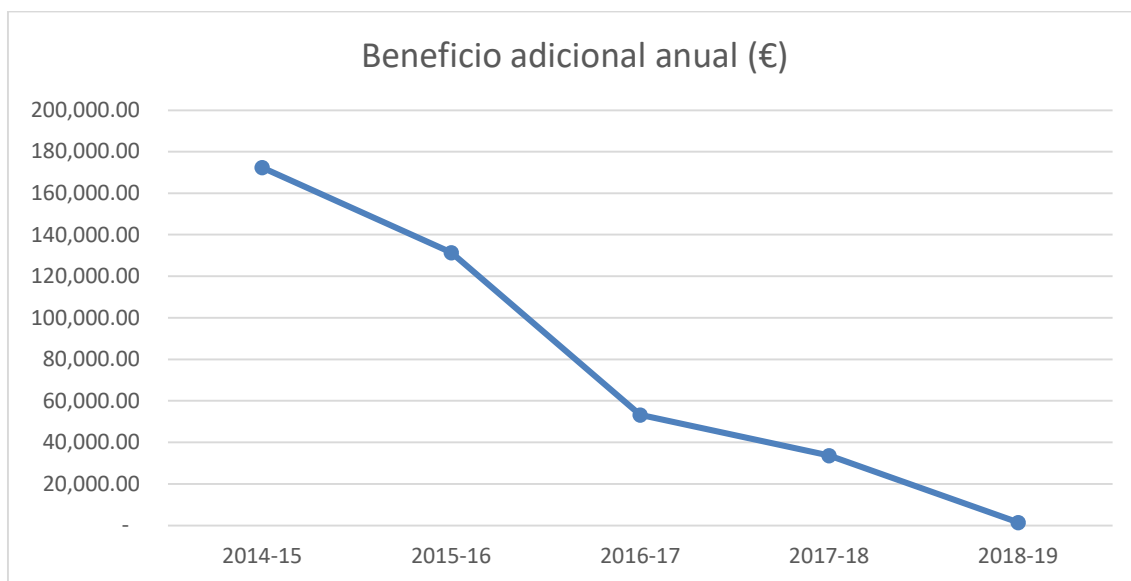


Figura 63. Evolución del beneficio adicional incorporando un BESS de 5MW y 5MWh

3.7 COMPARATIVA DE LOS RESULTADOS

Finalmente se realiza una comparativa de los beneficios aportados por cada una de las modalidades consideradas: planta de generación eólica volcando su producción exclusivamente para la cobertura de la demanda y siendo remunerada según el mercado diario, participando adicionalmente en el servicio de regulación secundaria y operando de manera conjunta con un sistema de almacenamiento con baterías para su participación en el mercado diario y en el de regulación secundaria.

Estos beneficios se van a comparar año a año dentro del periodo estudiado, que empieza en agosto de 2014 y finaliza en julio de 2019. Se especifica el beneficio anual obtenido y, se detalla, para la participación en secundaria y en la hibridación con BESS, el desglose de dicho beneficio en beneficio adicional sobre la participación exclusiva en el mercado diario, las penalizaciones, bonificaciones y la captura porcentual del beneficio que se logra sobre el máximo teórico que se estableció en la sección 3.2.

En las tablas recogidas a continuación se nota, en primer lugar, la operación del parque en solitario y remunerado según el mercado diario como MD; en segundo lugar, su participación en la regulación secundaria siguiendo la *estrategia mixta* como MS; y, finalmente, los resultados del parque hibridado con un sistema BESS de 5MW y 5MWh como BESS. La elección de este último se ha realizado en función de los resultados de la sección 1.3.2 del Estudio Ecónomo, puesto ese sistema de baterías es el que permite obtener una rentabilidad más alta de todas las consideradas.

2014-2015	MD	MS	BESS
<i>Beneficio anual (€)</i>	6.871.444,72	7.031.011,33	7.043.816,71
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	-	159.566,61	172.371,99
<i>Beneficio adicional medio anual (€/MW)</i>	-	18,22	19,68
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/MW)</i>	-	43,37	46,85
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	-	1.056,50	358,17
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	-	19.451,01	6.645,63
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	-	224,86	224,86
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	-	3.152,50	3.152,50
<i>Captura</i>	-	61,37%	66,30%
<i>% del beneficio MD</i>	-	2,3222%	2,5085%

Tabla 18. Comparativa de tres modalidades. Año 2014-2015

2015-2016	MD	MS	BESS
<i>Beneficio anual (€)</i>	6.871.444,72	7.031.011,33	7.043.816,71
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	-	120.847,36	131.404,56
<i>Beneficio adicional medio anual (€/MW)</i>	-	13,80	15,00
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/MW)</i>	-	32,85	35,72
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	-	1.145,91	429,85
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	-	16.243,83	5.686,63
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	-	105,96	105,96
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	-	1.068,35	1.068,35
<i>Captura</i>	-	58,06%	63,14%
<i>% del beneficio MD</i>	-	1,7508%	1,9038%

Tabla 19. Comparativa de tres modalidades. Año 2015-2016

2016-2017	<i>MD</i>	<i>MS</i>	<i>BESS</i>
<i>Beneficio anual (€)</i>	6.871.444,72	6.865.558,42	6.869.738,306
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	-	49.148,57	53.328,46
<i>Beneficio adicional medio anual (€/MW)</i>	-	5,61	6,09
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/MW)</i>	-	13,36	14,50
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	-	492,49	95,64
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	-	5.462,81	1.282,93
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	-	158,03	158,03
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	-	1.424,68	1.424,68
<i>Captura</i>	-	53,22%	57,75%
<i>% del beneficio MD</i>	-	0,7210%	0,7824%

Tabla 20. Comparativa de tres modalidades. Año 2016-2017

2017-18	<i>MD</i>	<i>MS</i>	<i>BESS</i>
<i>Beneficio anual (€)</i>	7.145.850,47	7.175.257,965	7.179.587,231
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	-	29.407,49	33.736,76
<i>Beneficio adicional medio anual (€/MW)</i>	-	3,36	3,85
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/MW)</i>	-	7,99	9,17
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	-	624,44	162,89
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	-	5.746,39	1.417,12
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	-	196,33	196,33
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	-	1.758,37	1.758,37
<i>Captura</i>	-	37,38%	42,88%
<i>% del beneficio MD</i>	-	0,4115%	0,4721%

Tabla 21. Comparativa de tres modalidades. Año 2017-2018

2018-19	MD	MS	BESS
<i>Beneficio anual (€)</i>	9.164.164,45	9.162.434,29	9.165.676,98
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	-	-1.730,16	1.512,53
<i>Beneficio adicional medio anual (€/MW)</i>	-	-0,20	0,17
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/MW)</i>	-	-0,47	0,41
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	-	599,05	111,33
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	-	3.918,53	675,84
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	-	294,59	294,59
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	-	1.823,21	1.823,21
<i>Captura</i>	-	-5,00%	4,37%
<i>% del beneficio MD</i>	-	-0,0189%	0,0165%

Tabla 22. Comparativa de tres modalidades. Año 2018-2019

En vista de los resultados anteriores se puede observar como los beneficios obtenidos adicionalmente al participar en la regulación secundaria o al hibridar el parque son relativamente pequeños, de un 2,5% como máximo en comparación con los obtenidos al cubrir la demanda acudiendo solamente al mercado diario. El interés de implantar estas modalidades en el parque considerado se desarrolla más en detalle en el Estudio Económico.

Capítulo 4. INCLUSIÓN DE LOS ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas, fueron adoptados por los estados miembros de la ONU en 2015 dentro de la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible, que establece un plan con diecisiete objetivos integrando 169 metas concretas que abarcan las esferas económicas, sociales y medioambientales para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar que todas las personas gocen de paz y prosperidad para el año 2030.

En este sentido, el sector energético ha de desempeñar un papel fundamental ya que está obligado a ofrecer energía asequible y segura ayudando en la lucha frente al cambio climático y la contaminación y asegurando su evolución sostenible.

La energía que se utiliza en la instalación de este proyecto, eólica, es una fuente de energía limpia, eficiente que se produce de manera segura y sostenible. Además, la participación de las instalaciones renovables, en la medida en la que sea técnicamente posible, en servicios imprescindibles para el sistema, como los servicios complementarios, permite hacer una verdadera transición energética a energías verdes y sostenibles, no solo teniendo un papel de fuentes de generación, sino estando integradas en las funciones más fundamentales del sistema eléctrico.

Por su parte, la huella medioambiental de las baterías depende en gran medida de los materiales que la compongan, aunque en líneas generales, los métodos de reciclaje de éstas aún deben ser mejorados. Las baterías ión-litio presentan riesgos de incendio y explosión, en cuyo caso se liberan gases tóxicos. Por supuesto, se consideran como una mucho mejor alternativa a las tecnologías basadas en combustibles fósiles pero todavía se han de crear protocolos y métodos para reducir su impacto medioambiental. Como ya se ha tratado anteriormente, el interés de incorporar un sistema de baterías en el proyecto reside en que es una manera de subsanar los problemas que traen consigo la intermitencia de las energías renovables, además de servir de apoyo a la instalación renovable a la que se hibrida para proporcionar servicios de arbitraje, calidad de suministro, prevención de black out o de regulación frecuencia-potencia, entre otros.

Tras estas consideraciones, se puede concluir que la instalación contemplada en el proyecto ayuda a cumplir con los siguientes objetivos de desarrollo sostenible y sus metas:

- **Objetivo ODS 7: Energía asequible y no contaminante. Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.**

Entre 2000 y 2016, la cantidad de personas con acceso a energía eléctrica aumentó de 78% a 87%, y el número de personas sin energía bajó a poco menos de mil millones.

Sin embargo, con el crecimiento de la población mundial, también lo hace la demanda de energía accesible, pero todavía la energía en la economía global se produce mayoritariamente con combustibles fósiles que está provocando cambios drásticos en nuestro clima (calentamiento global, emisiones de CO₂, etc).

Para alcanzar las metas del ODS7 para el año 2030, es necesario realizar fuertes inversiones a nivel global en fuentes de energía limpia, como la solar fotovoltaica, eólica y solar térmica, y mejorar la eficiencia energética y el medio ambiente.

- **Objetivo ODS 13. Acción por el Clima.**

Este objetivo se basa en tomar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos, como el calentamiento global, las emisiones de efecto invernadero y de CO₂.

En consonancia con el objetivo ODS13, el sector energético ha de desempeñar un papel fundamental en la lucha frente al cambio climático y para asegurar su evolución sostenible, puesto que actualmente es responsable de entre un 65-70% de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel global.

Tomando como referencia los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas, así como las metas planteadas en el Acuerdo de París de 2015 y por la Comisión Europea, se desarrolla un documento que propone los objetivos concretos para España, el denominado Plan Nacional Integrado (PNIEC) de Energía y Clima 2021-2030. Este texto define, entre otras cuestiones, los objetivos nacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, las metas de incorporación de energías renovables y ciertas medidas de eficiencia energética. Además, plantea vías que permitan modernizar la economía nacional y afianzar la posición de España como líder en conducta ecológica.

Capítulo 5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

La creciente incorporación de generación eólica plantea nuevos desafíos para la operación de los sistemas eléctricos de potencia. En este proyecto, se analiza la viabilidad técnica y económica de la participación de un parque eólico en la regulación secundaria de potencia-frecuencia. Además, se estudia el efecto de hibridar dicho parque con un sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS) como una manera de mejorar su gestionabilidad. El papel de la energía eólica dentro del mix de generación se limita, prácticamente en su totalidad, a la cobertura de la demanda siendo retribuida según el mercado diario o los contratos a plazos, como los Power Purchase Agreements (PPA), mientras que su participación en los servicios de ajuste del sistema es todavía testimonial.

La penetración de renovables tiene un efecto sobre los precios del mercado: el precio disminuye en los momentos en los que hay recursos renovables disponibles y viceversa, lo que propicia que haya determinados momentos de precios muy bajos o muy altos. Esta volatilidad de los precios va a contribuir al mayor interés de las instalaciones de participar en distintos mercados, entre los que se encuentra el mercado de regulación secundaria, para, así, lograr diversificar sus formas de lograr ingresos.

Además de esta motivación económica, la mayor integración de las renovables en participar en otros mercados y en concreto en el servicio de regulación frecuencia-potencia, además del diario o intradiario, tiene una motivación técnica.

Un problema muy importante como resultado de la penetración de renovables es la reducción de la inercia del sistema debido a la transición de instalaciones convencionales a renovables, lo que significa que el sistema eléctrico es más sensible a las perturbaciones que hacen peligrar el sincronismo de la red. Por supuesto, el aporte del sistema europeo interconectado ayuda a mantener la frecuencia, pero es necesario contar con recursos a nivel nacional, como son la inercia emulada, que puede ser proporcionada por generadores eólicos que cuenten con los sistemas adecuados; la inercia sintética, que puede ser proporcionada por BESS; y el empleo de generadores convencionales, provenientes de centrales a desmantelar, que trabajen como compensadores síncronos.

Una consideración importante es que, a medida que se avancen los sistemas de control de las plantas, las instalaciones renovables serán cada vez más gestionables. Lo serán más aún cuando los BESS se desarrollen lo suficiente para ser competitivos económicamente.

En este proyecto se han estimado los beneficios que obtendría un parque eólico de 54MW de potencia, no sólo por cubrir la demanda según en mercado diario, sino también por proporcionar regulación secundaria entre los años 2014 al 2019. Para ello se han diseñado

tres ofertas de banda de secundaria, que permiten hacer una captura significativa de los beneficios máximos teóricos que se han identificado.

El BESS se emplea para reducir los incumplimientos de banda, que se dan cuando la predicción de la generación eólica difiere mucho de la producción que se tiene en tiempo real. Por tanto, el sistema de baterías actúa como una instalación auxiliar y es de poca potencia en comparación al parque. La importancia de las baterías en el proyecto radica en que, al intentar minimizar los incumplimientos, no sólo se contribuye a mantener la calidad del sistema eléctrico, sino que también reduce el riesgo de que el Operador del Sistema (OS) le retire la habilitación necesaria para prestar el servicio por incapacidad de la unidad de cumplir el compromiso de aporte banda de manera reiterada.

A continuación, se detallan las conclusiones obtenidas a lo largo del desarrollo del proyecto:

En el caso concreto de emplear la *estrategia base*, con la que se oferta una banda del 10% de la predicción de la producción y se restringe la oferta mínima a 1,0 MW, el beneficio adicional medio que se habría obtenido durante el periodo estudiado sería de 23.000€/año, variando entre 59.502€ en el mejor año y -8.934€ en el peor año. Esto supone un incremento medio del 0,4% de los beneficios anuales por la explotación del parque. El beneficio adicional negativo, que corresponde al año 2018-19, se debe a la evolución de los precios del mercado que, de manera conjunta, tuvieron un efecto adverso para la remuneración del servicio. En concreto, se han tenido altos precios del mercado diario, que hacen menos atractiva la participación en secundaria, unido a bajos precios de banda, por el que se retribuye la banda ofertada, y altos precios de energía secundaria a bajar, que supone una recompra de la energía a bajar que requiera el AGC.

En el caso concreto de emplear la *estrategia sobre la predicción*, con la que se oferta una banda del 10% de la predicción de la producción y se restringe la oferta mínima a 2,7MW, el beneficio adicional medio que se habría obtenido durante el periodo estudiado sería de 20.000 €/año, variando entre 47.793€ en el mejor año y -3.650€ en el peor año. Esto supone un incremento medio del 0,35% de los beneficios anuales por la explotación del parque. Esta estrategia logra unos beneficios adicionales menores que la *estrategia base*, sin embargo, consigue una reducción de las penalizaciones de en torno a un 40% respecto a esta.

En el caso concreto de emplear la *estrategia mixta*, con la que se oferta un porcentaje de banda variante en función del grado de utilización de la predicción, definido como el cociente entre la generación prevista y la potencia nominal del parque, el beneficio adicional medio que se habría obtenido durante el periodo estudiado sería de 71.500 €/año, variando entre 159.567€ en el mejor año y -1.730€ en el peor año. Esto supone un incremento medio del 1,03% de los beneficios anuales por la explotación del parque. La *estrategia mixta* logra, con diferencia, los mejores resultados a pesar de ser una estrategia

relativamente sencilla. Esto pone de manifiesto el potencial económico, todavía prácticamente sin explotar por las renovables, de participar en el servicio de regulación secundaria, todavía mayor en la medida en la que se empleen estrategias más sofisticadas y basadas en predicciones más fiables.

A partir de los resultados obtenidos del beneficio adicional, se ha realizado un estudio económico con el que se concluye que es rentable participar en la regulación secundaria: los resultados del estudio económico arrojan una mejora respecto al caso base, con un VAN de 7.743.903,58 € y una TIR del 6,813%. Los costes asociados a adecuar el parque para proporcionar este servicio son muy reducidos, puesto que los parques actuales ya disponen de sistemas de control y de comunicaciones con el OS semejantes a los necesarios, y se compensan con creces con los beneficios adicionales estimados.

Cabe mencionar una limitación al proyecto, y es que el estudio de las distintas configuraciones estudiadas (parque ofertando, independiente o hibridado con el BESS, según las tres estrategias desarrolladas) muestra invariablemente una tendencia decreciente de los beneficios adicionales. Esto se debe a una evolución de los precios de los distintos mercados que resulta adversa. La volatilidad de los precios supone, por tanto, una importante fuente de incertidumbre para analizar la viabilidad del proyecto. Si bien en una situación real, el operador del parque tiene acceso a mejor información y sistemas de predicción avanzados que pueden aportar un cierto grado de fiabilidad. Además, el elevado grado de penetración de renovables previsto para el futuro inmediato, probablemente acompañado de cambios regulatorios, afectará a los precios y a la manera de retribuir los servicios intrínsecos al sistema eléctrico, como lo es la regulación secundaria.

Finalmente, se estudian los beneficios adicionales en caso de hibridar el parque eólico con un BESS de tecnología ión-litio. Se han considerado seis dimensionamientos de BESS variando potencia (kW) y capacidad (kWh). Las capacidades seleccionadas son pequeñas, de 1 hora a 3 horas hasta descarga completa a potencia nominal, puesto que se función es reducir todo lo posible los incumplimientos de banda. Se ha desarrollado una estrategia para la operación de la batería basada en la división en procesos más simples y la evaluación de parámetros clave para lograr una menor carga computacional. Con esta aproximación se busca también que las decisiones de carga o descarga del BESS se realicen conforme al estado global del sistema, para evitar un desgaste prematuro y pérdidas de la energía por ciclados innecesarios.

Aunque la tecnología ión-litio está ampliamente desarrollada, todavía presenta unos costes muy elevados. Por tanto, la elección del sistema BESS más adecuado se ha de realizar atendiendo a criterios económicos. Tras realizar el estudio económico se tiene que ninguna de las baterías consideradas aumenta la rentabilidad de la instalación respecto al caso base y, por consiguiente, no es aconsejable incorporarlas. Se ha estimado que es necesaria una reducción mínima del 85% de los costes para lograr aportar

positivamente a la instalación estudiada. Una posibilidad para aumentar la rentabilidad del BESS consiste en emplearlo para más de una aplicación, como corrección de voltaje, arbitraje, minimización de pérdidas o reducción de desvíos. En cuyo caso habría que considerar un redimensionamiento.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] P.O. 7.2. Regulación Secundaria, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Sistemas, 2019, BOE 30/12/19.
- [2] P.O. 7.1. Servicio complementario de regulación primaria, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Sistemas, 2019, BOE 30/12/19.
- [3] P.O. 7.3 Regulación terciaria Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Sistemas, 2019, BOE 21/10/19.
- [4] P.O. 14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2019. BOE 30/12/19.
- [5] Informe del sistema eléctrico español 2019. Red Eléctrica de España (REE) Página web del Sistema de información del Operador del Sistema (ESIOS) <https://www.esios.ree.es>
- [6] Saiz-Marin, E. & Lobato, Enrique & Linares, Pedro. (2012). Optimal Band Provision by Wind Generation in the Spanish Secondary Regulation Market.
- [7] Díaz-González, F. Hau, M., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O. (2014). Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods.
- [8] Página web del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS) <https://www.mibgas.es/es> Manual de Energía. Energía y Sociedad.
- [9] Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Año 2018. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).
- [10] Estudio del Impacto macroeconómico de las energías renovables. Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), 2018.
- [11] I. Egido, F. Fernandez-Bernal and L. Rouco, "The Spanish AGC System: Description and Analysis," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 271-278, Feb. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2007003.
- [12] F. A. Campos, A. Muñoz San Roque, E. F. Sánchez-Úbeda and J. Portela González, "Strategic Bidding in Secondary Reserve Markets," in *IEEE*

- Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 2847-2856, July 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2453477.
- [13] Energía y sociedad. *Manual de la energía*. <http://www.energiaysociedad.es>
- [14] Consejo Económico y Social. (2017). *Informe: El sector eléctrico en España*. <http://www.ces.es/documents/10180/4509980/Inf0417.pdf> (Páginas 43-47)
- [15] Palacios, M. A. Estudio de los factores que afectan al precio de la electricidad en el mercado eléctrico español y análisis de posibles mejoras. (2019) Trabajo de Fin de Máster.
- [16] Asociación Empresaria Eólica. <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana>
- [17] AEE Anuario eólico 2019. <https://www.aeeolica.org/images/Publicaciones/Anuario-Elico-2019.pdf>
- [18] AEE Estudio macroeconómico del impacto del sector eólico en España 2018. <https://www.aeeolica.org/comunicacion/publicaciones-aee/estudios-macroeconomicos/3955-estudio-macroeconomico-del-impacto-del-sector-eolico-en-espana-datos-2018>
- [19] Sistema eléctrico español. Deficit de tarifa y primas. Obtenido de <https://javiersevillano.es/DeficitTarifa.htm>
- [20] El nuevo marco regulatorio de las energías renovables. Seminario: Energías renovables en la red de parques nacionales (2014). www.miteco.gob.es
- [21] Ana I. Mendosa Losana. Gómez Acebo y Pombo. (2019) Energías renovables: Novedades en el régimen retributivo y freno a los pleitos por los recortes. www.ga-p.com.
- [22] Ana I. Mendosa Losana. Gómez Acebo y Pombo. (2019) Régimen retributivo de las instalaciones de energías renovables tras la celebración de las últimas subastas de potencia renovable en España. www.ga-p.com.
- [23] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) 2020. www.miteco.gob.es
- [24] Global Wind Report 2019, Global Wind Report Council (GWEC). <https://gwec.net/>
- [25] IDAE, «Evolución económica y prospectiva de costes de las energías renovables 2011-2020».

- [26] IDAE, «Plan de Energías Renovables 2011-2020».
- [27] Castellón, P. Análisis del precio, coste y rentabilidad de la energía eólica terrestre en el sistema peninsular español. (2014)
- [28] Venganzones, C. (2019). Estimación de la viabilidad de una instalación eólica. Departamento de Ingeniería Eléctrica (ETS Ingenieros Industriales).
- [29] Solsona, A. Análisis de la viabilidad económica de un parque eólico a través de un Project Finance. (2017)
- [30] Medrano, P. Project Finance. Construcción de un parque eólico. (2015)
- [31] Saiz, E. Impacto sobre los resultados económicos de la generación eólica por su participación en el mercado de banda secundaria. (2010)
- [32] First Hydro Company. International Power. June 4, 2009.
- [33] V. Viswanathan, M Kintner- Meyer, P Balducci, C Jin. National Assessment of Energy Storage for Grid Balancing and Arbitrage Phase II Volume 2: Cost and Performance Characterization. Pacific Northwest National Laboratory. September 2013.
- [34] Hou Y, Vidu R, Stroeve P. Solar energy storage methods. Ind Eng Chem Res 2011
- [35] Myers, M. G. (2012) Lithium-Ion Battery Thermal Management Systems Using flexible Graphite Heat Dissipators. Ohio State University.
- [36] L. Dusonchet, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Telaretti, and G. Zizzo, “An optimal operating strategy for combined RES-based generators and electric storage systems for load shifting applications,” POWERENG 2013, pp. 552-557.
- [37] A. Oudalov, D. Chartouni, and C. Ohler, “Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control”, IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, No. 3, pp. 1259-1266, August 2007.
- [38] C. Nguyen and H. Lee, "A Novel Dual-Battery Energy Storage System for Wind Power Applications," IEEE Trans. Industrial Electronics, vol. 63, no. 10, pp. 6136-6147, Oct. 2016.
- [39] B. Turker et al., “Utilizing a vanadium redox flow battery to avoid wind power deviation penalties in an electricity market,” Energy Convers. and Manag., vol. 76, pp. 1150–1157, Dec. 2013.

- [40] H. H. Abdeltawab and Y. A. I. Mohamed, "Market-Oriented Energy Management of a Hybrid Wind-Battery Energy Storage System Via Model Predictive Control With Constraint Optimizer," IEEE Trans. Industrial Electronics, vol. 62, no. 11, pp. 6658-6670, Nov. 2015.
- [41] Hernández Romero, A. (2016) Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico. Trabajo Fin de Máster, Universidad de Sevilla.
- [42] Vélez Moreno, S. (2012). Estudio de un sistema de almacenamiento de energía eólica por medio de baterías. (trabajo final de carrera). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid (UPM)
- [43] "Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis v4.0," Lazard LLC, New York, NY, USA, Nov. 2018. <https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-ofstorage-version-40-vfinal.pdf>
- [44] Gómez A., Sudrià A., Álvarez E., Díaz J.L., Pérez J.I., Arcos Á. y Pérez de Vargas J. (2017). El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro. Madrid: Real Academia de la Ingeniería
- [45] Todo sobre baterías y almacenamiento de energía (2018). Barrio La Pinada. Recuperado de: <https://www.barriolapinada.es/baterias-almacenamiento-energia/energia/>
- [46] Bardo Cáceres, S (2010). Almacenamiento distribuido en viviendas para alisar la curva de demanda de energía eléctrica. (trabajo final de carrera). Universitat Politècnica de Catalunya (UPC)
- [47] Hernández Romero, A (2016). Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico. (trabajo final de máster). Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla (US)
- [48] Learn about batteries. Battery University. <https://batteryuniversity.com/learn>
- [49] Almacenamiento electroquímico con baterías de flujo. JOFEMAR. http://www.f2e.es/uploads/doc/20160704075330.f2e_jofemar.pdf
- [50] Vélez Moreno, S. (2012). Estudio de un sistema de almacenamiento de energía eólica por medio de baterías. (trabajo final de carrera). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid (UPM),
- [51] Batteries keep on getting cheaper. (2017). Clean technica. <https://cleantechnica.com/2017/12/11/batteries-keep-getting-cheaper/>

- [52] Agencia Internacional de la Energía (IRENA) www.irena.org
- [53] Pérez Sapena, E. (2019) Análisis económico de almacenamiento de energía en la red eléctrica mediante baterías de litio
- [54] Francisco Díaz-González, Andreas Sumpera,b, Oriol Gomis-Bellmunt,a,c, Roberto VillafáfilaRobles. A review of energy storage technologies for wind power applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2012
- [55] Annette Evans, Vladimir Strezov, Tim J. Evans. Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy Penetration. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2012.
- [56] Jason Leadbetter, Lukas G. Swan. Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity. Science Direct, Journal of Power Sources 216 (2012)
- [57] Introduction to Wind Turbine Electrical Systems. Vestas (2019)
- [58] Sørensen, P. y Hansen, A. Control of wind power plants. (2019) DTU Wind Energy
- [59] Bloomberg NEF 2019 Electric Vehicle Outlook. <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/>
- [60] Australian Renewable Energy Agency <https://arena.gov.au/projects/hornsedale-power-reserve-upgrade/>
- [61] Eneco and Mitsubishi Corporation construct largest battery in Europe. <https://news.eneco.com/eneco-and-mitsubishi-corporation-construct-largest-battery-in-europe/>

Parte II ESTUDIO ECONÓMICO

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN AL ESTUDIO ECONÓMICO

En este capítulo se lleva a cabo el estudio financiero y económico del parque eólico estudiado, siguiendo las diferentes modalidades exploradas: en su operación habitual retribuida en el mercado diario, participando adicionalmente en el servicio de regulación secundaria y finalmente con su hibridación con un sistema BESS.

En primer lugar, se explican y calculan los parámetros y variables necesarias para realizar el estudio. Son:

- Ingresos por explotación
- CAPEX
- OPEX
- Tipo de financiación
- Datos financieros

La valoración financiera del proyecto se hace a través de los flujos de caja descontados. A partir de estos se calculan el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) para determinar la rentabilidad del proyecto.

El VAN es el resultado de actualizar los flujos de caja al año cero del proyecto, reflejando, así, las ganancias (o pérdidas, en caso de que sea negativo) que se estima obtener con la aplicación del proyecto. El VAN se calcula siguiendo la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - INV_0$$

Siendo:

FC_t : el flujo de caja en el año t

r : la tasa de descuento, en este caso, se emplea el WACC, explicado más adelante

INV_0 : la inversión inicial o CAPEX

n : la vida útil del parque (25 años)

El VAN se emplea para valorar proyectos, de manera que sólo se considera aceptarlo si el VAN es positivo.

La TIR es uno de los principales indicadores de la rentabilidad de un proyecto. Representa la tasa de descuento con la que se obtiene un VAN nulo. Se obtiene resolviendo la siguiente expresión:

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - INV_0 = 0$$

Se considera que el proyecto es rentable si arrojan una TIR mayor que la tasa de descuento.

Finalmente, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad del caso considerado. Así, se van modificando variables clave, manteniendo el resto para poder estudiar su impacto ante cambios sobre el escenario base.

1.1 CASO BASE. PARTICIPACIÓN EXCLUSIVA EN EL MERCADO DIARIO

Se describen en detalle los parámetros del caso base a continuación:

- Ingresos de explotación

Como se ha desarrollado en el apartado 2.2 de la memoria, el parque objeto de estudio tiene una potencia nominal de 54MW y está compuesto por aerogeneradores modelo G-87 de Gamesa de 2MW.

La producción anual del parque según los datos facilitados (agosto 2014 hasta julio 2015) fue de 141,92GWh, lo que se corresponde con 2.628 horas equivalentes.

En la sección 3.1 de la memoria se estimaron los beneficios obtenidos por participar en el Mercado Diario exclusivamente.

En el estudio económico se expresan los ingresos de explotación como el producto de la producción anual, cuyo valor se mantiene constante a lo largo de la vida útil del proyecto, y el precio medio de la energía. En el proyecto (ver sección 3.1 de la memoria) se han estimado los beneficios obtenidos por participar en el Mercado Diario exclusivamente, que se corresponden con los datos de los cinco primeros años de explotación del parque.

	Beneficio por participar en el MD (€)
2014-15	6.871.444,72
2015-16	6.902.225,9
2016-17	6.816.409,85
2017-18	7.145.850,47
2018-19	9.164.164,45
Media	7.380.019,08

Figura 64. Ingresos de explotación del parque. Año 1-5

Para mayor claridad, se toma el beneficio y el precio diario medio para los primeros cinco años. A partir de entonces, se le aplica una tasa de inflación al precio de la energía del 2%, en línea con el objetivo de estabilidad de la inflación fijado por el Banco Central Europeo [29].

- CAPEX o inversión inicial

La inversión inicial para la construcción y puesta en marcha de una instalación eólica, atendiendo al último informe disponible de IDAE [25], se sitúa entre 1 y 1,3 M€/MW para instalaciones de 50 MW. Se toma el año 2014 como la fecha de puesta en marcha del parque estudiado y se considera que la obra de construcción se empezó entre 18 a 24 meses antes. A partir de los datos conocidos del parque, se toma un CAPEX de 1,1 M€/MW.

El CAPEX se desglosa principalmente en la inversión en los aerogeneradores, en la obra civil e ingeniería y en el equipamiento eléctrico. En la Figura 65 aparece representado el peso porcentual de cada uno respecto a la inversión inicial. El detalle de las distintas componentes de la inversión inicial se recoge en la Tabla 23.

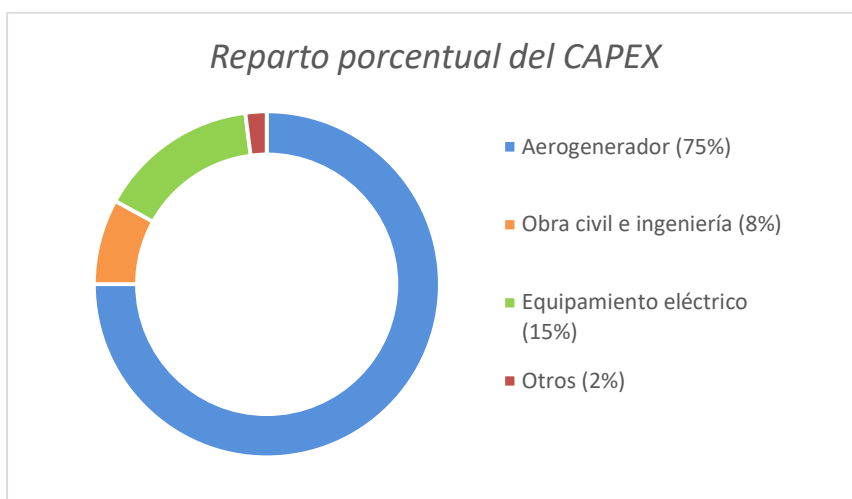


Figura 65. Reparto porcentual del CAPEX en una instalación eólica. [26]

Potencia nominal	54	MW	
CAPEX	1,1	M€/MW	
CAPEX	59.400.000	€	
Aerogenerador	75%	44.550.000	€
Coste del aerogenerador, su transporte e instalación			
Equipamiento eléctrico	15%	8.910.000	€
Subestación	64%	5.702.400	€
Red interior	23%	2.049.300	€
Centros de transformación	6,80%	605.880	€
Línea de alta tensión	5,60%	498.960	€
Instalación de baja tensión	0,60%	53.460	€
Obra civil e ingeniería	8%	4.752.000	€
Zapatas	52%	2.471.040	€
Caminos	22%	1.045.440	€
Zanjas y canalizaciones	13%	617.760	€
Plataformas	9%	427.680	€
Obra para la subestación	3,84%	182.476,8	€
Protección ambiental	0,15%	7.128	€
Señalización	0,01%	475,2	€
Otros costes	2%	1.188.000	€
Costes de promoción, torre meteorológica, seguridad e higiene, etc.			

Tabla 23. Desglose detallado del CAPEX .

El coste de la inversión se amortizará de manera lineal a lo largo de los 25 años de vida útil de la instalación, con lo que se tiene un valor para la amortización anual de 2.376.000€.

- OPEX o Costes de explotación

La fecha de puesta en funcionamiento del parque es 2014. Los gastos operacionales se han ido reduciendo en los últimos años gracias a la madurez del sector, las mejoras en la tecnología y las economías de escala [27]. En [28]se realiza una estimación de estos gastos en función de la producción del parque, que tiene en cuenta los siguientes elementos:

- Gastos de operación y mantenimiento: 8€/MWh
- Costes de gestión y administración: 2€/MWh
- Seguros e impuestos: 2€/MWh
- Alquiler de terrenos: 1,5€/MWh

- Mantenimiento de las instalaciones eléctricas: 0,8€/MWh

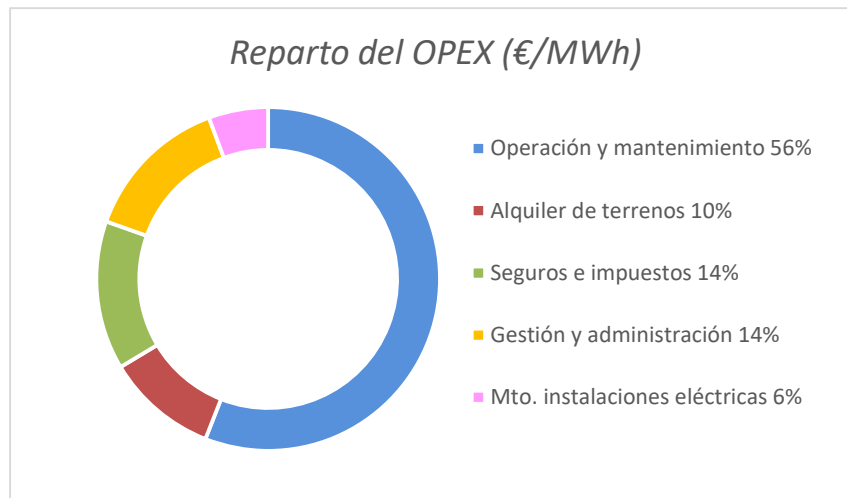


Figura 66. Reparto del OPEX en una instalación eólica [28]

Así, el OPEX supondría un coste de 14,3€/MWh anuales, que equivale a 2.029.341,6€/año. Los costes de operación se ven afectados también por la inflación, para reflejar la variación de los precios.

Además, se estiman unos costes de desmantelamiento al final del proyecto de un 3,5% sobre la inversión, esto es, de 2.079.000€.

- Estructura de financiación

Los proyectos se financian principalmente a partir de dos fuentes: los fondos propios de la empresa, emitiendo bonos o acciones, o la deuda prestada por entidades financieras, instituciones públicas, fondos de inversión, capital privado, etc.

Hay muchos elementos que afectan a la estructura financiera de un proyecto, como la estabilidad sociopolítica del emplazamiento, así como del marco legislativo e impositivo que aplica. En el caso de proyecto de energía renovable son muy importantes los riesgos medioambientales, puesto que los ingresos del proyecto dependen de las condiciones climáticas. La estructura de capital habitual para financiar proyectos eólicos es 30-40% de fondos propios y 60-70% de deuda. Para el parque estudiado se toma un ratio de 35-65%.

- Datos financieros

Ya se ha mencionado que se emplea la inflación para reflejar la variación del precio de la energía. Esta se ha modelado a partir de la media de las últimas dos décadas del Índice de

Precios al Consumo (IPC) y en línea con el objetivo de estabilidad de la inflación fijado por el Banco Central Europeo, obteniéndose un 2%.

La tasa impositiva que aplica al proyecto es el Impuesto de Sociedades, con un valor del 25%.

Además, se ha de especificar el coste de la financiación del proyecto (WACC), que se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$WACC = K_e \cdot \frac{e}{e + d} + K_d \cdot \frac{d}{e + d} \cdot (1 - T)$$

Donde:

K_e : es el coste del capital

K_d : es el coste de la deuda

e : es la parte de la estructura del capital que proviene de los fondos propios (35%)

d : es la parte de la estructura del capital que proviene de la deuda (65%)

T : es la tasa impositiva (25%)

El WACC se emplea como la tasa de descuento de los flujos de caja, para actualizarlos a la fecha de evaluación del proyecto

El coste del capital se calcula siguiendo el modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM), basado en las expectativas de retorno y el riesgo de la inversión, según la expresión:

$$K_e = R_f + \beta \cdot (R_M - R_f)$$

Donde:

- R_f : representa la rentabilidad con riesgo nulo en el país de localización del proyecto, que es el Bono alemán a 10 años. A pesar de que el riesgo nulo está en valores del entorno a 0%, se estima en un valor de 3% para tener en cuenta el crecimiento que sufrirá a lo largo de la vida útil del parque [30].
- R_M : es la rentabilidad con riesgo de invertir en el mercado donde se desarrolla el proyecto. Esto es, la expectativa de recuperar la inversión en el país de localización del proyecto.
- $R_M - R_f$: es la prima de riesgo que tiene valores típicos de 5-10%. Se tomará una prima de riesgo del 6%.
- β : es el coeficiente de la volatilidad de una acción respecto de la volatilidad del mercado en el que cotiza. Para proyectos eólicos, los valores de β varían entre 0,9 y 1,1. En el estudio económico se utiliza una $\beta=1$.

Tras estas consideraciones, se obtiene un $K_e = 9\%$.

Por otro lado, el coste de la deuda (K_d) para proyectos eólicos en España varía típicamente entre el 3-10%. Tras una revisión bibliográfica, y teniendo en cuenta la fecha de puesta en funcionamiento del parque, así como la inflación estimada, se escoge un $K_d = 5\%$.

Una vez definidos todos los componentes, se calcula el WACC del proyecto, que toma un valor de 5,588%.

Se recogen los parámetros empleados para el caso base:

Datos del parque		
Potencia nominal del parque	54	MW
Horas equivalentes	2.628	h
Producción anual	141.912	MWh
CAPEX	1,1	M€/MW
CAPEX	5.94E+07	€
Amortización lineal	2.376.000	€
OPEX	14.3	€/MWh
OPEX	2.029.341,6	€/año
Vida útil	25	años
Estructura de financiación		
Fondos propios	35	%
Deuda	65	%
Datos financieros		
Inflación	2	%
Tasa impositiva	25	%
R_f	3	%
Prima de riesgo	6	%
β	1	
K_e	9	%
K_d	5	%
WACC	5,588	%

Tabla 24. Parámetros del caso base

1.1.1 FLUJO DE CAJAS

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
INGRESOS									
Producción anual (MWh)		141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912
Precio energía (€/MWh)		52.004	52.004	52.004	52.004	52.004	53.044	54.105	55.187
Ingresos de explotación (€)		7,380,019.08	7,380,019.08	7,380,019.08	7,380,019.08	7,380,019.08	7,527,619.46	7,678,171.85	7,831,735.28
GASTOS									
Inversion inicial	5.94E+07								
OPEX		2029341.6	2069928.432	2111327.001	2153553.541	2196624.611	2240557.104	2285368.246	2331075.611
Desmantelamiento									
EBITDA		5350677.477	5310090.645	5268692.076	5226465.536	5183394.465	5287062.355	5392803.602	5500659.674
Amortizaciones		2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000
EBIT		2974677.477	2934090.645	2892692.076	2850465.536	2807394.465	2911062.355	3016803.602	3124659.674
Impuestos e intereses		743669.369	733522.661	723173.019	712616.384	701848.616	727765.589	754200.900	781164.918
Benef neto		2231008.108	2200567.984	2169519.057	2137849.152	2105545.849	2183296.766	2262602.701	2343494.755
Amortizaciones		2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000
FLUJO DE CAJA	-59400000	4607008.108	4576567.984	4545519.057	4513849.152	4481545.849	4559296.766	4638602.701	4719494.755
FLUJO DE CAJA acumulado	-59400000	-54792991.892	-50216423.909	-45670904.852	-41157055.700	-36675509.851	-32116213.085	-27477610.384	-22758115.629

Tabla 25. Flujo de cajas del caso base. Años 0-8

	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17
INGRESOS									
Producción anual (MWh)	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912
Precio energía (€/MWh)	56.291	57.417	58.565	59.736	60.931	62.150	63.393	64.660	65.954
Ingresos de explotación (€)	7,988,369.99	8,148,137.39	8,311,100.14	8,477,322.14	8,646,868.58	8,819,805.95	8,996,202.07	9,176,126.12	9,359,648.64
GASTOS									
Inversion inicial									
OPEX	2377697.123	2425251.065	2473756.087	2523231.208	2573695.833	2625169.749	2677673.144	2731226.607	2785851.139
Desmantelamiento									
EBITDA	5610672.867	5722886.324	5837344.051	5954090.932	6073172.751	6194636.206	6318528.930	6444899.508	6573797.499
Amortizaciones	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000
EBIT	3234672.867	3346886.324	3461344.051	3578090.932	3697172.751	3818636.206	3942528.930	4068899.508	4197797.499
Impuestos e intereses	808668.217	836721.581	865336.013	894522.733	924293.188	954659.051	985632.232	1017224.877	1049449.375
Benef neto	2426004.650	2510164.743	2596008.038	2683568.199	2772879.563	2863977.154	2956896.697	3051674.631	3148348.124
Amortizaciones	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000
FLUJO DE CAJA	4802004.650	4886164.743	4972008.038	5059568.199	5148879.563	5239977.154	5332896.697	5427674.631	5524348.124
FLUJO DE CAJA acumulado	-17956110.978	-13069946.235	-8097938.197	-3038369.998	2110509.565	7350486.719	12683383.417	18111058.048	23635406.172

Tabla 26. Flujo de cajas del caso base. Años 9-17

	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
INGRESOS								
Producción anual (MWh)	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912
Precio energía (€/MWh)	67.273	68.618	69.991	71.391	72.818	74.275	75.760	77.275
Ingresos de explotación (€)	9,546,841.61	9,737,778.44	9,932,534.01	10,131,184.69	10,333,808.39	10,540,484.55	10,751,294.24	10,966,320.13
GASTOS								
Inversion inicial								
OPEX	2841568.162	2898399.525	2956367.516	3015494.866	3075804.763	3137320.859	3200067.276	3264068.621
Desmantelamiento								2.08E+06
EBITDA	6705273.448	6839378.917	6976166.496	7115689.826	7258003.622	7403163.695	7551226.969	5623251.508
Amortizaciones	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000
EBIT	4329273.448	4463378.917	4600166.496	4739689.826	4882003.622	5027163.695	5175226.969	3247251.508
Impuestos e intereses	1082318.362	1115844.729	1150041.624	1184922.456	1220500.906	1256790.924	1293806.742	811812.877
Benef neto	3246955.086	3347534.188	3450124.872	3554767.369	3661502.717	3770372.771	3881420.226	2435438.631
Amortizaciones	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000	2376000
FLUJO DE CAJA	5622955.086	5723534.188	5826124.872	5930767.369	6037502.717	6146372.771	6257420.226	4811438.631
FLUJO DE CAJA acumulado	29258361.258	34981895.446	40808020.318	46738787.688	52776290.404	58922663.175	65180083.402	69991522.033

Tabla 27. Flujo de cajas del caso base. Años 18-25

1.1.2 RENTABILIDAD

Los resultados obtenidos para el caso base son:

VAN	6.979.906,30 €
TIR	6,696%
Periodo de retorno de la INV	12,629 años

En base a estos, se puede afirmar que el parque es rentable puesto que el VAN es positivo y la TIR es superior al WACC (5,588%). Se ha calculado también el periodo de retorno de la inversión inicial, que resulta ser de 12,6 años.

1.1.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad se realiza modificando uno a uno, los tres parámetros más importantes del modelo: el precio de la energía, la inversión y el OPEX, con un rango de variación del -20% al 20%.

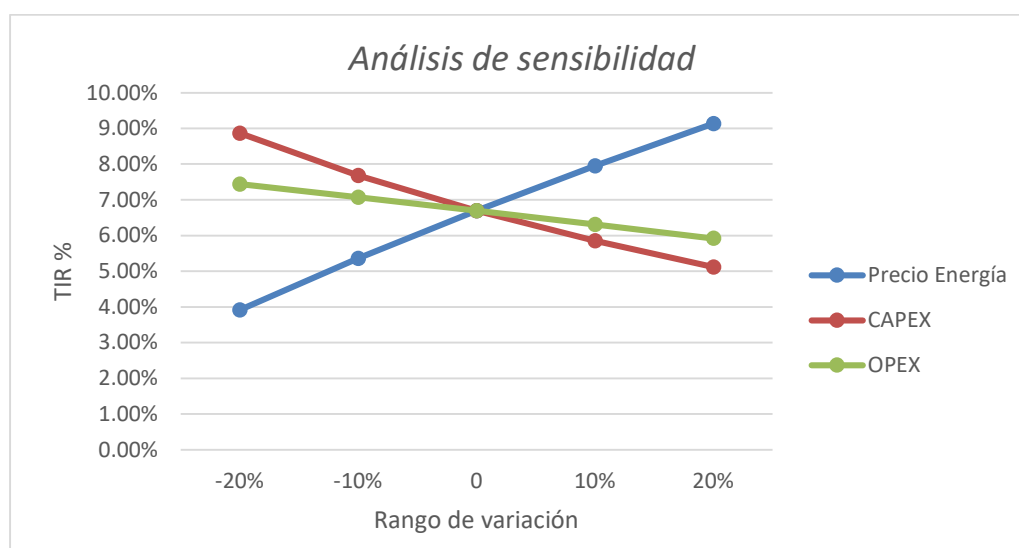


Figura 67. Análisis de sensibilidad. Caso base

En la Figura 67 se observa como el modelo es muy sensible a los cambios en el precio de la energía. Teniendo en cuenta la gran volatilidad de los precios del pool, comentada en la sección 3.3.1 de la memoria, se pone de manifiesto una posibilidad muy real de que el parque no sea capaz de lograr los ingresos esperados. Una manera de reducir el riesgo ante cambios del precio sería recurrir a un PPA, lo que está en línea con la fuerte apuesta en los últimos años por estos acuerdos por parte de las instalaciones renovables.

El análisis de sensibilidad arroja unos resultados muy similares para los dos casos que se analizan en las secciones 1.2 y 1.3, por lo tanto

1.2 CASO I. PARTICIPACIÓN EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA

En esta sección se lleva a cabo el estudio económico del parque eólico participando adicionalmente en el servicio de regulación secundaria.

Se tienen las mismas consideraciones en cuanto a los parámetros que en el caso anterior, excepto dos aspectos.

En primer lugar, los ingresos por la operación del parque cambian. En el Capítulo 3 de la memoria se han analizado los beneficios que se obtienen con la explotación del parque participando en la secundaria, bajo diferentes estrategias de oferta de este servicio. Se emplean los resultados de la estrategia mixta (presentados en la columna *Beneficio adicional por participar en el MS (€)* de la Tabla 28) para el análisis de los flujos de cajas y la rentabilidad, puesto que es la mejor estrategia de las consideradas. Así, los ingresos de explotación para los cinco años estudiados en la memoria son:

	<i>Beneficio por participar en el MD (€)</i>	<i>Beneficio adicional por participar en el MS (€)</i>	<i>Beneficio Total (€)</i>
2014-15	6.871.444,72	159.566,61	7.031.011,33
2015-16	6.902.225,90	120.847,36	7.023.073,26
2016-17	6.816.409,85	49.148,570	6.865.558,42
2017-18	7.145.850,47	29.407,495	7.175.257,96
2018-19	9.164.164,45	-1.730,157	9.162.434,29
<i>Media</i>	7.380.019,08	71.447,975	7.451.467,05

Tabla 28. Ingresos de explotación del parque participando en secundaria. Años 1-5

Al igual que para el caso base, los ingresos de explotación para los primeros cinco años se mantienen constantes e iguales a los ingresos medios. A partir de entonces, se estiman a partir de la producción y el precio de la energía, que se considera que varía según la inflación.

La segunda consideración tiene relación con los gastos necesarios para poder proporcionar el servicio. Por un lado, los canales de comunicación con el Operador del Sistema y los sistemas de control que requiere una unidad de generación para participar en secundaria (para poder recibir las señales del AGC y realizar los ajustes de potencia requeridos) ya existen en la gran mayoría de parques eólicos. Solamente se tendrían que adecuar los sistemas de control para seguir ciertos parámetros específicos al servicio, por lo que la inversión equipos y recursos específicos no son significativos [31]. Estos gastos se han estimado como un gasto fijo de 5.000€ que se incluye dentro del CAPEX.

1.2.1 FLUJO DE CAJAS

Se presenta un resumen del flujo de cajas con la evolución en incrementos de 5 años. El resultado completo se puede consultar en el ANEXO II.

	Año 0	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
INGRESOS							
Producción anual (MWh)		141912	141912	141912	141912	141912	141912
Precio energía (€/MWh)		52.51	52.51	57.97	64.01	70.67	78.02
Ingr. de explotación (€)		7,451,467.05	7,451,467.05	8,227,021.73	9,083,296.76	10,028,693.58	11,072,488.06
GASTOS							
Inversion inicial	5.95E+07						
OPEX		2029341.6	2196624.611	2425251.065	2677673.144	2956367.516	3264068.621
Desmantelamiento							2.08E+06
EBITDA		5422125.452	5254842.440	5801770.662	6405623.612	7072326.063	5727669.440
Amortizaciones		2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000
EBIT		3044125.452	2876842.440	3423770.662	4027623.612	4694326.063	3349669.440
Impuestos		761031.363	719210.610	855942.666	1006905.903	1173581.516	837417.360
Benef neto		2283094.089	2157631.830	2567827.997	3020717.709	3520744.547	2512252.080
Amortizaciones		2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000
FLUJO DE CAJA	5.95E+07	4661094.089	4535631.830	4945827.997	5398717.709	5898744.547	4890252.080
FC acumulado	5.95E+07	-54788905.911	-36455079.945	-12562575.459	13507299.897	41981168.632	71548677.808

Tabla 29. Resumen de los flujos de cajas del caso I

1.2.2 RENTABILIDAD

Los resultados obtenidos para el caso de participar en la regulación secundaria son:

VAN	7.743.903,58 €
TIR	6,813%
Periodo de retorno de la INV	12,496 años

Nuevamente, se puede afirmar que el parque es rentable puesto que el VAN es positivo y la TIR es superior al WACC (5,588%). Estos resultados suponen una ligera mejora sobre el caso base.

1.3 CASO II. HIBRIDACIÓN CON UN BESS Y PARTICIPACIÓN EN REGULACIÓN SECUNDARIA

En esta sección se lleva a cabo el estudio económico del parque eólico hibridado con un BESS participando en el servicio de regulación secundaria.

Se tienen las mismas consideraciones en cuanto a los parámetros que en el caso anterior, nuevamente con ciertas modificaciones.

En primer lugar, se han de considerar los ingresos por la operación de la instalación formada por el parque eólico y el BESS. En la Tabla 30 se muestran los ingresos de la instalación empleando un BESS de 5MW y 5MWh.

	<i>Beneficio por participar en el MD (€)</i>	<i>Beneficio adicional por participar en el MS (€)</i>	<i>Beneficio Total (€)</i>
2014-15	6.871.444,72	159.566,61	7.031.011,33
2015-16	6.902.225,90	120.847,36	7.023.073,26
2016-17	6.816.409,85	49.148,570	6.865.558,42
2017-18	7.145.850,47	29.407,495	7.175.257,96
2018-19	9.164.164,45	-1.730,157	9.162.434,29
<i>Media</i>	7.380.019,08	71.447,975	7.451.467,05

Tabla 30. Ingresos de explotación del parque participando en secundaria. Años 1-5

Al igual que en los casos anteriores, los ingresos de explotación para los primeros cinco años se mantienen constantes e iguales a los ingresos medios. A partir de entonces, se estiman a partir de la producción y el precio de la energía, que se considera que varía según la inflación.

En segundo lugar, se han de incorporar los costes de instalación y de operación y mantenimiento propios del BESS. Los datos se han tomado del informe *Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis v4.0* [43] para un sistema de baterías de Ion-Litio de 10MW y 60MWh.

	<i>min</i>	<i>max</i>	<i>mean</i>
<i>Initial Capital Cost - DC (€/kWh)</i>	190	442	316,00
<i>Initial Capital Cost - AC (€/kW)</i>	60	151	105,50
<i>EPC Costs (€)</i>	5.000	5.000	5.000
<i>O&M of BESS (%)</i>	0,98	2,29	1,64
<i>O&M of PCS (%)</i>	1,31	3,05	2,18

Tabla 31. Datos del CAPEX y OPEX del BESS de referencia. [43]

El término *Initial Capital Cost - DC (€/kWh)* representa el coste de los módulos físicos de las celdas, el contenedor y los distintos sistemas de control, esto es, los costes asociados al Storage Module y Balance of System (ver Tabla 32)

El término *Initial Capital Cost - AC (€/kW)* representa esencialmente del inversor y los sistemas asociados a la gestión de la operación de la batería, esto es, los costes asociados al Power Conversion System (ver Tabla 32)

Los costes de EPC (Engineering, Procurement and Construction) se consideran fijos e iguales a 5.000€.

System Layer		Component
SM	Storage Module	• Racking Frame/Cabinet • Battery Management System ("BMS") • Battery Modules
BOS	Balance of System	• Container • Monitors and Controls • Thermal Management • Fire Suppression
PCS	Power Conversion System	• Inverter • Protection (Switches, Breakers, etc.) • Energy Management System ("EMS")
EPC	Engineering, Procurement & Construction	• Project Management • Engineering Studies/Permitting • Site Preparation/Construction • Foundation/Mounting • Commissioning
Other (not included in analysis)		• SCADA • Shipping • Grid Integration Equipment • Metering • Land

Tabla 32. Equipos y componentes de un BESS. [43]

Estos tres términos componen el CAPEX asociado al sistema de baterías. Se calcula el valor medio del intervalo de costes proporcionado en el informe y es el que se emplea en la estimación del CAPEX. Como caso ilustrativo, se calcula el CAPEX de un BESS de 10MW y 20MWh:

$$CAPEX = 316 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \cdot 20.000 (\text{kWh}) + 105,5 \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) \cdot 10.000 (\text{kW}) + 5.000 = 7,38\text{M€}$$

En cuanto al OPEX, en el informe de Lazard, aparecen como un porcentaje del CAPEX, haciendo una distinción entre los costes de mantenimiento y operación del propio sistema de baterías y los propios al Power Conversion System. Nuevamente tomando los valores medios, se tiene que el OPEX supone un 3,82% del CAPEX, lo que asciende a 281.547€ anuales.

1.3.1 FLUJO DE CAJAS

Se presenta un resumen del flujo de cajas empleando un BESS de 5MW y 5MWh con la evolución en incrementos de 5 años. El resultado completo se puede consultar en el ANEXO II.

	Año 0	Año 1	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
INGRESOS							
Producción anual (MWh)		141912	141912	141912	141912	141912	141912
Precio energía (€/MWh)		52.55	52.55	58.02	64.06	70.73	78.09
Ingr. de explotación (€)		7,457,849.73	7,457,849.73	8,234,068.72	9,091,077.20	10,037,283.82	11,081,972.38
GASTOS							
Inversion inicial	6.16E+07						
OPEX		2109933.475	2283859.849	2521565.816	2784012.412	3073774.66	3393695.595
Desmantelamiento							2.15E+06
EBITDA		5347916.253	5173989.879	5712502.902	6307064.792	6963509.161	5533589.288
Amortizaciones		2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500
EBIT		2885416.253	2711489.879	3250002.902	3844564.792	4501009.161	3071089.288
Impuestos		721354.063	677872.470	812500.725	961141.198	1125252.290	767772.322
Benef neto		2164062.190	2033617.409	2437502.176	2883423.594	3375756.871	2303316.966
Amortizaciones		2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500
FLUJO DE CAJA	-6.16E+07	4626562.190	4496117.409	4900002.176	5345923.594	5838256.871	4765816.966
FC acumulado	-6.16E+07	-56935937.810	-38752572.424	-15076324.318	10743792.985	38930915.113	68115386.206

Tabla 33. Resumen de los flujos de cajas del caso II

1.3.2 RENTABILIDAD

Se presentan los resultados obtenidos para el caso en el que el parque eólico está hibridado con un BESS y se participa en el servicio de regulación secundaria, para todas las opciones de baterías consideradas:

<i>TIR</i>		
Ratio (h)	5 MW	10 MW
1	6,3609%	5,9174%
2	6,0263%	5,2887%
3	5,7037%	4,6965%

Tabla 34. TIR obtenido para la instalación (parque + BESS) con baterías de diferentes capacidades

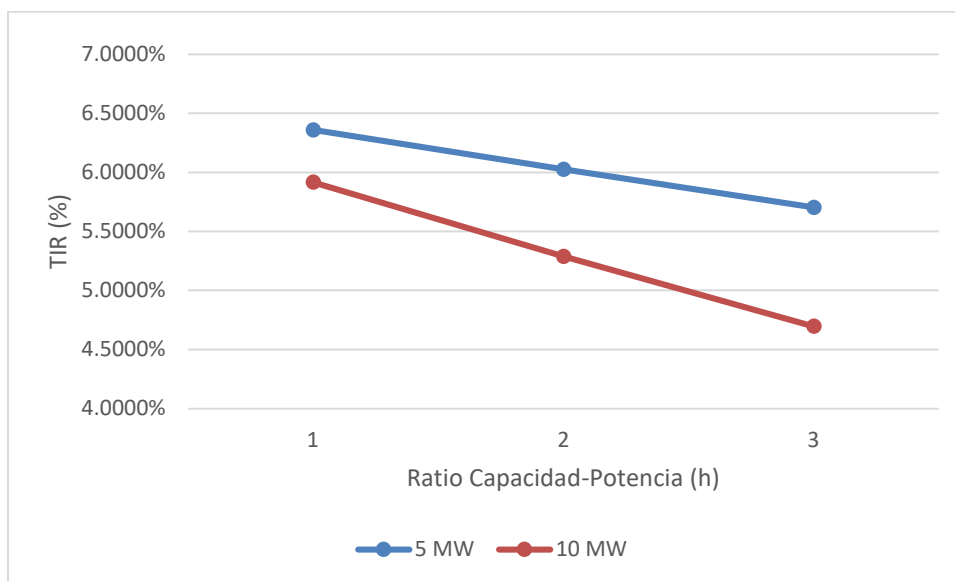


Figura 68. TIR obtenido para la instalación (parque + BESS) con baterías de diferentes capacidades

<i>VAN</i>		
Ratio (h)	5 MW	10 MW
1	5.002.658,37 €	2.181.461,74 €
2	2.885.786,10 €	-2.037.808,35 €
3	776.151,06 €	-6.257.078,44 €

Tabla 35. VAN obtenido para la instalación (parque + BESS) con baterías de diferentes capacidades

<i>Periodo de Retorno de la INV (años)</i>		
Ratio (h)	5 MW	10 MW
1	13,0226	13,5744
2	13,4355	14,4220
3	13,8537	15,2976

Tabla 36. Retorno obtenido para la instalación (parque + BESS) con baterías de diferentes capacidades

En vista de estos resultados, la instalación híbrida es rentable cuando se emplean todos los BESS de potencia nominal 5MW y el BESS de 10MW y ratio 1h, puesto que el VAN es positivo y la TIR es superior al WACC (5,588%). Sin embargo, al incorporar el BESS la rentabilidad baja porque su incorporación no resulta, en este momento, justificable económicamente. Las baterías de ión-litio han experimentado una muy importante reducción de costes en los últimos años, pero se ha estimado que deberían reducirse al menos en un 85% para lograr aportar positivamente a la instalación estudiada.

Para los otros dos BESS de potencia nominal de 10MW y ratios de 2h y 3h, la instalación no es rentable.

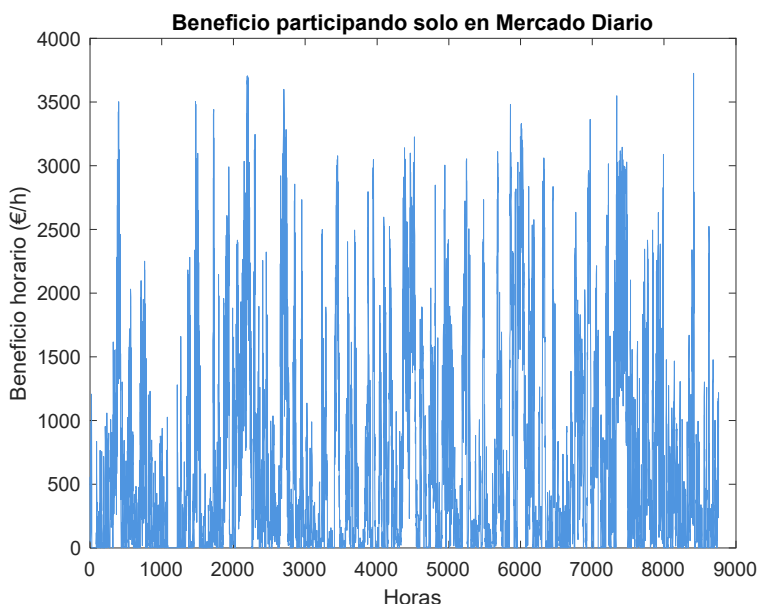
Parte III ANEXOS

ANEXO I. RESULTADOS DE LOS DISTINTOS AÑOS

1.1 BENEFICIO PARTICIPANDO EN EL MERCADO DIARIO EXCLUSIVAMENTE

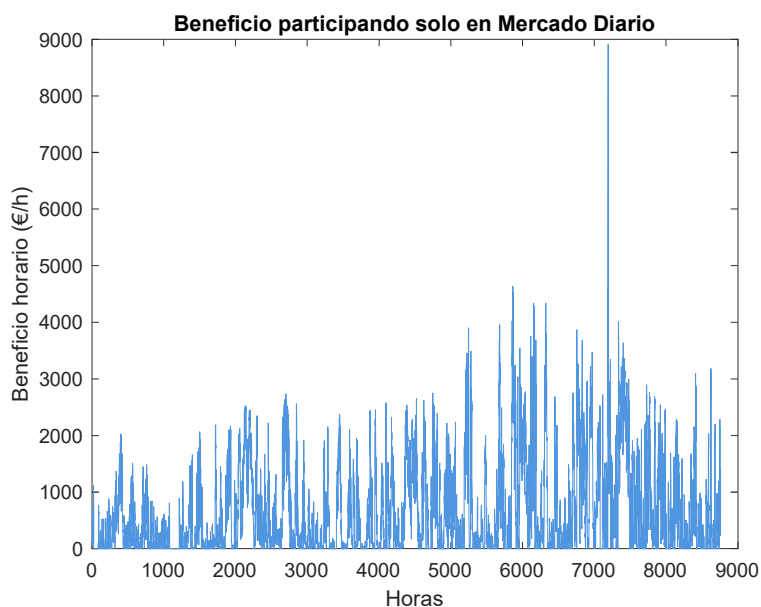
En esta sección se presentan los beneficios que se obtienen con el parque objeto de estudio cuando el total de su generación se oferta en el mercado diario, para los años 2015-2019. Esto coincide con la situación actual de la tecnología eólica, en la inmensa mayoría de los casos.

AÑO 2015-16



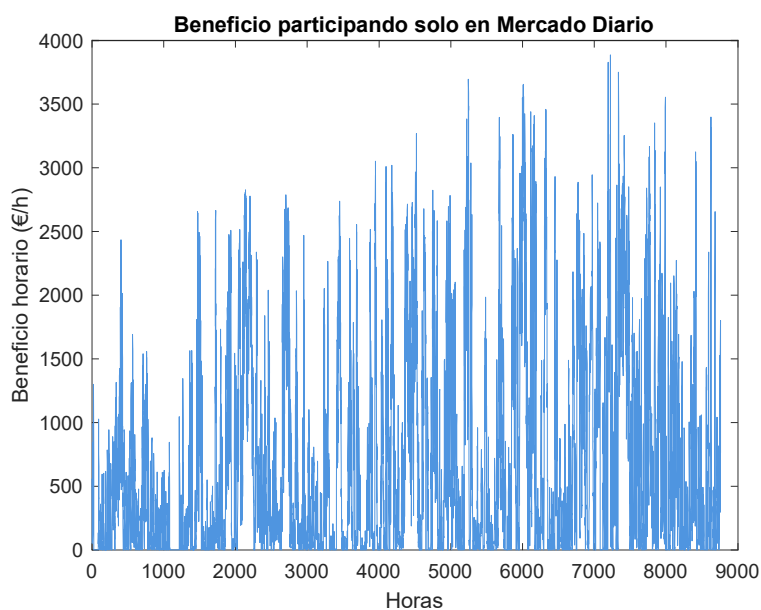
Beneficio total participando solo en el Mercado Diario: 6.902.225,9€

AÑO 2016-17



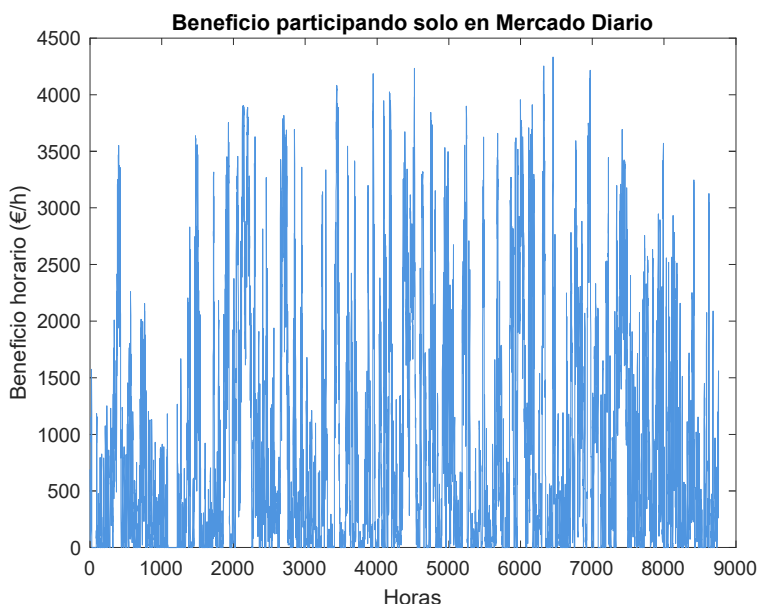
Beneficio total participando solo en el Mercado Diario: 6.816.409,85€

AÑO 2017-18



Beneficio total participando solo en el Mercado Diario: 7.145.850,47€

AÑO 2018-19



Beneficio total participando solo en el Mercado Diario: 9.164.164,45€

1.2 BENEFICIO TEÓRICO MÁXIMO

Continuado con la presentación de los beneficios techo de la sección Parte I3.2, se añaden los resultados para el resto de años.

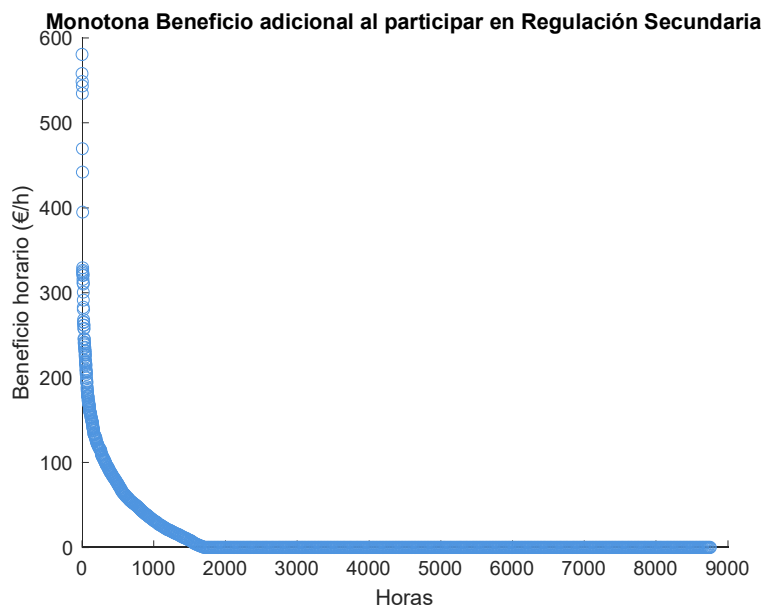
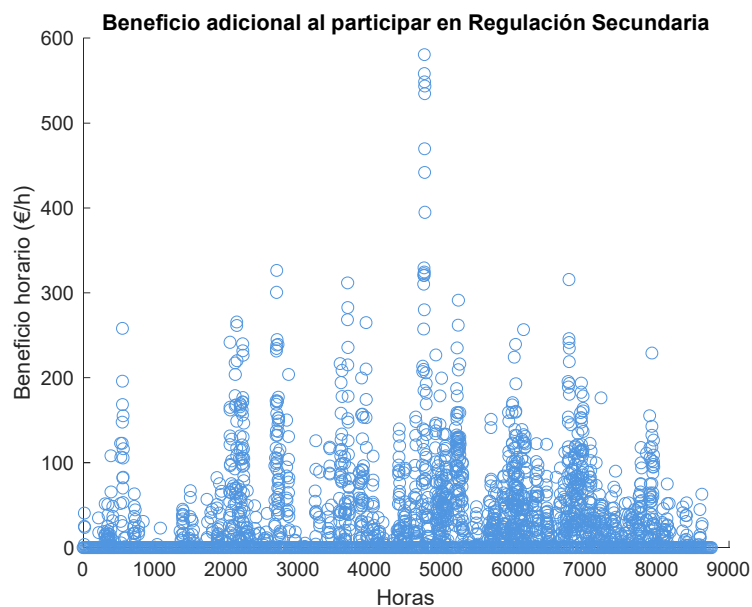
El beneficio teórico máximo se calcula disponiendo de información perfecta para todos los términos que intervienen en la Ecuación 3:

$$\Delta \text{Benef} = -B_S \cdot P_{MD} + B_T \cdot P_{Banda} - 1.5 \cdot P_{banda} \cdot (V_{incumplim} - V_{bonif}) + B_S \cdot U_S \cdot P_{eS} - B_B \cdot U_B \cdot P_{eB} + B_S \cdot (P_{MD} - P_{MI})$$

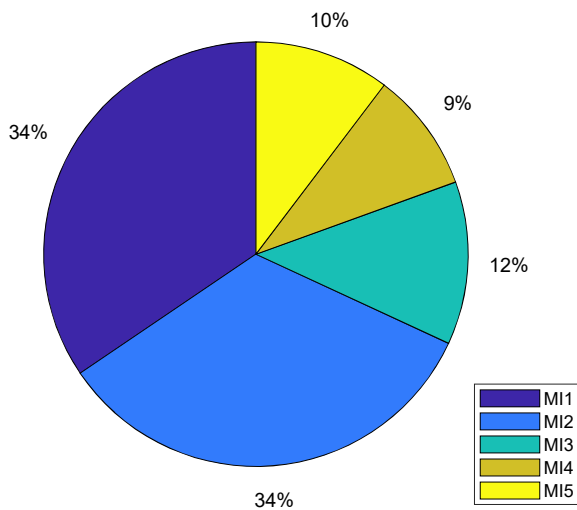
Puesto que se dispone de información perfecta, el beneficio adicional para cada hora siempre será positivo si se ha realizado la oferta.

A continuación, se presentan los beneficios techos para los años 2015-19:

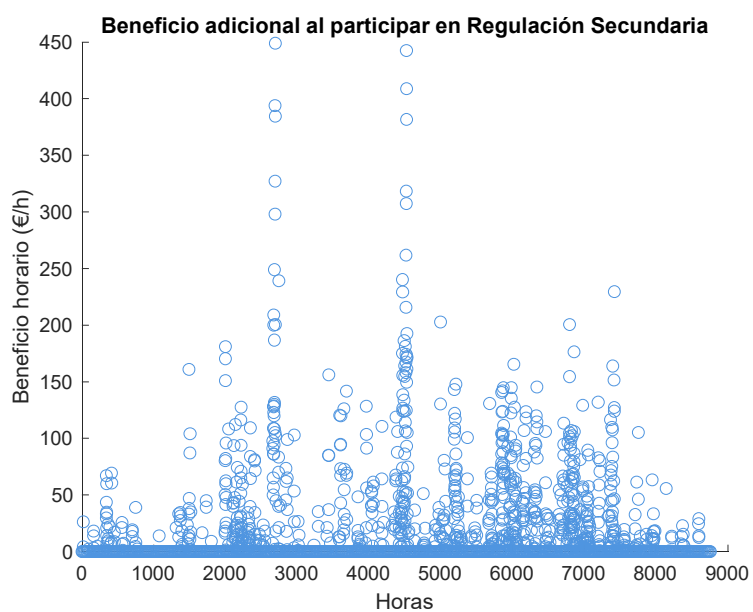
AÑO 2015-16

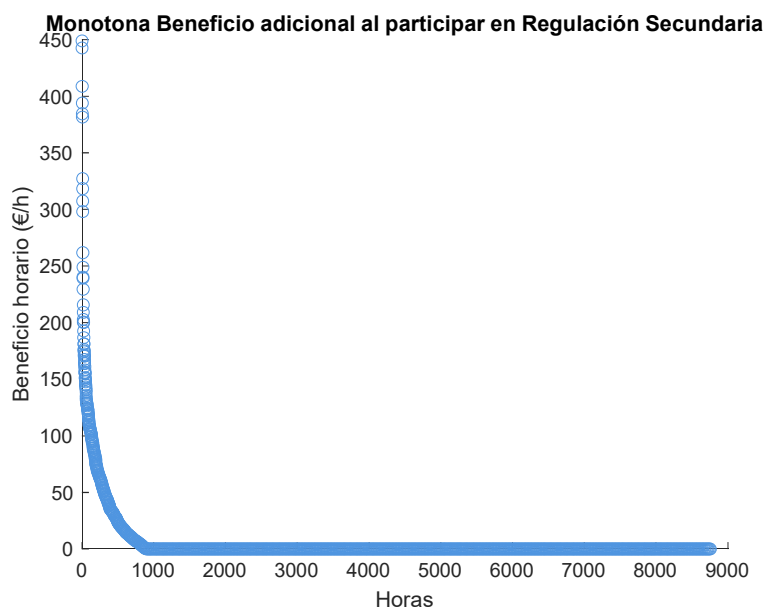


Horas en las que se regula	Beneficio adicional anual (€)	Beneficio adicional medio anual (€/h)	Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/h)
1.865	127.948,32	14,61	68,38

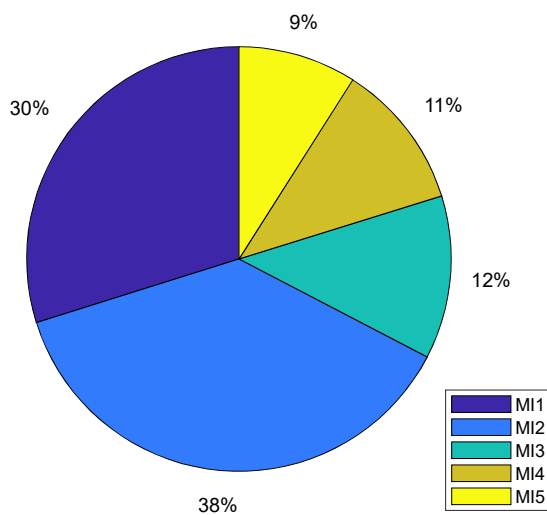


AÑO 2016-17

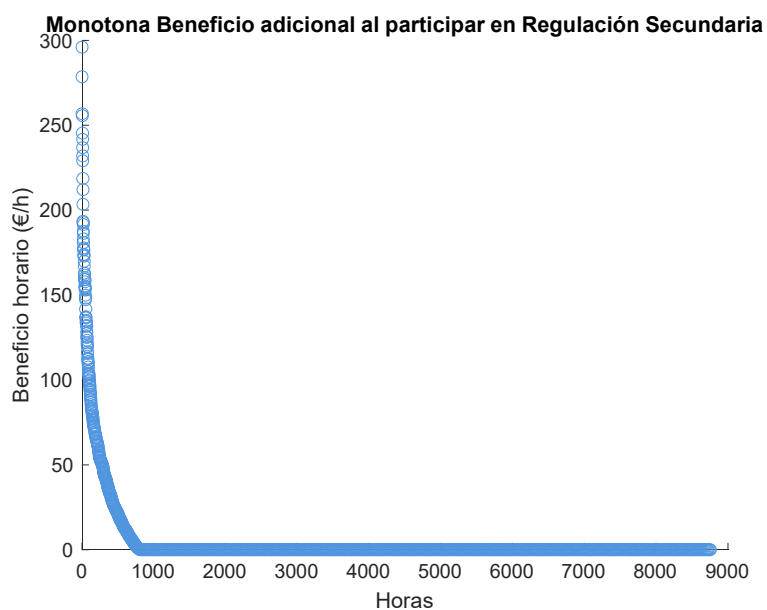
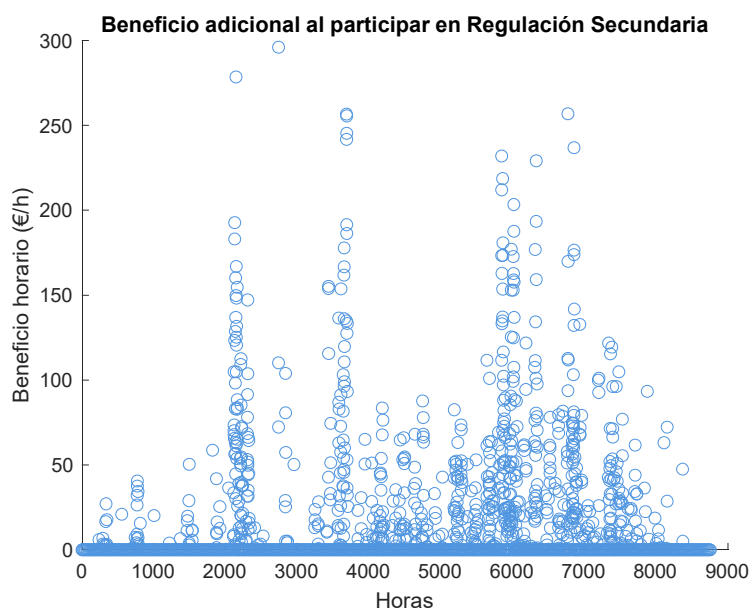




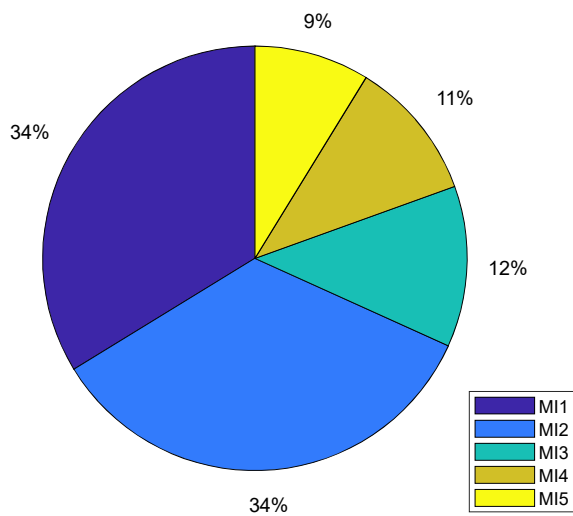
Horas en las que se regula	Beneficio adicional anual (€)	Beneficio adicional medio anual (€/h)	Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/h)
988	54.764,72	6,25	55,43



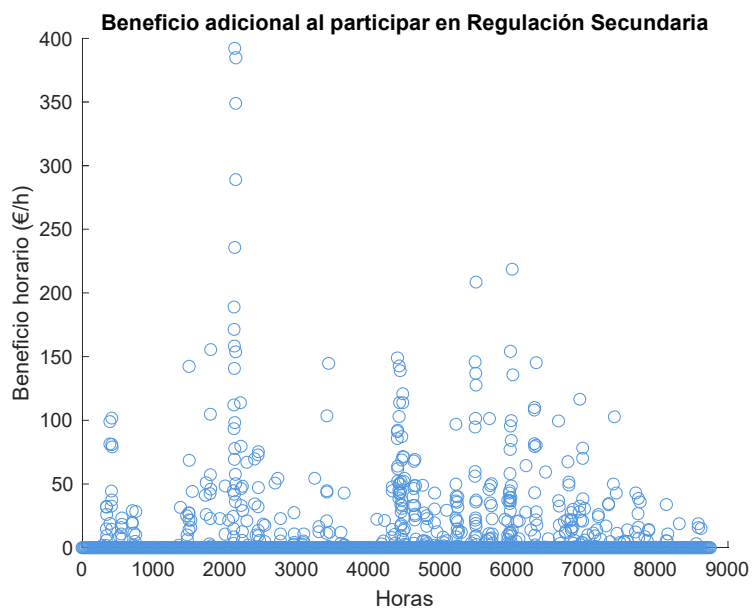
AÑO 2017-18

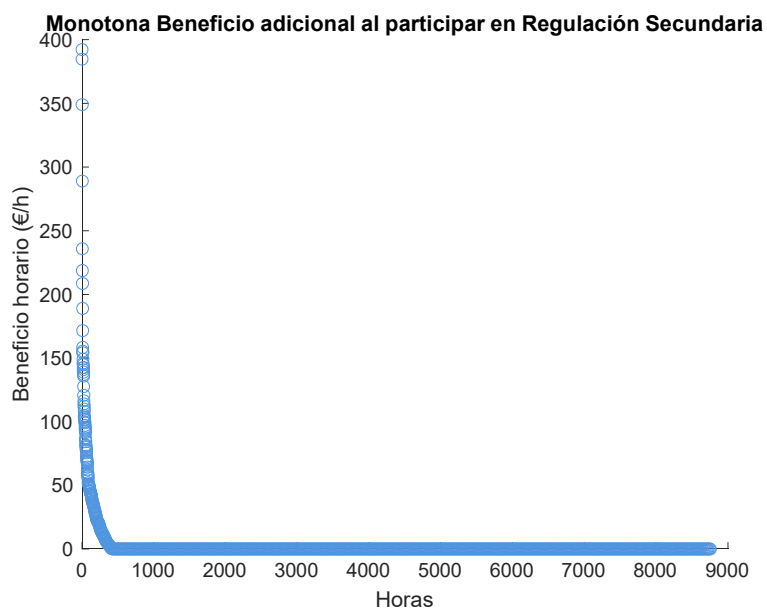


Horas en las que se regula	Beneficio adicional anual (€)	Beneficio adicional medio anual (€/h)	Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/h)
888	47.135,43	5,38	53,08

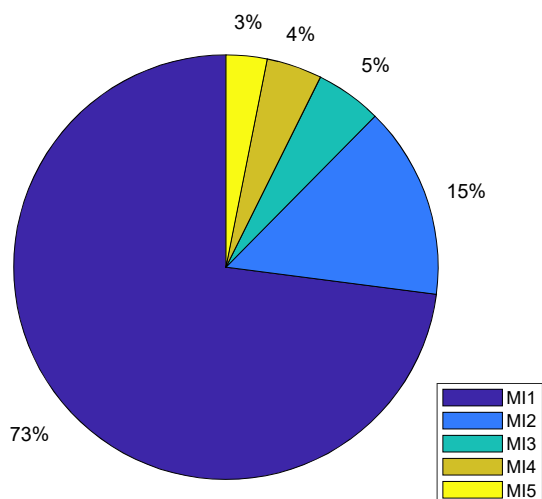


AÑO 2018-19





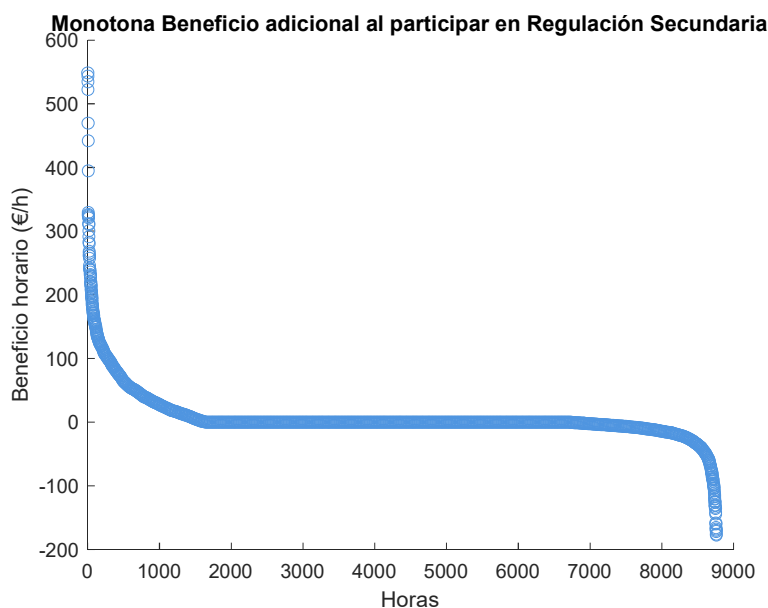
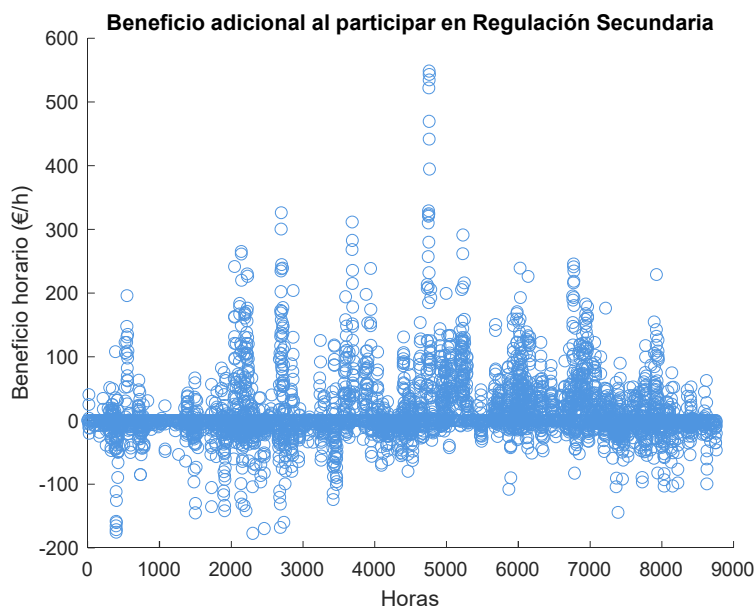
Horas en las que se regula	Beneficio adicional anual (€)	Beneficio adicional medio anual (€/h)	Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/h)
457	20.474,95	2,34	44,80

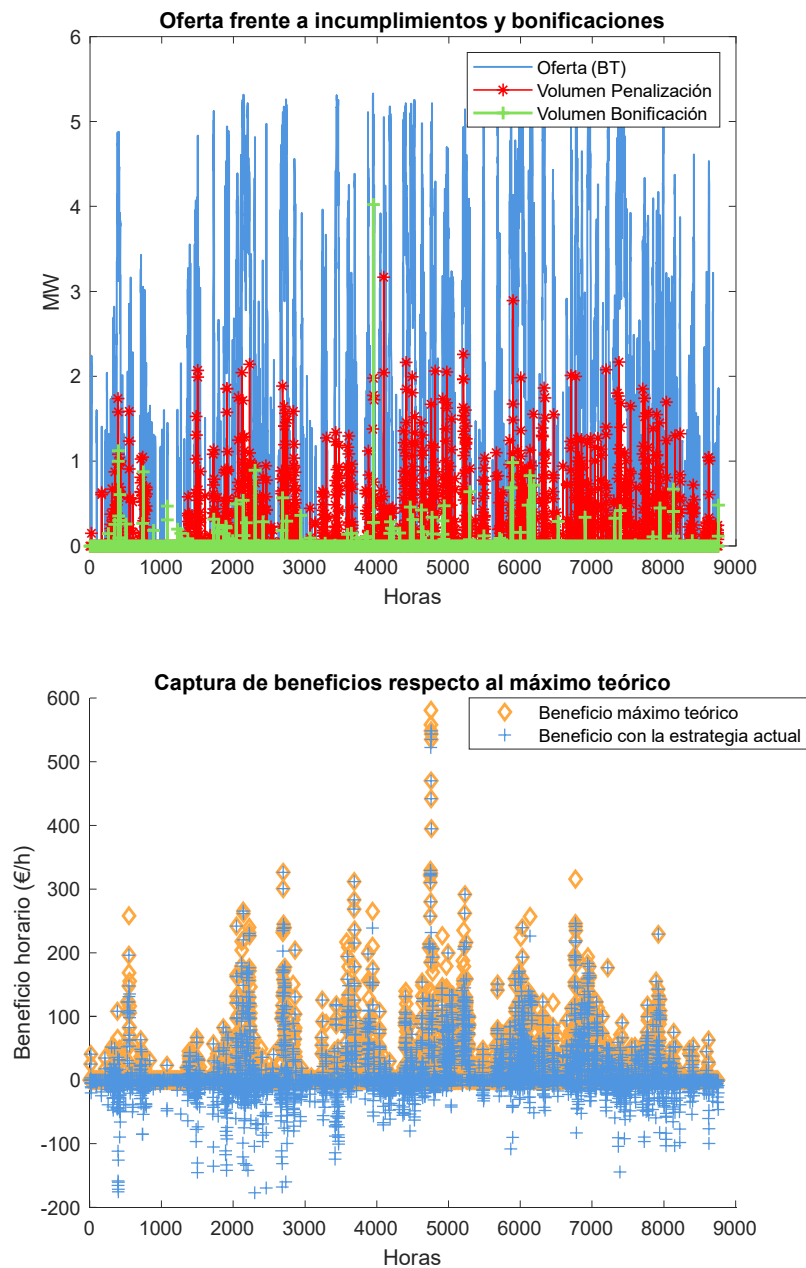


1.3 BENEFICIO EMPLEANDO LA ESTRATEGIA BASE

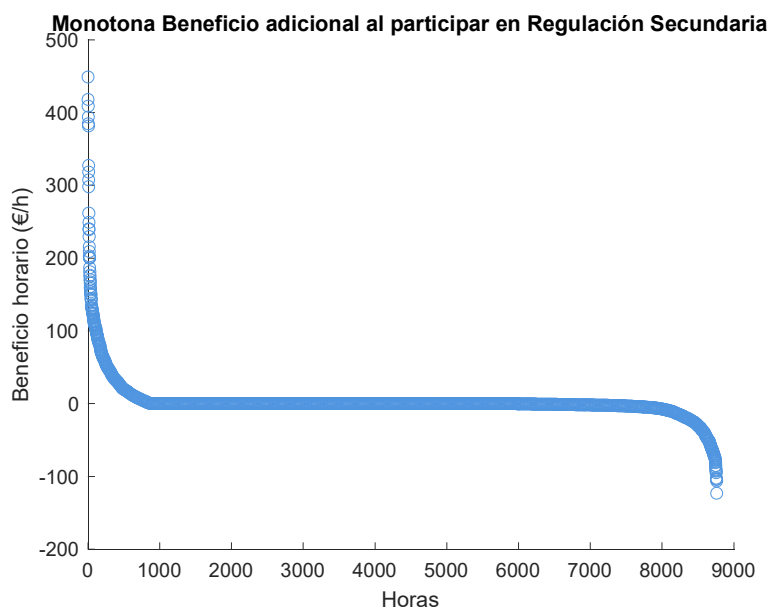
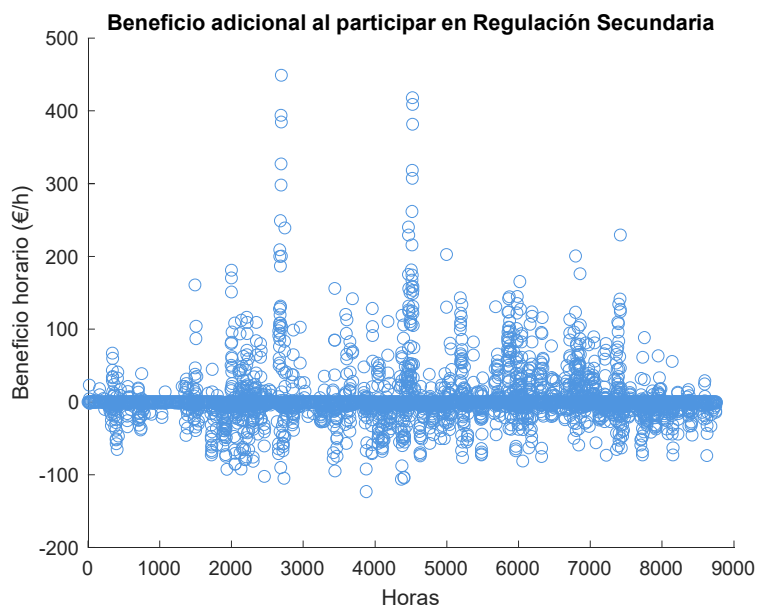
La estrategia base consiste en ofertar un 10% sobre la producción prevista del parque, siempre que se respete el límite mínimo de 1MW. En la sección 3.3 se proporcionan explicaciones detalladas de las gráficas que se recogen aquí, así como de la evolución a lo largo del periodo estudiado.

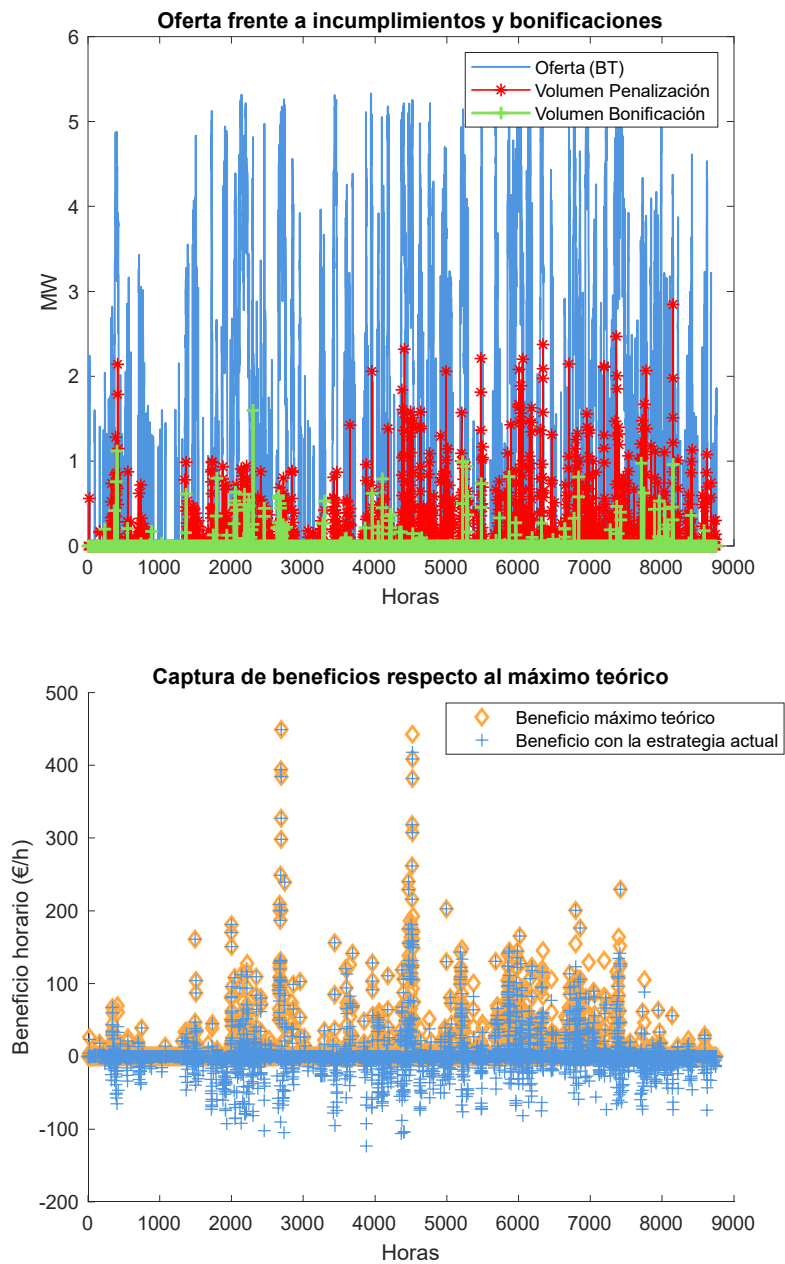
AÑO 2015-16



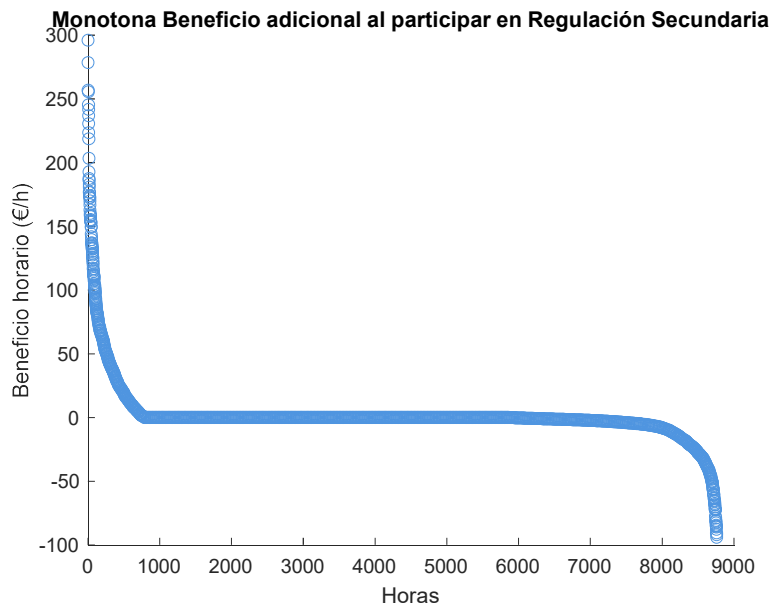
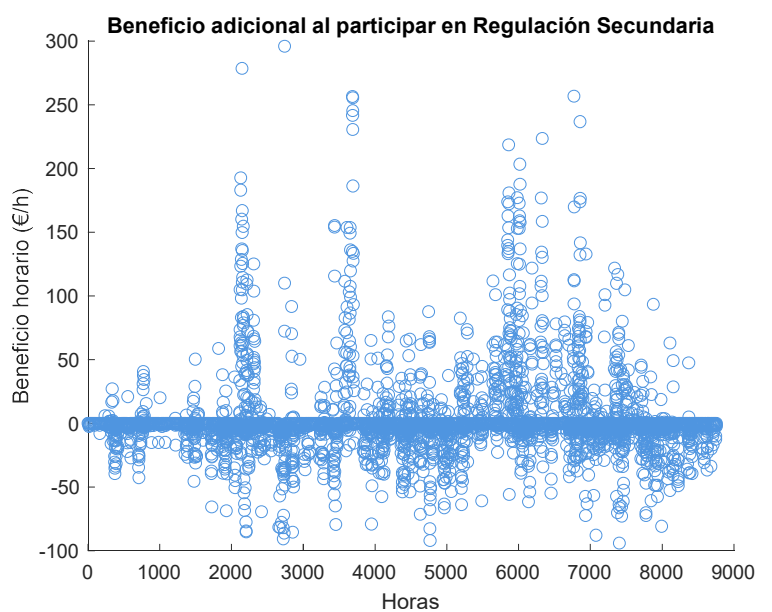


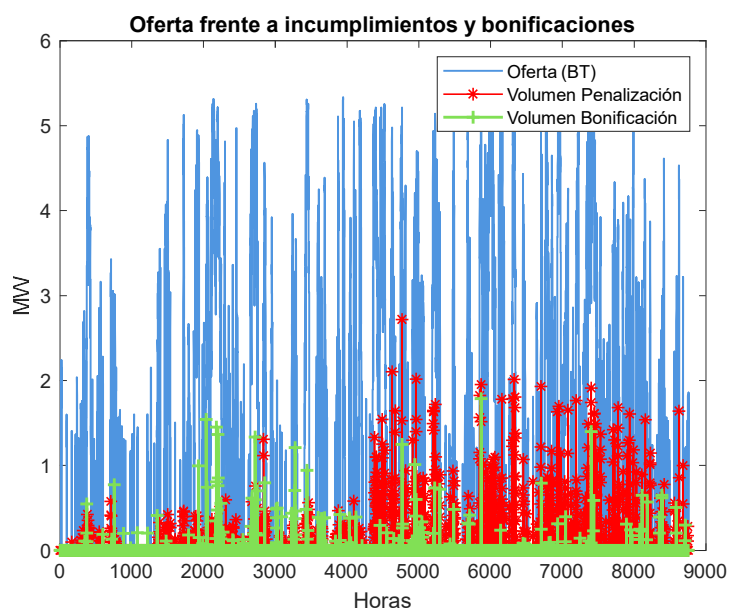
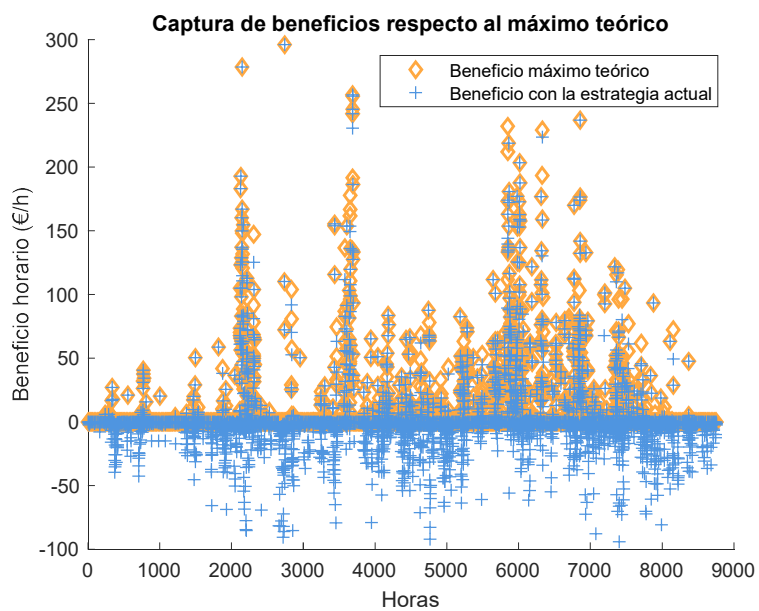
AÑO 2016-17



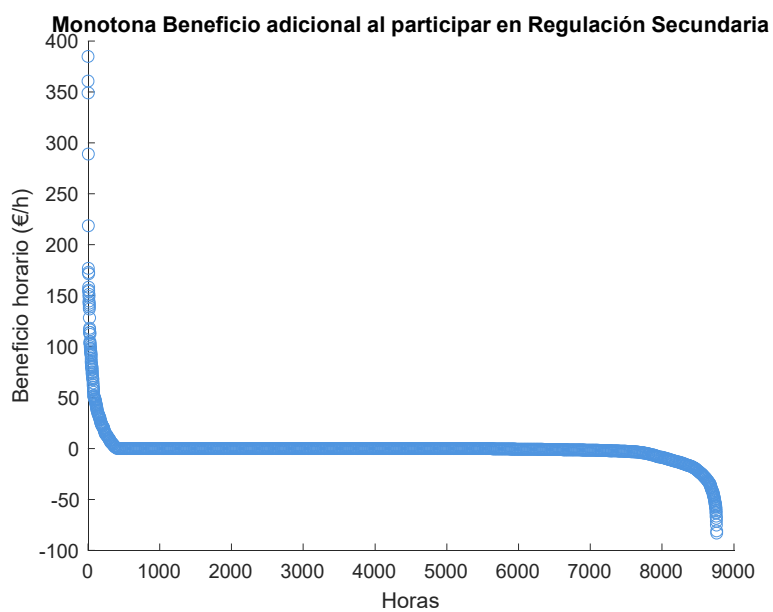
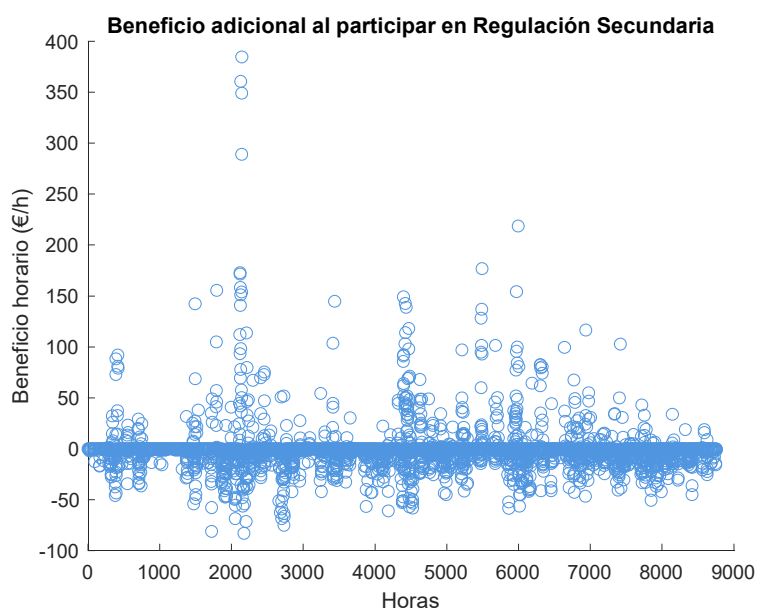


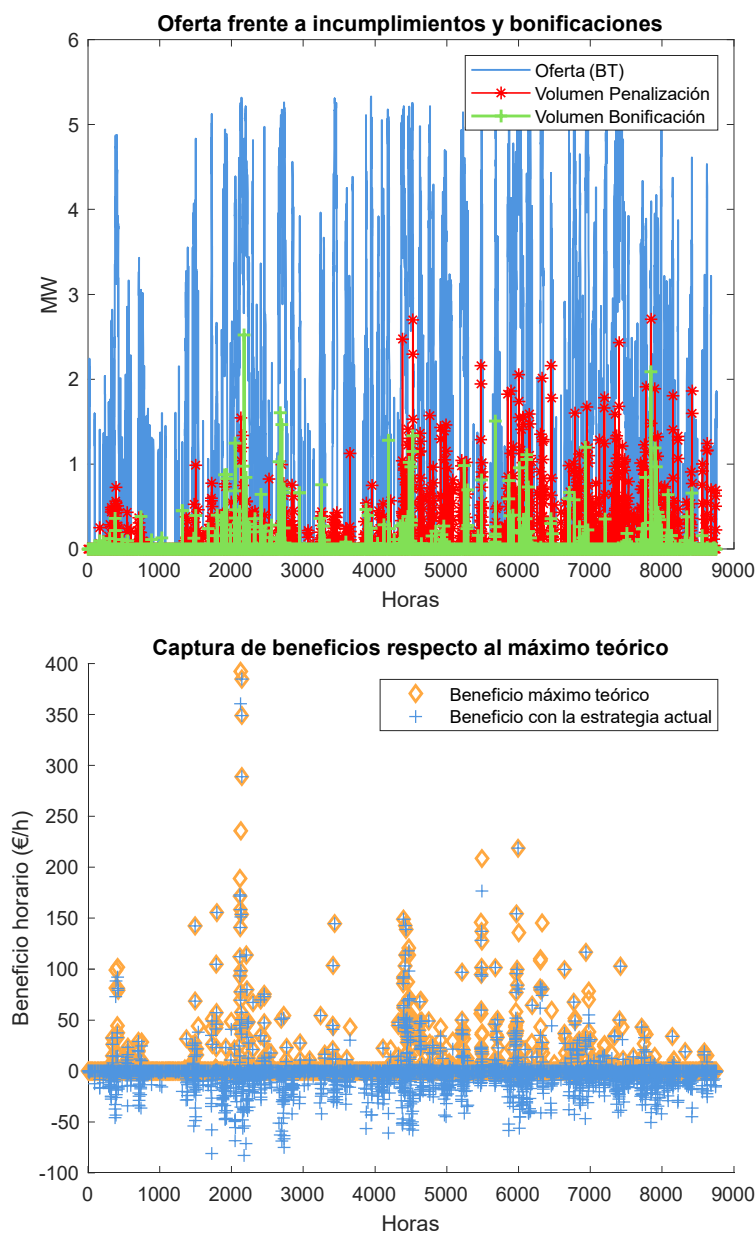
AÑO 2017-18





AÑO 2018-19



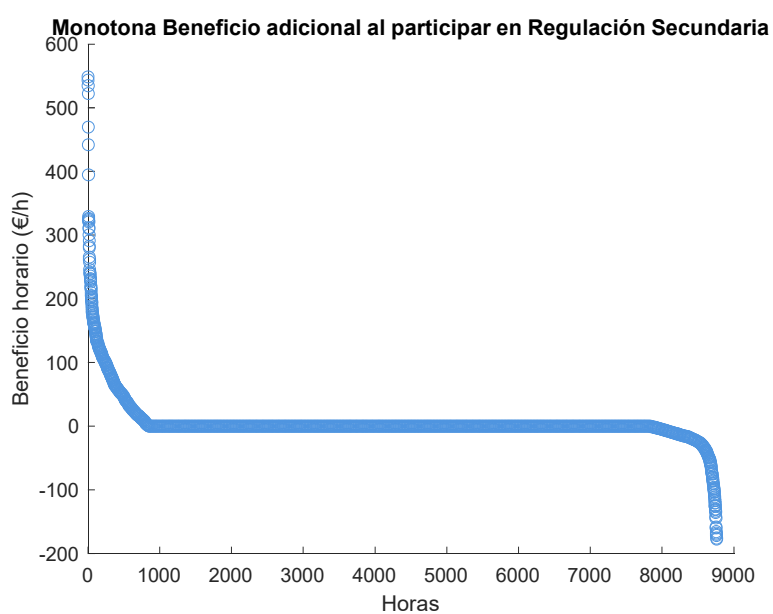
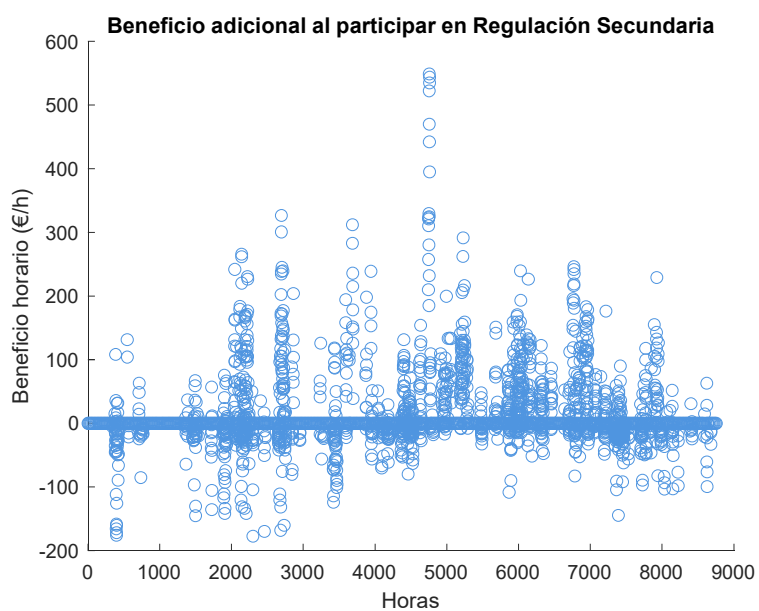


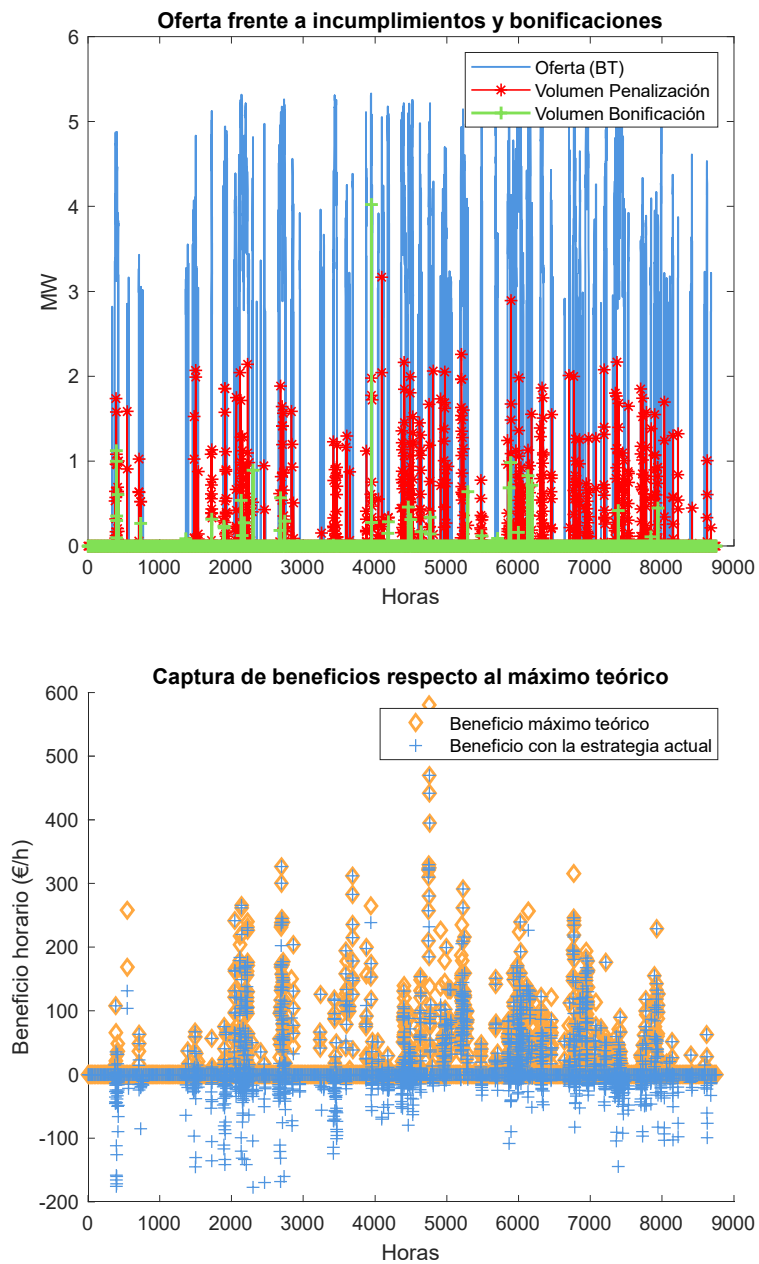
1.4 BENEFICIO EMPLEANDO LA ESTRATEGIA SOBRE LA PREDICCIÓN

La estrategia sobre la predicción se presenta como una modificación un tanto más conservadora que la estrategia base, en la que se restringe la limitación mínima para poder ofertar en regulación secundaria.

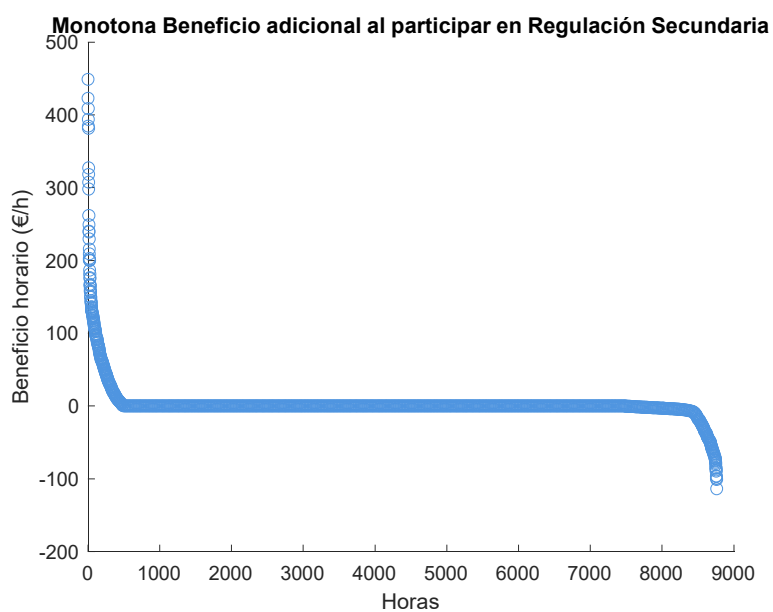
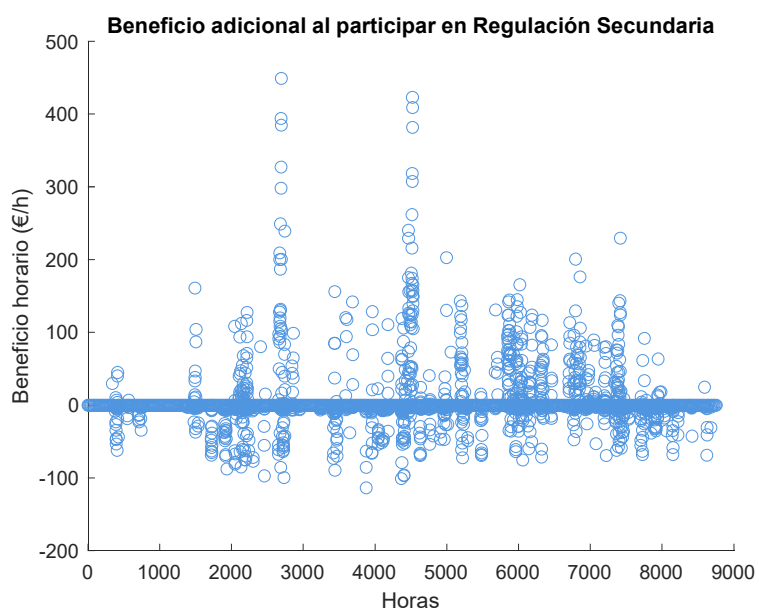
Los resultados del año 2014-15 junto con explicaciones más detalladas de las gráficas se encuentran en la sección 3.4.

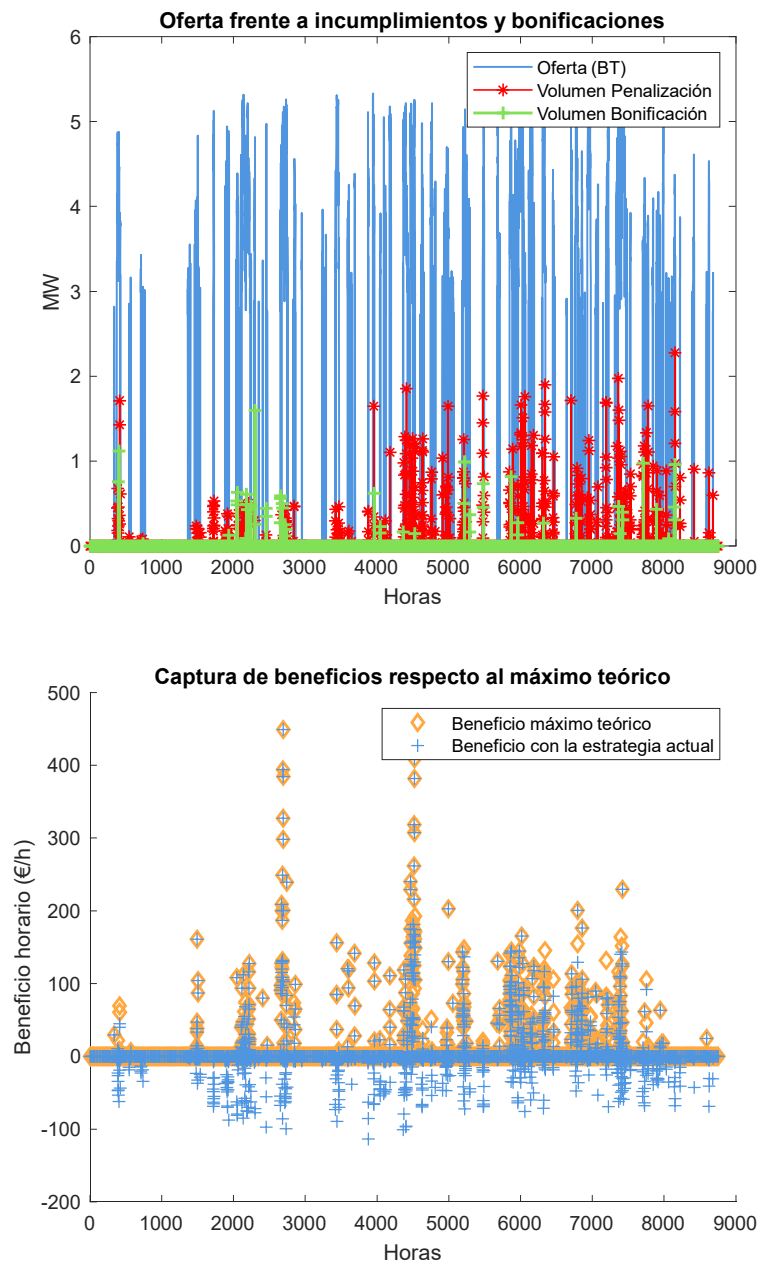
AÑO 2015-16



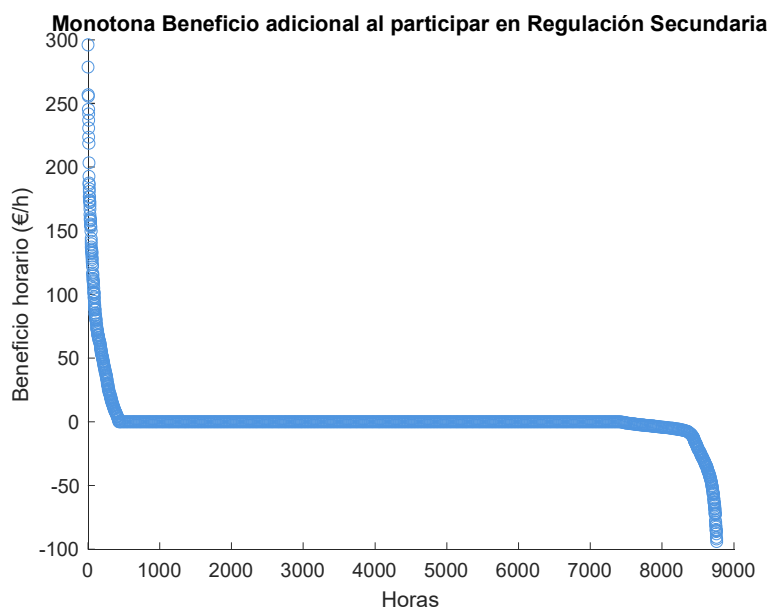
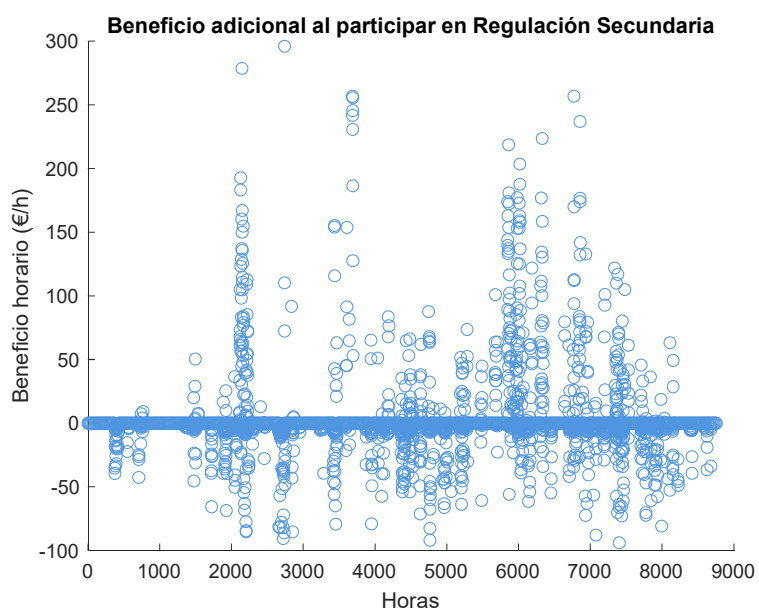


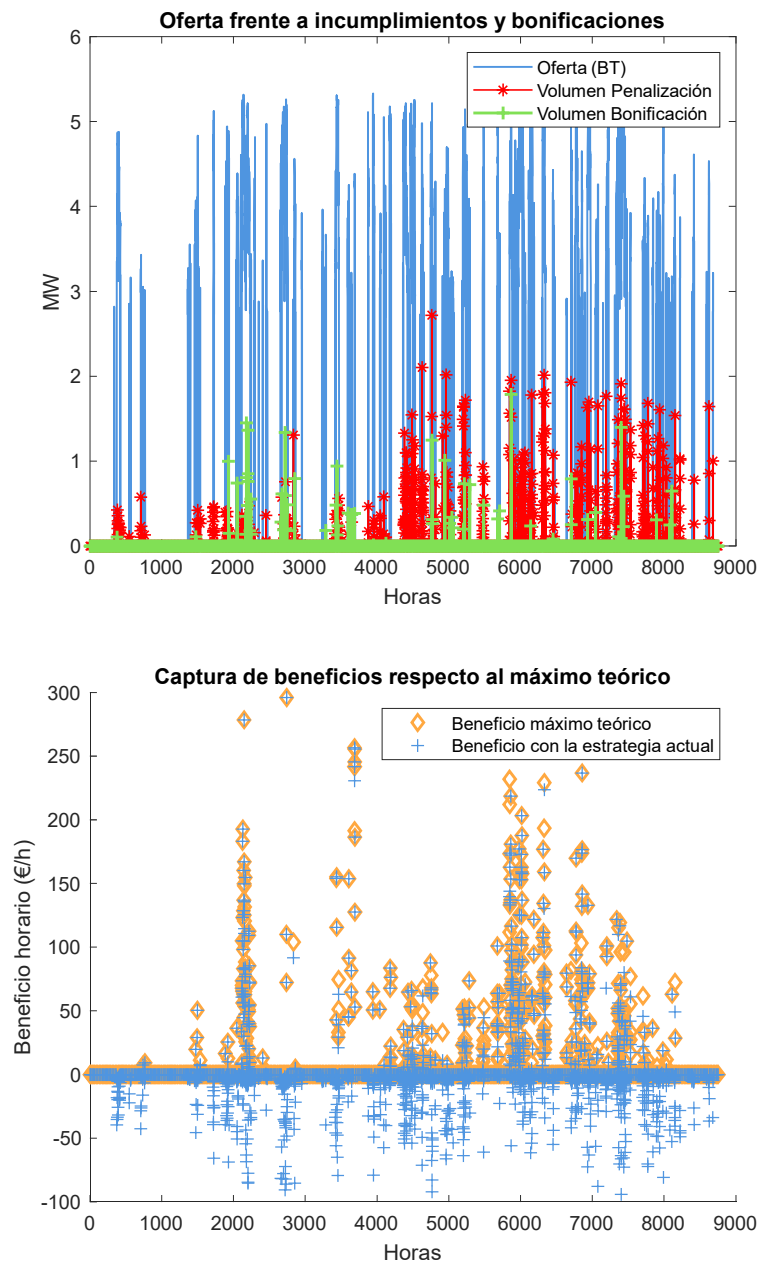
AÑO 2016-17



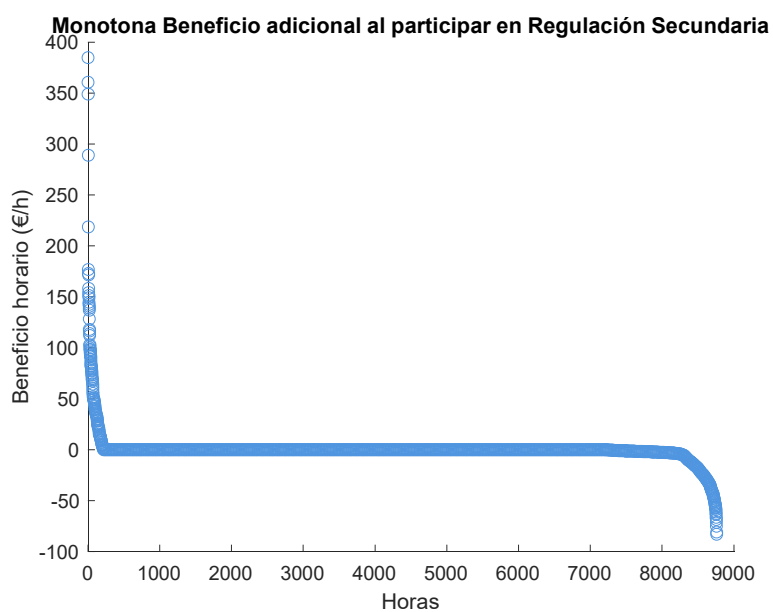
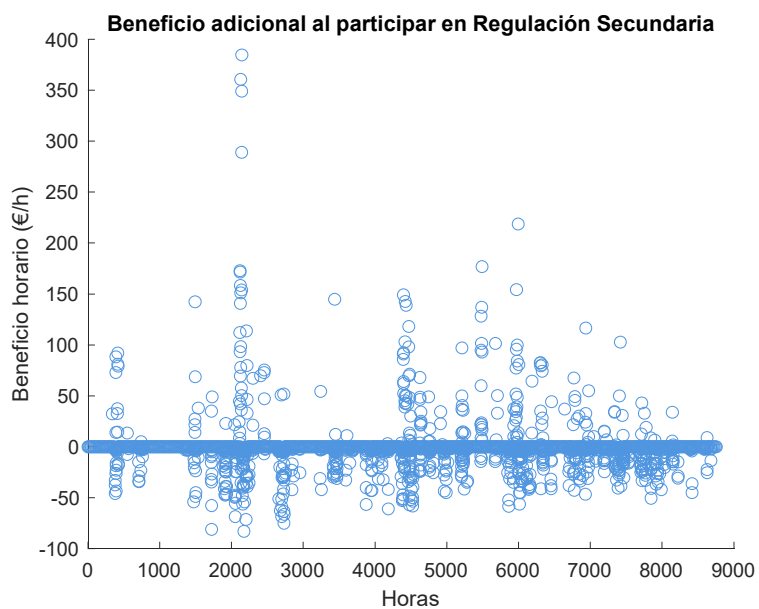


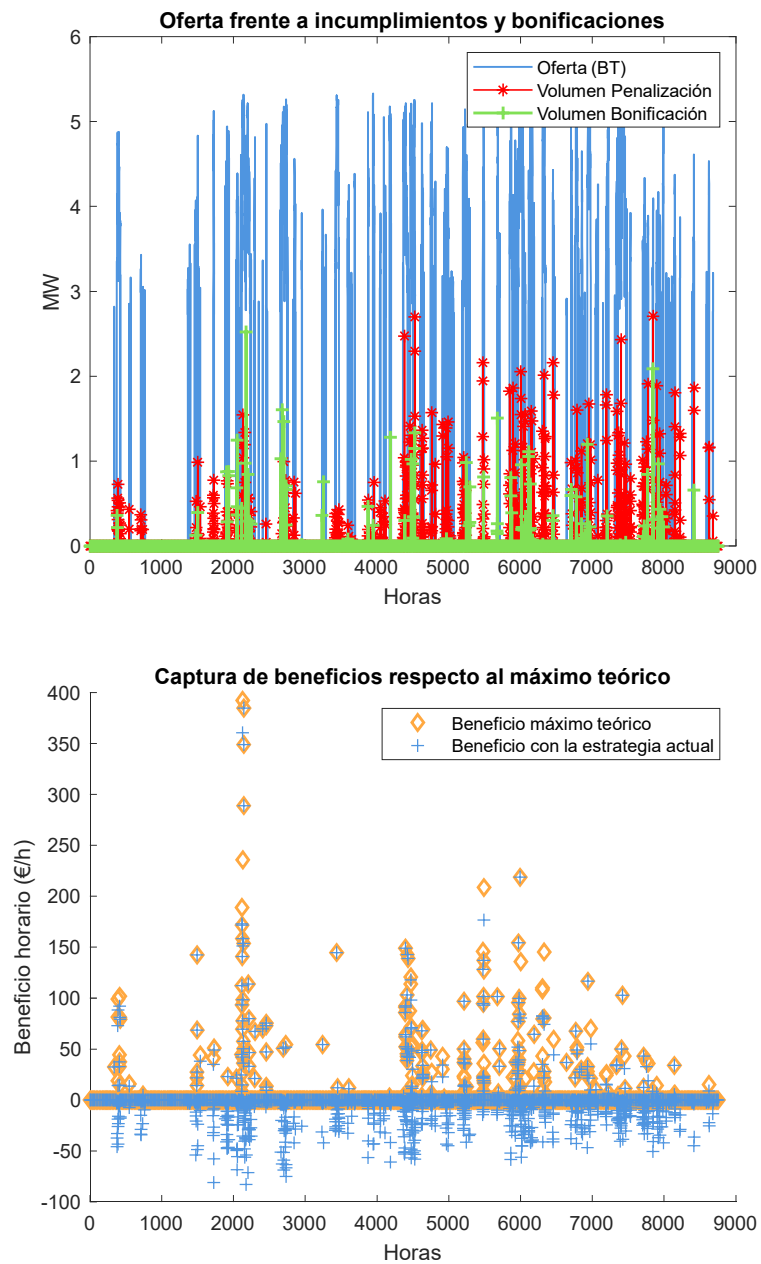
AÑO 2017-18





AÑO 2018-19





1.5 BENEFICIO EMPLEANDO LA ESTRATEGIA CON OFERTA MIXTA

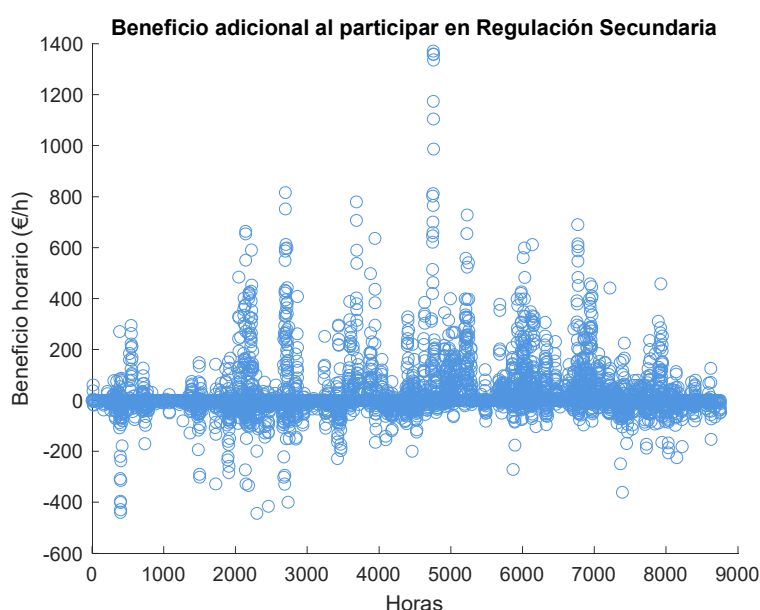
La estrategia mixta propone ofertar un porcentaje distinto en función del grado de utilización de la predicción, de manera que si se pronostica una producción pequeña, se oferta una banda menor, ya que hay más posibilidades de que la predicción no sea certera y se cometan incumplimientos. Por el contrario, si el pronóstico es de producciones altas, se ofertará un porcentaje mayor para poder captar el mayor beneficio posible.

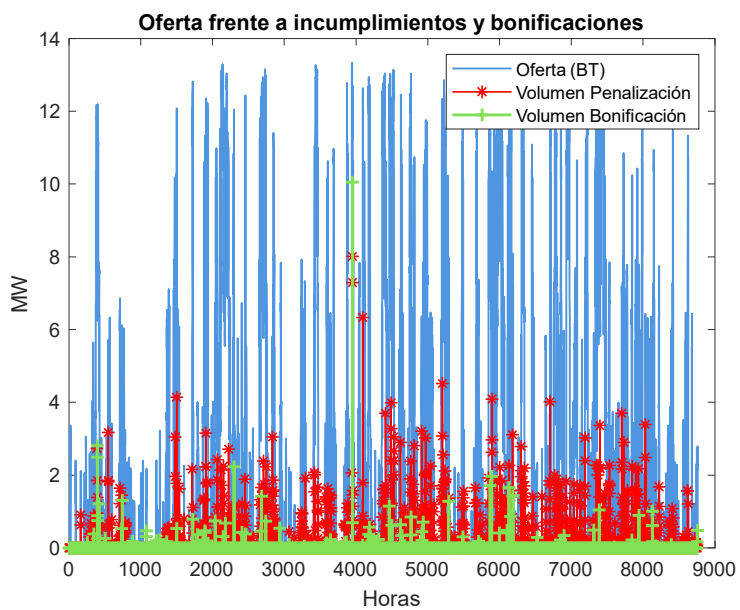
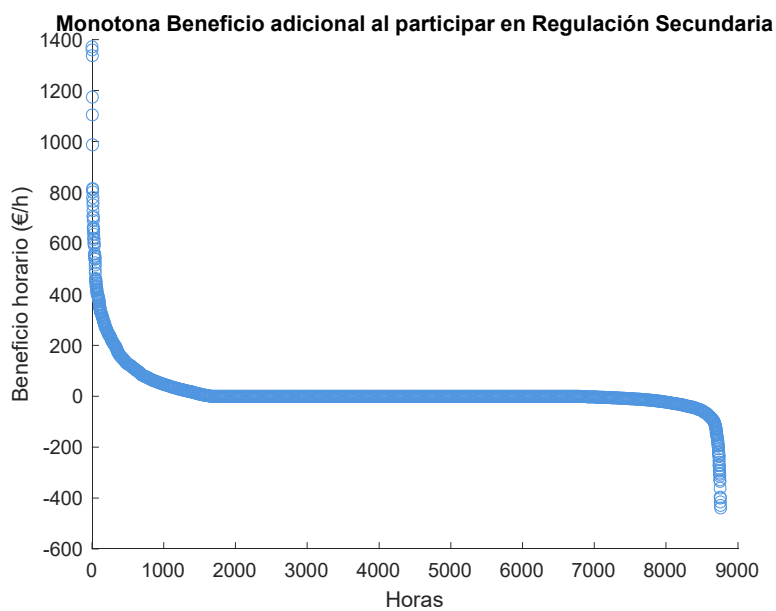
La oferta diseñada es:

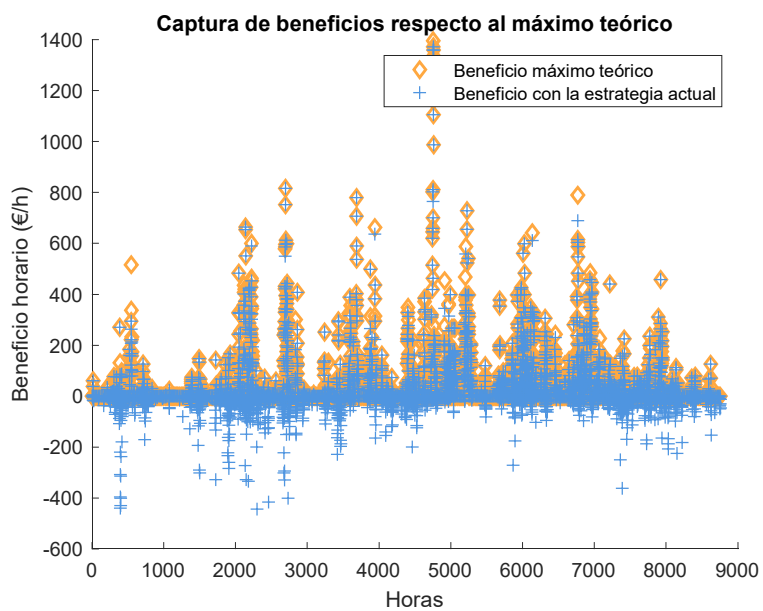
<i>Grado de utilización de la predicción (%)</i>	<i>Grado de utilización de la predicción (MW)</i>	<i>Banda a ofertar</i>
0 - 25%	0 – 13,5	10%
25 - 50%	13,5 – 27	15%
50 - 75%	27 – 40,5	20%
75 - 100%	40,5 - 54	25%

A continuación, se recogen los resultados que se obtiene por participar en la regulación secundaria con la estrategia mixta desde el 2015 hasta el 2019. Las explicaciones detalladas de estos se encuentra en la sección 3.4.1.

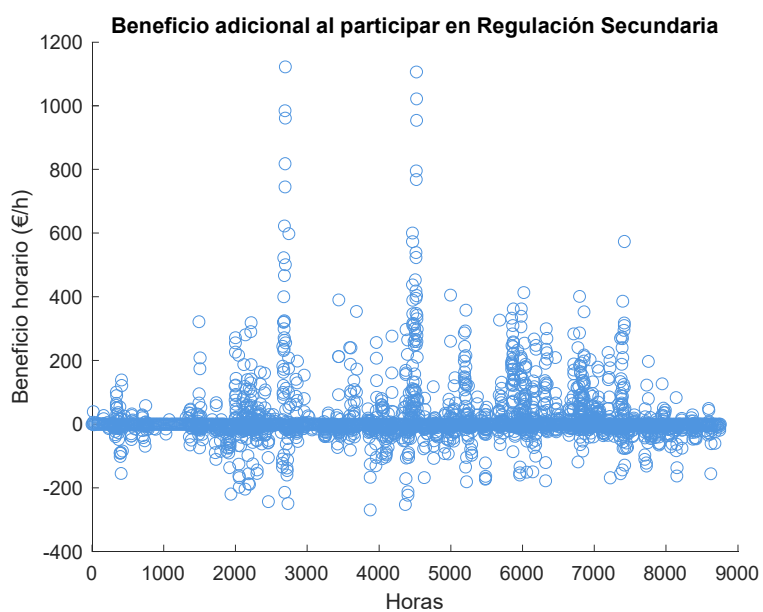
AÑO 2015-16

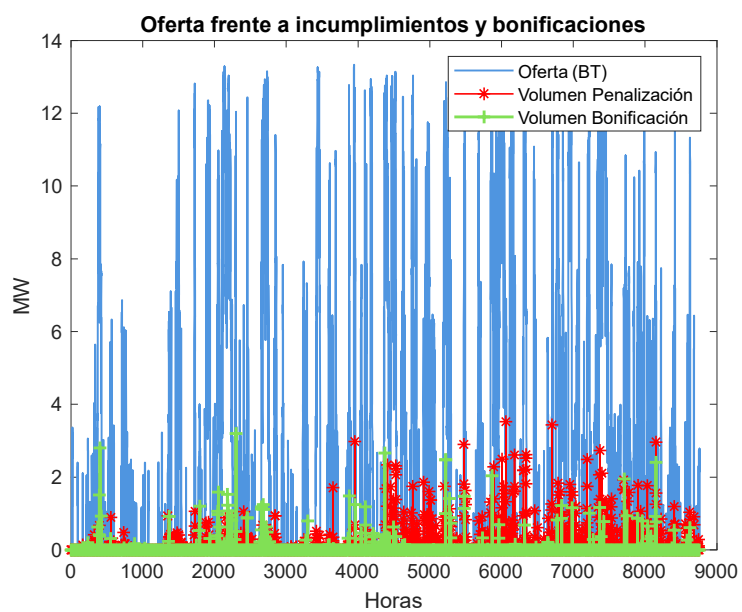
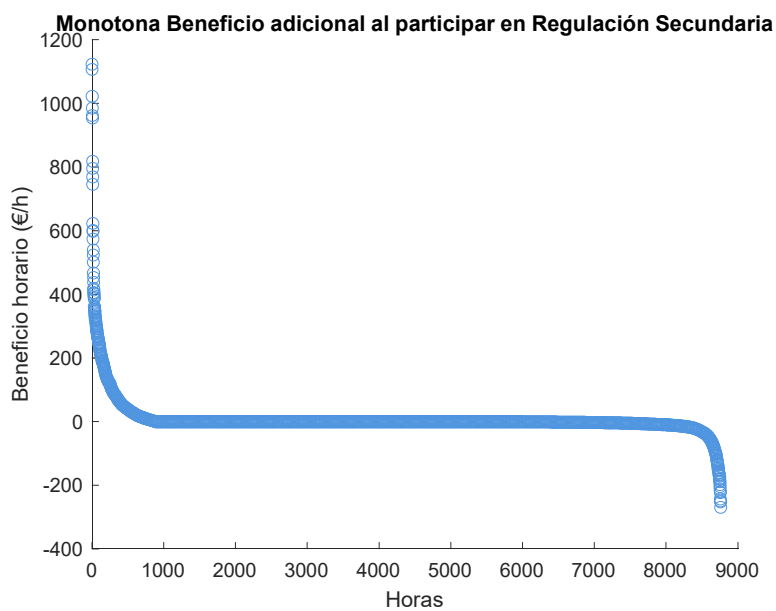


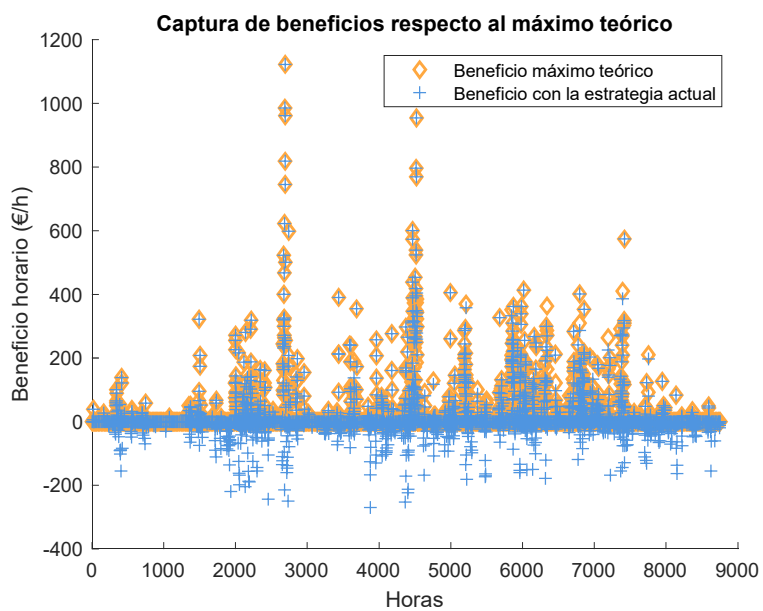




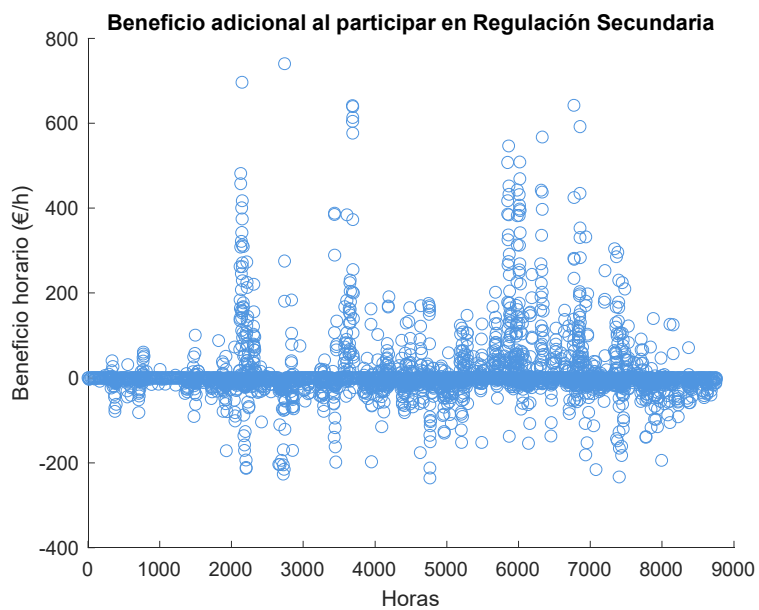
AÑO 2016-17

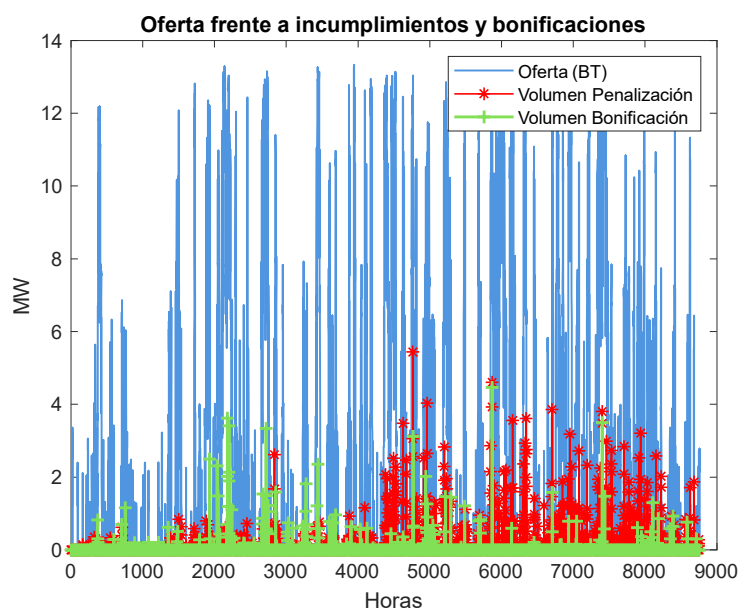
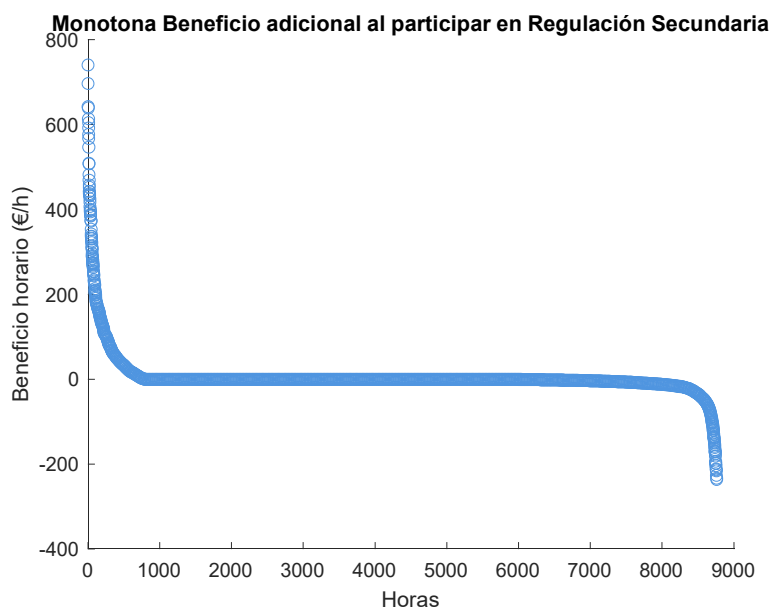


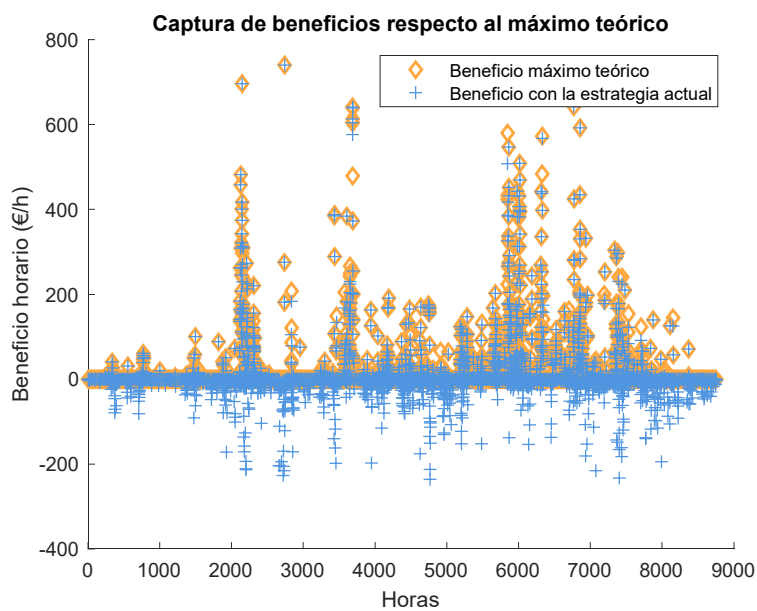




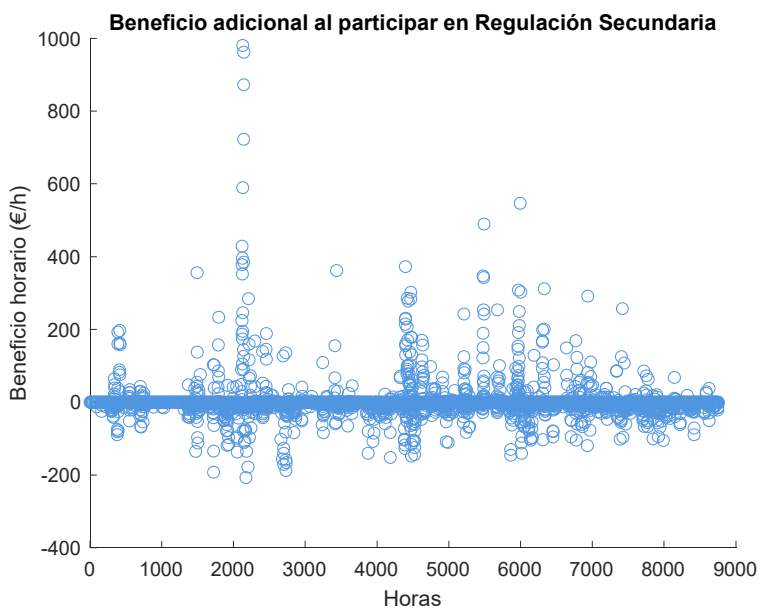
AÑO 2017-18

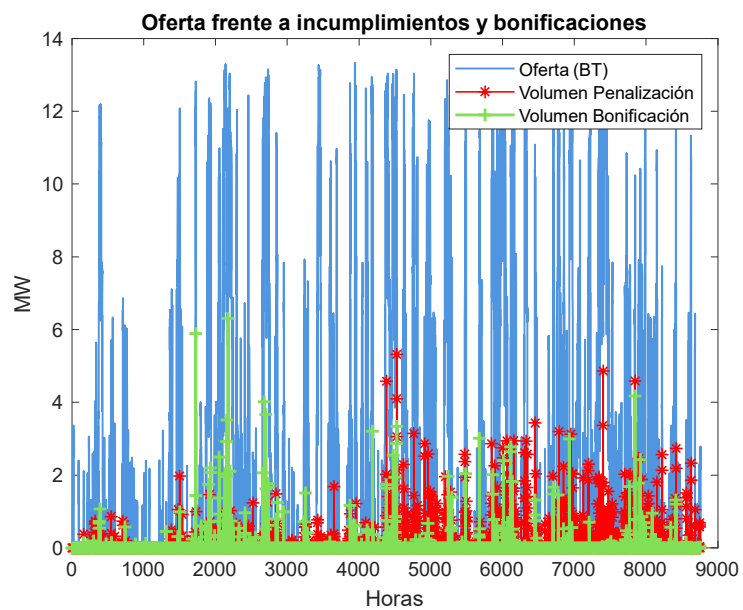
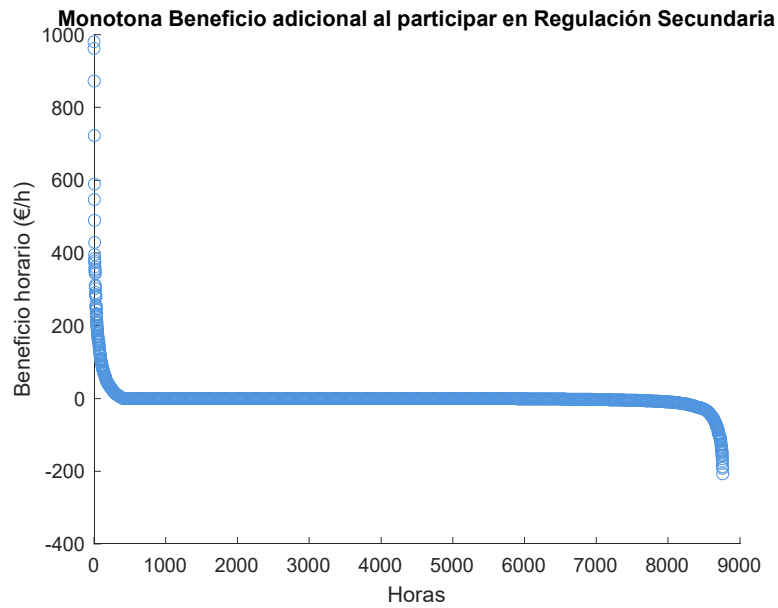


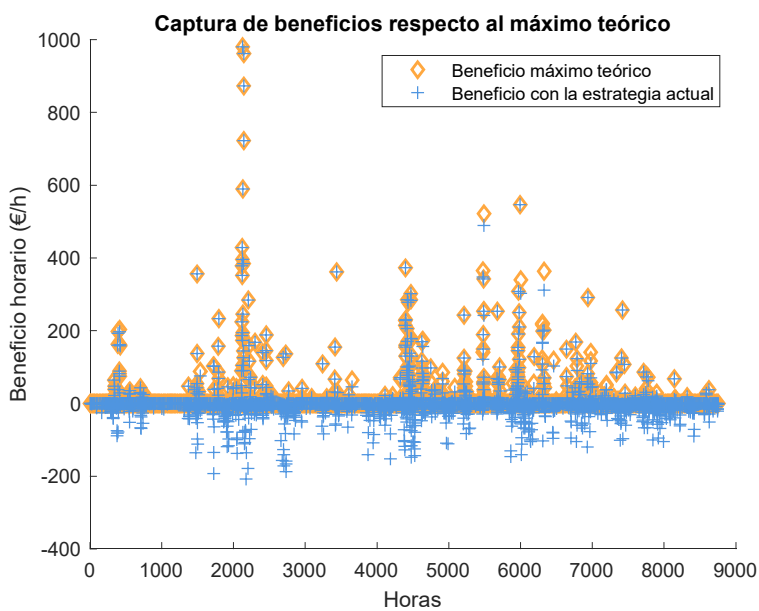




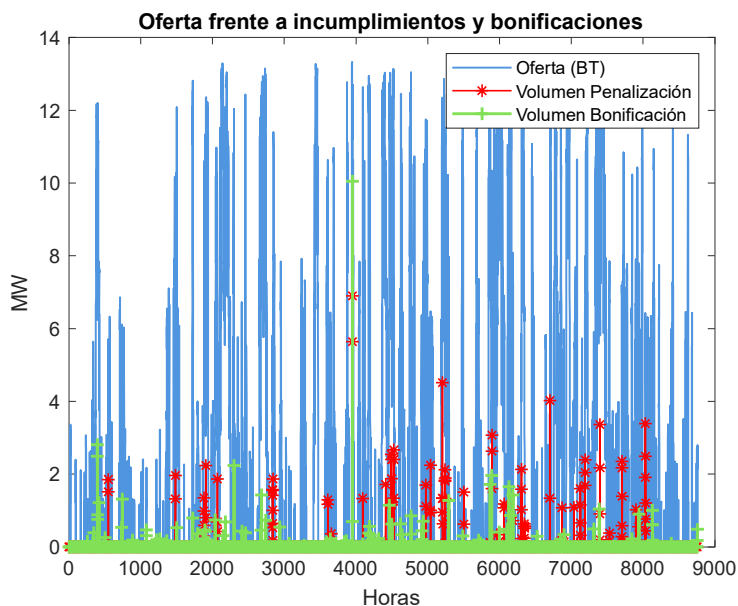
AÑO 2018-19

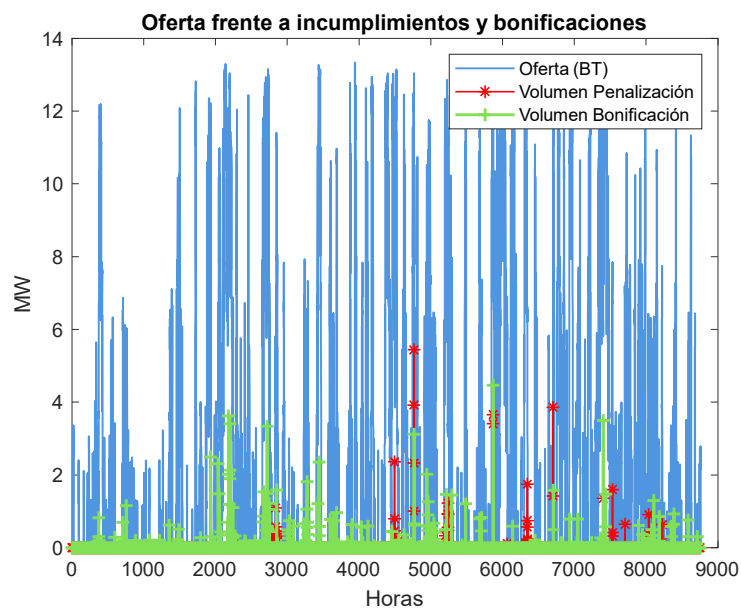
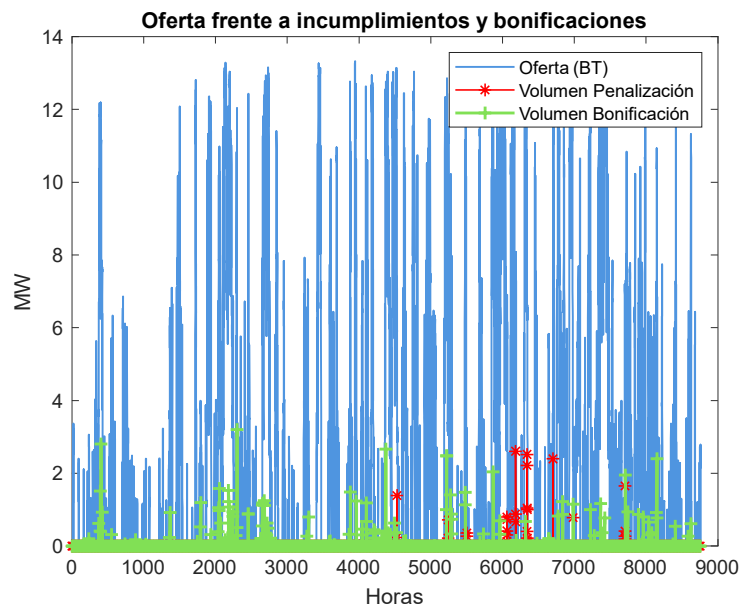


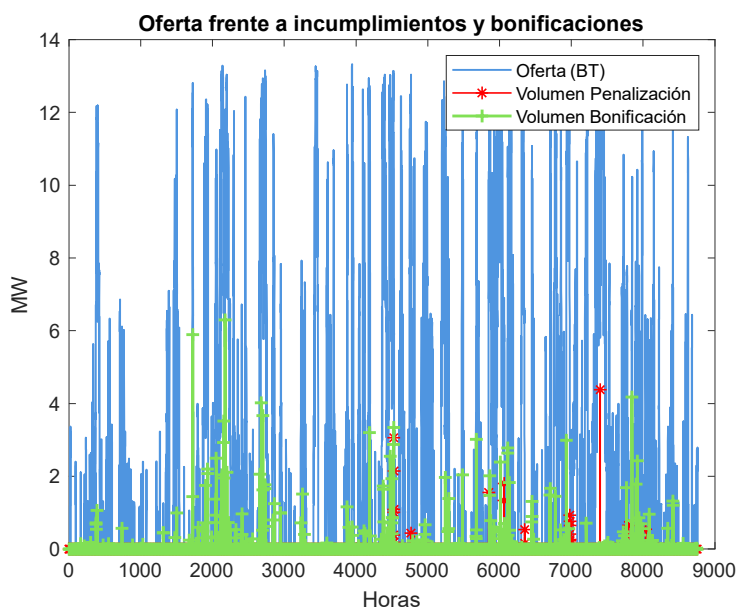




1.6 BENEFICIO EMPLEANDO LA ESTRATEGIA DE UTILIZACIÓN DE UN BESS







P=5, ratio=2	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	176.389,44	121.786,52	54.246,05	34.669,51	2.061,75
<i>Beneficio adicional medio anual (€/MW)</i>	20,14	13,90	6,19	3,96	0,24
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/MW)</i>	47,94	33,10	14,74	9,42	0,56
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	149,81	206,75	28,59	54,69	23,34
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	2.628,18	2.611,42	365,34	484,38	126,63
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	224,86	105,96	158,03	196,33	294,59
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	3.152,50	1.068,35	1.424,68	1.758,37	1.823,21
<i>Captura</i>	67,84%	58,52%	58,74%	44,07%	5,96%
<i>% del beneficio MD</i>	2,5670%	1,7645%	0,7958%	0,4852%	0,0225%

P=5MW, ratio=3	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	160.560,68	121.887,86	54.502,45	34.975,72	2.171,34
<i>Beneficio adicional medio anual (€/h)</i>	18,33	13,91	6,22	3,99	0,25
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/h)</i>	43,64	33,13	14,81	9,51	0,59
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	62,43	105,41	7,10	22,55	3,89
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	958,45	1.237,62	108,94	178,17	17,04
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	224,86	105,96	158,03	196,33	294,59
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	3.152,50	1.068,35	1.424,68	1.758,37	1.823,21
<i>Captura</i>	61,75%	58,56%	59,02%	44,46%	6,27%
<i>% del beneficio MD</i>	2,366%	1,7659%	0,7996%	0,4895%	0,0237%

ANEXO I. RESULTADOS DE LOS DISTINTOS AÑOS

P=10MW, ratio=1	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	176.389,44	134.486,13	54.246,05	34.669,51	2.061,75
<i>Beneficio adicional medio anual (€/h)</i>	20,14	15,35	6,19	3,96	0,24
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/h)</i>	47,94	36,56	14,74	9,42	0,56
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	149,81	205,92	28,59	54,69	23,34
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	2.628,18	2.605,06	365,34	484,38	126,63
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	224,86	105,96	158,03	196,33	294,59
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	3.152,50	1.068,35	1.424,68	1.758,37	1.823,21
<i>Captura</i>	67,84%	64,62%	58,74%	44,07%	5,96%
<i>% del beneficio MD</i>	2,5670%	1,9484%	0,7958%	0,4852%	0,0225%

P=10MW, ratio=2	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	178.561,24	136.482,75	54.567,31	35.002,80	2.188,37
<i>Beneficio adicional medio anual (€/h)</i>	20,38	15,58	6,23	4,00	0,25
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/h)</i>	48,54	37,10	14,83	9,51	0,59
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	33,28	51,46	2,86	17,03	0
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	456,38	608,44	44,07	151,08	0
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	224,86	105,96	158,03	196,33	294,59
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	3.152,50	1.068,35	1.424,68	1.758,37	1.823,21
<i>Captura</i>	68,68%	65,58%	59,09%	44,49%	6,32%
<i>% del beneficio MD</i>	2,5986%	1,9774%	0,8005%	0,4898%	0,0239%

P=10MW, ratio=3	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
<i>Beneficio adicional anual (€)</i>	178.913,23	136.917,40	54.611,39	35.006,88	2.188,37
<i>Beneficio adicional medio anual (€/h)</i>	20,42	15,63	6,23	4,00	0,25
<i>Beneficio adicional medio en las horas en las que se regula (€/h)</i>	48,63	37,22	14,84	9,52	0,59
<i>Volumen Penalizaciones (MW)</i>	11,35	18,31	0	16,13	0
<i>Penalizaciones anuales (€)</i>	104,39	173,79	0	147,00	0
<i>Volumen Bonificaciones (MW)</i>	224,86	105,96	158,03	196,33	294,59
<i>Bonificaciones anuales (€)</i>	3.152,50	1.068,35	1.424,68	1.758,37	1.823,21
<i>Captura</i>	68,81%	65,79%	59,14%	44,50%	6,32%
<i>% del beneficio MD</i>	2,6037%	1,9837%	0,8012%	0,4899%	0,0239%

ANEXO II. FLUJO DE CAJAS

Flujo de Cajas. Caso I: Participación en el Servicio de Regulación Secundaria

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
INGRESOS									
Producción anual (MWh)		141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912
Precio energía (€/MWh)		52.50766004	52.50766004	52.50766004	52.50766004	52.50766004	53.55781324	54.62896951	55.7215489
Ingresos de explotación (€)		7,451,467.05	7,451,467.05	7,451,467.05	7,451,467.05	7,451,467.05	7,600,496.39	7,752,506.32	7,907,556.45
GASTOS									
Inversion inicial	5.95E+07								
OPEX		2029341.6	2069928.432	2111327.001	2153553.541	2196624.611	2240557.104	2285368.246	2331075.611
Desmantelamiento									
EBITDA		5422125.452	5381538.620	5340140.051	5297913.511	5254842.440	5359939.289	5467138.075	5576480.836
Amortizaciones		2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000
EBIT		3044125.452	3003538.620	2962140.051	2919913.511	2876842.440	2981939.289	3089138.075	3198480.836
Impuestos intereses		761031.363	750884.655	740535.013	729978.378	719210.610	745484.822	772284.519	799620.209
Benef neto		2283094.089	2252653.965	2221605.038	2189935.133	2157631.830	2236454.467	2316853.556	2398860.627
Amortizaciones		2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000
FLUJO DE CAJA	-59450000	4661094.089	4630653.965	4599605.038	4567935.133	4535631.830	4614454.467	4694853.556	4776860.627
FLUJO DE CAJA acumulado	-59450000	-54788905.911	-50158251.947	-45558646.908	-40990711.775	-36455079.945	-31840625.478	-27145771.922	-22368911.295

ANEXO II. FLUJO DE CAJAS

	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17
INGRESOS									
Producción anual (MWh)	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912
Precio energía (€/MWh)	56.83597987	57.97269947	59.13215346	60.31479653	61.52109246	62.75151431	64.0065446	65.28667549	66.592409
Ingresos de explotación (€)	8,065,707.58	8,227,021.73	8,391,562.16	8,559,393.41	8,730,581.27	8,905,192.90	9,083,296.76	9,264,962.69	9,450,261.95
GASTOS									
Inversion inicial									
OPEX	2377697.123	2425251.065	2473756.087	2523231.208	2573695.833	2625169.749	2677673.144	2731226.607	2785851.139
Desmantelamiento									
EBITDA	5688010.453	5801770.662	5917806.075	6036162.197	6156885.441	6280023.150	6405623.612	6533736.085	6664410.806
Amortizaciones	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000
EBIT	3310010.453	3423770.662	3539806.075	3658162.197	3778885.441	3902023.150	4027623.612	4155736.085	4286410.806
Impuestos	827502.613	855942.666	884951.519	914540.549	944721.360	975505.787	1006905.903	1038934.021	1071602.702
Benef neto	2482507.840	2567827.997	2654854.556	2743621.648	2834164.081	2926517.362	3020717.709	3116802.064	3214808.105
Amortizaciones	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000
FLUJO DE CAJA	4860507.840	4945827.997	5032854.556	5121621.648	5212164.081	5304517.362	5398717.709	5494802.064	5592808.105
FLUJO DE CAJA acumulado	-17508403.455	-12562575.459	-7529720.902	-2408099.255	2804064.826	8108582.188	13507299.897	19002101.961	24594910.066

ANEXO II. FLUJO DE CAJAS

	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
INGRESOS								
Producción anual (MWh)	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912
Precio energía (€/MWh)	67.92425718	69.28274232	70.66839717	72.08176511	73.52340041	74.99386842	76.49374579	78.02362071
Ingresos de explotación (€)	9,639,267.18	9,832,052.53	10,028,693.58	10,229,267.45	10,433,852.80	10,642,529.86	10,855,380.45	11,072,488.06
GASTOS								
Inversion inicial								
OPEX	2841568.162	2898399.525	2956367.516	3015494.866	3075804.763	3137320.859	3200067.276	3264068.621
Desmantelamiento								2.08E+06
EBITDA	6797699.023	6933653.003	7072326.063	7213772.584	7358048.036	7505208.997	7655313.177	5727669.440
Amortizaciones	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000
EBIT	4419699.023	4555653.003	4694326.063	4835772.584	4980048.036	5127208.997	5277313.177	3349669.440
Impuestos	1104924.756	1138913.251	1173581.516	1208943.146	1245012.009	1281802.249	1319328.294	837417.360
Benef neto	3314774.267	3416739.752	3520744.547	3626829.438	3735036.027	3845406.748	3957984.883	2512252.080
Amortizaciones	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000	2378000
FLUJO DE CAJA	5692774.267	5794739.752	5898744.547	6004829.438	6113036.027	6223406.748	6335984.883	4890252.080
FLUJO DE CAJA acumulado	30287684.332	36082424.085	41981168.632	47985998.070	54099034.097	60322440.845	66658425.727	71548677.808

Flujo de Cajas. Caso II: Hibridación con un BESS y participación en regulación secundaria

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
INGRESOS									
Producción anual (MWh)		141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912
Precio energía (€/MWh)		52.55	52.55	52.55	52.55	52.55	53.60	54.68	55.77
Ingresos de explotación (€)		7,457,849.73	7,457,849.73	7,457,849.73	7,457,849.73	7,457,849.73	7,607,006.72	7,759,146.86	7,914,329.79
GASTOS									
Inversion inicial	6.16E+07								
OPEX		2109933.475	2152132.145	2195174.787	2239078.283	2283859.849	2329537.046	2376127.787	2423650.342
Desmantelamiento									
EBITDA		5347916.253	5305717.584	5262674.941	5218771.445	5173989.879	5277469.677	5383019.070	5490679.452
Amortizaciones		2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500
EBIT		2885416.253	2843217.584	2800174.941	2756271.445	2711489.879	2814969.677	2920519.070	3028179.452
Impuestos		721354.063	710804.396	700043.735	689067.861	677872.470	703742.419	730129.768	757044.863
Benef neto		2164062.190	2132413.188	2100131.205	2067203.584	2033617.409	2111227.258	2190389.303	2271134.589
Amortizaciones		2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500
FLUJO DE CAJA	-6.16E+07	4626562.190	4594913.188	4562631.205	4529703.584	4496117.409	4573727.258	4652889.303	4733634.589
FLUJO DE CAJA acumulado	-6.16E+07	-56935937.810	-52341024.623	-47778393.417	-43248689.834	-38752572.424	-34178845.167	-29525955.864	-24792321.275

ANEXO II. FLUJO DE CAJAS

	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17
INGRESOS									
Producción anual (MWh)	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912
Precio energía (€/MWh)	56.88	58.02	59.18	60.37	61.57	62.81	64.06	65.34	66.65
Ingresos de explotación (€)	8,072,616.39	8,234,068.72	8,398,750.09	8,566,725.09	8,738,059.60	8,912,820.79	9,091,077.20	9,272,898.75	9,458,356.72
GASTOS									
Invesion inicial									
OPEX	2472123.349	2521565.816	2571997.133	2623437.075	2675905.817	2729423.933	2784012.412	2839692.66	2896486.513
Desmantelamiento									
EBITDA	5600493.041	5712502.902	5826752.960	5943288.019	6062153.779	6183396.855	6307064.792	6433206.088	6561870.209
Amortizaciones	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500
EBIT	3137993.041	3250002.902	3364252.960	3480788.019	3599653.779	3720896.855	3844564.792	3970706.088	4099370.209
Impuestos	784498.260	812500.725	841063.240	870197.005	899913.445	930224.214	961141.198	992676.522	1024842.552
Benef neto	2353494.781	2437502.176	2523189.720	2610591.014	2699740.334	2790672.641	2883423.594	2978029.566	3074527.657
Amortizaciones	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500
FLUJO DE CAJA	4815994.781	4900002.176	4985689.720	5073091.014	5162240.334	5253172.641	5345923.594	5440529.566	5537027.657
FLUJO DE CAJA acumulado	-19976326.494	-15076324.318	10090634.599	-5017543.584	144696.750	5397869.391	10743792.985	16184322.551	21721350.208

ANEXO II. FLUJO DE CAJAS

	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
INGRESOS							
Producción anual (MWh)	141912	141912	141912	141912	141912	141912	141912
Precio energía (€/MWh)	69.34	70.73	72.14	73.59	75.06	76.56	78.09
Ingresos de explotación (€)	9,840,474.33	10,037,283.82	10,238,029.50	10,442,790.09	10,651,645.89	10,864,678.81	11,081,972.38
GASTOS							
Inversion inicial							
OPEX	3013504.568	3073774.66	3135250.153	3197955.156	3261914.259	3327152.544	3393695.595
Desmantelamiento							2.15E+06
EBITDA	6826969.766	6963509.161	7102779.344	7244834.931	7389731.630	7537526.263	5533589.288
Amortizaciones	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500
EBIT	4364469.766	4501009.161	4640279.344	4782334.931	4927231.630	5075026.263	3071089.288
Impuestos	1091117.441	1125252.290	1160069.836	1195583.733	1231807.907	1268756.566	767772.322
Benef neto	3273352.324	3375756.871	3480209.508	3586751.199	3695423.722	3806269.697	2303316.966
Amortizaciones	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500	2462500
FLUJO DE CAJA	5735852.324	5838256.871	5942709.508	6049251.199	6157923.722	6268769.697	4765816.966
FLUJO DE CAJA acumulado	33092658.242	38930915.113	44873624.622	50922875.820	57080799.543	63349569.240	68115386.206