



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

***Proyecto de transformación de una central térmica en una planta
de energías renovables, hidrógeno verde o biomasa y
almacenamiento energético***

Autor: Roberto Knop Salto

Director: Jaime Cristóbal Navarro Ocon

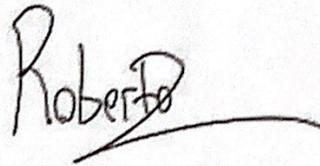
Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título "Proyecto de transformación de una central térmica en una planta de energías renovables, hidrógeno verde o biomasa y almacenamiento energético" en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2023/2024 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Roberto Knop Salto

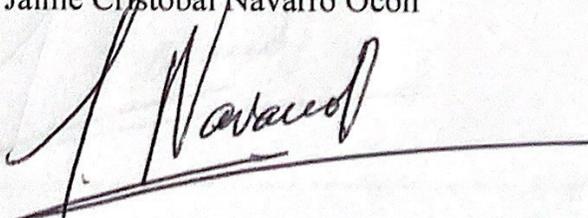
Fecha: 27/06/2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Jaime Cristóbal Navarro Ocon

Fecha: 01/07/2024



Proyecto de transformación de una central térmica en una planta de energías renovables, hidrógeno verde o biomasa y almacenamiento energético

Autor: Knop Salto, Roberto.

Director: Navarro Ocon, Jaime Cristóbal

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto de transformación de la central térmica de Meirama en un parque eólico es viable tanto técnica como económicamente. Este parque eólico aprovechará el alto potencial eólico de la región, reduciendo significativamente las emisiones de CO₂. La estabilidad financiera del proyecto se debe asegurar mediante contratos de compraventa de energía a largo plazo, mitigando la volatilidad del mercado y promoviendo el desarrollo sostenible.

Palabras clave: transformación, central térmica, parque eólico, energías renovables, almacenamiento energético, reutilización.

1. Introducción

La transición hacia energías sostenibles es crucial para enfrentar el cambio climático y asegurar la energía. Este trabajo explora la viabilidad de transformar la central térmica de Meirama, que operaba con carbón, en una instalación de energías renovables. La central, cerrada en 2020, generaba significativas emisiones de CO₂ y su transformación busca una opción sostenible y diversificar la matriz energética.

2. Desmantelamiento

El desmantelamiento de la central de Meirama comenzó en 2020, siguiendo un proceso que prioriza la seguridad y el respeto al medio ambiente. Hasta la fecha, se ha logrado un avance significativo en la demolición de equipos y estructuras principales, como la torre de refrigeración y la chimenea. El proceso ha sido meticuloso, utilizando métodos manuales, mecánicos y explosivos controlados para garantizar la seguridad. Además, este desmantelamiento ha generado empleo local, con la contratación de numerosos trabajadores de la zona y la participación de empresas locales, contribuyendo al desarrollo económico regional. Un aspecto clave del proyecto es valorar qué elementos son reutilizables de cara a futuros proyectos. En este aspecto, tras los trabajos realizados por Naturgy, se confirma la posibilidad reutilizar infraestructuras claves como la subestación eléctrica y los sistemas de media y baja tensión, lo cual favorece el desarrollo de nuevos proyectos energéticos en la misma ubicación.

3. Nuevos Proyectos

Durante la fase de estudio, se exploraron varias alternativas para la reutilización del emplazamiento de Meirama. Inicialmente, se consideró la transformación en una central de biomasa, propuesta en ocasiones anteriores, pero descartada debido a la demolición de la caldera y otros equipos críticos. La proximidad del Complejo Medioambiental de Cerceda, gestionado por Sogama, podría haber proporcionado una fuente adicional de combustible, pero la demolición reciente de equipos clave hace inviable esta opción.

El análisis de un parque solar fotovoltaico reveló que, aunque Galicia tiene un potencial solar moderado, la región no es la más adecuada para grandes instalaciones solares debido a su baja irradiación comparada con otras zonas de España. Los cálculos de horas equivalentes anuales, utilizando datos de REE y la herramienta PVGIS, confirmaron que la irradiación solar en Galicia es significativamente menor que la media nacional, con aproximadamente 1.200 horas equivalentes anuales. Esto hace que un proyecto solar de gran envergadura no sea económicamente viable sin incentivos significativos.

En contraste, el potencial eólico de Galicia es considerablemente alto, situándose entre las regiones líderes en España en cuanto a capacidad instalada. El análisis detallado utilizando la herramienta Furow confirma que el parque eólico en la parcela de Meirama es técnica y económicamente viable. Con una producción neta anual estimada de 102.717 MWh y una eficiencia neta del 87%, el proyecto se presenta como una opción sólida para la generación de energía renovable. La velocidad media del viento en la zona es superior al umbral necesario de 6 m/s para la viabilidad de los proyectos eólicos en España. Las horas equivalentes anuales de producción se estiman en 2.400, reforzando aún más la viabilidad técnica del parque.

El desarrollo de un hub de producción de hidrógeno verde es otro componente crucial del proyecto. La primera fase contempla la instalación de un electrolizador de 30 MW, seguido de expansiones a 50 MW y 200 MW en fases subsecuentes. Este proyecto busca suministrar hidrógeno a industrias locales, sustituyendo el hidrógeno gris y los combustibles fósiles en aplicaciones térmicas y de movilidad, así como su inyección en la red de gas natural. Durante la construcción de la primera fase, se prevé la creación de 224 empleos directos y 372 indirectos.

El almacenamiento de energía mediante baterías también se evaluó como una opción para mejorar la rentabilidad del parque eólico y estabilizar la producción. La capacidad de las baterías para almacenar energía durante periodos de baja demanda y liberarla durante picos de demanda podría mitigar la volatilidad del precio de la energía y mejorar la estabilidad de ingresos. La forma de operación de las baterías buscará maximizar los ingresos obtenidos por la venta de energía en el mercado diario. Con los datos horarios de precio y producción del parque eólico se formula un problema de programación lineal. A continuación, se evalúa el factor de apuntamiento, que será uno de los parámetros clave para evaluar la rentabilidad de las baterías.

4. Normativa

La normativa relevante incluye regulaciones sobre alta y baja tensión, autorizaciones ambientales y de emplazamiento, gestión de residuos y seguridad en obras. La Junta de Galicia ha establecido ciertas paralizaciones de proyectos renovables hasta 2028, lo cual afecta los plazos de implementación del proyecto. Esta normativa es crucial para asegurar que el proyecto cumpla con todas las regulaciones vigentes y minimice su impacto ambiental y social.

5. Análisis Económico

El análisis económico del proyecto de transformación de la central térmica de Meirama se basa en dos métricas financieras principales: Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno. El VAN se calcula descontando los dividendos anuales al valor presente, utilizando una tasa

de descuento que incorpora el costo promedio ponderado de capital (WACC). La IRR es la tasa de descuento a la cual el VAN es igual a cero, proporcionando una referencia para comparar la inversión del proyecto con otras oportunidades. Para el cálculo de estas métricas se utilizó el software Furow, que permite configurar parámetros básicos del proyecto y obtener flujos de caja operativos, hoja de balance, flujo de caja libre, flujo de deuda, depreciación, impuestos y resultados.

Las hipótesis económicas comunes incluyen un apalancamiento del 75%, un ratio de provisiones del 16%, un plazo de amortización de 10 años y un interés del 3,5%. El coste total del proyecto es de 44.727.287 € y los gastos de operación y mantenimiento iniciales ascienden a 1.667.292 €. La depreciación anual promedio es del 8% y los impuestos corporativos del 21%. La distribución de dividendos es del 90%, con una reserva legal del 10% y una cuenta de reserva de deuda del 50%. El WACC se sitúa en el 4%. Otras suposiciones incluyen un inicio de producción en 2.028 y una duración del proyecto de 25 años.

El análisis del precio de venta de energía es crucial para la viabilidad del proyecto, utilizando datos de Aurora Energy Research que proporcionan varios escenarios de precios del mercado: Central, High y Low, ajustados anualmente con el factor de apuntamiento. En el caso base del parque eólico Meirama, con una capacidad de 44,5 MW y un horizonte de 25 años, los resultados indican una rentabilidad moderada. La IRR es del 9,8%, el VAN es de 15.909.017 €, y el período de recuperación de la inversión es de 14,9 años. En el escenario de precio alto, los resultados muestran una considerable mejora. La IRR se eleva a 15,9%, el VAN a 32.873.192 €, y el payback se reduce a 8,4 años. Durante los primeros años, los dividendos son similares al caso base, pero a partir del tercer año, los dividendos son mayores debido a los ingresos generados por los altos precios de la energía. Este escenario demuestra una mayor capacidad del proyecto para generar flujos de caja suficientes para pagar dividendos tempranos y elevados, lo cual es muy atractivo para los inversores. En contraste, el escenario de precio bajo muestra una considerable reducción en la rentabilidad del proyecto. La IRR es apenas del 1,3%, el VAN es negativo en -5.072.108 €, y el payback se extiende a 26,1 años. No se registran pagos de dividendos en los primeros años ni en los años intermedios debido a los bajos ingresos por los precios bajos de la energía. La capacidad del proyecto para pagar dividendos se ve gravemente afectada, lo que hace que el proyecto no sea atractivo para los inversores bajo estas condiciones.

El análisis de los sistemas de baterías indica que la integración de baterías no mejora la rentabilidad del proyecto en comparación con el caso base. Para el caso de baterías de 10 MW 10 MWh, la IRR es del 7,81%, el VAN es de 11.368.056 €, y el payback es de 16,5 años. El caso con baterías de 10 MW 20 MWh y 20 MW 20 MWh presenta peores resultados económicos. Esto indica que, aunque la integración de baterías puede mejorar los ingresos anuales del proyecto eólico, los beneficios financieros no compensan los costos adicionales de inversión y operación, retrasando significativamente el pago de dividendos a los inversores y haciendo que esta opción sea menos atractiva en términos financieros.

6. Objetivos de Desarrollo Sostenible

La transformación de la central térmica de Meirama contribuye a varios Objetivos de Desarrollo Sostenible, incluyendo el acceso a energía asequible y no contaminante, la promoción de ciudades y comunidades sostenibles, y la acción por el clima. La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la adopción de tecnologías limpias no solo mitigarán el impacto ambiental, sino que también fortalecerán la resiliencia del sistema energético frente a eventos climáticos extremos y fluctuaciones en la oferta de combustibles fósiles.

La conversión de la central térmica a una planta de energías renovables reducirá significativamente las emisiones de CO₂, alineándose con los objetivos de descarbonización y sostenibilidad. Se estima que la implementación del parque eólico y el hub de hidrógeno verde evitarán la emisión de aproximadamente 100.000 toneladas de CO₂ anuales, contribuyendo de manera significativa a los objetivos climáticos regionales y nacionales.

7. Emisiones

La conversión de la central térmica a una planta de energías renovables reducirá significativamente las emisiones de CO₂, alineándose con los objetivos de descarbonización y sostenibilidad. Se estima que la implementación del parque evitará la emisión de aproximadamente 85.000 toneladas de CO₂ anuales, contribuyendo de manera significativa a los objetivos climáticos regionales y nacionales. Además, el cierre de la central térmica supone la reducción de 1,6 millones de toneladas de CO₂ anuales a la atmósfera.

8. Conclusiones

El proyecto de transformación de la central térmica de Meirama es viable tanto técnica como económicamente bajo ciertas condiciones. El parque eólico destaca como la opción más prometedora debido a los recursos eólicos favorables de la región y las cifras de producción proyectadas. La implementación de contratos de compraventa de energía a largo plazo será crucial para asegurar la estabilidad financiera del proyecto, mitigando los riesgos asociados a la volatilidad del mercado energético. Con la situación actual de las baterías, estas no son capaces de mitigar estos riesgos. Además, la creación de un hub de hidrógeno verde complementa esta estrategia, ofreciendo una vía adicional para la descarbonización y el desarrollo sostenible. Dado el gran potencial del emplazamiento de Meirama, se deja abierta la posibilidad de implementar otros proyectos adicionales que puedan contribuir a suplir la capacidad de generación de 580 MW de la antigua central térmica. Esto podría incluir la integración de más parques eólicos, solares o híbridos, así como proyectos innovadores de almacenamiento de energía que aseguren una producción constante y eficiente. En conjunto, estos proyectos no solo contribuirán a la reducción de emisiones y la diversificación de la matriz energética, sino que también promoverán el desarrollo económico y la creación de empleo en la región.

Transformation project of a thermal power plant into a renewable energy plant, green hydrogen or biomass, and energy storage

Author: Knop Salto, Roberto.

Supervisor: Navarro Ocon, Jaime Cristóbal

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The project to transform the Meirama thermal power plant into a wind farm is both technically and economically viable. This wind farm will leverage the high wind potential of the region, significantly reducing CO₂ emissions. The project's financial stability must be ensured through long-term power purchase agreements, mitigating market volatility and promoting sustainable development.

Keywords: transformation, thermal power plant, wind farm, renewable energies, energy storage, reutilization.

1. Introduction

The transition to sustainable energy is crucial to addressing climate change and ensuring energy security. This work explores the feasibility of transforming the Meirama thermal power plant, which operated on coal, into a renewable energy facility. Closed in 2020, the plant generated significant CO₂ emissions, and its transformation seeks a sustainable option and diversification of the energy matrix.

2. Dismantling

The dismantling of the Meirama plant began in 2020, following a process that prioritizes safety and environmental respect. Significant progress has been made in demolishing key equipment and structures, such as the cooling tower and chimney. The process has been meticulous, using manual, mechanical, and controlled explosive methods to ensure safety. Additionally, this dismantling has generated local employment, hiring numerous local workers and involving local companies, contributing to regional economic development. A key aspect of the project is evaluating which elements are reusable for future projects. Following the work done by Naturgy, it is confirmed that key infrastructures such as the electrical substation and the medium and low voltage systems can be reused, favoring the development of new energy projects in the same location.

3. New Projects

During the study phase, several alternatives for reusing the Meirama site were explored. Initially, the transformation into a biomass plant was considered, proposed on previous occasions, but discarded due to the demolition of the boiler and other critical equipment. The proximity of the Cerceda Environmental Complex, managed by Sogama, could have provided an additional fuel source, but the recent demolition of key equipment makes this option unfeasible.

The analysis of a photovoltaic solar park revealed that, although Galicia has moderate solar potential, the region is not the most suitable for large solar installations due to its low irradiation compared to other areas of Spain. Annual equivalent hours calculations, using data from REE and the PVGIS tool, confirmed that solar irradiation in Galicia is significantly lower than the national average, with approximately 1.200 equivalent hours annually. This makes a large-scale solar project economically unviable without significant incentives.

In contrast, the wind potential of Galicia is considerably high, ranking among the leading regions in Spain in terms of installed capacity. Detailed analysis using the Furow tool confirms that the wind farm on the Meirama site is technically and economically viable. The project is presented as a solid option for renewable energy generation. The average wind speed in the area is above the 6 m/s threshold necessary for the viability of wind projects in Spain. The estimated annual equivalent hours of production are 2.400, further reinforcing the technical viability of the park.

The development of a green hydrogen production hub is another crucial component of the project. The first phase includes the installation of a 30 MW electrolyzer, followed by expansions to 50 MW and 200 MW in subsequent phases. This project aims to supply hydrogen to local industries, replacing grey hydrogen and fossil fuels in thermal and mobility applications, as well as its injection into the natural gas network. The construction of the first phase is expected to create 224 direct jobs and 372 indirect jobs.

Energy storage through batteries was also evaluated as an option to improve the profitability of the wind farm and stabilize production. The ability of batteries to store energy during periods of low demand and release it during peak demand could mitigate energy price volatility and improve income stability. Battery operation will aim to maximize revenue from energy sales in the daily market. Using hourly price and wind farm production data, a linear programming problem is formulated. The peak-shaving factor is then evaluated as one of the key parameters to assess battery profitability.

4. Regulation

Relevant regulations include those on high and low voltage, environmental and site authorizations, waste management, and work safety. The Galician Government has established certain pauses on renewable projects until 2028, affecting the project implementation timelines. These regulations are crucial to ensure the project complies with all current laws and minimizes its environmental and social impact.

5. Economic Analysis

The economic analysis of the Meirama thermal power plant transformation project is based on two main financial metrics: Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR). The NPV is calculated by discounting annual dividends to present value, using a discount rate that incorporates the weighted average cost of capital (WACC). The IRR is the discount rate at which the NPV equals zero, providing a reference for comparing the project's investment with other opportunities. For these metrics, the Furow software was used, allowing the configuration of basic project parameters and obtaining operating cash flows, balance sheets, free cash flows, debt flows, depreciation, taxes, and results.

Common economic assumptions include 75% leverage, a 16% provision ratio, a 10-year amortization period, and 3,5% interest. The total project cost is 44.727.287 €, and initial operation and maintenance expenses amount to 1.667.292 €. The average annual depreciation is 8%, and corporate taxes are 21%. The dividend distribution is 90%, with a legal reserve of 10% and a debt reserve account of 50%. The WACC stands at 4%. Other assumptions include a production start in 2028 and a project duration of 25 years.

The analysis of energy selling prices is crucial for the project's viability, using data from Aurora Energy Research, providing various market price scenarios: Central, High, and Low, adjusted annually with the peak-shaving factor. In the base case of the Meirama wind farm, with a capacity of 44,5 MW and a 25-year horizon, the results indicate moderate profitability. The IRR is 9,8%, the NPV is 15.909.017 €, and the payback period is 14,9 years. In the high-price scenario, the results show considerable improvement. The IRR rises to 15,9%, the NPV to 32.873.192 €, and the payback is reduced to 8,4 years. During the first years, dividends are similar to the base case, but from the third year, dividends are higher due to higher energy revenues. This scenario shows a greater capacity of the project to generate sufficient cash flows to pay early and high dividends, which is very attractive to investors. In contrast, the low-price scenario shows a considerable reduction in project profitability. The IRR is just 1,3%, the NPV is negative at -5.072.108 €, and the payback extends to 26,1 years. No dividend payments are recorded in the first or intermediate years due to low revenues from low energy prices. The project's capacity to pay dividends is severely affected, making the project unattractive to investors under these conditions.

The analysis of battery systems indicates that integrating batteries does not improve the project's profitability compared to the base case. For the case of 10 MW 10 MWh batteries, the IRR is 7,81%, the NPV is 11.368.056 €, and the payback is 16,5 years. The case with 10 MW 20 MWh and 20 MW 20 MWh batteries shows worse economic results. This indicates that, although battery integration can improve the wind project's annual revenues, the financial benefits do not offset the additional investment and operating costs, significantly delaying dividend payments to investors and making this option less attractive financially.

6. Sustainable Development Goals

The transformation of the Meirama thermal power plant contributes to several Sustainable Development Goals, including access to affordable and clean energy, promoting sustainable cities and communities, and climate action. Reducing greenhouse gas emissions and adopting clean technologies will not only mitigate environmental impact but also strengthen the energy system's resilience to extreme weather events and fluctuations in fossil fuel supply.

7. Emissions

The conversion of the thermal power plant to a renewable energy facility will significantly reduce CO₂ emissions, aligning with decarbonization and sustainability goals. Implementing the wind farm and green hydrogen hub is estimated to avoid approximately 85.000 tons of CO₂ annually, significantly contributing to regional and national climate

targets. Additionally, the closure of the thermal power plant will result in a reduction of 1,6 million tons of CO₂ emissions annually to the atmosphere.

8. Conclusions

The project to transform the Meirama thermal power plant is technically and economically viable under certain conditions. The wind farm stands out as the most promising option due to the region's favorable wind resources and projected production figures. Implementing long-term power purchase agreements will be crucial to ensure the project's financial stability, mitigating the risks associated with market volatility. The current situation of batteries indicates that they cannot mitigate these risks. Additionally, creating a green hydrogen hub complements this strategy, offering an additional pathway for decarbonization and sustainable development. Together, these projects will not only contribute to emission reductions and energy matrix diversification but also promote economic development and job creation in the region.

Índice

Capítulo 1. Introducción	16
1.1 Estado del Arte	17
1.2 Central Térmica de Meirama.....	18
1.2.1 Parcela	20
1.2.2 Datos técnicos de equipos e instalaciones	20
1.2.3 Producción de energía y Emisiones CO ₂	25
1.2.4 Plano-Esquema de la planta.....	26
1.2.5 Esquema Eléctrico.....	27
1.2.6 Esquema Termodinámico	27
1.3 Objetivos	28
Capítulo 2. Desmantelamiento	29
Capítulo 3. Nuevos Proyectos.....	32
3.1 Central de Biomasa	32
3.2 Parque Solar Fotovoltaico	33
3.3 Hub de Producción de Hidrógeno	35
3.4 Proyecto de Biometano	36
3.5 Parque Eólico	37
3.5.1 Furow	38
3.5.2 Análisis de datos y evaluación del recurso eólico.....	39
3.5.3 Micrositing	43
3.6 Almacenamiento.....	49
3.6.1 Justificación.....	49
3.6.2 Situación Actual.....	51
3.6.3 Configuración de Proyectos de Almacenamiento.....	53
3.6.4 Formas de Operación.....	54
3.6.5 Metodología.....	55
Capítulo 4. Normativa	57
4.1 Normas UNE	57
4.2 Alta Tensión	57

4.3	Baja Tensión.....	58
4.4	Autorizaciones y Emplazamiento.....	58
4.5	Cuestiones Medioambientales y Sociales.....	58
4.6	Gestión de Residuos	59
4.7	Seguridad y Salud en Obras	59
4.8	Normativa sobre Almacenamiento en Baterías	59
Capítulo 5. Análisis Económico.....		61
5.1	Presupuesto Proyecto	64
5.1.1	Parque Eólico.....	64
5.1.2	Parque Eólico con Sistema de Baterías	66
5.2	Coste de Operación y Mantenimiento	69
5.2.1	Parque Eólico.....	69
5.2.2	Parque Eólico con Sistema de Baterías	70
5.3	Resultado Caso Base	72
5.4	Sensibilidades.....	73
5.4.1	Precio	73
5.4.2	Sistema de Baterías	77
Capítulo 6. Objetivos de Desarrollo Sostenible		81
Capítulo 7. Emisiones.....		83
Capítulo 8. Conclusiones.....		85
Capítulo 9. Bibliografía.....		88
ANEXOS 92		

Índice de figuras

Ilustración 1. Parcela CT Meirama.....	20
Ilustración 2. Evolución producción energética y emisiones CO2 eq anuales de CT Meirama	25
Ilustración 3. Plano Instalaciones CT Meirama [6].....	26
Ilustración 4. Esquema Eléctrico CT Meirama [6].....	27
Ilustración 5. Esquema Termodinámico CT Meirama [6].....	27
Ilustración 6. Mapa Instalaciones Fotovoltaicas en Galicia (REE).....	34
Ilustración 7. Mapa Instalaciones Fotovoltaicas en España (REE).....	34
Ilustración 8. Comparación Horas Equivalentes Solares por Comunidades	34
Ilustración 9. Mapa Instalaciones Eólicas en Galicia (REE).....	37
Ilustración 10. Mapa Instalaciones Eólicas en España (REE).....	37
Ilustración 11. Comparación Horas Equivalentes Eólicas por Comunidades	37
Ilustración 12. Diagrama de Bloques Simplificado Furow	38
Ilustración 13. Histograma y Distribución Acumulada de Viento a 125 m	39
Ilustración 14. Perfil Diurno y Anual de Velocidades de Viento	40
Ilustración 15. Rosa de los vientos 125 m.....	41
Ilustración 16. Perfil Anual e Histograma de Temperatura a 125 m.....	42
Ilustración 17. Perfil Anual Presión Atmosférica a 125 m.....	42
Ilustración 18. Mapa con Aerogeneradores propuesto por Naturgy.....	43
Ilustración 19. Mapa Mental de la Pérdida de Producción de Energía, según el marco propuesto por la norma IEC 61400-15	44
Ilustración 20. Rango de Valores Estimados de Pérdidas Energéticas según categorías	45
Ilustración 21. Pérdidas PE Meirama debido a Efecto Estela y WSM	48
Ilustración 22. Precio Marginal en el Sistema Español (Fuente: REE).....	50
Ilustración 23. Evolución Capacidad de Almacenamiento en España. (elaborado por Aurora Research a partir de datos del PNIEC)	51
Ilustración 24. Esquema de conexión PE Meirama y sistema de baterías.....	54
Ilustración 25. Evolución CAPEX Baterías según Duración (Fuente: Aurora Research)...	67

Ilustración 26. Desglose OPEX Eólica (Fuente Aurora Research)	69
Ilustración 27. Evolución OPEX Baterías según Duración (Fuente: Aurora Research)	71
Ilustración 28. Comparación Evolución IRR Sensibilidades Precio	76
Ilustración 29. Comparación Evolución VAN Sensibilidades Precio	76
Ilustración 30. Comparación Evolución IRR Sensibilidades Baterías	79
Ilustración 31. Comparación Evolución VAN Sensibilidades Baterías	79

Índice de tablas

Tabla 1. Horas Equivalentes Solares mediante PVGIS.....	35
Tabla 2. Parámetros Aerogeneradores PE Meirama.....	44
Tabla 3. Parámetros Técnicos Estimados del PE Meirama.....	48
Tabla 4. Suposiciones Económicas	62
Tabla 5. Presupuesto inicial del PE Meirama.....	65
Tabla 6. Costes reasignados por la reutilización de la antigua central	66
Tabla 7. CAPEX Adicional debido a Sistema de Baterías 10 MW 10 MWh	68
Tabla 8. CAPEX Adicional debido a Sistema de Baterías 10 MW 20 MWh	68
Tabla 9. CAPEX Adicional debido a Sistema de Baterías 20 MW 20 MWh	68
Tabla 10. Costes Operación y Mantenimiento iniciales PE Meirama.....	70
Tabla 11. OPEX Adicional debido a Sistema de Baterías 10 MW 10 MWh.....	71
Tabla 12. OPEX Adicional debido a Sistema de Baterías 10 MW 20 MWh.....	71
Tabla 13. OPEX Adicional debido a Sistema de Baterías 20 MW 20 MWh.....	72
Tabla 14. Resultados Caso Base.....	72
Tabla 15. Caso Precio High.....	73
Tabla 16. Caso Precio Low.....	74
Tabla 17. Caso Batería 10 MW 10 MWh.....	77
Tabla 18. Caso Batería 10 MW 20 MWh.....	78
Tabla 19. Caso Batería 20 MW 20 MWh.....	78

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La transición hacia fuentes de energía sostenibles y respetuosas con el medio ambiente ha emergido como una prioridad global para abordar los desafíos asociados al cambio climático y la seguridad energética. En este contexto, el presente trabajo se enfoca en el desarrollo de un proyecto integral de transformación de una central térmica convencional hacia una instalación basada en energías renovables, con énfasis en la producción de hidrógeno verde, biomasa y almacenamiento energético.

La central térmica elegida se trata de Meirama, una instalación termoeléctrica que empleaba carbón (lignito y hulla) como combustible. Constaba de un grupo de 557 MW [1]. Se situaba en Cerceda, a 31 kilómetros de la Coruña. Se cerró el 30 de junio de 2023, tras 43 años de actividad [2]. Esta central representó una fuente significativa de emisiones de gases de efecto invernadero y dependencia de combustibles fósiles. La transformación propuesta busca no sólo reducir estas emisiones, sino también diversificar la matriz energética, promoviendo el uso de tecnologías limpias y sostenibles. La elección de las energías renovables se sustenta en la necesidad de abordar múltiples dimensiones de la sostenibilidad, incluyendo la descarbonización y la utilización de recursos locales.

El objetivo principal de este proyecto es explorar las posibilidades técnicas y económicas de la transformación de la central térmica, evaluando la viabilidad de integrar fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, junto con la producción de hidrógeno verde y la utilización de biomasa como fuente complementaria. Además, se busca implementar sistemas de almacenamiento de energía para garantizar una producción continua y estable, mitigando las fluctuaciones inherentes a las fuentes renovables intermitentes.

1.1 ESTADO DEL ARTE

En la última década, la creciente conciencia sobre los impactos ambientales del uso intensivo de combustibles fósiles ha impulsado la búsqueda de alternativas sostenibles en el sector energético. Numerosos proyectos de transformación de centrales térmicas a plantas de energías renovables y almacenamiento energético han surgido como respuestas efectivas a estos desafíos.

Datos recopilados de proyectos similares destacan resultados alentadores en términos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y mejora de la eficiencia energética. Por ejemplo, la transformación de la central térmica de La Robla, construida en León, logrará evitar la emisión de 430.000 toneladas de CO₂. Este proyecto, llevado a cabo por Naturgy y Enagás Renovable, tiene como objetivo el cambio de la central térmica por una planta de hidrógeno renovable con 280 MW de capacidad. Además, también se tiene previsto la puesta en marcha de diversos parques fotovoltaicos en municipios aledaños con una capacidad total de 450 MWp [3]. Asimismo, la central de La Pereda, gestionada por Hunosa, ubicada en Asturias, ha empezado las obras de transformación de la central y harán que se pase de usar carbón como combustible a biomasa y combustible sólido recuperado (CSR) [4].

Estas experiencias confirman la viabilidad técnica y económica de la transición de centrales térmicas hacia modelos más sostenibles, y proporcionarán valiosas lecciones aprendidas y mejores prácticas que podrán aplicarse a proyectos futuros.

La elección de fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, se basa en su capacidad para generar electricidad de manera continua y respetuosa con el medio ambiente. La energía solar, con su amplia disponibilidad y la constante mejora de la eficiencia de las tecnologías fotovoltaicas, ofrece una solución confiable. De manera similar, la energía eólica aprovecha un recurso más intermitente para generar electricidad de manera sostenible.

La producción de hidrógeno verde se ha convertido en un componente esencial de estos proyectos, actuando como un vector energético versátil y almacenamiento a largo plazo. Al

utilizar la electrólisis alimentada por energía renovable, se logra la producción de hidrógeno sin emisiones directas de gases de efecto invernadero.

La importancia de proyectos como el propuesto radica en la necesidad urgente de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y abordar los desafíos planteados por el cambio climático. La transformación de centrales térmicas a plantas de energías renovables y almacenamiento energético no sólo contribuye a la mitigación de impactos ambientales, sino que también fortalece la resiliencia del sistema energético frente a eventos climáticos extremos y fluctuaciones en la oferta de recursos fósiles. Además, la creciente presión internacional y las metas de reducción de emisiones establecidas en acuerdos como el Acuerdo de París hacen que la implementación de proyectos de este tipo sea una prioridad estratégica para los gobiernos y las empresas comprometidas con la sostenibilidad a largo plazo.

1.2 CENTRAL TÉRMICA DE MEIRAMA

La central térmica de Meirama estaba ubicada en la parroquia de Encrobas, en el municipio de Cerceda, provincia de La Coruña (España). Propiedad de la empresa Naturgy (inicialmente fue Unión Fenosa), la central, con su grupo térmico de 580 MW, ha sido un componente clave en la generación de energía eléctrica mediante la combustión de carbón.

Contruida en 1976 y puesta en funcionamiento en diciembre de 1980, la térmica de Meirama se erigió como una infraestructura de relevancia nacional, con un costo inicial de 60.000 millones de pesetas [1], es decir, unos **360.000.000 €**. Su construcción cercana a un yacimiento de lignito inicialmente permitió aprovechar este recurso para la generación eléctrica, destinada principalmente al mercado gallego. No obstante, la paulatina agotación del yacimiento llevó a la sustitución del lignito por hulla bituminosa y sub-bituminosa, completándose su agotamiento en 2008. La empresa propietaria inició entonces la restauración del terreno, dando origen al lago Meirama. Desde 2009, la central ha utilizado exclusivamente hulla de importación y, a partir de ese año, incorporó el uso de gas natural como combustible auxiliar.

Durante su construcción, las comunidades locales, especialmente los habitantes de Las Encrobas, protagonizaron movilizaciones populares para obtener condiciones justas en medio de la expropiación y el plan de explotación de Fenosa.

Los residentes locales han expresado su preocupación por la contaminación atmosférica generada por la central, llegando incluso a plantear denuncias por emisiones a la atmósfera. A pesar de que las emisiones han disminuido según datos proporcionados por la empresa, la controversia persiste. La central ha sido una fuente de empleo para unas 200 personas, directas e indirectas, según datos de abril de 2012.

Como parte de la política de cierre de centrales de carbón, el 30 de junio de 2020, la central fue desconectada de la red eléctrica, y su cierre definitivo fue autorizado el 31 de julio de 2020. Se estipuló un plazo de 4 años para llevar a cabo su desmantelamiento. La demolición de la torre de refrigeración en diciembre de 2022 y la chimenea en marzo de 2023 marcaron hitos significativos en este proceso.

Su construcción se llevó a cabo entre 1976 y 1980. La torre de refrigeración, de aproximadamente 126 metros de altura, y la chimenea, de 204 metros, eran elementos distintivos del paisaje. La térmica de Meirama ha enfrentado desafíos, cambios en su combustible y controversias a lo largo de su historia, marcando un capítulo significativo en el panorama energético y social de la región.

1.2.1 PARCELA

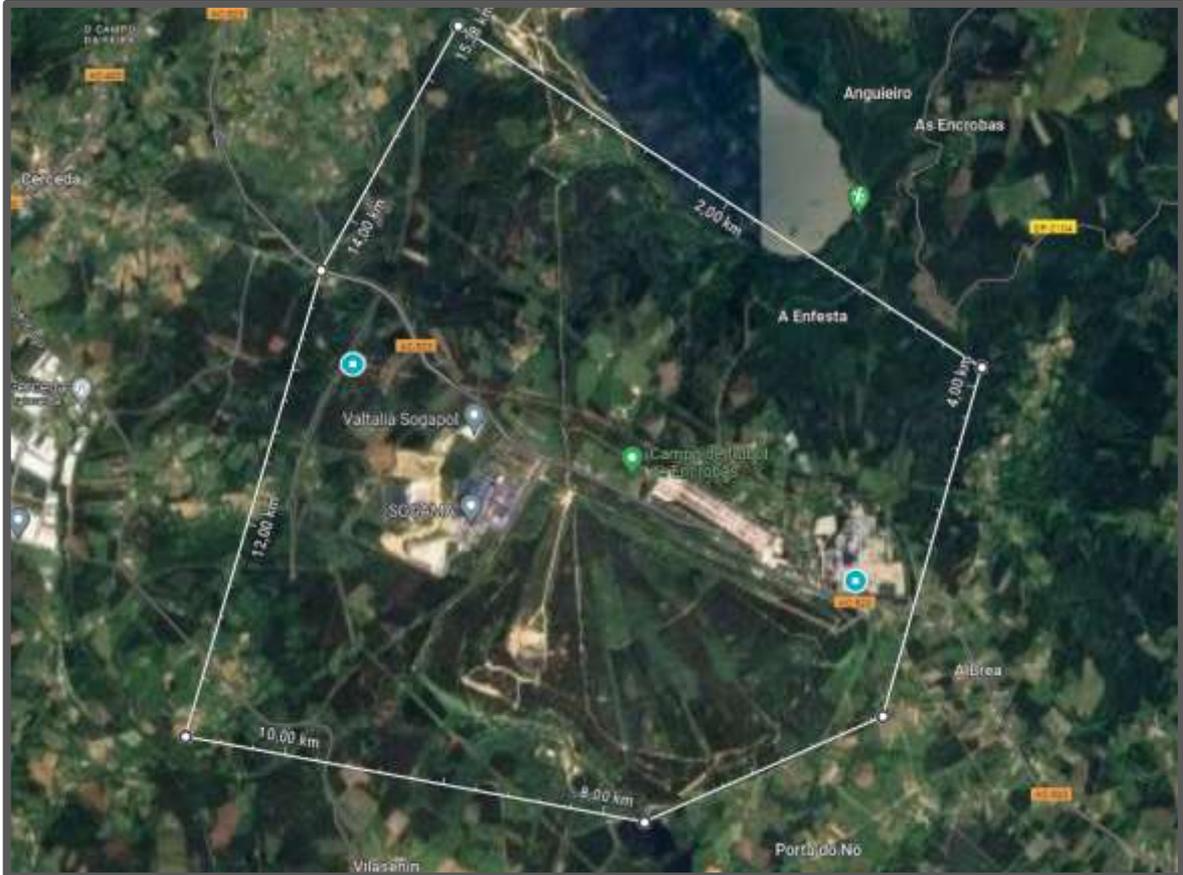


Ilustración 1. Parcela CT Meirama

El terreno, propiedad de Naturgy, se sitúa en el término municipal de Cerceda, en Coruña. Mide aproximadamente 15,23 km². A continuación se adjunta una imagen con las dimensiones de la parcela.

1.2.2 DATOS TÉCNICOS DE EQUIPOS E INSTALACIONES

A continuación, se describen algunas de las características técnicas más relevantes de los elementos de la CT Meirama [5][6].

Capacidad y Tipo de Generación

La Central tenía una capacidad bruta de 580,46 MW y se basa en un ciclo convencional de combustión de hulla para la generación de energía eléctrica. Su capacidad neta era de 557,20

MW. La central originalmente tenía 550 MW de capacidad, pero tuvo dos repotenciaciones. El consumo específico era de 10.006,45 kJ/kWh.

Sistema de Combustión de Arranque

El sistema de arranque de la central involucra quemadores de gas natural integrados en los quemadores de carbón. Cuenta con una Estación de Regulación y Medida que se encarga de acondicionar el gas natural para su distribución a través de una red de tuberías que abastecen a cada nivel de quemadores. Este sistema fue puesto en servicio en septiembre de 2009.

Parques de Almacenamiento de Carbón

La central cuenta con parques de almacenamiento tanto cubiertos como al aire libre para el almacenamiento de carbón. La capacidad total de almacenamiento es de 460.000 toneladas, distribuidas entre diferentes instalaciones dentro y fuera del recinto de la central.

Equipos de Molienda

El carbón almacenado en el parque se transporta a la caldera mediante una cinta transportadora, cuya cantidad varía según la demanda de energía. Antes de la combustión, el carbón premolido requiere otro proceso de molienda y pulverización para aumentar su área de contacto y mejorar su eficiencia. La central cuenta con 4 equipos de molienda del tipo ALSTOM SM25, cada uno con una potencia nominal de 600 kW, que consisten en molinos de rodillos accionados por sistemas hidráulicos y refrigerados por agua. En estos molinos, el carbón se pulveriza hasta que una corriente ascendente de aire caliente lo lleva hacia los quemadores de la caldera.

Caldera

La caldera de la central es de circulación forzada, tipo Benson, sin calderín. Se caracteriza por sus paredes acuotubulares y su diseño en forma de torre. Utiliza un sistema de combustión tangencial y fue puesta en servicio en 1981. Incorpora precalentadores regenerativos tipo Ljungström para la captación de calor de los gases de combustión.

Fabricante: Balcke-Dürr (reformada por ALSTOM en 2008)

Tipo: Benson

Producción de vapor: 1766 T/h

Temperatura del vapor de salida del sobrecalentador: 540 °C

Presión de vapor de salida del sobrecalentador: 182,4 bar

Número de calderines: Botellón y 4 Separadores de vapor

Tipo estructura: metálica

Número de quemadores: 16 Hulla + 16 Gas Natural

Número de molinos: 4 Hulla

Número de precalentadores: 2

Número de ventiladores: 2 tiro forzado, 2 tiro inducido y 2 aire primario.

Turbina

La turbina de la central consta de cuatro cilindros en tándem, uno de alta, uno de media y dos de baja presión. Funciona en conjunto con la caldera para generar energía eléctrica. La entrada de vapor a la turbina de alta presión tiene características específicas de presión y temperatura, y el vapor generado pasa por una serie de etapas de expansión antes de ser condensado y recirculado en el sistema. Fabricada por Brown Boveri.

Alternador

El alternador de la central está diseñado para cumplir con las normas IEC para funcionamiento permanente y utiliza hidrógeno gaseoso y agua como medios refrigerantes. Fue puesto en marcha en 1981 y está conectado a las barras de fase aislada que canalizan la energía generada hasta el transformador principal.

Fabricante: B.B.C.

Tipo de Turbina: Reacción con corona de acción

Número de extracciones: 7

Temperatura del vapor: 540 °C

Temperatura final del agua de alimentación: 259,4°C

Presión de vapor: 174,03 bar

Velocidad: 3000 rpm

Tensión de generación: 19 kV

Refrigeración: H₂ y H₂O

Factor de Potencia: 0,85

Uso del agua en la Central

El suministro de agua a la Central se realiza mediante una presa en el río Viduido con capacidad de 16.640.000 m³, una conducción forzada que conecta este embalse con el embalse de San Cosmade, y otro embalse de regulación con capacidad de 1.400.000 m³. El agua se utiliza para producir agua desmineralizada, refrigerar el condensador, equipos auxiliares, lavado de filtros, humectación de cenizas, consumo humano, contra incendios, y riegos.

Sistemas de Refrigeración

El principal uso de agua en la Central se destina a los sistemas de refrigeración. El condensador del ciclo agua-vapor está equipado con un sistema de refrigeración que emplea un circuito cerrado junto con una torre de tiro natural de 100 m de altura. Además, los equipos auxiliares, como bombas, motores, ventiladores y molinos, requieren refrigeración, la cual se logra mediante un circuito cerrado que consta de tres torres de tiro mecánico.

Sistema de depuración y neutralización de efluentes

El sistema de depuración y neutralización de efluentes consta de dos plantas principales: el "Sistema de Neutralización de Drenajes" y la "Planta Depuradora de Agua de la Escombrera". Recibe efluentes con pH ácido o básico y sólidos en suspensión, que se tratan para su reutilización en la central. Luego, las aguas clarificadas pasan a la Planta Depuradora, donde se neutralizan con cal, se airean, se clarifican, se filtran y se extraen los fangos antes de verterlas al río.

Precipitadores electrostáticos

La Central Térmica de Meirama utiliza dos precipitadores electrostáticos para eliminar cenizas volantes de los gases de combustión. Estos equipos logran una eficiencia del 99.5% en la remoción de cenizas y pueden procesar grandes volúmenes de gas. Además, la central cuenta con una red de control de calidad del aire compuesta por cuatro estaciones. En cuanto al vertedero de residuos no peligrosos de la central, operaba en fases para gestionar los desechos de manera efectiva y evitar la generación excesiva de lixiviados.

Chimenea

El punto de evacuación de los gases de combustión después de ser tratados es la chimenea. La chimenea de la CT Meirama tiene una altura de 200 metros. Fue definida, previa construcción de la Central, por medio de los estudios necesarios para la mitigación del efecto de los gases contaminantes en la zona. Su diámetro externo en la base es de 18 metros y en la boca de 11 metros, mientras que su diámetro interno es de 8,40 metros. Se sitúa a continuación del edificio de caldera, por comodidad del transporte de los gases, ya que la evacuación se realiza de forma continua, como paso siguiente a la combustión.

Conexión a la subestación de REE

La subestación, situada en el recinto de la antigua central, cuenta con un nivel de tensión de 220 kV. Mayormente pertenece a REE, excepto 2 posiciones propiedad de Naturgy y otra posición propiedad de Unión Fenosa Distribución desde donde se alimentan diversos servicios propios y ajenos a la central [7]. El transformador está formado por 3 unidades monofásicas fabricadas por Westinghouse. Su potencia total es de 681 MVA y la relación de transformación es 19/220 kV. Su intensidad nominal es de 2.500 A. Además, se cuenta con transformadores auxiliares y de arranque con las siguientes características:

Transformador auxiliar

Potencia unitaria: 75.000 kVA

Tensiones (Media/Alta): $19 \pm 10\%$ / 10,5; 6,6 kV

Transformador arranque

Potencia unitaria: 75.000 kVA

Tensiones (Media/Alta): $230 \pm 12\%$ / 10,5; 6,6 kV

1.2.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA Y EMISIONES CO₂

A continuación, se muestra la evolución anual de la producción de energía de la CT Meirama, así como datos de las emisiones de CO₂ equivalente para los años de los que se disponen datos. La producción fue obtenida de REE, mientras que las emisiones fueron obtenidas a través de la Declaración Medioambiental EMAS de la Junta de Galicia

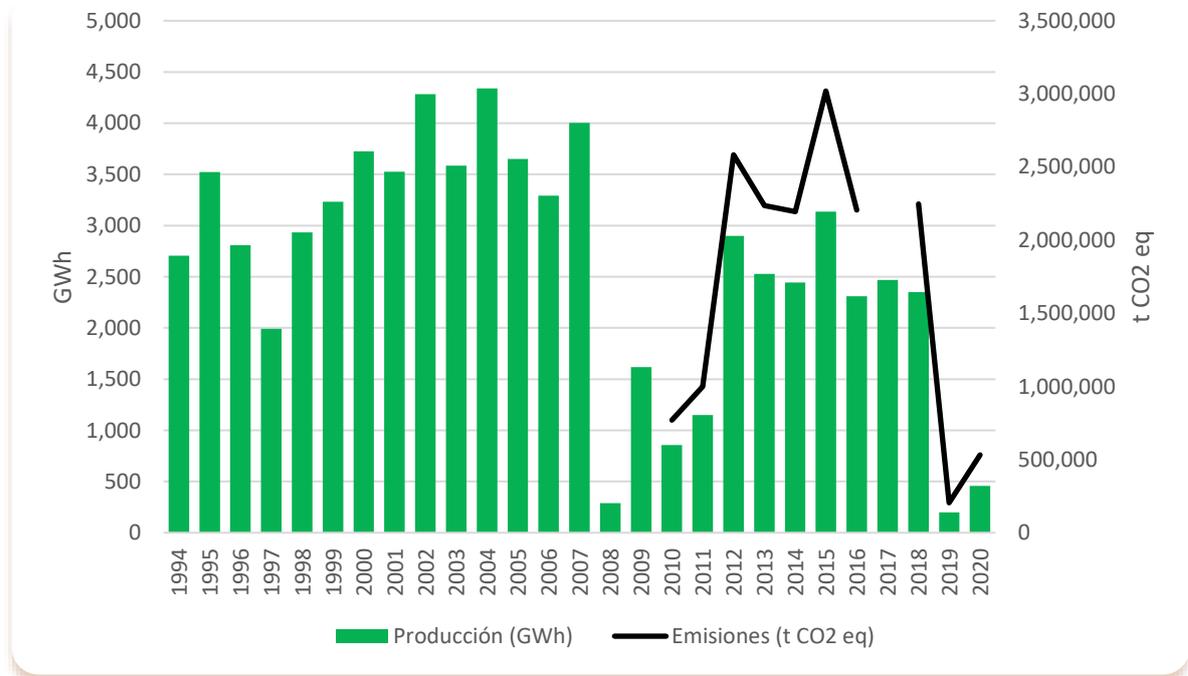


Ilustración 2. Evolución producción energética y emisiones CO₂ eq anuales de CT Meirama

1.2.4 PLANO-ESQUEMA DE LA PLANTA



Ilustración 3. Plano Instalaciones CT Meirama [6]

1.2.5 ESQUEMA ELÉCTRICO

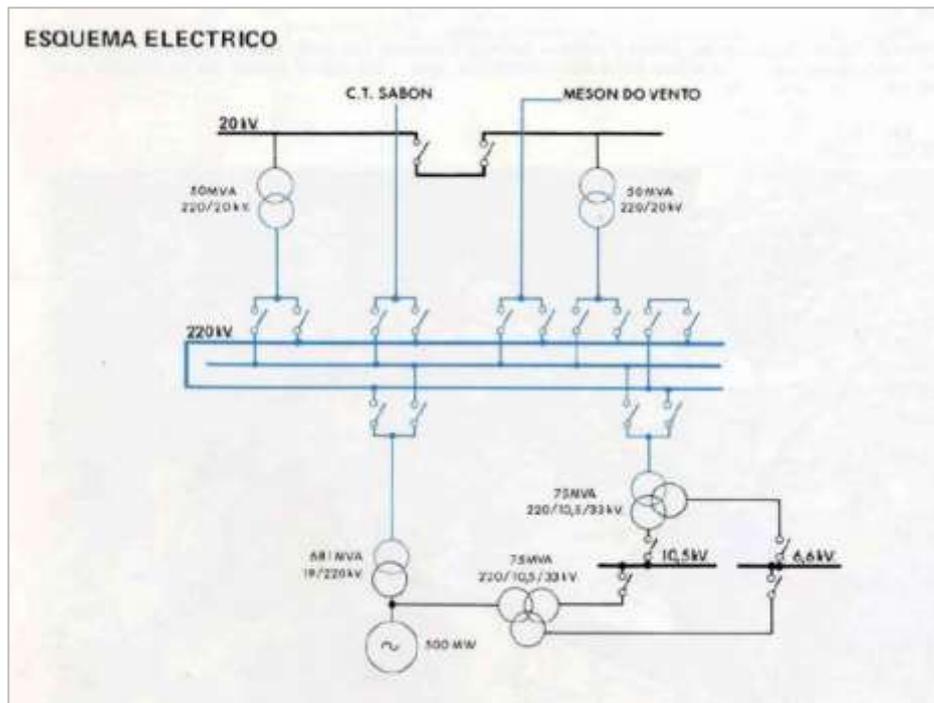


Ilustración 4. Esquema Eléctrico CT Meirama [6]

1.2.6 ESQUEMA TERMODINÁMICO

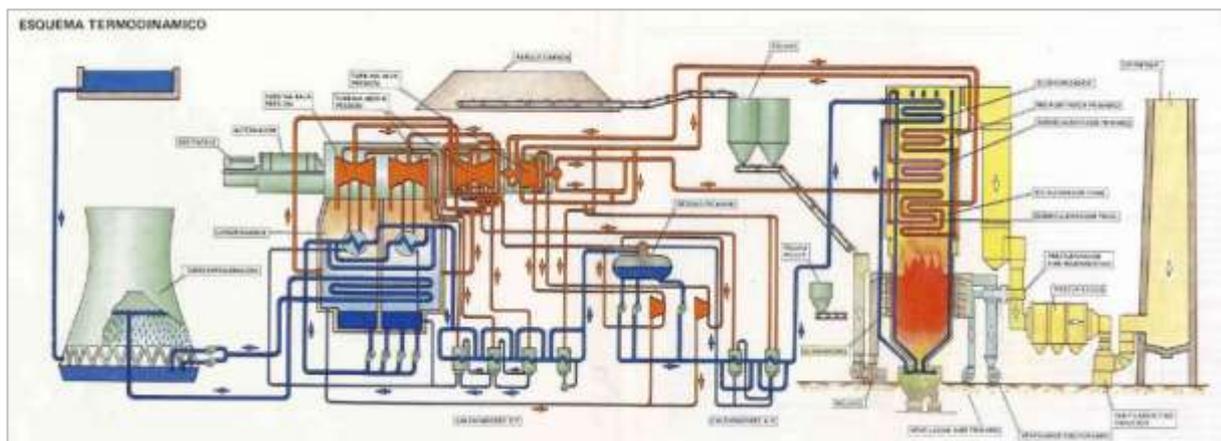


Ilustración 5. Esquema Termodinámico CT Meirama [6]

1.3 OBJETIVOS

El presente trabajo tiene como propósito abordar diversas cuestiones fundamentales relacionadas con la transformación de la antigua central de Meirama en una instalación de energías renovables y almacenamiento energético. Los objetivos delineados se centran en resolver aspectos clave para asegurar la eficiencia, sostenibilidad y viabilidad del proyecto.

1. Identificación y aprovechamiento de recursos de la antigua central de Meirama:

Determinar qué recursos de la central térmica desmantelada, iniciado a finales de 2020, pueden ser aprovechados eficazmente en el nuevo proyecto.

2. Viabilidad técnica: selección de proyectos renovables acorde a los recursos:

Evaluar la viabilidad técnica de diferentes opciones de proyectos renovables, seleccionando la más adecuada en función de los recursos disponibles en la ubicación de Meirama. La elección se basará en un análisis exhaustivo de la capacidad del lugar para albergar fuentes de energía renovable. No es objeto de este trabajo la realización de planos y esquemas eléctricos detallados ni el análisis relacionado con la obra civil.

3. Viabilidad económica del proyecto:

Realizar un análisis detallado de la viabilidad económica del proyecto transformador, considerando costos de inversión, operación y mantenimiento. Se buscará establecer un modelo financiero sólido que garantice la sostenibilidad económica a lo largo del tiempo.

4. Estimación de emisiones ahorradas:

Cuantificar las emisiones de gases de efecto invernadero que se evitarán como resultado de la implementación del proyecto de energías renovables y almacenamiento energético. Este objetivo apunta a medir el impacto ambiental positivo y contribuir a los esfuerzos de mitigación del cambio climático.

Capítulo 2. DESMANTELAMIENTO

Siguiendo la política de cierre de centrales térmicas de carbón llevada a cabo desde el año 2010, Meirama comenzó su desmantelamiento el 10 de diciembre de 2020 [8].

El proceso de desmantelamiento de la Central Térmica de Meirama ha seguido un enfoque meticuloso que prioriza tanto la seguridad como el respeto al medio ambiente. Se han empleado una variedad de métodos tanto manuales como mecánicos, e incluso se han utilizado explosivos en voladuras controladas para demoler las estructuras de manera segura y eficiente. Según Naturgy, el grado de desmantelamiento es del 77%.

El proceso de desmantelamiento ha seguido los siguientes pasos [9]:

- Limpieza de equipos e instalaciones.
- Vaciado y limpieza de tanques y líneas.
- Trabajos manuales de vaciado y desmontaje de enseres segregándolos por tipologías.
- Retirada de aislamientos térmicos y materiales peligrosos.
- Demolición combinada: La demolición se ha llevado a cabo mediante una combinación de métodos, incluyendo maquinaria pesada, martillos hidráulicos y voladuras controladas.
- Gestión de residuos: Los residuos generados durante el proceso de desmantelamiento se han segregado y gestionado de acuerdo con su tipología, buscando maximizar su reutilización o reciclaje.
- Acondicionamiento de la parcela: Una vez completada la demolición, se ha procedido al acondicionamiento de la parcela, nivelando el terreno y realizando trabajos de acabado acorde al entorno industrial.

Hasta la fecha, se han realizado importantes avances en el proceso de desmantelamiento de la Central Térmica de Meirama, incluyendo el desguace de equipos de generación, la demolición de la cubierta del parque de carbón, así como la voladura exitosa de la torre de

refrigeración y la chimenea. Además, se encuentran en curso otros trabajos importantes, como la demolición del edificio de nave de turbinas, cintas y naves de tolvas de carbón. El último gran avance ha sido la [demolición de la caldera](#), realizada a principios de 2024.

Es importante destacar que este proceso de desmantelamiento ha generado oportunidades de empleo local, con la contratación de un considerable número de trabajadores residentes en la zona y la participación de empresas locales en el desarrollo de los trabajos. Esto no sólo contribuye al avance del proyecto, sino que también beneficia a la comunidad local al generar empleo y oportunidades económicas dentro de la región. En conclusión, según la CNMC, el nivel de afección de cierre será el siguiente:

Sistemas que quedarán fuera de servicio.

Estos sistemas serán desenergizados y puestos en seguridad debido al cierre de la instalación. Se incluye:

- Combustibles: Alimentación gas de Reganosa y Estación de regulación y medida.
- Caldera: Aire Gases Caldera, Caldera, Carbón a quemadores, Gas Natural a Quemadores, Llenado y Drenajes de Caldera, Precipitador, Sopladores.
- Ciclo Agua-Vapor: Agua de Alimentación, Agua de Circulación, Condensado, Drenajes de Calentadores, Lubricación y Regulación de Turbina Auxiliar, Sellado Bombas Agua Alimentación, Turbina Auxiliar, Vapor Auxiliar, Vapor de Extracciones, Vapor Principal y Recalentado.
- Turbogrupos: Aparellaje Generación, Alternador, By-Pass de Turbina, Excitación, Lubricación Turbogrupos, Refrigeración Alternador, Regulación Turbina Principal, Sellado Turbina Principal, Turbina Principal, Vacío Del Condensador.
- Servicios generales: Aire Comprimido Instrumentación, Agua de Servicios, Dosificación Química, Tratamiento de Agua - Desmineralizada, Tratamiento de Condensado, Toma de Muestras.
- Subproductos: Cenizas, Escorias, Evacuación y Transporte de Cenizas y Escorias.
- Subestación Meirama, nivel 220 kV: Modulo Línea Transformador Maquina.

Sistemas parcialmente fuera de servicio.

Estos sistemas o equipos serán parcialmente puestos fuera de servicio, mientras que ciertos equipos o partes del sistema permanecerán en funcionamiento para garantizar condiciones de seguridad, cumplimiento de requisitos medioambientales o para facilitar futuras tareas de desmantelamiento. Se incluye:

- Control de Grupo: Sistema de Control Distribuido (el antiguo sistema de control fue sustituido).
- Sistemas eléctricos: Media Tensión.
- Servicios generales: Distribución Fuerza y Alumbrado.
- Complementarios: Maquinaria de Elevación y Transporte, Material de talleres, laboratorio, seguridad y otros.

Sistemas en servicio.

Estos sistemas o equipos permanecerán operativos tras el cierre para asegurar condiciones de seguridad, cumplimiento de requisitos medioambientales o para facilitar futuras tareas de desmantelamiento. Una vez que el cierre efectivo de la instalación se haya producido y la presencia de estos sistemas ya no sea necesaria, también se pondrán fuera de servicio. Se incluye:

- Control de Grupo: Protección contra incendios.
- Sistemas eléctricos: Baja Tensión, Corriente Continua, Grupo Electrónico, Red de Tierras, Tensión Segura.
- Servicios generales: Aire Comprimido General Servicios, Agua Cruda y Potable, Protección Contra Incendios, Toma de Agua.
- Subproductos: Depuración de Efluentes.
- Subestación Meirama, nivel 220 kV: Módulo Línea Transformador Arranque.

Capítulo 3. NUEVOS PROYECTOS

Para llevar a cabo nuevos proyectos renovables, y en vista del Capítulo 2. , se entiende que se podrán reutilizar parte de la subestación eléctrica, servicios de media y baja tensión, servicios generales (agua) y sistemas de protección contra incendios (PCI). Por otra parte, durante el proceso de investigación, se descubre la intención por parte de Naturgy de llevar a cabo varios proyectos en la zona [9]:

- 2 parques eólicos. Meirama (44,5 MW) y As Encrobas (20 MW).
- Hub de producción de hidrógeno.
- Proyecto de biometano.

El alcance de este trabajo no se limita a las opciones mencionadas anteriormente. Se considerarán otras iniciativas de energías renovables, tales como la implantación de un parque solar fotovoltaico, una central de biomasa o proyectos relacionados con el almacenamiento de energía mediante baterías.

3.1 CENTRAL DE BIOMASA

Esta idea ya fue propuesta hasta dos veces en el pasado. La primera, en el año 2009, el presidente de Gas Natural-Fenosa por aquel entonces, Salvador Gabarró, dio a conocer a Alberto Nuñez-Feijoo, presidente de la Xunta, la intención de destinar 250.000 toneladas de biomasa forestal [10] a la central de Meirama. La segunda, en el año 2019, fue fruto del comité de empresa y los trabajadores adscritos a la central térmica [11]. Estos insistían en la viabilidad económica y medioambiental de una planta de biomasa cuando cesase la actividad de la central térmica y así no dejar sin trabajo a los trabajadores de la zona. Además, próximo a Meirama está el Complejo Medioambiental de Cerceda, gestionado por Sogama. Este complejo está actualmente operativo y centraliza el tratamiento de los residuos urbanos

producidos por 295 ayuntamientos gallegos, con una capacidad para tratar 1.000.000 toneladas de residuos anuales [12]. Ocupa una superficie de 65 hectáreas y se conforma de varias plantas que encadenan todas las fases por las que circula el residuo para su puesta en valor. Dos de las tres fracciones de residuos se procesan en esta infraestructura, recuperando materiales reciclables y transformando la parte no reciclable en combustible derivado de residuos (CDR) que se utiliza para la generación de electricidad. La proximidad de este complejo gestionado por un externo podría haber influido en la decisión de Naturgy de no llevar a cabo un proyecto de este tipo. Otro punto en contra de la construcción de una central de biomasa es que recientemente se ha derrumbado la caldera y los grupos han sido retirados.

3.2 PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO

La situación de la solar fotovoltaica en España, mostrada en la Ilustración 7. Mapa Instalaciones Fotovoltaicas en España (REE), grafica el mapa las instalaciones registradas por REE, desde unos pocos kW hasta los 500 MW. No es sorpresa que el recurso solar es mayor en la parte sur de la península. Es por eso que ahí es donde se sitúa la mayor parte de los grandes parques fotovoltaicos. Viendo como en la zona norte peninsular predominan las instalaciones de pocos kilovatios (autoconsumo normalmente), la comunidad autónoma de Galicia no parece una gran opción a la hora de plantear un proyecto solar de gran potencia. Además, Coruña es la provincia con menos instalaciones fotovoltaicas de toda Galicia (Ilustración 6). También se ha realizado el cálculo de las horas equivalentes de la tecnología solar fotovoltaica en la comunidad autónoma de Galicia frente a otras comunidades con más instalaciones y la media nacional. El número de horas equivalentes en proyectos solares es la medida que equipara la producción de energía solar con un estándar de tiempo para facilitar la comparación y planificación. Es esencial porque la energía solar es intermitente y variable según la ubicación y el clima. Permite estimar la producción de energía, evaluar la viabilidad financiera del proyecto y comparar tecnologías o diseños de sistemas. Su

cálculo se ha realizado a partir de los datos de potencia instalada y generación real de la web esios.es de REE.

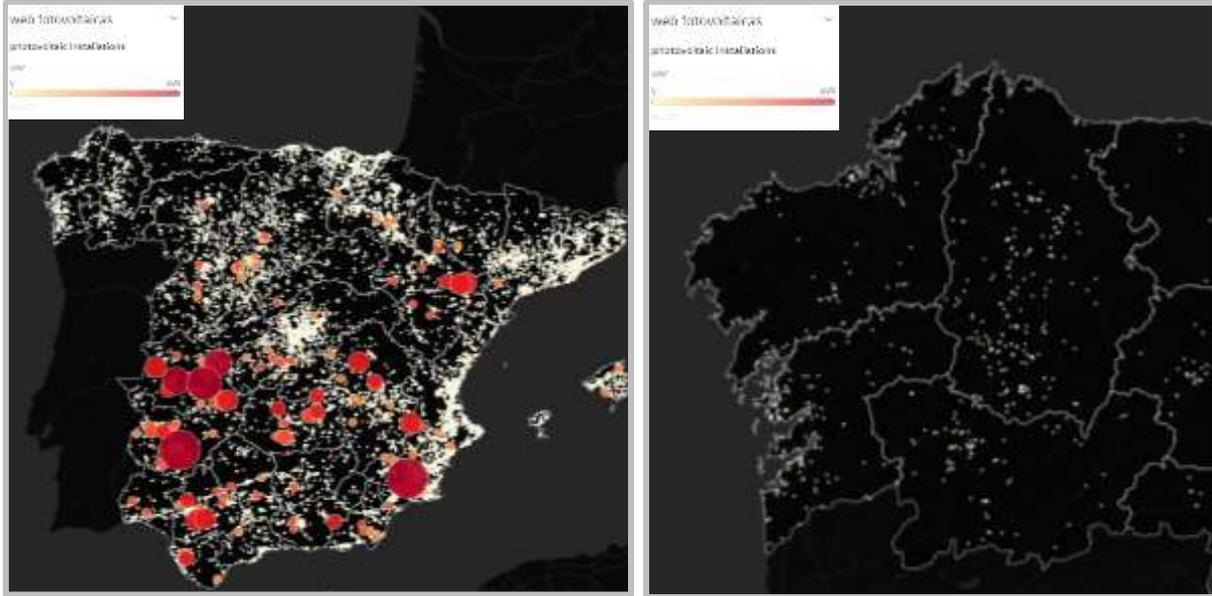


Ilustración 7. Mapa Instalaciones Fotovoltaicas en España (REE)

Ilustración 6. Mapa Instalaciones Fotovoltaicas en Galicia (REE)

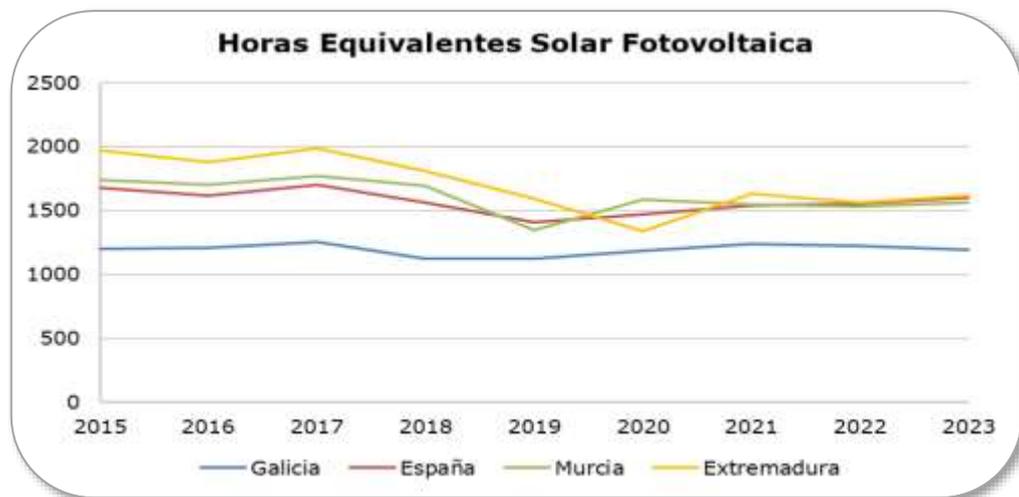


Ilustración 8. Comparación Horas Equivalentes Solares por Comunidades

Por otro lado, se ha usado la herramienta web PVGIS para tener una referencia más exacta. Esta herramienta es más precisa porque permite seleccionar la ubicación exacta, potencia a instalar y diferentes configuraciones de instalación, como puede ser tracking a dos ejes, tracking en eje vertical, en eje inclinado o sin tracking. Tracking es la capacidad de un sistema solar fotovoltaico o térmico para ajustar la orientación de sus paneles o colectores

solares de manera dinámica a lo largo del día para maximizar la captación de energía solar. Este seguimiento puede ser realizado de forma manual o automática mediante sistemas que controlan la posición de los paneles o colectores en función de la posición del sol en el cielo. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Configuration	Two axis	Vertical axis	Inclined axis	No tracking
H. Eq	1.627	1.584	1.584	1.244

Tabla 1. Horas Equivalentes Solares mediante PVGIS

Los datos de REE demuestran que las horas equivalentes anuales en Galicia, así como en el norte de España, son menores a la media nacional: 1.200 en Galicia frente a las 1.600 horas equivalentes en España. Además, este número cuadra con el dato de 1.244 horas de PVGIS. Se compara con el dato de “No tracking” porque como se mencionaba anteriormente, muchas de las instalaciones fotovoltaicas gallegas son instalaciones de poca potencia para particulares que no les interesa, en la mayoría de los casos, tener un sistema de tracking que aumentaría el coste de inversión.

Por otro lado, en [13] se explica cómo, en 2019, para menos de 1.400 horas equivalentes anuales no era rentable instalar un parque solar fotovoltaico de menos de 200 MW en España. Para el caso con tracking a uno o dos ejes sí que se cumple esa condición, pero en ambos casos no parece ser una opción de inversión muy prometedora. Para ver la rentabilidad real se tendría que realizar el cálculo económico que supone toda la inversión e ingresos estimados. Antes se valorarán otras opciones más prometedoras.

3.3 HUB DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

En la transformación de la central térmica de Meirama, se ha concebido un ambicioso proyecto para el desarrollo de un hub de producción de hidrógeno verde. La primera fase contempla la instalación de un electrolizador de 30 MW, seguido de expansiones a 50 MW y 200 MW en las fases subsecuentes. Este proyecto busca suministrar hidrógeno a industrias

locales, sustituyendo el hidrógeno gris y los combustibles fósiles en aplicaciones térmicas y de movilidad, así como su inyección en la red de gas natural [9].

El impacto laboral durante la construcción de la fase 1 incluye 224 empleos directos y 372 indirectos, con 14 empleos directos y 24 indirectos previstos para las operaciones y el mantenimiento. Declarado como Iniciativa Empresarial Prioritaria en diciembre de 2022, el proyecto recibió un apoyo financiero de 15 millones de euros del programa Cadena de Valor del IDEA. Al ser un proyecto destinado a industrias locales, no se examinarán más detalles acerca de este proyecto.

3.4 PROYECTO DE BIOMETANO

El proyecto involucra la creación de una planta de digestión anaerobia que procesará residuos de origen ganadero, así como la Fracción Orgánica de Residuos Sólidos Urbanos. A través de este proceso se generan dos productos principales: biogás, que se procesará en una planta de upgrading para transformarlo en biometano, el cual será inyectado en la red de gas; y fertilizante, tanto líquido como sólido, obtenido del material digerido. Parte de este fertilizante se podría devolver a los ganaderos para su uso, mientras que la otra parte se comercializaría. Se estima que la planta gestionaría aproximadamente 630.000 toneladas de residuos al año. Este trabajo no analizará esta opción.

3.5 PARQUE EÓLICO

De forma similar al trabajo hecho con la tecnología solar fotovoltaica, se adjunta la situación de instalaciones eólicas en España:

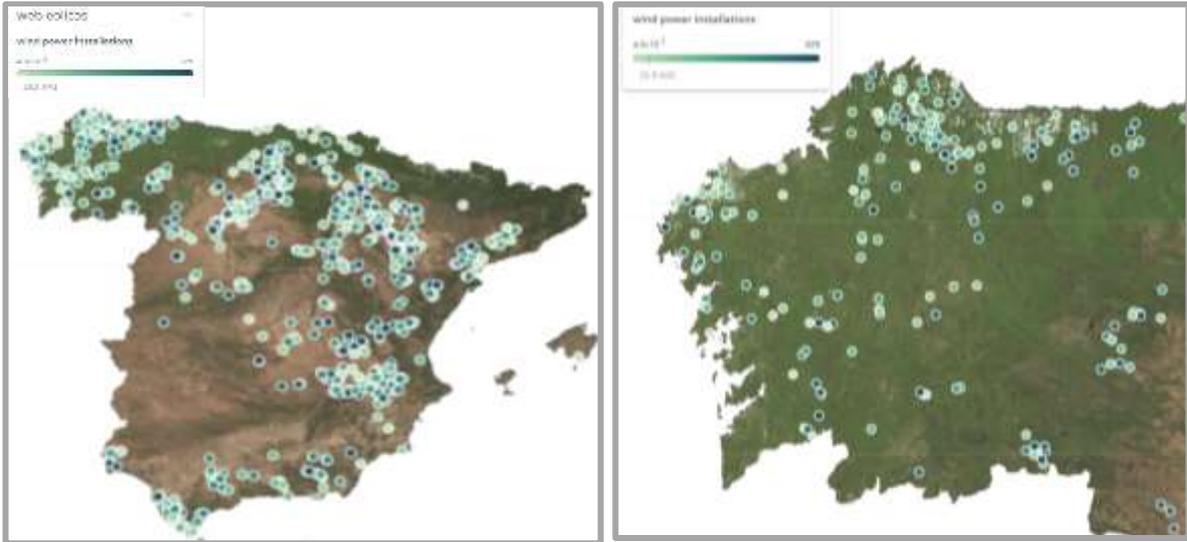


Ilustración 10. Mapa Instalaciones Eólicas en España (REE) Ilustración 9. Mapa Instalaciones Eólicas en Galicia (REE)

La situación es diametralmente distinta que en el caso de la solar fotovoltaica. Galicia ha sido, y sigue siendo una comunidad autónoma líder en cuanto a eólica se refiere. De acuerdo con REE, Galicia es la cuarta comunidad autónoma con más potencia eólica instalada, con 3.887 MW. Para tener una idea de la cantidad de recurso eólico en esta zona, se ha elaborado la siguiente gráfica,

en la que se compara las horas equivalentes de proyectos eólicos frente a la media española y otra comunidad autónoma.

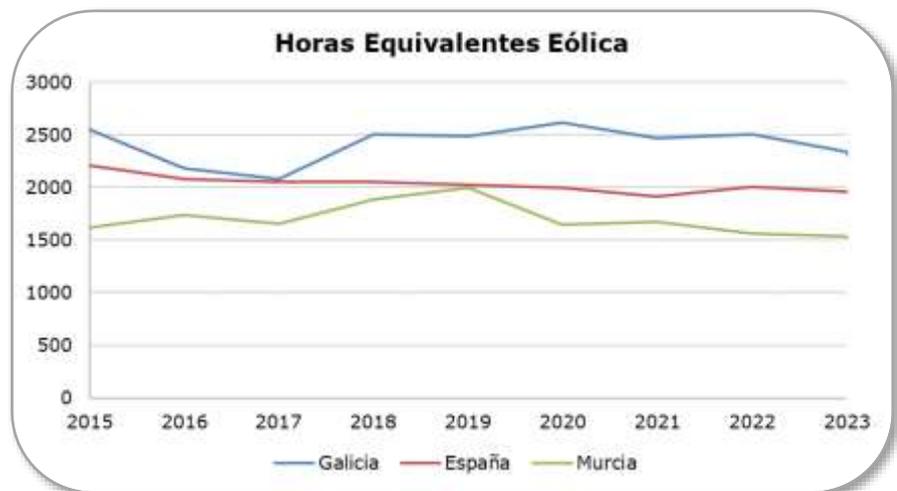


Ilustración 11. Comparación Horas Equivalentes Eólicas por Comunidades

Así, se tiene una media de 2.400 horas equivalentes anuales de este tipo de proyectos. Viendo esta información, se decide evaluar en profundidad la viabilidad técnica y económica de un parque eólico en la parcela de la antigua central. Como se mencionaba al principio de este capítulo, Naturgy pretende llevar a cabo dos proyectos eólicos en la zona. Sin embargo, este trabajo se centra únicamente en el parque eólico Meirama, y no en el parque eólico As Encrobas, el cual se sitúa fuera del terreno estudiado. Para ello, se hará uso de la herramienta Furow.

3.5.1 FUROW

FUROW es el único software del mercado de análisis de datos eólicos, evaluación de recursos eólicos y diseño y optimización de parques eólicos en una sola interfaz con tres etapas principales: análisis de datos, evaluación del recurso eólico y micrositing [14]. A continuación, se muestra un diagrama de bloques simplificado explicando el funcionamiento del software. Para el diagrama completo oficial véase Anexo 1.

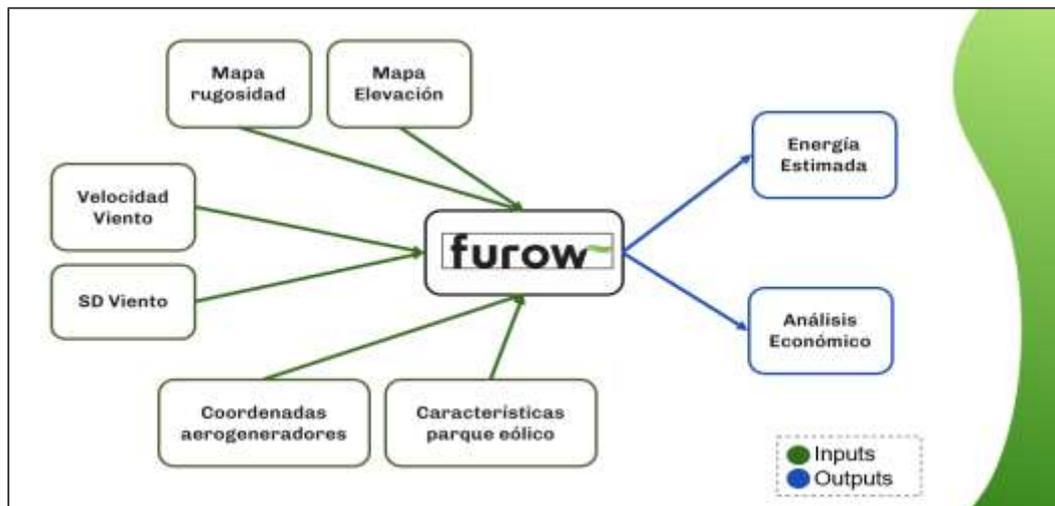


Ilustración 12. Diagrama de Bloques Simplificado Furow

Los datos de velocidad y desviación estándar (SD) de viento se pueden obtener a través de Furow. Se obtuvieron datos históricos de viento a 10, 100 y 125 metros de altura. El mapa de elevación se obtuvo a través de Furow, mientras que el mapa de rugosidad se obtuvo a través de Corine Land Cover [15]. Con la última actualización implementada por el equipo

de Furow, ya se puede obtener también el mapa de rugosidad desde el propio software. Estos dos mapas son claves para el cálculo del recurso eólico y las turbulencias.

3.5.2 ANÁLISIS DE DATOS Y EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

Con los datos obtenidos de velocidad de viento entre 1990 y 2019 en la zona de estudio, el análisis de la viabilidad de un proyecto de energía eólica se refuerza notablemente al observar las gráficas y datos estadísticos recabados. La velocidad a 125 metros de altura es de 7,8 m/s con una desviación estándar de 4,1 m/s. La velocidad contra la que hay que comparar es la velocidad de buje. Para el proyecto estudiado, el buje de los aerogeneradores se situará a 131 metros de altura.

Es decir, la velocidad media a esa altura será mayor que la velocidad media a 125 metros. Esto es superior a los 6 m/s necesarios para la viabilidad de proyectos eólicos en España según [16], [17].

Examinando el histograma de velocidades a 125 metros, se tiene una distribución de Weibull en la que la mayoría de las velocidades de viento se concentran entre 3 y 14 m/s. Este rango es ideal para la operación de turbinas eólicas modernas, que generalmente tienen una velocidad de arranque de alrededor de 3 m/s y una velocidad de corte en torno a los 25 m/s. Además, casi el 45% de

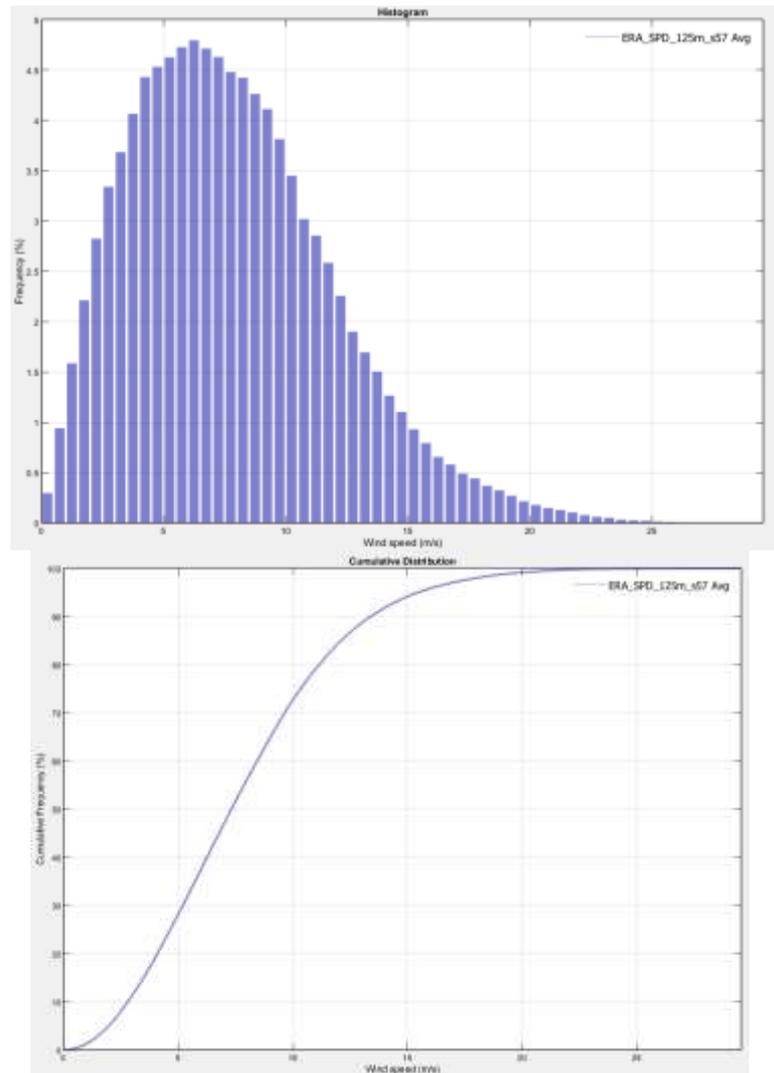


Ilustración 13. Histograma y Distribución Acumulada de Viento a 125 m

las velocidades registradas están entre 7 y 14 m/s, que es el rango de eficiencia óptima para la mayoría de las turbinas.

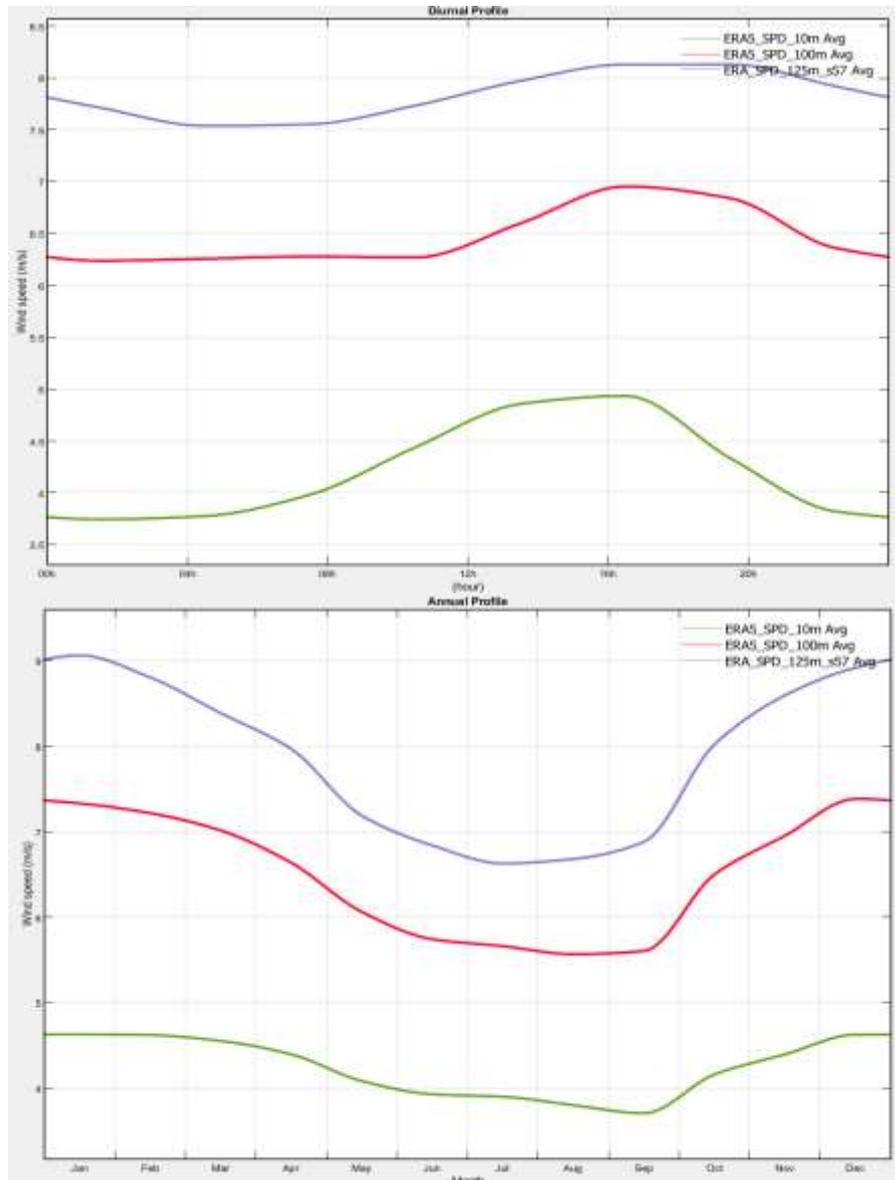


Ilustración 14. Perfil Diurno y Anual de Velocidades de Viento

El perfil diurno revela que las velocidades del viento a 125 metros tienden a ser más altas durante las tardes, alcanzando su punto máximo cerca de las 16:00 horas con velocidades cercanas a 8.5 m/s. Este patrón diurno es beneficioso para equilibrar la carga en la red eléctrica, especialmente en horarios de alto consumo. Por otro lado, el perfil anual muestra que las velocidades de viento son más elevadas en los meses de invierno, alcanzando un promedio superior a los 8 m/s entre noviembre y febrero, y disminuyen durante los meses

de verano a valores cercanos a los 7 m/s (a 125 metros de altura). Esta variabilidad estacional puede ser estratégicamente aprovechada para planificar la integración con otras fuentes de energía renovable, como la solar, que tiene un perfil de producción complementario.

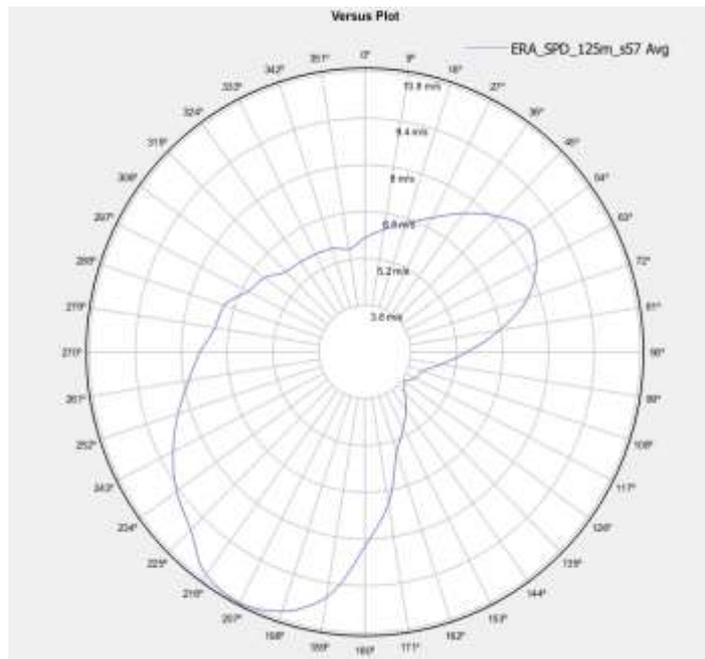


Ilustración 15. Rosa de los vientos 125 m

La rosa de los vientos confirma que existe una dirección predominante del viento, lo cual es crucial para el diseño orientativo de las turbinas en el parque eólico para maximizar la captura de viento. Hay una alta concentración de velocidades elevadas provenientes del noroeste y suroeste. Como se verá más adelante, la disposición de los aerogeneradores ya viene dada en la información publicada por el DOG. Es decir, no se tiene capacidad de decisión sobre la ubicación de los aerogeneradores. Por lo tanto, no se usará la rosa de los vientos como variable de diseño. Sin embargo, sí que se tendrá en cuenta para el cálculo de pérdidas por efecto estela. El efecto estela en parques eólicos se refiere a la disminución de la velocidad del viento que se produce tras atravesar un aerogenerador. Este fenómeno reduce la eficiencia energética de los aerogeneradores subsiguientes, ya que reciben un viento menos energético, lo cual afecta su capacidad de generar electricidad. Además, el efecto estela también puede aumentar la turbulencia del viento, provocando un mayor desgaste mecánico en los componentes de los aerogeneradores afectados. Una planificación

cuidadosa de la ubicación y distancia entre aerogeneradores dentro de un parque es crucial para minimizar estos efectos y asegurar la máxima eficiencia de la instalación.

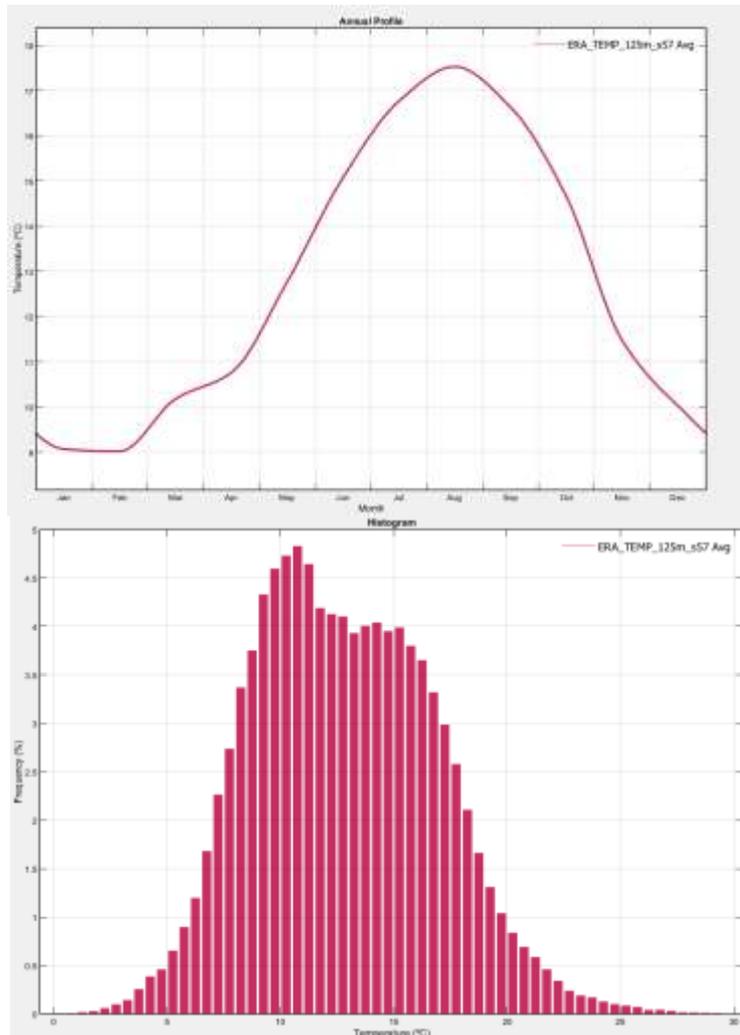


Ilustración 16. Perfil Anual e Histograma de Temperatura a 125 m

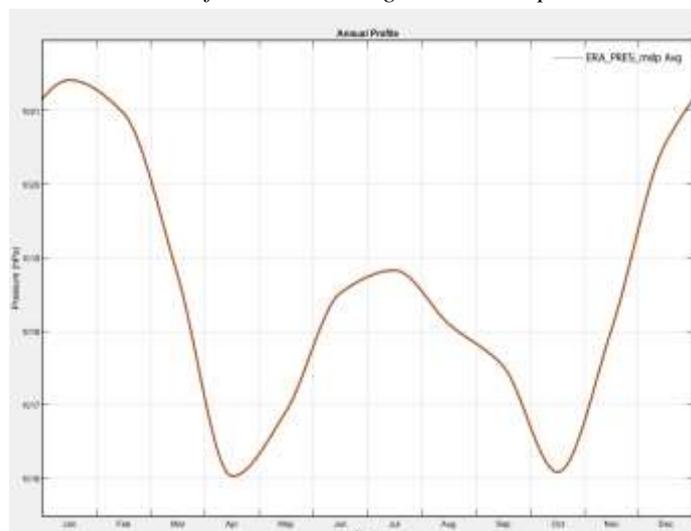


Ilustración 17. Perfil Anual Presión Atmosférica a 125 m

La temperatura ambiente y la presión atmosférica son otras dos variables claves en lo que al cálculo de potencia eólica se refiere. Las gráficas sugieren un clima en la zona de Encrobas moderado, con una temperatura media de 12,8°C y una desviación estándar de 4°C. A lo largo de un año natural no se tendrán temperaturas extremas que puedan afectar al correcto funcionamiento de los aerogeneradores. La presión media es de 1,018 bar.

En resumen, la combinación de una velocidad media alta, un rango de velocidades frecuentemente dentro de los límites operativos de las turbinas modernas, y patrones consistentes tanto diurnos como estacionales, confirma que el recurso eólico en la zona estudiada es excelente para el desarrollo de un proyecto eólico. Estos factores, junto con la dirección predominante del viento, proporcionan una base sólida para el diseño y la optimización de un parque eólico en este emplazamiento.

3.5.3 MICROSITING

Las coordenadas y otras de las características de los aerogeneradores se obtuvieron a partir del documento publicado en el Diario Oficial de Galicia (DOG) por el Xunta de Galicia el 29 de mayo de 2023 [18]. A continuación, se muestra el mapa del poligonal con los aerogeneradores.



Ilustración 18. Mapa con Aerogeneradores propuesto por Naturgy

El aerogenerador especificado en el DOG no fue posible encontrarlo ni en catálogos públicos ni en la librería de Furow. Las especificaciones técnicas publicadas se detallan en la Tabla 2.

Nº Aerogeneradores	10
Potencia Nominal Unitaria	4,45 MW
Nº Palas	3
Diámetro	138 m
Altura Buje	131 m
Relación Transformación	0,69/30 kV

Tabla 2. Parámetros Aerogeneradores PE Meirama

Para obtener unos resultados más realistas, se modificaron ciertos parámetros de un aerogenerador disponible en la librería de Furow. Este es el G128 4,5MW Class IIA de Siemens Gamesa. A partir de la relación entre potencia nominal del G128 y el aerogenerador especificado en el DOG, se adapta la curva de potencia del G128 y se obtiene la curva de potencia de los aerogeneradores para el cálculo del recurso del Parque Eólico Meirama. Para ver las propiedades, clase de turbina, curva de potencia y coeficiente de empuje tanto del G128 como del aerogenerador empleado véase el Anexo 3.

Por último, queda por definir la caracterización de las pérdidas del parque. Furow, para hacer los cálculos energéticos, sigue una estructura similar a la de la norma IEC 61400-15 sobre la evaluación del recurso eólico, el rendimiento energético y las condiciones de entrada de la idoneidad del emplazamiento para las centrales eólicas. La Ilustración 19 muestra un mapa

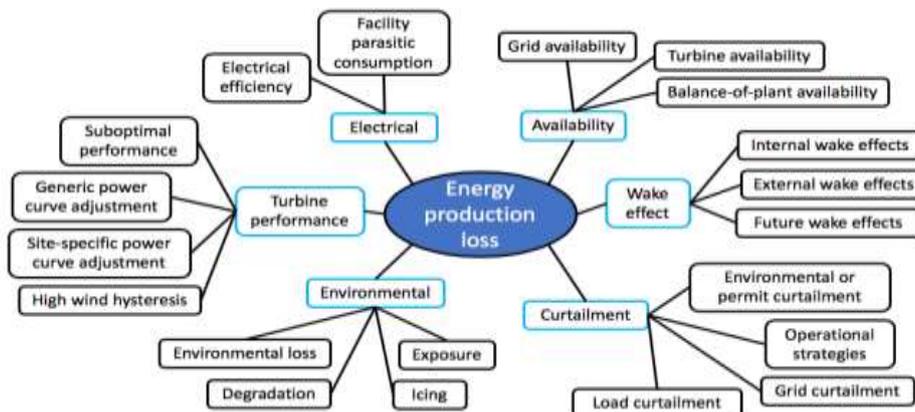


Ilustración 19. Mapa Mental de la Pérdida de Producción de Energía, según el marco propuesto

mental sobre los tipos y agrupación de pérdidas propuesta en el marco de la norma mencionada. La Ilustración 20 muestra los rangos de valores de pérdidas totales de producción de energía según las diferentes categorías de la norma [19]. Cada punto azul y naranja, respectivamente, representa la pérdida media estimada y la pérdida media observada documentada en cada referencia independiente. Las pérdidas se expresan como porcentaje de AEP (Annual Energy Production). La columna de números de la derecha denota el tamaño de la muestra en cada categoría, donde las estimadas aparecen en color azul y las observadas en naranja.

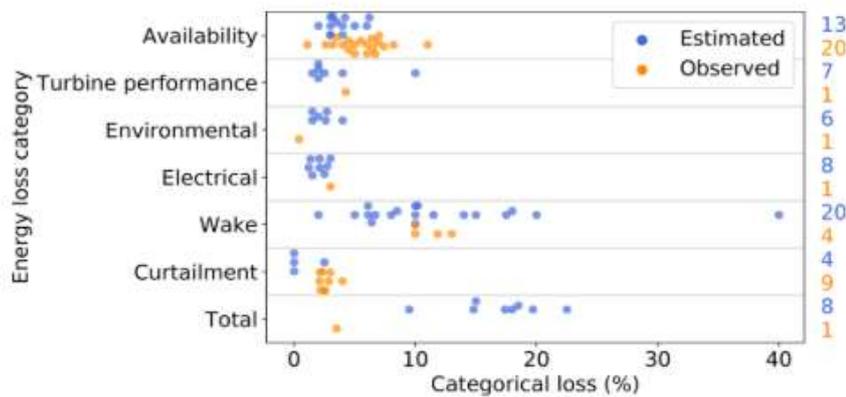


Ilustración 20. Rango de Valores Estimados de Pérdidas Energéticas según categorías

A continuación, se describe en detalle cada categoría y se asigna el valor de pérdida correspondiente sugerido en [19].

1) Eléctrica (pérdida estimada de 3%)

Facility Parasitic Consumption: Refiere al consumo de energía que requieren los equipos auxiliares dentro de la planta de energía para funcionar, como los sistemas de enfriamiento, iluminación y control. Este consumo reduce la cantidad de energía neta generada.

Electrical Efficiency: Representa las pérdidas asociadas con la conversión y transmisión eléctrica interna, incluyendo la eficiencia de los generadores y transformadores.

Suboptimal Performance: Incluye pérdidas debidas al funcionamiento del sistema eléctrico por debajo de su rendimiento óptimo, por ejemplo, debido a un mantenimiento deficiente o configuraciones no ideales.

Turbine Performance: Las pérdidas aquí se deben al desempeño subóptimo de las turbinas, que puede ser causado por factores como el desgaste, diseño inadecuado para las condiciones del sitio, o errores en la operación.

2) Disponibilidad (pérdida estimada de 6,8%)

Grid Availability: Las pérdidas asociadas con la indisponibilidad de la red eléctrica para recibir la energía generada, por ejemplo durante apagones o fallos en la red.

Turbine Availability: Pérdidas causadas por el tiempo de inactividad de las turbinas debido a mantenimientos, fallos mecánicos o condiciones meteorológicas adversas.

Balance-of-plant Availability: se refiere a la disponibilidad del resto de componentes de la planta (que no son las turbinas), como los sistemas de control, transformadores y otros equipos auxiliares.

3) Efecto de Estela (pérdida calculada por Furow)

Internal Wake Effects: Efectos de las estelas generadas por las propias turbinas del parque, que pueden reducir la eficiencia de otras turbinas al interferir en sus flujos de viento.

External Wake Effects: Incluye las estelas causadas por obstáculos externos o por turbinas en parques vecinos.

Future Wake Effects: Potenciales efectos de estela que podrían surgir debido a la planificación o construcción futura de nuevas turbinas o parques eólicos cercanos.

4) Curtailment (no necesario por Furow para cálculos)

Environmental or Permit Curtailment: Reducciones en la producción forzadas por regulaciones ambientales o limitaciones de los permisos, como limitar la operación durante ciertas condiciones para proteger la vida silvestre.

Operational Strategies: Estrategias que involucran la reducción controlada de la producción para optimizar el mantenimiento, la gestión de la red o la eficiencia del mercado energético.

Load Curtailment: La reducción de la carga en respuesta a la baja demanda de energía o exceso de producción.

Grid Curtailment: Reducciones necesarias cuando la red no puede manejar toda la energía generada, a menudo para evitar sobrecargas o daños en la infraestructura.

5) Ambiental (pérdida estimada de 1,5%)

Environmental Loss: Pérdidas de producción debidas a factores ambientales como la temperatura, la humedad y la presión atmosférica, que pueden afectar la eficiencia de las turbinas.

Exposure: Pérdidas asociadas a la exposición de los equipos a condiciones climáticas severas o corrosivas que pueden acelerar su desgaste o daño.

Icing: La acumulación de hielo en las palas de las turbinas puede reducir significativamente su eficiencia y, en casos severos, detener su operación.

Degradation: La degradación general del equipo con el tiempo, lo que reduce gradualmente la eficiencia y capacidad de producción.

Al ser la ubicación de estudio un territorio con temperaturas moderadas en la que apenas se baja de los 0°C durante el año, se asigna un valor menor del estimado.

Tras establecer todos los parámetros, se obtiene una energía producida neta anual de **102.717,1 MWh**. Este valor es un **1,76%** superior a la estimación publicada (100.940 MWh) por la Junta de Galicia en DOG del 29 de mayo de 2023 [18]. Además, se tiene una incertidumbre del 5,7% sobre la producción energética anual, lo cual es coherente con la cifra estimada en [19]. Se da este valor como válido para continuar con análisis económico. A continuación, se adjuntan los parámetros más relevantes del parque obtenidos por Furow.

Capacidad Total	44,5 MW
Energía Anual Neta	102.717 MWh
Horas Equivalentes Anuales	2.308 h
Eficiencia Neta Anual	87%
Velocidad de Viento Media	6,7 m/s
Factor de Capacidad	27%

% Producción anual	
ME-01	10,1%
ME-02	9,3%
ME-03	9,7%
ME-04	10,2%
ME-05	10,4%
ME-06	10,1%
ME-07	9,8%
ME-08	9,7%
ME-09	9,9%
ME-10	10,6%

Tabla 3. Parámetros Técnicos Estimados del PE Meirama

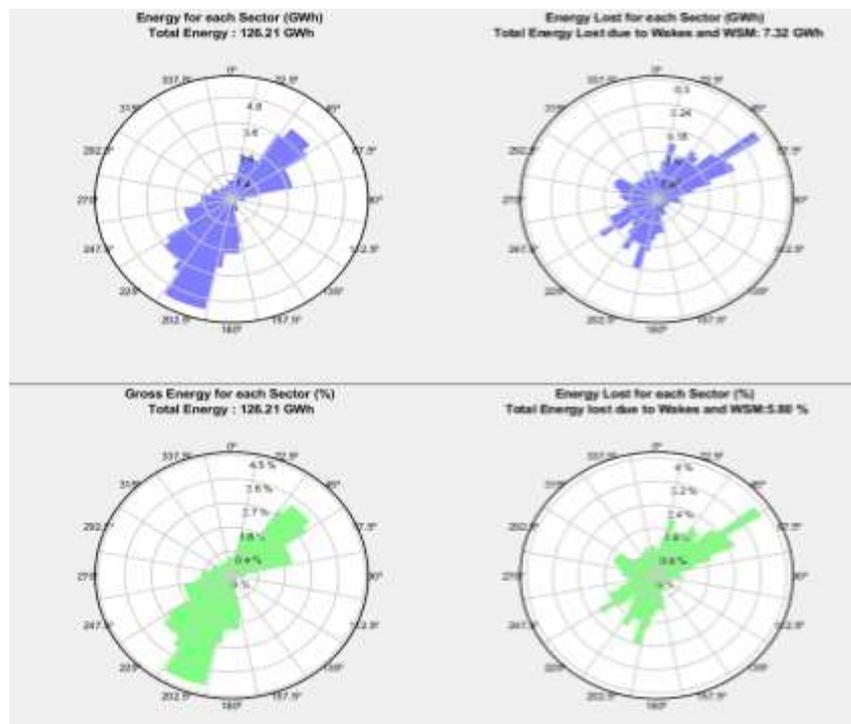


Ilustración 21. Pérdidas PE Meirama debido a Efecto Estela y WSM

Como era de esperar viendo la rosa de los vientos, la rosa energética muestra una mayor producción energética de vientos provenientes del noreste y suroeste. Las pérdidas debido al efecto estela y WSM (Wind Sector Management) calculadas por Furow se estiman en un 5,8%. Para un análisis en detalle de afección del efecto estela al viento y potencia instantánea de cada aerogenerador véase el Anexo 4 y Anexo 5. Por otro lado, las pérdidas WSM se refieren a la reducción de la producción potencial de energía de un parque eólico debido a la necesidad de gestionar la interacción entre las turbinas dentro del mismo parque o con parques eólicos adyacentes. Estas pérdidas son una consecuencia de varios factores, como la desviación de turbinas, reducción de carga, parada de turbinas u optimización y control.

3.6 ALMACENAMIENTO

Una vez se ha decidido el desarrollo de un proyecto eólico para este trabajo, se decide evaluar alternativas que puedan mejorar la rentabilidad de este tipo de proyectos. Aquí es donde entra en juego el almacenamiento.

3.6.1 JUSTIFICACIÓN

Primero, se tiene que explicar por qué un proyecto eólico puede necesitar almacenamiento para mejorar su rentabilidad o simplemente para mantenerla. Como se verá en el capítulo de análisis económico, la rentabilidad de una central eléctrica está sujeta al precio al que se vende la energía que produce. Supondremos que la gran totalidad de ingresos obtenidos por el Parque Eólico Meirama vendrán dados por el precio del mercado diario. Así, descartamos la venta de energía a través de cualquier otro producto de mercado como puede ser un PPA (Power Purchase Agreement). De esta forma, los ingresos están sujetos al precio del mercado diario y su volatilidad.

El mercado diario español se caracteriza por ser un mercado marginalista. En este tipo de mercados, los generadores presentan ofertas indicando el precio mínimo al que están dispuestos a vender una determinada cantidad de energía. El precio resultante del cruce entre

las curvas de oferta y demanda es el que reciben todos los generadores cuyas ofertas han sido aceptadas. A continuación, se adjunta la curva típica del precio del mercado diario español.



Ilustración 22. Precio Marginal en el Sistema Español (Fuente: REE)

Cuando existe una gran disponibilidad de recursos renovables, como la energía solar o eólica, los precios de la electricidad tienden a disminuir durante esas horas debido a que las centrales renovables ofertan a precios bajos [20]. En este contexto, al Parque Eólico de Meirama, dada la situación actual del mercado, no le conviene que haya una alta producción eólica en toda España. Esto es lo que sucedió el pasado mes de abril, en el que, dada la gran producción de fotovoltaica, hidráulica y eólica, se tuvo un precio medio mensual de 13,67 €/MWh. Esto ha supuesto que abril de 2024 sea un mes sin precedentes porque además de haber sido el mes con el precio medio más bajo, ha sido un mes en el que en 20 de los 30 días se han registrado precios negativos y 7 días de ese mes han sido registrados con el precio medio más bajo de la historia [21]. Además, en lo que va de año ya se han superado las 500 horas de precios negativos, un récord absoluto [22]. Se sigue así la tendencia de descenso de precios de los últimos meses potenciada por la penetración de la generación renovable. Viendo esta situación, se decide valorar la hibridación del parque eólico con un sistema de baterías.

3.6.2 SITUACIÓN ACTUAL

En los últimos años, España ha avanzado significativamente en la implementación de sistemas de almacenamiento de energía, principalmente impulsado por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y los fondos del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento. Estos planes pretenden alcanzar una capacidad de almacenamiento de energía de al menos 18,5 GW para 2030 [23].

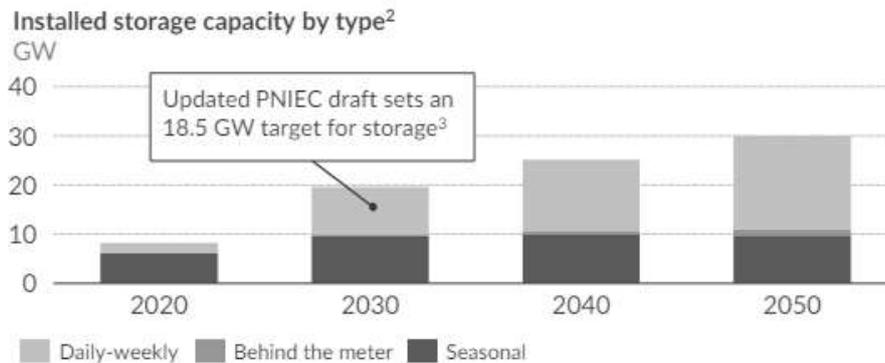


Ilustración 23. Evolución Capacidad de Almacenamiento en España. (elaborado por Aurora Research a partir de datos del PNIEC)

El PNIEC establece varias metas para mejorar la capacidad de almacenamiento energético en España, reconociendo su papel crucial para integrar las energías renovables en el sistema eléctrico y asegurar su estabilidad y eficiencia. Entre las principales estrategias destacan:

- Incremento de la capacidad de almacenamiento hidroeléctrico bombeado: Aprovechando las características geográficas del país para desarrollar proyectos que permitan almacenar energía en periodos de baja demanda y liberarla durante picos de consumo.
- Desarrollo de sistemas de baterías de litio: Tanto a nivel industrial como para aplicaciones residenciales, permitiendo la gestión de la generación renovable y su uso más eficiente.
- Fomento de nuevas tecnologías de almacenamiento: Incluyendo baterías térmicas, hidrógeno verde y baterías de flujo.

Además, el PERTE prevé una inversión de aproximadamente 1.500 millones de euros para el desarrollo de proyectos de almacenamiento, con el objetivo de apoyar tanto a grandes empresas como a pymes en la implementación de estas tecnologías.

A continuación, se describen algunos proyectos reales relacionados con baterías que avalan el uso propuesto en este trabajo.

Proyecto de Engie en Coya. Este proyecto integra una planta solar fotovoltaica con una capacidad de 180 MWp y baterías con una capacidad total de 139 MW y 638 MWh. La planta solar genera energía durante el día, mientras que las baterías almacenan el excedente de producción para su uso durante la noche o en momentos de alta demanda [24]. La capacidad de almacenamiento permite a la planta solar maximizar su producción y estabilidad, mejorando así la integración de la energía renovable en la red eléctrica y disminuyendo la dependencia de fuentes de energía fósil. Este sistema utiliza baterías de ion-litio debido a su alta eficiencia y rápida capacidad de respuesta.

Energy Vault en China. Este proyecto emplea una batería de gravedad EVx de 25 MW/100 MWh, una solución innovadora que almacena energía elevando bloques de concreto y liberándola al dejarlos caer, convirtiendo la energía potencial en electricidad. Ubicado en Rudong, China, junto a un parque eólico, este sistema mejorará y equilibrará la red energética de China mediante el desplazamiento de energía renovable para servir a la State Grid Corporation of China (SGCC). Con una eficiencia de ciclo completo superior al 80% y una vida útil operativa proyectada de 35 años, esta tecnología sostenible y escalable se destaca por su durabilidad y menor impacto ambiental en comparación con las baterías tradicionales, alineándose con la iniciativa de parques de carbono cero de China. Este despliegue inaugural establece un punto de referencia para colaboraciones mundiales en tecnología de descarbonización [25].

Proyecto Elgea-Urkilla: Iberdrola instaló su primera batería en un parque eólico en el proyecto Elgea-Urkilla, ubicado en el País Vasco. Este proyecto cuenta con una capacidad eólica de 32 MW y una capacidad de almacenamiento de 5 MW/5 MWh. El objetivo es mejorar la gestión de la energía generada por los aerogeneradores, almacenando el excedente

y liberándolo según las necesidades de la red. Utiliza baterías de ion-litio, que aumentan la fiabilidad de la energía eólica y reducen los problemas de intermitencia, proporcionando un suministro más constante y predecible [26].

Abadiño: Iberdrola puso en marcha en enero de 2022 la primera batería de almacenamiento eólico de Bizkaia. Se ubica en la subestación eléctrica de Abadiño, que sirve al parque eólico de Oiz, de 6 MW, y contará con una capacidad de almacenamiento de 3,5 MWh. Este proyecto se suma al primer sistema de almacenamiento eólico con baterías del parque eólico de Elgea-Urkillla en Álava [27].

Dentro del mundo de las baterías, las de ion-litio son actualmente la tecnología más utilizada en este tipo de proyectos debido a su alta eficiencia, rápida respuesta y disminución de costos en los últimos años. Es por eso que será la tecnología empleada en este proyecto.

3.6.3 CONFIGURACIÓN DE PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO

La configuración típica de los sistemas de almacenamiento en proyectos renovables incluye varios componentes clave:

- Módulos de baterías: Unidades de almacenamiento que pueden ser escalables según las necesidades del proyecto.
- Inversores y convertidores: Equipos necesarios para transformar la corriente continua almacenada en las baterías a corriente alterna para su inyección en la red eléctrica y viceversa.
- Sistemas de gestión de baterías (BMS): Garantizan la operación segura y eficiente del sistema de almacenamiento, monitorizando parámetros críticos como la temperatura, el voltaje y la corriente.
- Sistemas de control y supervisión: Facilitan la integración del almacenamiento con la generación renovable y la red, optimizando la operación según la demanda y oferta de energía.

El esquema utilizado en el proyecto será el siguiente:

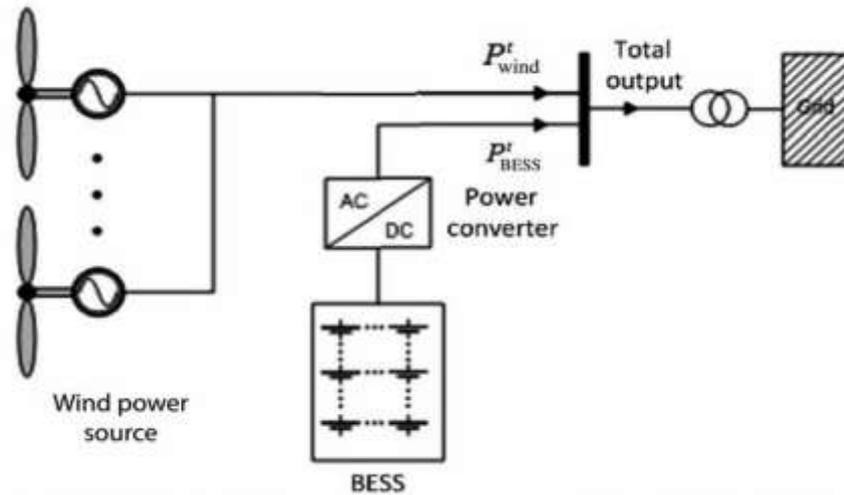


Ilustración 24. Esquema de conexión PE Meirama y sistema de baterías

El precio de las baterías de ion-litio ha disminuido considerablemente en la última década, con costes que oscilan entre 150 y 200 dólares por kWh, haciendo su adopción más accesible para proyectos industriales.

3.6.4 FORMAS DE OPERACIÓN

Los sistemas de almacenamiento pueden operar en diferentes modos, según los objetivos del proyecto y las necesidades del mercado:

- Arbitraje: Comprar energía cuando los precios son bajos y venderla cuando los precios son altos, aprovechando las fluctuaciones del mercado diario.
- Servicios de control de frecuencia (FCAS): Proporcionar regulación primaria, secundaria y terciaria, ayudando a mantener el equilibrio entre la generación y el consumo en tiempo real.
- Desplazamiento de carga (Load Shifting): Almacenar energía durante periodos de baja demanda y liberarla en periodos de alta demanda para reducir costos y mejorar la eficiencia operativa.
- Gestión de demanda (Demand Charge Management, DCM): Reducir los picos de demanda y evitar cargos adicionales por alta demanda en periodos específicos.

Para el proyecto del Parque Eólico Meirama, se optará por el modo de operación de arbitraje, ya que permite maximizar la rentabilidad del proyecto aprovechando las variaciones en los precios del mercado diario. Además, la dificultad de conseguir datos y las conclusiones negativas de otros trabajos en lo relativo a la reducción de vertidos eólicos, hace que se descarte esa opción [28].

3.6.5 METODOLOGÍA

La metodología se centra en maximizar los ingresos derivados de la energía generada y evacuada por el parque eólico, considerando las restricciones y capacidades de las baterías de almacenamiento. Para ello, se define un problema de optimización de programación lineal cuya función objetivo es maximizar los ingresos y cuyas restricciones aseguran un funcionamiento eficiente y seguro de las baterías. Estos ingresos vendrán marcados por el precio del mercado diario. Más adelante se explica la justificación de esta forma de obtener ingresos. Los datos de la energía producida por el parque eólico se obtienen a nivel horario a través de Furow y la curva de potencia definida. Los datos de precio horario se obtienen a través de esios.

El objetivo de esta simulación será la de comparar el factor de apuntamiento de forma anual en dos casos: parque eólico y parque eólico con sistema de baterías. El factor de apuntamiento se refiere a la diferencia entre el precio medio del mercado eléctrico y el precio medio obtenido, en este caso, por el parque eólico. Es de esperar que con el uso de baterías en modo arbitraje se aumente este factor de apuntamiento. Este aumento, junto con los respectivos costes asociados a la compra y O&M de las baterías, serán los parámetros a introducir en el modelo económico.

El problema de optimización se formula como un problema de programación lineal (LP), en el que se busca maximizar los ingresos por la energía evacuada al mercado. Las variables de decisión son la cantidad de energía cargada y descargada en las baterías en cada intervalo de tiempo. Las restricciones consideran la capacidad de las baterías, la eficiencia de carga y descarga, y las limitaciones de potencia.

Función Objetivo

$$\text{Maximizar } \sum_{i=1}^N (P_{eolico,i} + D_i - C_i) * Precio_i$$

Donde:

$P_{eolico,i}$ es la potencia generada por el parque eólico en el intervalo i .

D_i es la energía descargada de las baterías en el intervalo i .

C_i es la energía cargada en las baterías en el intervalo i .

$Precio_i$ es el precio de la electricidad en el intervalo i .

Restricciones

- Capacidad de carga y descarga

$$0 \leq C_i \leq potencia_{bat}$$

$$0 \leq D_i \leq potencia_{bat}$$

$$0 \leq D_i \leq potencia_{evacuacion\ max} - P_{eolico,i}$$

Donde $potencia_{evacuacion\ max}=44.500$ kW. Es la potencia nominal del parque eólico y se supone que la introducción del sistema de baterías no afecta.

- Balance energético de la batería

$$E_i = E_{i-1} + C_i * \eta_{carga} - \frac{D_i}{\eta_{descarga}}$$

Donde E_i es la energía almacenada en la batería en el intervalo i y $\eta_{carga/descarga}$ es el rendimiento de la batería. Para los casos de estudio se fija en 95%.

- Capacidad de carga y descarga

$$0 \leq E_i \leq capacidad_{bat}$$

- Condiciones iniciales

$$E_0 = 0$$

La potencia y capacidad de la batería viene determinada por el caso de estudio a realizar.

Capítulo 4. NORMATIVA

4.1 *NORMAS UNE*

Las Normas UNE son estándares españoles que establecen los criterios técnicos para el diseño, construcción y operación de instalaciones energéticas.

UNE-EN IEC 61400-1:2020. Esta norma especifica los requisitos de diseño para aerogeneradores, abarcando aspectos como la integridad estructural, la fiabilidad de los sistemas eléctricos y mecánicos, y las funciones de control y protección. Es fundamental para garantizar la seguridad y el rendimiento óptimo de los aerogeneradores.

UNE 61400-12-1:2018/AC:2019-12. Define los procedimientos para medir la curva de potencia de los aerogeneradores, esencial para evaluar su rendimiento energético y la eficiencia de la generación de electricidad.

UNE-EN 50308:2005. Establece los requisitos para el diseño, operación y mantenimiento de aerogeneradores y parques eólicos, asegurando su funcionamiento seguro y eficiente.

UNE-EN 60076-16:2012. Trata sobre los transformadores utilizados en aerogeneradores, crucial para la correcta integración de estos en la red eléctrica.

4.2 *ALTA TENSIÓN*

La normativa de alta tensión regula las especificaciones técnicas y de seguridad para las instalaciones eléctricas, incluidas las centrales energéticas y subestaciones:

Real Decreto 337/2014. Actualiza las condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión. Este decreto es vital para la modernización y adaptación de la infraestructura existente de Meirama para su conversión en una planta de energía renovable.

Real Decreto 223/2008. Establece las condiciones técnicas y de seguridad para las líneas eléctricas de alta tensión, asegurando la fiabilidad del suministro eléctrico y la protección de personas y bienes.

4.3 BAJA TENSIÓN

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto. Define el marco reglamentario para instalaciones de baja tensión, aplicable a la integración de sistemas de energía renovable en Meirama.

4.4 AUTORIZACIONES Y EMPLAZAMIENTO

Real Decreto 1955/2000. Regula las actividades de transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, esencial para la planificación del nuevo proyecto energético en Meirama.

Normativa autonómica específica de Galicia. El Tribunal Superior de Xusticia de Galicia (TSXG) ha impuesto una moratoria de al menos dos años a todos los proyectos de energías renovables en Galicia. Ha planteado una cuestión prejudicial al Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE) para decidir si la Xunta debió hacer públicos los informes sectoriales sobre parques eólicos, que contienen información crucial sobre varios aspectos ambientales y de seguridad. Hasta que se resuelva esta cuestión, se ha suspendido el litigio sobre las autorizaciones administrativas de un parque eólico específico, paralizando todos los nuevos proyectos renovables en la región. De esta forma, se supondrá que el proyecto del Parque Eólico Meirama podrá ponerse en marcha a partir del año 2028.

4.5 CUESTIONES MEDIOAMBIENTALES Y SOCIALES

Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Importante para la evaluación de impacto ambiental del proyecto.

Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. Establece los marcos para la transición hacia una economía baja en carbono y podría afectar al diseño y operación del proyecto.

4.6 GESTIÓN DE RESIDUOS

Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero. Regula la producción y gestión de residuos de construcción y demolición, relevante durante la fase de desmantelamiento de la antigua central térmica y la construcción de nuevas instalaciones.

4.7 SEGURIDAD Y SALUD EN OBRAS

Establece los estándares mínimos para garantizar la seguridad y salud en las construcciones:

Real Decreto 1627/1999. Define las disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción, incluyendo medidas de protección personal, seguridad de las instalaciones eléctricas, y protocolos de emergencia.

4.8 NORMATIVA SOBRE ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS

Los recientes desarrollos legislativos en España han establecido un marco claro para la integración y operación de sistemas de almacenamiento en baterías dentro del sector eléctrico y su ubicación junto a proyectos renovables [29].

RDL 23/2020. Introduce las instalaciones de almacenamiento dentro del marco regulatorio del sector eléctrico, facilitando su integración en el sistema eléctrico nacional. Define la figura de agregadores independientes de consumidores e instalaciones de almacenamiento, promoviendo una mayor flexibilidad y eficiencia en la gestión de la energía almacenada.

RD 960/2020. Permite la co-ubicación de instalaciones de almacenamiento con otras tecnologías bajo el nuevo régimen de retribución para energías renovables (REER).

Los esquemas de remuneración pueden adaptarse para instalaciones que incluyan capacidad de almacenamiento, permitiendo una mayor exposición a riesgos del mercado en comparación con tecnologías intermitentes.

RD 1183/2020. Establece criterios prioritarios para subastas de red, donde los proyectos que incluyan almacenamiento o renovables deben ser priorizados. Simplifica los procedimientos de acceso y conexión a la red para instalaciones híbridas que integren almacenamiento, reduciendo significativamente los tiempos y costes asociados. Permite la sobredimensión de las instalaciones en relación con la capacidad de conexión a la red, siempre que se implementen sistemas de control para evitar la inyección de energía que exceda la capacidad asignada.

Circular CNMC 3/2020. Exime a los activos de almacenamiento en baterías conectados a la red de transmisión y distribución de las tarifas de acceso a la red, incentivando así su despliegue y utilización.

Estas normativas crean un entorno favorable para el desarrollo y la implementación de sistemas de almacenamiento en baterías, facilitando su integración en proyectos de energías renovables y promoviendo una mayor estabilidad y eficiencia en el suministro eléctrico.

Capítulo 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

A continuación, se detalla la metodología utilizada para evaluar el desempeño económico del proyecto de transformación de la central térmica de Meirama. El análisis económico se fundamenta en los resultados de la optimización y considera dos métricas financieras principales: Valor Actual Neto (VAN o NPV) y Tasa Interna de Retorno (TIR o IRR). Cada una de estas métricas proporciona una visión específica sobre la viabilidad y el rendimiento de la inversión.

El VAN se calcula descontando los dividendos anuales al valor presente, incluyendo el CAPEX inicial incurrido en el año cero. La tasa de descuento utilizada incorpora el costo promedio ponderado de capital (WACC), ajustado por la inflación, proporcionando una medida del valor de la inversión a lo largo de su vida útil. Un VAN positivo indica que se espera que la inversión genere un valor superior a su costo, teniendo en cuenta el valor temporal del dinero. La Tasa Interna de Retorno (IRR) representa la tasa de descuento a la cual el VAN de una inversión es igual a cero, capturando esencialmente la tasa de retorno anualizada esperada. Se deriva de los valores de los dividendos e inversión inicial, y proporciona una referencia para comparar la inversión en el proyecto con otras oportunidades. Una IRR más alta sugiere una inversión más atractiva, indicando un mayor potencial de rentabilidad.

Para el cálculo de estas métricas, se utilizará el software Furow. Esta herramienta proporciona los parámetros descritos tras la previa configuración de parámetros y suposiciones. El flujo de trabajo es el siguiente:

- Introducción de suposiciones básicas, incluyendo proyectos, producción, costes de Operación y Mantenimiento (O&M), y otras suposiciones.
- Obtención del archivo que devuelve el flujo de caja operativo, hoja de balance, flujo de caja libre, flujo de deuda, depreciación, impuestos y resultados.
- Análisis y comparación de resultados.

Estas son las hipótesis económicas comunes al caso del parque eólico exclusivamente:

Suposiciones Económicas	
Suposiciones Financieras	
<i>Apalancamiento</i>	75%
<i>Ratio de provisiones</i>	16%
<i>Capital</i>	11,044,322 €
<i>Total de préstamos</i>	38,434,240 €
<i>Plazo de amortización de préstamos (años)</i>	10
<i>Interés</i>	3.5%
<i>Depreciación anual promedio</i>	8%
<i>Impuestos corporativos</i>	21%
<i>Distribución de dividendos</i>	90%
<i>Reserva legal</i>	10%
<i>Reserva legal acumulativa máxima respecto al capital</i>	20%
<i>Cuenta de reserva de deuda</i>	50%
<i>WACC</i>	4%
Suposiciones de Capital de Trabajo	
<i>Días de cuentas por cobrar (días)</i>	30
<i>Días de inventario (días)</i>	30
<i>Días de cuentas por pagar (días)</i>	30
Otras Suposiciones	
<i>Año de comienzo producción</i>	2028
<i>Duración de proyecto en años</i>	25

Tabla 4. Suposiciones Económicas

El apalancamiento indica el porcentaje de fondos prestados para el desarrollo y construcción del parque eólico, que generalmente varía entre el 60% y el 80% para este tipo de proyectos. El ratio de provisiones incrementa la cantidad total de préstamos necesarios para cubrir posibles desviaciones. Los intereses están determinados por el Euribor. La depreciación es la tasa anual a la que el parque eólico pierde valor en términos fiscales y contables. La reserva legal es la cantidad mínima obligatoria que la empresa necesita mantener como seguridad, generalmente superior al 10% de los ingresos netos. La reserva legal acumulada máxima respecto al capital, generalmente del 20%, es una medida del máximo efectivo retenido como reserva en relación con el capital común. Una vez alcanzado este porcentaje, no es necesario incrementar la reserva legal. La cuenta de reserva de deuda funciona como una medida de seguridad adicional para los prestamistas, siendo un depósito equivalente a un porcentaje de

la deuda total que debe mantenerse en el balance, típicamente un 50%. Los días de cuentas por cobrar, inventario y cuentas por pagar indican el promedio de días necesarios para realizar estas operaciones. La vida útil del proyecto será de 25 años empezando en el año 2028. Esto es debido a la restricción legal explicada en el capítulo de normativa.

El WACC para proyectos eólicos en España se sitúa entre el 3% y el 6%, según el Observatorio de Costo de Capital del IEA [30]. Esta variación depende de factores como el tipo de proyecto y las condiciones del mercado financiero en el momento de la inversión. En el caso del proyecto del Parque Eólico de Meirama, se establece un WACC del 4%.

Por último, el precio de venta de energía es una de las suposiciones más cruciales para evaluar la viabilidad económica del proyecto. Este proyecto asumirá como fuente de ingresos la venta de energía en el mercado diario español, descartando, en un primer momento, la obtención de ingresos mediante otros productos como los Power Purchase Agreements (PPAs). Fijar una buena estimación de precios de mercado ha sido un factor crítico. Por ello, se ha elegido a Aurora Energy Research como fuente de datos de precios anuales [31]. Aurora Energy Research es una empresa especializada en el suministro de información y análisis del mercado eléctrico. Sus informes establecen varios escenarios de precios de mercado. Para este análisis se usarán tres: Iberia Apr 24 Central, High y Low. El escenario "Low" es el más conservador, mientras que el "High" es el más optimista. Además, no se aplicará el precio establecido directamente del reporte. Este precio, aplicado de forma anual, se corregirá anualmente con el factor de apuntamiento, también estimado por Aurora Research. En España, se estima un factor de apuntamiento entorno al 90-92% para la eólica terrestre. En el Anexo 6 se muestran los precios por escenario. Los escenarios a estudiar y las sensibilidades consideradas son las siguientes:

- Caso Base: Evaluación únicamente del Parque Eólico Meirama con una capacidad de 44,5 MW y un horizonte de 25 años. Precio central.
- Caso Precio High: Igual que el Caso Base pero con precio elevado según datos de Aurora Research.

- Caso Precio Low: Igual que el Caso Base pero con precio bajo según datos de Aurora Research.
- Caso Baterías 1: Caso base más baterías de 10 MW 10 MWh.
- Caso Baterías 2: Caso base más baterías de 10 MW 20 MWh.
- Caso Baterías 2: Caso base más baterías de 20 MW 20 MWh.

5.1 PRESUPUESTO PROYECTO

5.1.1 PARQUE EÓLICO

A continuación, se presentan los costes asignados al proyecto, junto con las referencias que han influido en la determinación de cada valor. El coste más significativo corresponde a los aerogeneradores, representando las diez máquinas de 4.450 kW aproximadamente el 80% del coste total del proyecto. Esta cifra se ha estimado a partir de coste por kW propuesto en [32], [33] y [34].

$$840 \frac{\text{€}}{\text{kW}} * 4.450 \frac{\text{kW}}{\text{aero}} * 10 \text{ aero} = 37.380.000 \text{ €}$$

En una primera iteración, se han estimado los costes del proyecto asumiendo que se trata de una instalación completamente nueva.

Categoría	Concepto	Valor asignado	Referencia
Aerogeneradores	Costo de turbinas en fábrica	37.380.000 €	[32], [33], [34]
	Sistema SCADA	130.000 €	[34]
	Sistema de protección contra rayos	50.000 €	
	Luces de aviación	10.000 €	
	Piezas de repuesto	50.000 €	
	Transformador elevador	200.000 €	
	Celdas de protección y otros	40.000 €	
Transporte	Transporte al puerto local	50.000 €	[34]
	Transporte marítimo	100.000 €	
	Transporte al sitio	100.000 €	
Instalación de aerogeneradores	Alquiler de grúas	150.000 €	

	Costes de montaje y herramientas	300.000 €	
	Trabajos de puesta en marcha	180.000 €	
Torre de Medición	Torre de Medición	135.000 €	[16], [34]
Obras civiles e infraestructura	Cimientos	1.100.000 €	[16]
	Movimiento de tierras	200.000 €	
	Acceso y caminos internos	500.000 €	
	Plataformas	100.000 €	
	Edificio de control	150.000 €	
Trabajos eléctricos e infraestructura	Cableado de interconexión	600.000 €	[16], [35], [34]
	Sistema de puesta a tierra	60.000 €	
	Subestación	1.500.000 €	
	Instalación y puesta en marcha	300.000 €	
	Línea de transmisión	550.000 €	
	Fibra óptica	60.000 €	
Costes de desarrollo e ingeniería	Desarrollo del proyecto	400.000 €	[35]
	Licencias, permisos e impuestos	300.000 €	
	Ingeniería básica y detallada	500.000 €	
	Gestión del proyecto	200.000 €	
	Mediciones de la curva de potencia	50.000 €	
Otros costes	Gastos generales	100.000 €	
	Costes legales	50.000 €	
	Costes de auditoría	50.000 €	
	Costes financieros	100.000 €	
	Contingencias	200.000 €	
	Desmantelamiento del parque eólico	200.000 €	
Requerimientos de capital de trabajo	Capital de trabajo inicial	250.000 €	

Tabla 5. Presupuesto inicial del PE Meirama

Esto da un presupuesto total de **46.395.000 €**. Pero, tal y como se refleja en el Diario Oficial de Galicia [18], el presupuesto de Naturgy es de **44.727.287 €**. Es decir, un **4%** inferior al estimado. Por lo tanto, se supone esta diferencia, tal y como se mencionaba en el Capítulo 2. , proviene de la reutilización de elementos de la antigua central térmica de Meirama. De esta forma, se vuelve a elaborar el presupuesto anterior modificando los siguientes conceptos:

- **Subestación eléctrica.** No se desmantela por completo. Es necesario un nuevo transformador porque la relación de transformación ahora es 30/220 kV y la potencia nominal es menor que para la antigua central térmica.

- **Cimientos.** No se necesitan en la zona de la subestación y el edificio de control.
- **Movimientos de tierras.** En el Anexo 7 se adjunta un plano con las zanjas y viales ya existentes que se aprovecharán para el parque eólico [36].
- **Cableado de interconexión.** Misma justificación que el movimiento de tierras.
- **Acceso y caminos internos.** Ya había ciertos accesos habilitados.

Cimientos	880.000 €
Movimiento de tierras	180.000 €
Acceso y caminos internos	400.000 €
Cableado de interconexión	322.287 €
Subestación	450.000 €

Tabla 6. Costes reasignados por la reutilización de la antigua central

5.1.2 PARQUE EÓLICO CON SISTEMA DE BATERÍAS

Para el caso del parque eólico con el sistema de baterías se tiene que sumar al presupuesto calculado en el apartado anterior los costes asociados a la compra del sistema de baterías. Según Aurora Research [37], los costes asociados para este tipo de proyectos se pueden desglosar en cinco categorías principales: sistema de baterías, hardware eléctrico y estructural BoS (Balance of System), costes EPC (Engineering, Procurement, and Construction), costes de conexión y costes de desarrollo.

1. Sistema de baterías: incluye las celdas que comprenden el ánodo, cátodo, electrolito y el sistema de separadores. También incluye los módulos, que son conjuntos de celdas en un marco externo para protección contra interferencias externas. Además, están los sistemas de gestión de energía térmica y baterías, que garantizan que las baterías funcionen dentro de límites seguros y controlan su operación, y los sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC).
2. Inversores y BoS (Balance of System): los inversores son convertidores de potencia que cambian de CA a CC durante la carga y de CC a CA durante la descarga. Incluye también el control, monitoreo y otros componentes eléctricos de BoS, como cables y fuentes de alimentación auxiliares, y los elementos estructurales.

3. Costes EPC (Engineering, Procurement, and Construction): abarcan a los consultores de ingeniería, como ingenieros eléctricos, gerentes de proyectos y otros especialistas. Además, incluyen la mano de obra de construcción, que abarca trabajos eléctricos y estructurales, y los gastos generales y beneficios para los contratistas de construcción.
4. Costes de conexión: cubren actividades de diseño, el tendido de nuevos cables, transformadores y actualizaciones de subestaciones existentes. También abarcan costes adicionales como pruebas y otros gastos, variando estos costes según la red de transmisión o distribución, el nivel de voltaje, la región del país y las características de la red local.
5. Costes de desarrollo: incluyen la origen y adquisición del proyecto, estudios y aplicaciones de conexión y planificación, y la adquisición y control de terrenos. También abarcan los gastos generales y beneficios del desarrollador.

A continuación, se adjunta la estimación realizada por Aurora Research acerca del CAPEX de proyectos de baterías de ion litio y su evolución.



Ilustración 25. Evolución CAPEX Baterías según Duración (Fuente: Aurora Research)

De esta forma, introducir un sistema de baterías supone añadir los siguientes costes de inversión según la potencia y capacidad de las baterías:

10 MW 10 MWh	
Baterías	1.332.000 €
Inversores y BoS	991.000 €
EPC	665.000 €
Costes de Desarrollo	520.000 €
Costes de Conexión	886.000 €
TOTAL	4.394.000 €

Tabla 7. CAPEX Adicional debido a Sistema de Baterías 10 MW 10 MWh

10 MW 20 MWh	
Baterías	2.481.792 €
Inversores y BoS	1.286.990 €
EPC	845.349 €
Costes de Desarrollo	870.096 €
Costes de Conexión	886.000 €
TOTAL	6.370.227 €

Tabla 8. CAPEX Adicional debido a Sistema de Baterías 10 MW 20 MWh

20 MW 20 MWh	
Baterías	2.664.000 €
Inversores y BoS	1.982.000 €
EPC	1.330.000 €
Costes de Desarrollo	1.040.000 €
Costes de Conexión	1.772.000 €
TOTAL	8.788.000 €

Tabla 9. CAPEX Adicional debido a Sistema de Baterías 20 MW 20 MWh

5.2 COSTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

5.2.1 PARQUE EÓLICO

Los costes anuales de operación y mantenimiento vienen dados por el forecast realizado por Aurora Research acerca del mercado de renovables en España [37]. El desglose que hace la consultora es el siguiente:

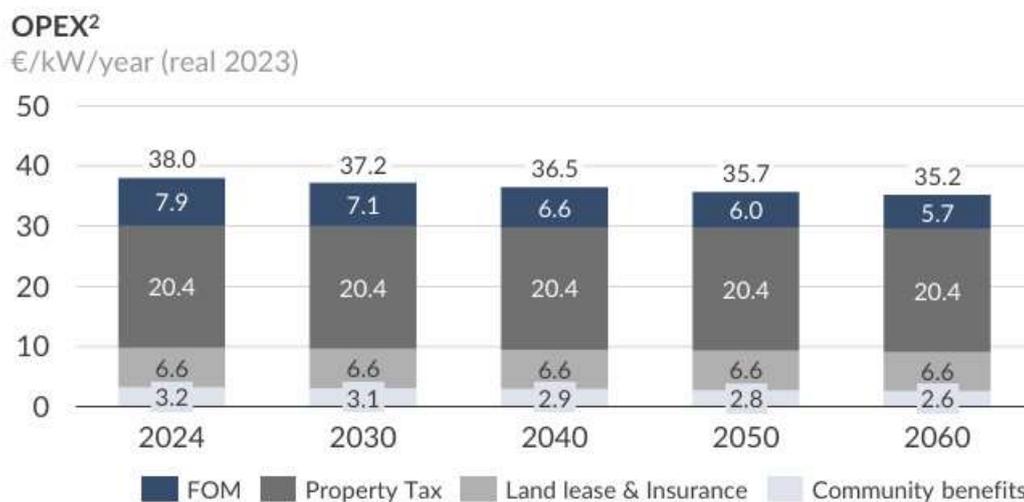


Ilustración 26. Desglose OPEX Eólica (Fuente Aurora Research)

Donde “FOM” se refiere a los costes asociados con la operación y el mantenimiento independientemente del uso, “Property Tax” a los impuestos sobre la propiedad utilizada para fines no domésticos y “Land lease & Insurance” al acuerdo que permite el uso de la tierra a cambio de un alquiler y costos para cubrir los riesgos asociados. Desagregando en los conceptos necesarios para el cálculo en Furow, se tiene:

Concepto	Valor asignado	Referencia
Operación y mantenimiento	169.100 €	Aurora Research
Mantenimiento no rutinario	80.100 €	
Extensión de garantía	17.800 €	
Gastos de Balance de Planta (BoP)	44.812 €	
Seguro	97.900 €	
Administración general	6.675 €	
Honorarios de gestión	9.345 €	
Servicios de seguridad	89.000 €	

Vigilancia ambiental	66.750 €	
Mantenimiento del mástil	4.450 €	
Impuestos locales	907.800 €	
Gastos adicionales	0 €	
Alquiler de terreno	173.550 €	

Tabla 10. Costes Operación y Mantenimiento iniciales PE Meirama

El coste anual aproximado de operación y mantenimiento del Parque Eólico Meirama resulta en 1.667.292 €. Este coste se irá reduciendo tal y como muestra la Ilustración 26.

5.2.2 PARQUE EÓLICO CON SISTEMA DE BATERÍAS

Al igual que la introducción de un sistema de baterías supone un gasto adicional en el CAPEX del proyecto, también lo supone en los gastos anuales de operación y mantenimiento. Estos se obtuvieron a través de Aurora Research, y se dividen de la siguiente forma:

1. O&M fijos: Incluyen inspecciones regulares, reemplazo de componentes desgastados, y otros servicios de mantenimiento preventivo y correctivo necesarios para asegurar el funcionamiento continuo y eficiente del sistema.
2. Seguro: este es el coste de las pólizas de seguro que cubren el sistema de almacenamiento de energía. Las pólizas de seguro pueden proteger contra diversos riesgos, como daños físicos al equipo, pérdidas financieras debido a interrupciones operativas, y responsabilidades legales. Es esencial para mitigar los riesgos financieros asociados con posibles eventos adversos.
3. Tarifas de negociación y optimización: se relacionan con la participación en mercados de electricidad para comprar y vender energía y con el uso de software y servicios de consultoría para maximizar la eficiencia y rentabilidad del sistema de almacenamiento de energía.
4. Arrendamiento de terreno: este es el coste asociado con el alquiler del terreno donde se instala el sistema de almacenamiento de energía. Si la empresa no es propietaria del terreno, deberá pagar una renta periódica al propietario. Estos costes pueden variar según la ubicación y el tamaño del terreno necesario para el sistema de almacenamiento. Ya se considera para el caso del parque eólico.

5. Otros: este apartado agrupa cualquier otro coste no especificado en las categorías anteriores. Ejemplos podrían ser costes administrativos o tarifas regulatorias.

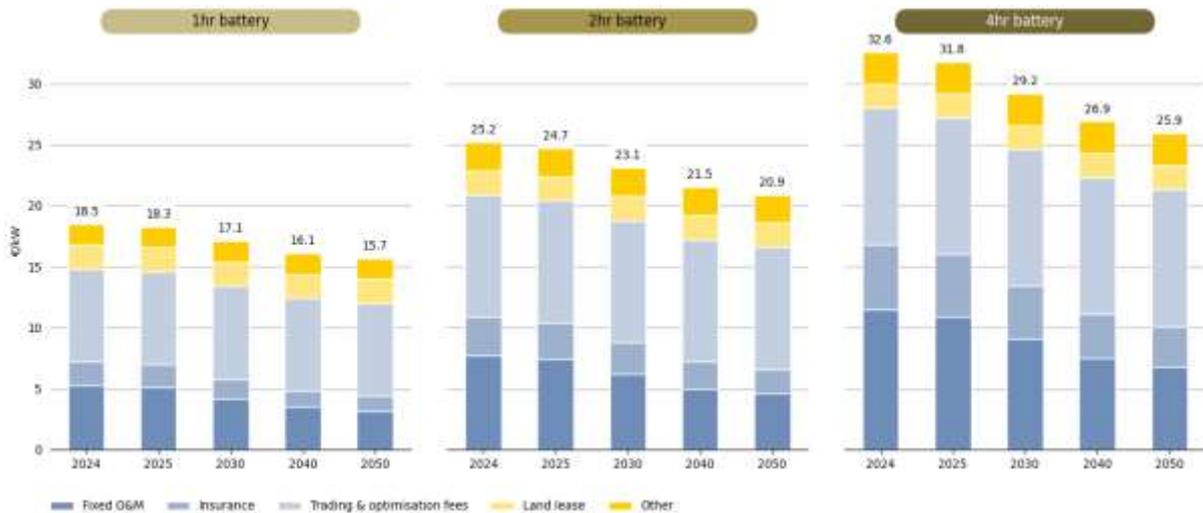


Ilustración 27. Evolución OPEX Baterías según Duración (Fuente: Aurora Research)

De esta forma, introducir un sistema de baterías supone añadir los siguientes costes de O&M anuales según la potencia y capacidad de las baterías:

10 MW 10 MWh	
O&M Baterías	45.000 €
Seguro	17.000 €
Tarifas de negociación y optimización	76.000 €
Otros	37.000 €
TOTAL	175.000 €

Tabla 11. OPEX Adicional debido a Sistema de Baterías 10 MW 10 MWh

10 MW 20 MWh	
O&M Baterías	66.000 €
Seguro	27.000 €
Tarifas de negociación y optimización	100.000 €
Otros	43.000 €
TOTAL	236.000 €

Tabla 12. OPEX Adicional debido a Sistema de Baterías 10 MW 20 MWh

20 MW 20 MWh	
O&M Baterías	90.000 €
Seguro	34.000 €
Tarifas de negociación y optimización	152.000 €
Otros	74.000 €
TOTAL	350.000 €

Tabla 13. OPEX Adicional debido a Sistema de Baterías 20 MW 20 MWh

Estos costes se irán reduciendo año a año según la Ilustración 27.

5.3 RESULTADO CASO BASE

En el análisis del caso base para el parque eólico Meirama, los resultados obtenidos indican una rentabilidad moderada, detallada a continuación.

<i>Resultado</i>	
<i>IRR Inversor</i>	9,8%
<i>VAN Inversor</i>	15.909.017 €
<i>Payback (años)</i>	14,9

Tabla 14. Resultados Caso Base

Los flujos de caja que generan estos resultados para los inversores provienen de los dividendos, no de los flujos de caja operativos, ya que una parte de estos se reinvierte para cubrir los gastos. Durante los dos primeros años de operación no se registran pagos de dividendos, lo cual es común debido a que los primeros flujos de caja se utilizan para cubrir los costes operativos y amortizar la deuda. Los dividendos comienzan a distribuirse una vez que el proyecto ha estabilizado sus flujos de caja y ha reducido su deuda. Estos dividendos se incrementan gradualmente hasta alcanzar su punto máximo al final del periodo del proyecto, reflejando una mayor disponibilidad de flujo de caja libre a medida que la deuda se reduce y los ingresos se estabilizan.

La Tasa Interna de Retorno del 9,8% sugiere que el proyecto tiene una capacidad razonable para generar beneficios sobre la inversión inicial. Esta TIR se encuentra por encima del WACC del 4%, lo que implica que el proyecto debería generar valor para los inversores. Una TIR del 9,8% es competitiva en el sector de energías renovables y demuestra que el proyecto tiene un buen potencial de rentabilidad.

El VAN positivo de 15.909.017 € indica que los ingresos generados por el proyecto, descontados a valor presente, superan los costes iniciales de inversión y operación. Este VAN positivo es un fuerte indicador de viabilidad económica, ya que sugiere que el proyecto no sólo recuperará su inversión inicial, sino que también generará un valor adicional significativo para los inversores.

El período de recuperación de la inversión es de 14,9 años. Este período es relativamente largo en comparación con otros proyectos de inversión, pero es aceptable dentro del contexto de proyectos de energías renovables, que generalmente requieren una mayor inversión inicial y tienen retornos a más largo plazo.

5.4 SENSIBILIDADES

5.4.1 PRECIO

- *Escenario de Precio Alto*

En el escenario de precios altos, los resultados para el inversor muestran una considerable mejora:

<i>Resultado</i>	
<i>IRR Inversor</i>	15,9%
<i>VAN Inversor</i>	32.873.192 €
<i>Payback (años)</i>	8,4

Tabla 15. Caso Precio High

Durante los primeros años, los dividendos son similares al caso base, ya que no hay pagos de dividendos mientras se cubren los costos iniciales y se amortiza la deuda. Sin embargo, a

partir del tercer año, los dividendos son mayores en comparación con el caso base debido a los mayores ingresos generados por los altos precios de la energía. Al final del proyecto, los pagos de dividendos también son significativamente más altos, alcanzando su punto máximo antes y en mayor cantidad que en el caso base. Esto demuestra una mayor capacidad del proyecto para generar flujos de caja suficientes para pagar dividendos tempranos y elevados, lo cual es muy atractivo para los inversores.

Una IRR del 15,9% representa un aumento significativo en comparación con el caso base, indicando que el proyecto es mucho más atractivo para los inversores bajo condiciones de precios altos. Este aumento en la IRR sugiere que los ingresos adicionales generados por los precios más altos de la energía mejorarían sustancialmente la rentabilidad del proyecto. El VAN en este escenario se eleva a 32.873.192 €, más del doble del VAN en el caso base. Esto indica que los ingresos futuros del proyecto, descontados a valor presente, superarían los costos iniciales por un margen mucho mayor, proporcionando una gran cantidad de valor adicional a los inversores.

El período de recuperación de la inversión se reduce drásticamente a 8,4 años. Este acortamiento del periodo de recuperación a menos de 10 años hace que el proyecto sea mucho más atractivo desde la perspectiva de la inversión, ya que los inversores pueden recuperar su capital más rápidamente y reducir el riesgo asociado a la inversión. En conjunto, estos factores hacen que el proyecto sea extremadamente atractivo para los inversores, ofreciendo altos dividendos, una IRR significativamente mejorada, un VAN elevado y un periodo de recuperación más corto, todo lo cual contribuye a una propuesta de inversión sólida y rentable.

- *Escenario Precio Bajo*

<i>Resultado</i>	
<i>IRR Inversor</i>	1,3%
<i>VAN Inversor</i>	-5.072.108 €
<i>Payback (años)</i>	26,1

Tabla 16. Caso Precio Low

Tampoco hay pagos de dividendos en los primeros años ni en los años intermedios debido a los bajos ingresos por los precios bajos de la energía. Hasta el año 20 no se genera beneficio para el accionista. Durante el periodo final son significativamente más bajos que en los otros dos escenarios. La capacidad del proyecto para pagar dividendos se ve gravemente afectada por los ingresos insuficientes. Este escenario refleja una alta dificultad para generar suficiente flujo de caja libre para pagar dividendos, lo que hace que el proyecto no sea atractivo para los inversores bajo condiciones de precios bajos.

Una IRR del 1,3% es apenas superior a cero, lo que indica que el proyecto apenas genera suficientes ingresos para cubrir los costos de inversión y operación. Esta IRR es significativamente inferior al WACC del 4%, lo que sugiere que el proyecto, en estas condiciones, no sería rentable y no generaría valor para los inversores. El VAN negativo de -5.072.108 € indica que los ingresos futuros del proyecto, descontados a valor presente, no cubrirían los costos iniciales de inversión y operación. Un VAN negativo significa que el proyecto destruiría valor en lugar de crearlo, haciendo que sea una mala inversión bajo este escenario de precios bajos. El período de recuperación de la inversión se extiende a 26,1 años, lo que es inusualmente largo para cualquier tipo de proyecto de inversión. Un payback tan largo indica flujos de caja insuficientes para recuperar la inversión en un tiempo razonable, lo que hace que el proyecto sea de muy alto riesgo y nada atractivo para los inversores.

Estos resultados resaltan la alta sensibilidad del proyecto a las variaciones en los precios de la energía. El caso base muestra una situación de rentabilidad moderada, adecuada para atraer inversores bajo condiciones de mercado estables. Sin embargo, las sensibilidades demuestran que un aumento en los precios de la energía puede mejorar significativamente la rentabilidad del proyecto, reduciendo el riesgo y acortando el período de recuperación de la inversión.

Por otro lado, un escenario de precios bajos podría comprometer seriamente la viabilidad del proyecto, extendiendo el período de recuperación de la inversión y generando pérdidas netas. Esto subraya la necesidad de implementar estrategias de mitigación de riesgos, como

asegurar contratos de venta de energía a largo plazo (PPAs) con precios fijos, para proteger los ingresos del proyecto y asegurar su viabilidad financiera a largo plazo. De forma alternativa, este trabajo valora la implantación de un sistema de baterías de litio para aumentar el precio percibido por la venta de energía.

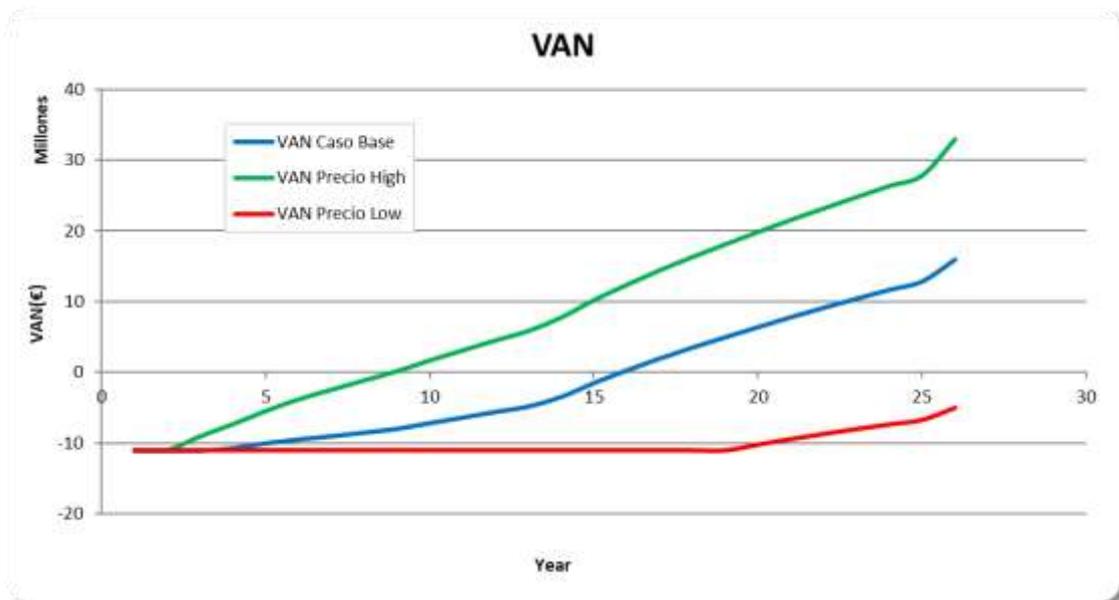


Ilustración 29. Comparación Evolución VAN Sensibilidades Precio

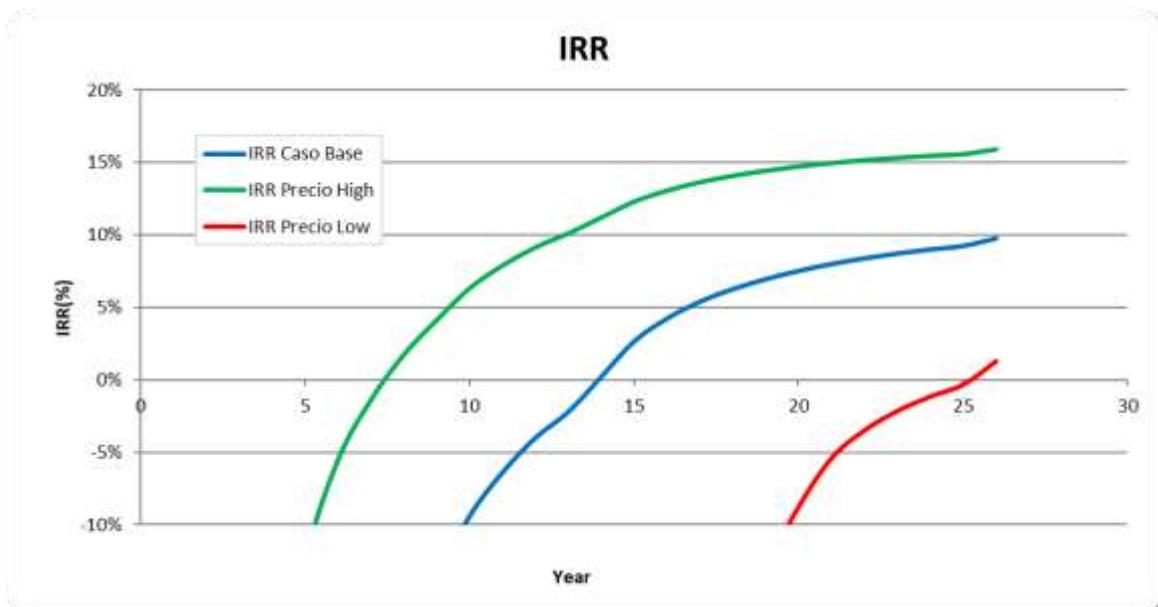


Ilustración 28. Comparación Evolución IRR Sensibilidades Precio

5.4.2 SISTEMA DE BATERÍAS

- ***Escenario Batería 10MW 10MWh***

Los resultados del problema de optimización muestran un aumento medio anual del factor de apuntamiento de un 2,1% para el caso de una batería de 10 MW 10 MWh. Teniendo en cuenta ese factor y los costes adicionales de inversión y O&M se tienen los siguientes resultados financieros:

<i>Resultado</i>	
<i>IRR Inversor</i>	7,81%
<i>VAN Inversor</i>	11.368.056 €
<i>Payback (años)</i>	16,5

Tabla 17. Caso Batería 10 MW 10 MWh

El pago de dividendos se retrasa hasta el séptimo año debido al aumento de gasto que supone el sistema de baterías. Una IRR del 7.81% indica que el proyecto tiene un rendimiento razonable, pero apenas supera el WACC. Esto significa que aunque el proyecto es rentable, el margen de ganancia no es muy alto, y puede no ser suficientemente atractivo para inversores que busquen mayores retornos. Un VAN de 11,368,056 € es positivo, lo que significa que el proyecto generará valor, pero está por debajo del VAN del caso base. Un periodo de recuperación de 16.5 años es bastante largo. Esto indica que se necesitará mucho tiempo para que los inversores recuperen su inversión inicial, lo cual puede ser un factor desalentador.

Aunque los resultados muestran una rentabilidad moderada para el caso del parque eólico con un sistema de baterías 10 MW 10 MWh, la comparación con el caso base hace ver como esta solución no mejora la rentabilidad del caso base. Tanto la TIR como el VAN están por debajo de los resultados obtenidos para el caso del parque eólico exclusivamente. Es decir, el aumento de precio capturado debido a la operación de las baterías en modo arbitraje no compensa el aumento de costes de inversión y O&M.

- ***Escenario Batería 10MW 20MWh***

Los resultados del problema de optimización muestran un aumento medio anual del factor de apuntamiento de un 3,8% para el caso de una batería de 10 MW 20 MWh. Teniendo en cuenta ese factor y los costes adicionales de inversión y O&M se tienen los siguientes resultados financieros:

<i>Resultado</i>	
<i>IRR Inversor</i>	7,25%
<i>VAN Inversor</i>	10.014.252 €
<i>Payback (años)</i>	17,1

Tabla 18. Caso Batería 10 MW 20 MWh

Para este caso, el pago de dividendos se retrasa hasta el décimo año debido al aumento de gasto que supone el sistema de baterías 10 MW 20 MWh. Una IRR del 7.25% indica que el proyecto tiene un rendimiento razonable, pero ya se puede intuir que introducir un sistema de baterías con mayor capacidad no mejora la rentabilidad del proyecto. El VAN sigue siendo menor que el del caso base. El periodo de recuperación es mayor comparado con el caso base y con el de la batería 10 MW 10 MWh.

- ***Escenario Batería 20MW 20MWh***

Los resultados del problema de optimización muestran un aumento medio anual del factor de apuntamiento de un 4,1% para el caso de una batería de 20 MW 20 MWh. Teniendo en cuenta ese factor y los costes adicionales de inversión y O&M se tienen los siguientes resultados financieros:

<i>Resultado</i>	
<i>IRR Inversor</i>	6,27%
<i>VAN Inversor</i>	7.075.685 €
<i>Payback (años)</i>	18,2

Tabla 19. Caso Batería 20 MW 20 MWh

Se vuelve a confirmar la tendencia esperada. Introducir un sistema de baterías de mayor capacidad y potencia reduce la rentabilidad del proyecto notablemente. A pesar de que el caso de parque eólico con un sistema de baterías 20 MW 20 MWh es rentable de forma moderada, este no aporta un valor adicional al caso base del parque eólico exclusivamente.

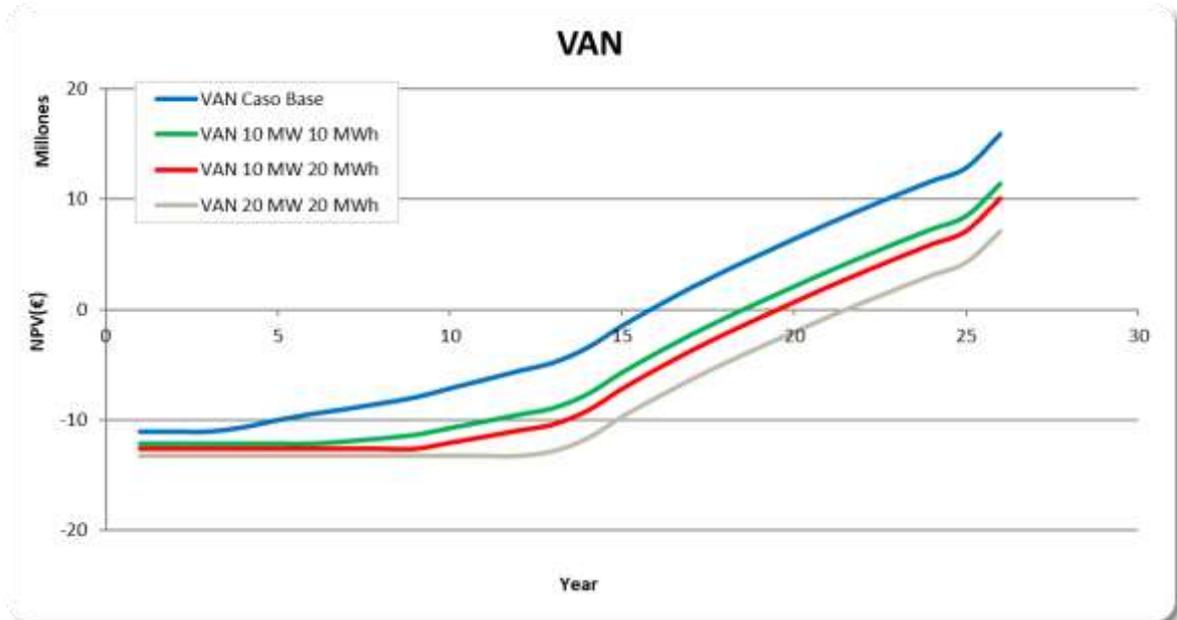


Ilustración 31. Comparación Evolución VAN Sensibilidades Baterías

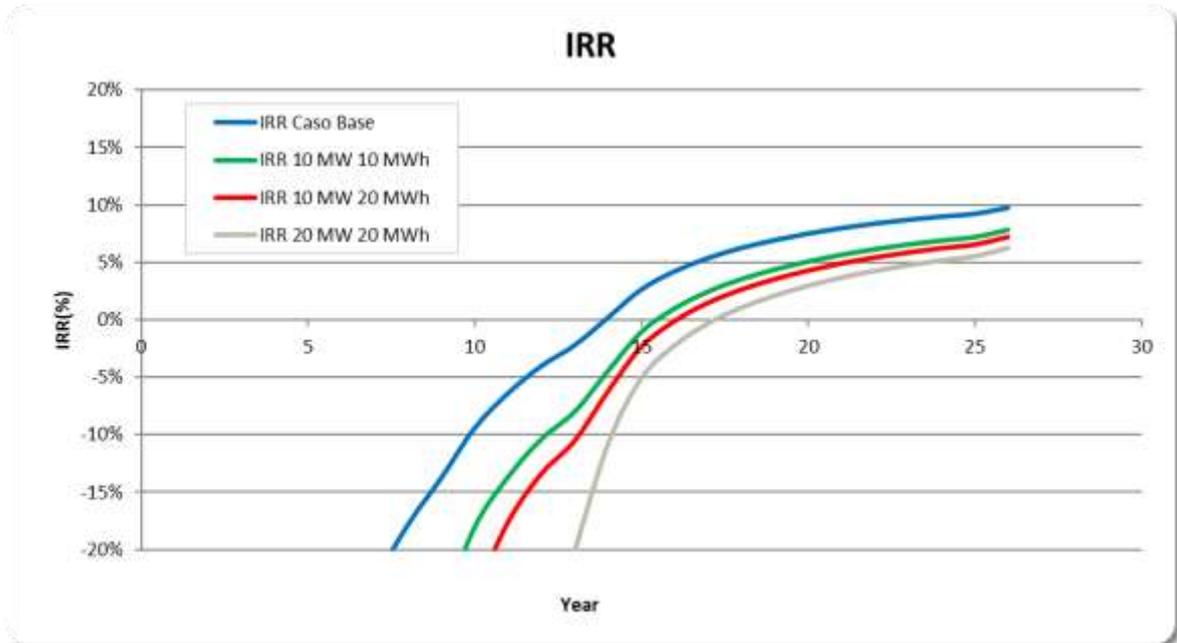


Ilustración 30. Comparación Evolución IRR Sensibilidades Baterías

El análisis de sensibilidad con diferentes configuraciones de sistemas de baterías demuestra que, aunque la integración de baterías puede mejorar ligeramente el factor de apuntamiento anual del proyecto eólico, los beneficios financieros no compensan los costos adicionales de inversión y operación. Comparado con el caso base, todas las configuraciones de baterías

(10 MW 10 MWh, 10 MW 20 MWh, y 20 MW 20 MWh) presentan una TIR y VAN menores, y periodos de recuperación más largos, indicando una menor rentabilidad. También se simuló el uso de baterías con los escenarios de precios alto y bajo. Tampoco se mejoraban los respectivos escenarios. La implementación de sistemas de baterías, aunque técnicamente viable, no mejora la rentabilidad del proyecto e incluso retrasa significativamente el pago de dividendos a los inversores, haciendo que esta opción sea menos atractiva en términos financieros

Capítulo 6. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Entre los principales objetivos de desarrollo sostenible definidos por las Naciones Unidas, este trabajo colaborará en la ejecución de los siguientes:

7- Energía asequible y no contaminante



Se promueve la asequibilidad y sostenibilidad energética mediante la transformación hacia fuentes renovables y almacenamiento, garantizando un acceso más amplio a una energía limpia y fiable.

11- Ciudades y Comunidades Sostenibles



La transformación de infraestructuras energéticas respalda la sostenibilidad urbana, creando modelos resilientes que mejoran la calidad de vida y favorecen la inclusión comunitaria.

12- Producción y consumos responsables



La reutilización de recursos y la adopción de tecnologías renovables impulsan la eficiencia en la producción de energía, alineándose con principios de producción y consumo responsables. Se evita el consumo de combustibles finitos, como es el carbón.

13- Acción por el Clima



La transformación de fuentes intensivas en carbono a renovables contribuye a reducir emisiones y mitigar el cambio climático, alineándose con objetivos de acción climática a nivel global.

Capítulo 7. EMISIONES

El proyecto de transformación de la central térmica de Meirama a una planta de energías renovables implica una significativa reducción de las emisiones de CO₂. Este capítulo detalla las emisiones asociadas a la central térmica de Meirama y las estimaciones de reducción en las nuevas instalaciones renovables, basadas en información proporcionada por Naturgy y los datos del Parque Eólico Meirama.

La central térmica de Meirama, que operaba con carbón, ha sido una fuente significativa de emisiones de CO₂. Según datos históricos, la central emitía aproximadamente 1,6 millones de toneladas de CO₂ anuales. Este nivel de emisiones es típico de las centrales térmicas de carbón, que se caracterizan por su alta intensidad de carbono debido a la combustión de combustibles fósiles.

La transformación de la central térmica en un parque eólico representa un cambio drástico en el perfil de emisiones de la instalación. El nuevo Parque Eólico Meirama, con una capacidad instalada de 44,5 MW, tiene la capacidad de generar aproximadamente 102.717 MWh al año. Según Naturgy, el parque eólico evitará la emisión de alrededor de 85.000 toneladas de CO₂ anuales. Este valor es una estimación basada en que un parque eólico evita, aproximadamente 0.81 toneladas de CO₂ por MWh generado. Este número está basado en el mix energético español.

La sustitución de la central térmica por el parque eólico supone, por tanto, una reducción anual significativa de emisiones. Sumando la eliminación de las emisiones de la central térmica (1,6 millones de toneladas de CO₂) y las emisiones evitadas por el parque eólico (85.000 toneladas de CO₂), la reducción total asciende a 1,685 millones de toneladas de CO₂ al año. Este dato es significativo no sólo por la magnitud de las emisiones evitadas, sino también por su contribución a los objetivos de descarbonización y mitigación del cambio climático establecidos por acuerdos internacionales como el Acuerdo de París.

Además de las reducciones directas en emisiones de CO₂, la transformación a energías renovables también elimina otras emisiones contaminantes asociadas a la combustión de carbón, como el dióxido de azufre (SO₂), los óxidos de nitrógeno (NO_x) y las partículas en suspensión, mejorando así la calidad del aire local y regional.

La transformación de la central térmica de Meirama en un parque eólico es un paso decisivo hacia la sostenibilidad y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. La reducción anual de 1,685 millones de toneladas de CO₂ contribuye significativamente a los objetivos de transición energética y demuestra el potencial de las energías renovables para sustituir las fuentes de energía tradicionales de alta emisión de carbono. Este proyecto no solo tiene beneficios ambientales, sino que también posiciona a la región como un referente en la adopción de tecnologías limpias y sostenibles.

Capítulo 8. CONCLUSIONES

El proyecto de transformación de la central térmica de Meirama en una planta de energías renovables abarca diversas facetas, desde la evaluación del estado inicial y el proceso de desmantelamiento hasta el análisis de viabilidad técnica y económica de nuevos proyectos. A lo largo de este trabajo, se ha desarrollado un análisis exhaustivo que permite concluir de manera crítica sobre la viabilidad y las condiciones necesarias para el éxito de este proyecto.

La central térmica de Meirama, tras más de 40 años de operación, fue cerrada en 2.020 debido a su impacto ambiental significativo y en concordancia con las políticas de descarbonización de España. El proceso de desmantelamiento de la central ha avanzado significativamente, pudiéndose reutilizar infraestructuras claves como la subestación eléctrica y los sistemas de media y baja tensión, lo cual favorece el desarrollo de nuevos proyectos energéticos en la misma ubicación.

Durante la fase de estudio, se exploraron varias alternativas para la reutilización del emplazamiento. La primera opción considerada fue la transformación en una central de biomasa, que, aunque pareció viable en el pasado, no parece una opción atractiva debido a los complejos de gestión de residuos de alrededor, así como la demolición de la caldera y el retirado de los grupos. Además, la biomasa no se alinea completamente con los objetivos de reducción de emisiones tan ambiciosos que se plantean actualmente.

El análisis de un parque solar fotovoltaico reveló que, aunque Galicia tiene un potencial solar moderado, la región no es la más adecuada para grandes instalaciones solares debido a su baja irradiación comparada con otras zonas de España. El estudio mostró que la provincia de A Coruña tiene una de las menores tasas de instalaciones fotovoltaicas del país, lo que hace que este tipo de proyecto no sea económicamente prometedor sin incentivos significativos o avances tecnológicos en la eficiencia de paneles solares.

En contraste, el potencial eólico de Galicia es considerablemente alto, situándose entre las regiones líderes en España en cuanto a capacidad instalada. El análisis detallado utilizando

la herramienta Furow confirma que un parque eólico de 44,5 MW en la parcela de Meirama es técnica y económicamente viable. Con una producción neta anual estimada de 102.717 MWh y una eficiencia neta del 87%, el proyecto se presenta como una opción sólida para la generación de energía renovable. La velocidad media del viento en la zona es de 6.7 m/s, superior al umbral necesario para la viabilidad de los proyectos eólicos en España. Además, las horas equivalentes anuales de producción se estiman en 2.308, lo que refuerza la viabilidad técnica del parque.

El análisis económico del proyecto eólico es crítico para la justificación de su viabilidad. Los costes iniciales de inversión, operación y mantenimiento fueron evaluados detalladamente. El caso base muestra que el proyecto es sensible a las fluctuaciones en el precio de la energía, un factor determinante para su rentabilidad. Las baterías para almacenamiento energético, aunque útiles para estabilizar la producción y técnicamente viables, no son actualmente una solución completa para mitigar la volatilidad de los precios. La implementación de contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA) se presenta como una estrategia más adecuada para garantizar la estabilidad financiera del proyecto. Estos contratos permiten asegurar un precio fijo por la energía producida, reduciendo la exposición a la volatilidad del mercado y asegurando ingresos constantes a lo largo del tiempo.

La transformación hacia un hub de producción de hidrógeno verde también es una opción viable y alineada con las tendencias actuales de descarbonización. Este proyecto ha recibido apoyo financiero significativo y está diseñado para fases escalables, comenzando con un electrolizador de 30 MW y ampliándose en fases subsecuentes. La producción de hidrógeno verde no solo sustituiría el hidrógeno gris en aplicaciones industriales locales, sino que también contribuiría a la reducción de emisiones y a la diversificación de la matriz energética.

Dado el gran potencial del emplazamiento de Meirama, se deja abierta la posibilidad de implementar otros proyectos adicionales que puedan contribuir a suplir la capacidad de generación de 580 MW de la antigua central térmica. Esto podría incluir la integración de

más parques eólicos, solares o híbridos, así como proyectos innovadores de almacenamiento de energía que aseguren una producción constante y eficiente. Además, se podría considerar la instalación de tecnologías emergentes y avanzadas que maximicen el uso del terreno y la infraestructura disponible, garantizando una transición energética completa y sostenible en la región.

En cuanto al impacto ambiental y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), la transformación de la central térmica de Meirama en una planta de energías renovables contribuirá significativamente a la reducción de emisiones de CO₂. Esto se alinea con varios ODS, incluyendo el acceso a energía asequible y no contaminante, la promoción de ciudades y comunidades sostenibles, y la acción por el clima. La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la adopción de tecnologías limpias no solo mitigarán el impacto ambiental, sino que también fortalecerán la resiliencia del sistema energético frente a eventos climáticos extremos y fluctuaciones en la oferta de combustibles fósiles.

En conclusión, la transformación de la central térmica de Meirama en una planta de energías renovables es técnicamente factible y económicamente viable bajo ciertas condiciones. El parque eólico destaca como la opción más prometedora debido a los recursos eólicos favorables de la región y las cifras de producción proyectadas. La implementación de contratos de compraventa de energía a largo plazo será crucial para asegurar la estabilidad financiera del proyecto, mitigando los riesgos asociados a la volatilidad del mercado energético. La creación de un hub de hidrógeno verde complementa esta estrategia, ofreciendo una vía adicional para la descarbonización y el desarrollo sostenible. En conjunto, estos proyectos no solo contribuirán a la reducción de emisiones y la diversificación de la matriz energética, sino que también promoverán el desarrollo económico y la creación de empleo en la región.

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

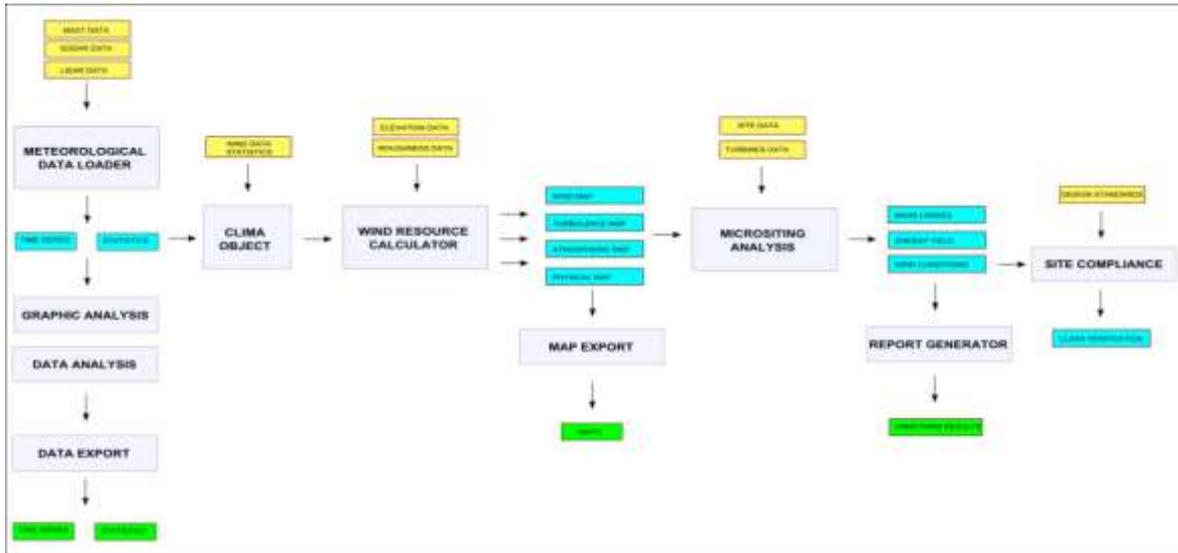
- [1] “Central térmica de Meirama - Wikipedia, la enciclopedia libre.” Accessed: Dec. 04, 2023. [Online]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Central_t%C3%A9rmica_de_Meirama
- [2] “Casi dos toneladas de dinamita tumbarán la caldera de la antigua térmica de Meirama.” Accessed: Dec. 04, 2023. [Online]. Available: https://www.lavozdeg Galicia.es/noticia/carballo/2023/11/26/dos-toneladas-dinamita-tumbaran-caldera-termica/0003_202311C26C1991.htm
- [3] “De carbón a hidrógeno verde: así es cómo Naturgy y Enagás lavan la cara de la central térmica de La Robla - El Periódico de la Energía.” Accessed: Dec. 04, 2023. [Online]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/de-carbon-a-hidrogeno-verde-asi-es-como-naturgy-y-enagas-lavan-la-cara-de-la-central-termica-de-la-robla/>
- [4] “La central térmica de La Pereda sustituirá el carbón por biomasa en 2025.” Accessed: Dec. 04, 2023. [Online]. Available: <https://www.lavozdeasturias.es/noticia/asturias/2023/11/30/central-termica-pereda-sustituira-carbon-biomasa-2025/00031701364352841501130.htm>
- [5] B. Robles *et al.*, “MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD Informes Técnicos Ciemat Estudio del Impacto Radiológico de la Central Térmica de Carbón de Meirama,” 2014.
- [6] Repowering Solutions, “CENTRAL TÉRMICA DE MEIRAMA 550MW.”
- [7] P. D. D^a María Fernández Pérez Consejeros Benigno Valdés Díaz D Mariano Bacigalupo Saggese D Bernardo Lorenzo Almendros D Xabier Ormaetxea Garai Secretario de la Sala D Miguel Sánchez Blanco and V. del Consejo, “ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE AUTORIZA A NATURGY SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA.” [Online]. Available: www.cnmc.es
- [8] “Informe Transición Justa-2”.

- [9] “Meirama - Naturgy.” Accessed: Feb. 08, 2024. [Online]. Available: <https://www.naturgy.com/sostenibilidad/transicion-justa/meirama/>
- [10] Viaintermedia.com, “La central térmica de carbón de Meirama vuelve a sonar para convertirla en biomasa”, Accessed: Mar. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.energias-renovables.com/bioenergia/la-central-termica-de-carbon-de-meirama-20190510>
- [11] “El comité de la central térmica de Meirama insiste en la planta de biomasa.” Accessed: Mar. 07, 2024. [Online]. Available: https://www.lavozdegalicia.es/noticia/carballo/2019/10/04/comite-central-termica-meirama-insiste-planta-biomasa/0003_201910C4C1994.htm
- [12] “El Complejo Medioambiental de Cerceda | Sogama.” Accessed: Jun. 18, 2024. [Online]. Available: <https://www.sogama.gal/es/el-complejo-medioambiental-de-cerceda>
- [13] J. Menéndez and J. Loredo, “Economic feasibility of developing large scale solar photovoltaic power plants in Spain,” in *E3S Web of Conferences*, EDP Sciences, Oct. 2019. doi: 10.1051/e3sconf/201912202004.
- [14] “Furow.” Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: <https://furow.es/#fase-primera>
- [15] “CORINE Land Cover — Copernicus Land Monitoring Service.” Accessed: Apr. 17, 2024. [Online]. Available: <https://land.copernicus.eu/en/products/corine-land-cover>
- [16] “TFG - San Roman Martin, Jorge”.
- [17] I. C. Gil-García, A. Ramos-Escudero, Á. Molina-García, and A. Fernández-Guillamón, “GIS-based MCDM dual optimization approach for territorial-scale offshore wind power plants,” *J Clean Prod*, vol. 428, Nov. 2023, doi: 10.1016/j.jclepro.2023.139484.
- [18] “DOG 100 del 29/5/2023 - RESOLUCIÓN de 18 de abril de 2023, de la Dirección General de Planificación Energética y Recursos Naturales, por la que se otorgan autorización administrativa previa, autorización administrativa de construcción y declaración de utilidad pública, en concreto, de las instalaciones relativas al proyecto del parque eólico Meirama, situado en los ayuntamientos de Carral, Cerceda y Ordes (A Coruña) y promovido por Naturgy Renovables, S.L.U. (expediente IN408A/2018/027).” Accessed: Apr. 16, 2024.

- [Online]. Available: https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2023/20230529/AnuncioV0653-190423-0005_es.html
- [19] J. C. Y. Lee and M. J. Fields, “An Overview of Wind Energy Production Prediction Bias, Losses, and Uncertainties.”
- [20] “Las renovables convierten a España y Portugal en el mercado eléctrico más barato de Europa - El Periódico de la Energía.” Accessed: May 26, 2024. [Online]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/las-renovables-convierten-a-espana-y-portugal-en-el-mercado-electrico-mas-barato-de-europa/>
- [21] “Abril, un mes de récords en el mercado eléctrico español - El Periódico de la Energía.” Accessed: May 26, 2024. [Online]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/abril-un-mes-de-records-en-el-mercado-electrico-espanol/>
- [22] “El mercado eléctrico supera en España las 500 horas a precio cero o negativo.” Accessed: May 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.energias-renovables.com/panorama/el-mercado-electrico-supera-en-espaa-las-20240520>
- [23] “PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA,” 2021.
- [24] “Inicia su operación comercial el sistema de almacenamiento más grande de América Latina - Engie.” Accessed: May 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.engie.cl/inicia-su-operacion-comercial-el-sistema-de-almacenamiento-mas-grande-de-america-latina/>
- [25] “Energy Vault Project – China, Rudong.” Accessed: May 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.energyvault.com/projects/cn-rudong>
- [26] “Iberdrola instalará la primera batería en un proyecto eólico, en el parque Elgea-Urkilla, en el País Vasco - Iberdrola.” Accessed: May 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-instalara-primera-bateria-proyecto-eolico-parque-elgea-urkilla-pais-vasco>
- [27] “Baterías de almacenamiento en España - Iberdrola España.” Accessed: May 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/almacenamiento-energia/baterias-almacenamiento>

- [28] “Gestion de un parque eolico mediante baterias de Ion-Litio”.
- [29] “Iberian Flexible Energy Market Forecast,” 2024.
- [30] “The Cost of Capital in Clean Energy Transitions – Analysis - IEA.” Accessed: Jun. 10, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/articles/the-cost-of-capital-in-clean-energy-transitions>
- [31] “Aurora Energy Research | Critical Energy Market Analytics.” Accessed: Jun. 10, 2024. [Online]. Available: <https://auroraer.com/>
- [32] I. Renewable Energy Agency, *Renewable power generation costs in 2019*. 2020. [Online]. Available: www.irena.org
- [33] R. H. Wiser and M. Bolinger, “Lawrence Berkeley National Laboratory LBL Publications Title 2018 Wind Technologies Market Report Permalink <https://escholarship.org/uc/item/2tc1819q>,” 2018. [Online]. Available: <https://escholarship.org/uc/item/2tc1819q>
- [34] “TFG- de Egana Marin Alvaro”.
- [35] M. Casas, A. Director, : Consuelo, and A. Alonso, “Estudio de la viabilidad de una instalación de generación eléctrica híbrida de energías renovables con baterías de ion litio.”
- [36] Naturgy, “DOCUMENTO DE SÍNTESIS ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARQUE EÓLICO MEIRAMA”.
- [37] “Iberia Power and Renewables Market Forecast,” 2024.

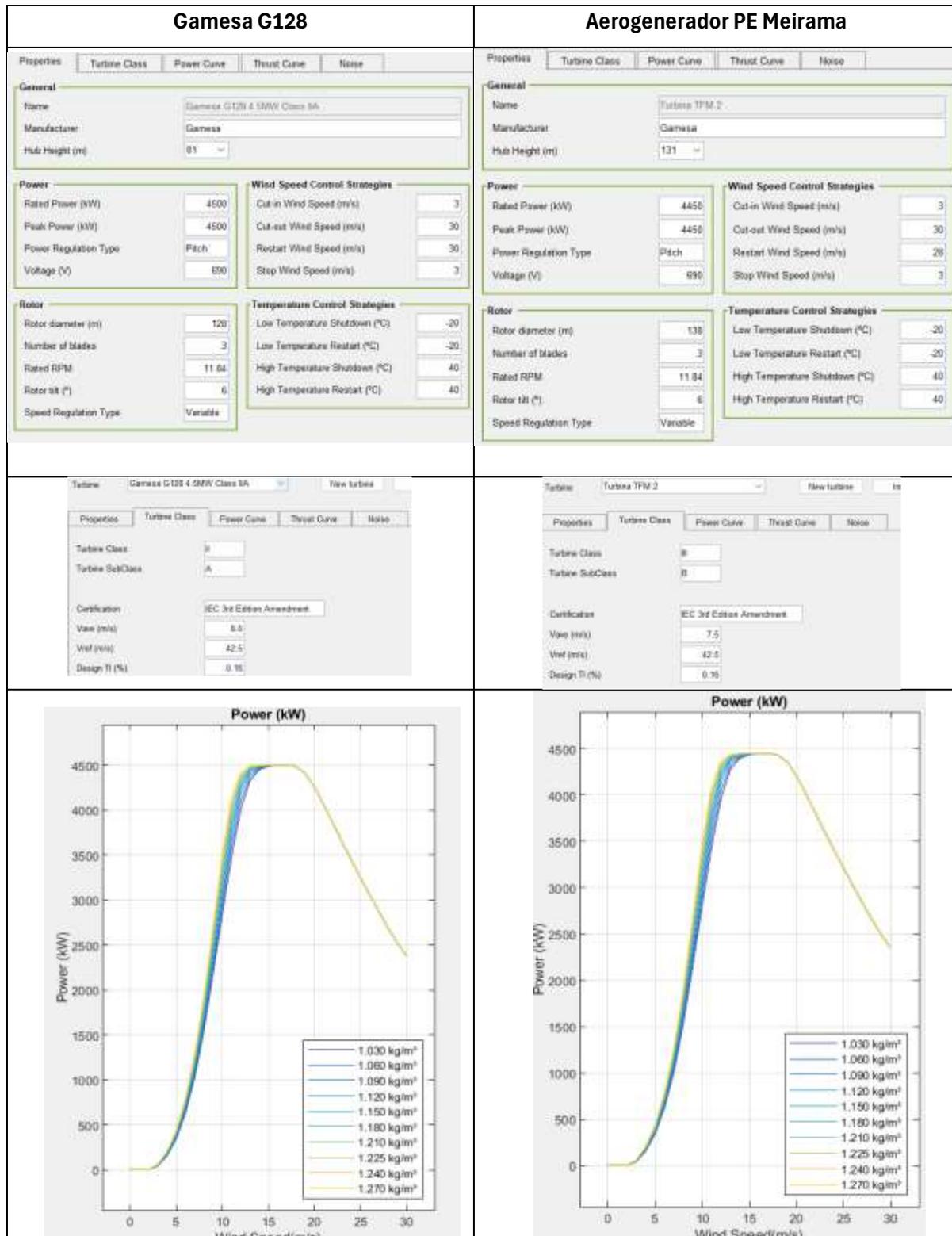
ANEXOS

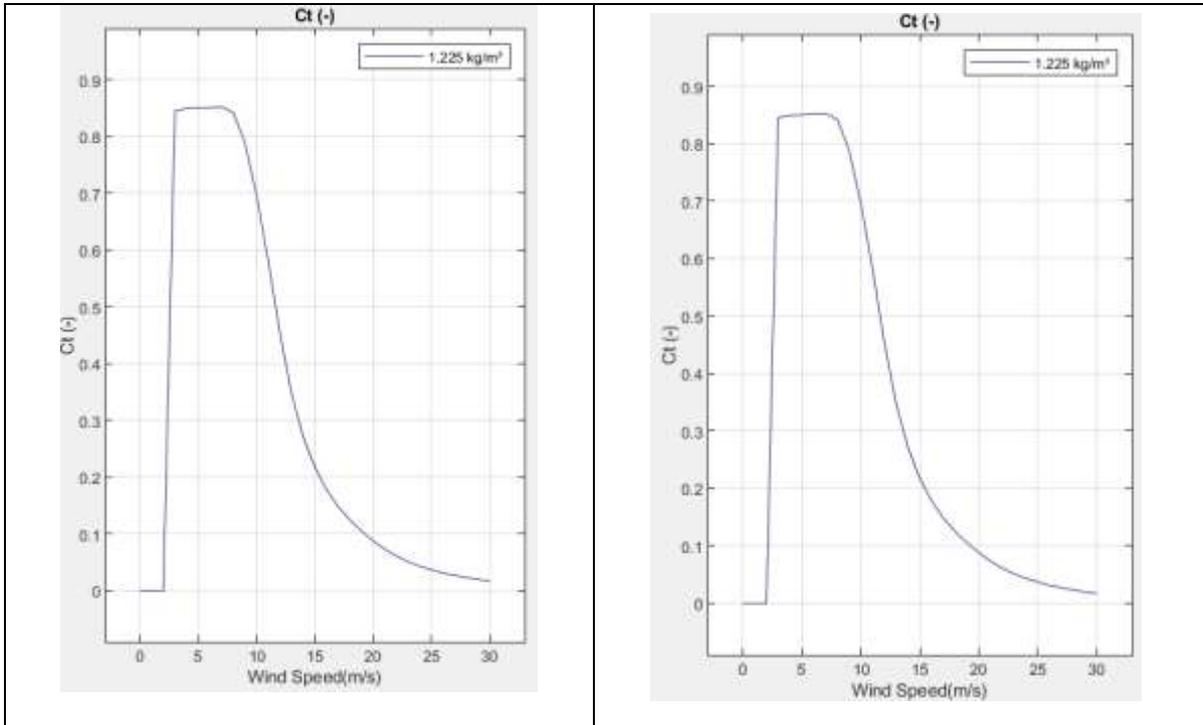


Anexo 1. Workflow detallado Furow

Coordenadas	Lat	Lon
ME01	546100.73	4779603.04
ME02	547124.47	4779186.71
ME03	547527.5	4779058.5
ME04	546094.24	4779178.32
ME05	546321.07	4778797.32
ME06	546660.97	4778548.87
ME07	544984	4779501
ME08	545306	4781294
ME09	546236	4781861
ME10	548000	4780670.65

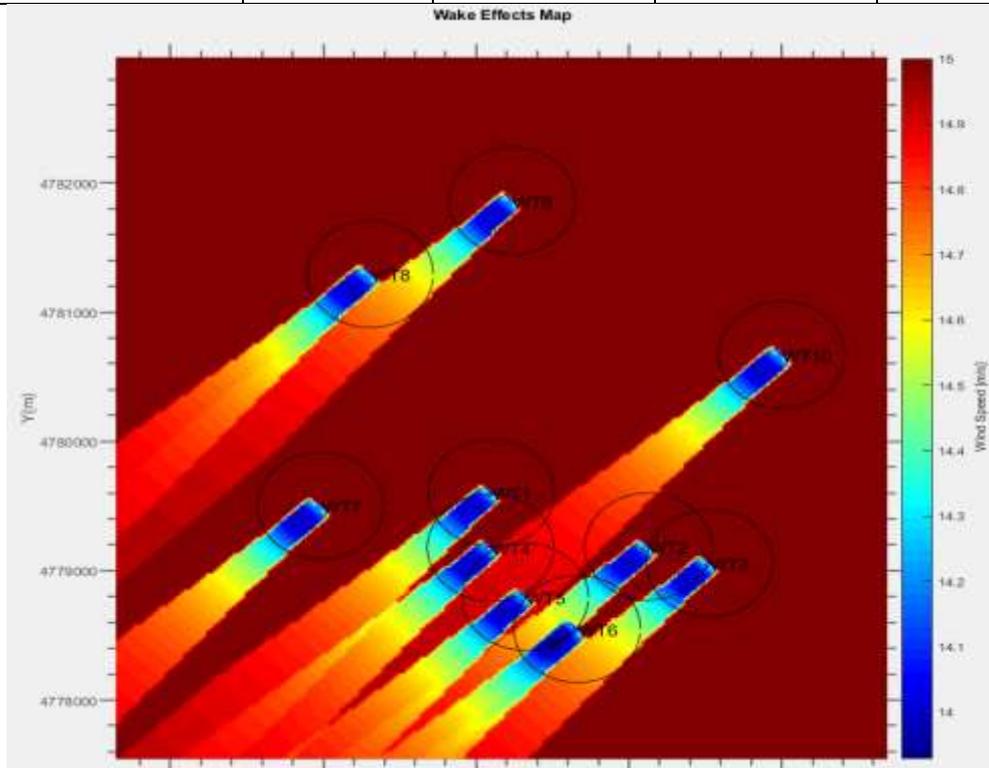
Anexo 2. Coordenadas aerogeneradores (WGS 84 / UTM zone 29N)





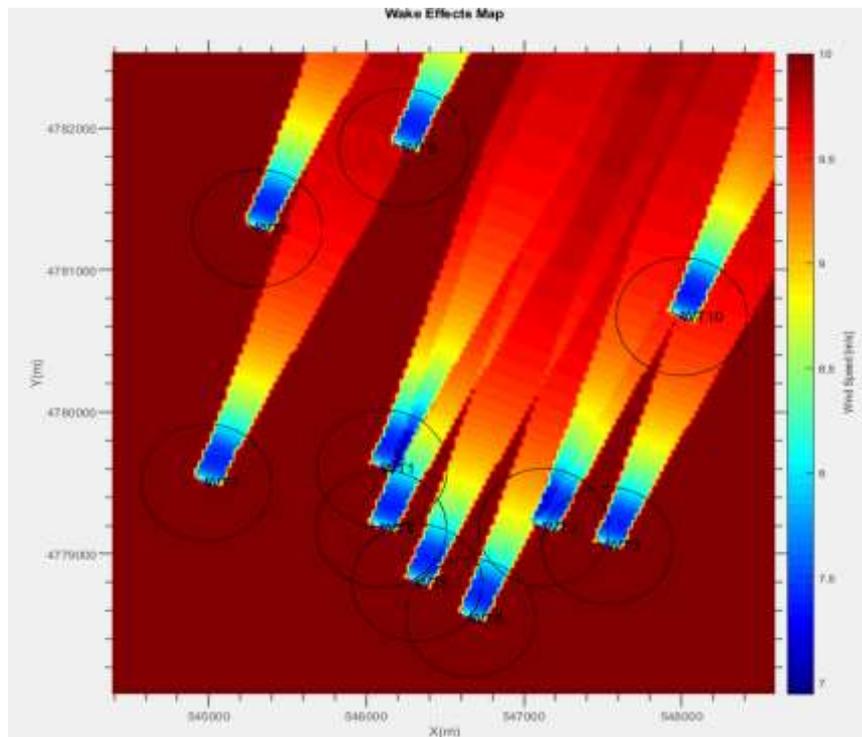
Anexo 3. Propiedades aerogeneradores

Wind Speed [m/s]	15			
Turbulence intensity [%]	17			
Air Density(Kg/m ³)	1.225			
Wind Direction [°]	45			
Wake model	Jensen			
Turbine ID	X [m]	Y [m]	Waked wind speed [m/s]	Power [kW]
WT1	546100.7	4779603	15	4450
WT2	547124.5	4779186.7	15	4450
WT3	547527.5	4779058.5	15	4450
WT4	546094.2	4779178.3	15	4450
WT5	546321.1	4778797.3	14.897072	4449.27951
WT6	546661	4778548.9	14.654611	4447.58228
WT7	544984	4779501	15	4450
WT8	545306	4781294	15	4450
WT9	546236	4781861	15	4450
WT10	548000	4780670.7	15	4450

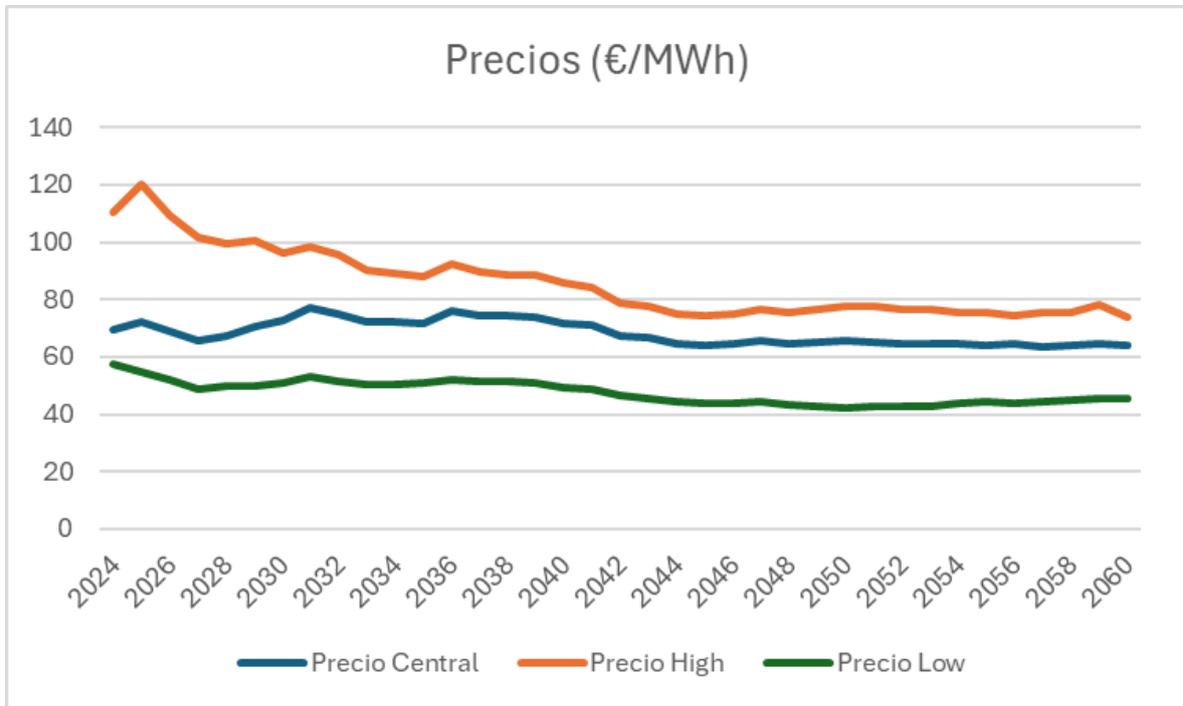


Anexo 4. Análisis Efecto Estela a

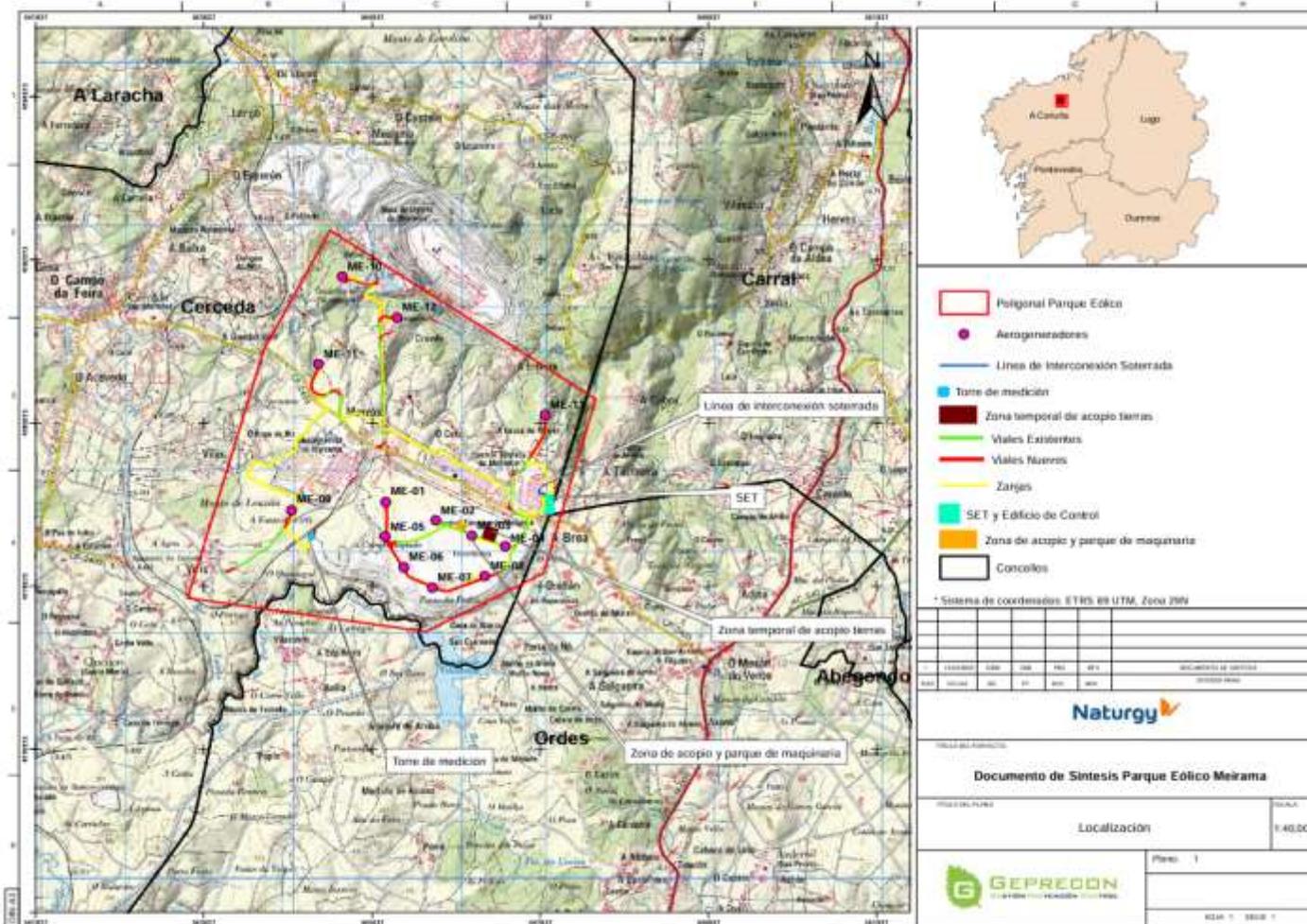
Wind Speed [m/s]	10			
Turbulence intensity [%]	17			
Air Density(Kg/m ³)	1.225			
Wind Direction [°]	202.5			
Wake model	Jensen			
Turbine ID	X [m]	Y [m]	Waked wind speed [m/s]	Power [kW]
WT1	546100.7	4779603	9.328789	2825.14005
WT2	547124.5	4779186.7	9.558021	3003.02401
WT3	547527.5	4779058.5	10	3346
WT4	546094.2	4779178.3	10	3346
WT5	546321.1	4778797.3	10	3346
WT6	546661	4778548.9	10	3346
WT7	544984	4779501	10	3346
WT8	545306	4781294	10	3346
WT9	546236	4781861	9.78089	3175.97089
WT10	548000	4780670.7	9.518611	2972.44186



Anexo 5. Análisis Efecto Estela b



Anexo 6. Escenarios Precios



Anexo 7. Plano PE Meirama