



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y
ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO CON
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN
BATERIAS

Autor: Estefanía Ugalde García

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Junio de 2026

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Estudio de viabilidad técnica y económica de un parque eólico con sistema de
almacenamiento en baterías”

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

curso académico 2025/2026 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.

Estefanía

Fdo.: Estefanía Ugalde García

Fecha: 27/06/ 2026

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Jose Ignacio Martin Gutierrez

Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha: 29.../June..2026..

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN BATERIAS

Autor: Ugalde García, Estefanía.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo diseña un parque eólico de 33,6 MW en Noviercas–Borobia (Soria) y evalúa su hibridación con un sistema de almacenamiento en baterías (BESS). Los resultados muestran una asimetría clara: el parque eólico es plenamente viable por sí solo (FdC 46,1 %, LCOE 49,1 €/MWh, TIR 17,75 %), pero añadirle un BESS de 15 MW/30 MWh destruye valor financiero bajo las condiciones actuales del mercado (VAN incremental –13,0 M€), debido a un spread de precios insuficiente y no a una limitación tecnológica. Se identifica además la ventana temporal (2028–2032) en la que esta hibridación pasaría a ser rentable

Palabras clave: Energía eólica, almacenamiento en baterías (BESS), hibridación, dimensionamiento, viabilidad técnico-económica.

1. Introducción

La energía eólica es ya la tecnología con mayor aportación al mix eléctrico español, pero su naturaleza variable e intermitente impide que actúe como recurso gestionable en el mercado. La hibridación de parques eólicos con sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) surge como respuesta técnica a esta limitación, permitiendo desplazar energía hacia periodos de mayor valor y reducir vertidos. Esta estrategia ya se está materializando en proyectos reales como Malpica (Galicia), Elgea-Urkilla (Iberdrola, País Vasco) o Montes de Cierzo (Statkraft, Navarra), que sirven de referencia técnica y de escala para este trabajo. El proyecto nace de la motivación de abordar, con un enfoque técnico-económico riguroso, el diseño de un parque híbrido y de cuantificar en qué medida y en qué condiciones el almacenamiento mejora su rentabilidad.

2. Definición del proyecto

El trabajo persigue tres objetivos: (1) maximizar el aprovechamiento del recurso eólico del emplazamiento mediante la selección óptima de turbina y layout; (2) incrementar la gestionabilidad y el valor de mercado del parque mediante la integración de un BESS dimensionado técnico-económicamente; y (3) garantizar la viabilidad técnica, económica y ambiental del conjunto. Como punto de partida de referencia se adopta una potencia eólica del orden de 30 MW y un BESS de 9 MW/18 MWh, cifras consistentes con los proyectos españoles analizados en el estado de la cuestión, que se ajustan posteriormente con el diseño detallado.

3. Descripción del modelo/sistema

La selección del emplazamiento se realizó siguiendo los criterios de MITECO y la Red de Autoridades Ambientales, combinando el mapa de recurso eólico (Global Wind Atlas), el

mapa de instalaciones de la AEE y la capacidad de acceso a red de REE, lo que permitió identificar el emplazamiento de Noviercas–Borobia (Soria), con velocidad media de 8,01 m/s a 100 m y densidad de potencia de 586,6 W/m² (clasificación "excelente"). De seis aerogeneradores evaluados, se seleccionó la Vestas V150-4.2 MW (factor de capacidad bruto 49,4 %, ratio $v/v_{rated} = 0,799$). El layout de 8 turbinas se optimizó con TOPFARM, reduciendo las pérdidas por estela del 6,8 % al 2,7 % frente al layout base.

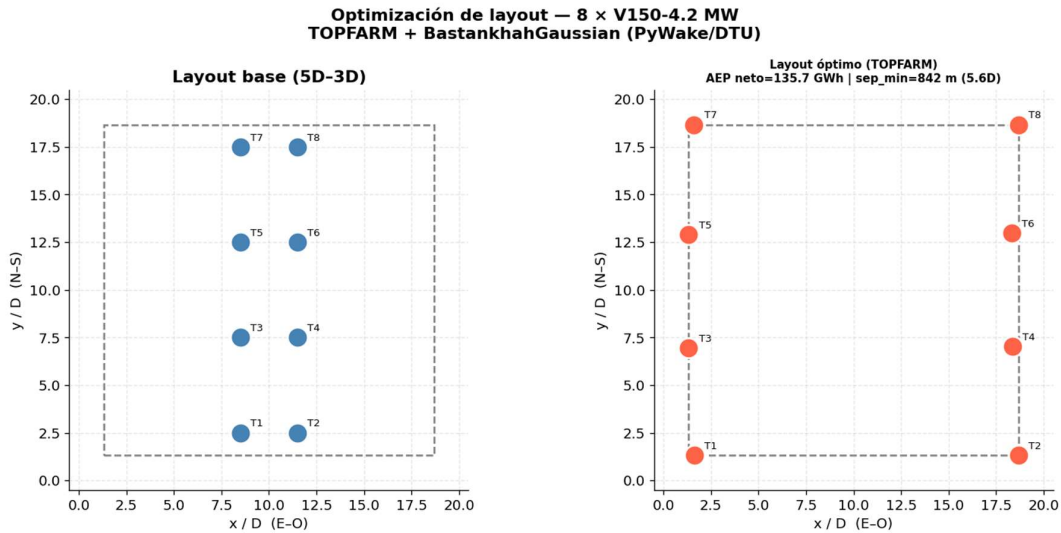


Ilustración 1. Comparativa entre el layout base (5D–3D) y el layout óptimo obtenido por TOPFARM.

La clase IEC del emplazamiento (III) se validó mediante ajuste de Gumbel a las rachas extremas de la estación de Olvega. Para el BESS se aplicaron tres métodos de dimensionamiento independientes, análisis de rampas, energy shifting con precios horarios OMIE 2025 y value stacking con servicios de regulación de frecuencia (aFRR), que convergieron en un diseño de 15 MW/30 MWh con tecnología LFP.

Todo el modelo se implementa mediante un código propio desarrollado en Python para el análisis numérico (dimensionamiento del BESS, arbitraje de precios y value stacking) y se valida finalmente en el software SAM (System Advisor Model, NREL) bajo la plantilla híbrida PVWatts Wind+Battery.

4. Resultados

- El parque eólico optimizado alcanza una producción neta de 135,7 GWh/año (FdC 46,1 %), un LCOE de 49,1 €/MWh y resultados financieros sólidos: VAN +16,3 M€, TIR 17,75 % y DSCR mínimo de 1,80 (umbral bancario 1,20).
- El BESS de referencia (15 MW/30 MWh, LFP) tiene un LCOS de 121 €/MWh, frente a un spread medio del mercado OMIE 2025 de solo 34,9 €/MWh (efecto *duck curve* por la alta penetración solar), lo que produce un VAN incremental de –13,0 M€ bajo arbitraje puro.
- Comparando los cinco escenarios de hibridación, ninguno alcanza la financiabilidad bancaria ($DSCR \geq 1,20$) bajo las condiciones de 2025; sin embargo, el escenario combinado (CAPEX 150 €/kWh proyectado para 2028 + PPA escalado al 2 % anual)

genera una TIR del 5,89 %, superior al WACC real del 5 %, situando al proyecto en el umbral de creación de valor para el accionista.

Tabla 1. Resumen final

Escenario	CAPEX BESS	PPA escal.	VAN (\$)	TIR final	DSCR mín.	LCOE nominal	Financiable
Eólico puro	—	0%	+\$16,3 M	17,75%	1,80	4,91 ¢/kWh	✓
Híbrido base (sin escalación)	250 €/kWh	0%	-\$16,7 M	-0,06%	0,43	8,57 ¢/kWh	✗
Combinado (CAPEX 2028 + PPA escalado)	150 €/kWh	2%/año	-\$4,8 M	5,89%	0,96	8,94 ¢/kWh	✗

5. Conclusiones

El parque eólico de Noviercas–Borobia es viable y financiable de forma autónoma desde el primer año de operación. La hibridación con BESS, en cambio, no es viable bajo las condiciones de mercado y coste tecnológico actuales, no por una limitación técnica sino por un impedimento contractual (PPA de precio fijo) y de mercado (spread OMIE comprimido). La estrategia óptima es desarrollar primero el parque eólico y añadir el BESS en una segunda fase cuando converjan la caída de costes de baterías (2028–2032) y contratos PPA con escalación o indexados al mercado. El resultado de fondo del trabajo es que el reto pendiente de la transición energética española no es la generación renovable, ya madura y competitiva, sino su gestionabilidad.

6. Referencias

- [1] Statkraft, «Statkraft avanza en su primer proyecto de hibridación con baterías en Galicia», 2025.
- [2] Statkraft, «Permiso ambiental para instalar una batería en el complejo eólico Montes de Cierzo, Navarra», 2025.
- [3] DTU Wind Energy / ESMAP, «Global Wind Atlas 3.0». Disponible en: <https://globalwindatlas.info>
- [4] IEC, «IEC 61400-1:2019 — Wind energy generation systems», 2019.
- [5] NREL, «SAM User Manual: System Advisor Model», 2023. Disponible en: <https://sam.nrel.gov>
- [6] IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2022», 2023.
- [7] REE, «Informe del Sistema Eléctrico Español 2023», 2024.
- [8] BloombergNEF, «Battery Price Survey 2023», 2023.
- [9] Lazard, «Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis – Version 8.0», 2023.

TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY STUDY OF A WIND FARM WITH A BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM

Author: Ugalde García, Estefanía.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This work designs a 33.6 MW wind farm in Noviercas–Borobia (Soria, Spain) and assesses its hybridization with a Battery Energy Storage System (BESS). The results reveal a clear asymmetry: the wind farm is fully viable on its own (net capacity factor 46.1%, LCOE €49.1/MWh, IRR 17.75%), but adding a 15 MW/30 MWh BESS destroys financial value under current market conditions (incremental NPV of –€13.0 M), due to an insufficient price spread rather than any technological limitation. A time window (2028–2032) is also identified in which this hybridization would become profitable.

Keywords: Wind energy, Battery Energy Storage System (BESS), hybridization, sizing, techno-economic feasibility.

1. Introduction

Wind energy is already the technology with the largest contribution to the Spanish electricity mix, but its variable and intermittent nature prevents it from acting as a dispatchable resource in the market. Hybridizing wind farms with Battery Energy Storage Systems (BESS) emerges as a technical response to this limitation, allowing energy to be shifted to periods of higher value and reducing curtailment. This strategy is already materializing in real projects such as Malpica (Galicia), Elgea-Urkilla (Iberdrola, Basque Country), and Montes de Cierzo (Statkraft, Navarre), which serve as technical and scale references for this work. The project stems from the motivation to address, through a rigorous techno-economic approach, the design of a hybrid plant and to quantify to what extent, and under what conditions, storage improves its profitability.

2. Project Definition

The work pursues three objectives: (1) maximizing the use of the site's wind resource through optimal turbine and layout selection; (2) increasing the dispatchability and market value of the plant through the integration of a techno-economically sized BESS; and (3) ensuring the technical, economic, and environmental viability of the overall system. As an initial reference point, a wind capacity on the order of 30 MW and a BESS of 9 MW/18 MWh are adopted, figures consistent with the Spanish projects analyzed in the state of the art, which are subsequently refined through the detailed design.

3. Model/System Description

Site selection was carried out following the criteria of MITECO and the Network of Environmental Authorities, combining the wind resource map (Global Wind Atlas), the AEE map of existing wind installations, and REE's grid access capacity data, which led to the

identification of the Noviercas–Borobia site (Soria), with an average wind speed of 8.01 m/s at 100 m and a power density of 586.6 W/m² ("excellent" classification). Of the six wind turbines evaluated, the Vestas V150-4.2 MW was selected (gross capacity factor 49.4%, v/v_{rated} ratio = 0.799). The 8-turbine layout was optimized using TOPFARM, reducing wake losses from 6.8% to 2.7% compared to the baseline layout.

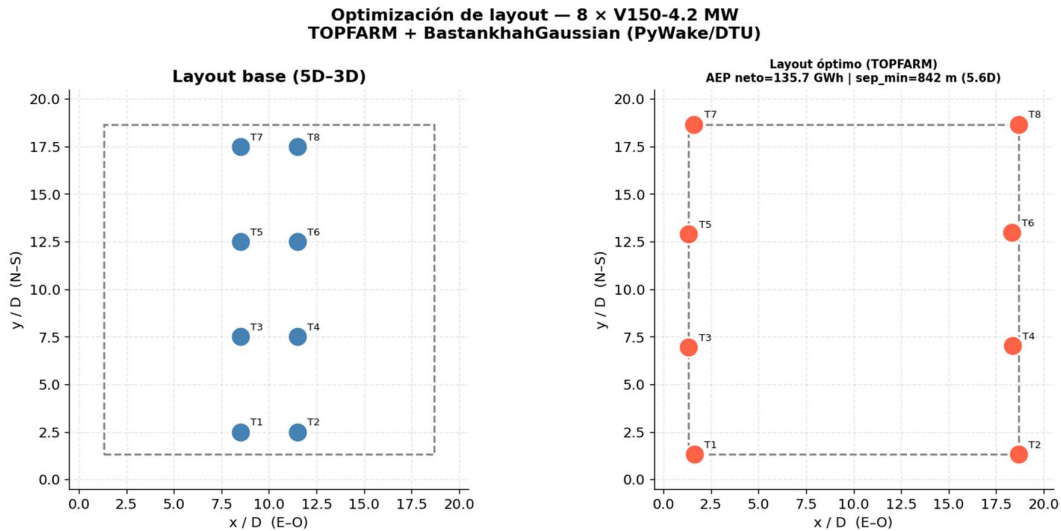


Ilustración 2. Comparison between the baseline layout (5D-3D) and the optimal layout obtained with TOPFARM.

The site's IEC class (III) was validated through a Gumbel fit to the extreme wind gusts recorded at the Olvega weather station. For the BESS, three independent sizing methods were applied — ramp-rate analysis, energy shifting using OMIE 2025 hourly prices, and value stacking with frequency regulation services (aFRR) — which converged on a 15 MW/30 MWh design using LFP technology. The entire model is implemented through custom code developed in Python for the numerical analysis (BESS sizing, price arbitrage, and value stacking) and is ultimately validated in SAM (System Advisor Model, NREL) software using the hybrid PVWatts Wind+Battery template.

4. Results

- The optimized wind farm achieves a net output of 135.7 GWh/year (capacity factor 46.1%), an LCOE of €49.1/MWh, and solid financial results: NPV of +€16.3 M, IRR of 17.75%, and a minimum DSCR of 1.80 (bank threshold: 1.20).
- The reference BESS (15 MW/30 MWh, LFP) has an LCOS of €121/MWh, compared to an average OMIE 2025 market spread of only €34.9/MWh (a duck-curve effect driven by high solar penetration), resulting in an incremental NPV of -€13.0 M under pure arbitrage.
- Comparing the five hybridization scenarios, none reaches bank-level financeability ($DSCR \geq 1.20$) under 2025 conditions; however, the combined scenario (BESS CAPEX of €150/kWh projected for 2028 + a PPA escalated at 2% per year) yields an IRR of 5.89%, above the real WACC of 5%, placing the project at the threshold of value creation for the shareholder.

Tabla 2. Final results

Scenario	BESS CAPEX	PPA escalation	NPV (\$)	Final IRR	Min. DSCR	Nominal LCOE	Financeable
Wind-only	—	0%	+\$16.3 M	17.75 %	1.80	4.91 ¢/kWh	✓
Base hybrid (no escalation)	€250/kWh	0%	−\$16.7 M	−0.06 %	0.43	8.57 ¢/kWh	✗
Combined (2028 CAPEX + escalated PPA)	€150/kWh	2%/year	−\$4.8 M	5.89%	0.96	8.94 ¢/kWh	✗

5. Conclusions

The Noviercas–Borobia wind farm is viable and financeable on a standalone basis from the first year of operation. Hybridization with a BESS, on the other hand, is not viable under current market and technology cost conditions — not due to a technical limitation, but to a contractual constraint (fixed-price PPA) and a market constraint (compressed OMIE spread). The optimal strategy is to develop the wind farm first and add the BESS in a second phase once battery cost reductions (2028–2032) and escalated or market-indexed PPA contracts converge. The underlying finding of this work is that the remaining challenge for the Spanish energy transition is not renewable generation — already mature and competitive — but its dispatchability.

6. References

- [1] Statkraft, "Statkraft moves forward with its first battery hybridization project in Galicia," 2025.
- [2] Statkraft, "Environmental permit granted for installing a battery at the repowered Montes de Cierzo wind complex, Navarre," 2025.
- [3] DTU Wind Energy / ESMAP, "Global Wind Atlas 3.0." Available at: <https://globalwindatlas.info>
- [4] IEC, "IEC 61400-1:2019 — Wind energy generation systems," 2019.
- [5] NREL, "SAM User Manual: System Advisor Model," 2023. Available at: <https://sam.nrel.gov>
- [6] IRENA, "Renewable Power Generation Costs in 2022," 2023.
- [7] REE, "Spanish Electricity System Report 2023," 2024.
- [8] BloombergNEF, "Battery Price Survey 2023," 2023.
- [9] Lazard, "Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis – Version 8.0," 2023.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	10
1.1 Motivación	10
1.2 Estado de la Cuestión	10
1.3 Marco tecnológico.....	13
1.4 Objetivos del Trabajo	23
Capítulo 2. Descripción del proyecto y elección emplazamiento.....	24
2.1 Objetivos de diseño de la planta.....	24
2.2 Dimensionamiento inicial de referencia.....	25
2.3 Metodología y criterios de selección.....	26
2.4 Identificación de la zona de búsqueda.....	28
2.5 Candidatos estudiados	30
2.6 Análisis del recurso eólico	33
Capítulo 3. Diseño parque eólico.....	37
3.1 Metodología general.....	37
3.2 Caracterización del recurso eólico.....	37
3.3 Validación con datos históricos de Olvega	42
3.4 Selección del aerogenerador.....	45
3.5 Diseño y optimización del layout.....	49
3.6 Determinación de la clase IEC del emplazamiento	64
3.7 Resumen de resultados y preparación para el análisis económico	67
Capítulo 4. Análisis económico-financiero del parque eólico.....	72
4.1 Herramienta y configuración del modelo	72
4.2 Configuración del recurso eólico en SAM	72
4.3 Configuración de la turbina y el layout	73
4.4 Parámetros económicos — Justificación.....	74
4.5 Coherencia entre SAM y PyWake/TOPFARM.....	82
4.6 Resultados — Escenario 1 (caso base).....	83
4.7 Análisis de robustez — Escenarios 2 y 3	87
4.8 Resumen comparativo y conclusiones del análisis económico	91

Capítulo 5. Integración de almacenamiento en baterías (BESS).....	94
5.1 Introducción y motivación del almacenamiento en parques eólicos	94
5.2 Tecnologías de almacenamiento: selección y justificación.....	96
5.3 Funciones del BESS en el contexto del parque de Noviercas–Borobia	98
5.4 Métodos de dimensionamiento del BESS	103
5.5 Métricas económicas del sistema de almacenamiento	107
5.6 Topologías de integración del BESS en el parque eólico.....	110
5.7 Estrategias de control y despacho del BESS	112
5.8 MARCO NORMATIVO Y REGULATORIO EN ESPAÑA	114
Capítulo 6. Dimensionamiento y diseño del sistema BESS	116
6.1 Introducción y estructura del análisis	116
6.2 Serie horaria sintética de producción eólica (Módulo 10.1).....	116
6.3 Análisis del mercado eléctrico OMIE 2025 (Módulo 10.2)	119
6.4 Método A — Análisis de rampas y verificación del P.O. 12.3 (Módulo 10.3).....	124
6.5 Método B — Energy Shifting: barrido bidimensional $P \times \tau$ (Módulo 10.4).....	127
6.6 Método C — Value Stacking: arbitraje + aFRR (Módulo 10.5)	130
6.7 Síntesis: convergencia de los tres métodos y diseño final (Módulo 10.6).....	132
6.8 Resumen del diseño final y parámetros para SAM	136
Capítulo 7. Modelización del sistema híbrido eólico BESS en SAM.....	139
7.1 Introducción y contexto del modelo híbrido	139
7.2 Selección de la plantilla en SAM 2025.4.16	139
7.3 Configuración del sistema eólico en el modelo híbrido	141
7.4 Configuración del sistema BESS en el modelo híbrido	144
7.5 Parámetros financieros del modelo híbrido.....	147
7.6 Integración de la señal de precios OMIE 2025 en SAM	149
7.7 Resultados del modelo híbrido — Análisis y diagnóstico.....	150
7.8 Análisis de escenarios de viabilidad del sistema híbrido	153
7.9 Conclusiones del análisis de hibridación y síntesis metodológica	158
Capítulo 8. Conclusiones.....	163
8.1 Viabilidad del parque eólico.....	163
8.2 Viabilidad económica del sistema de almacenamiento	164
8.3 La gestionabilidad como reto estructural de la transición energética española.....	166

8.4 Líneas de trabajo futuro.....	167
Capítulo 9. Bibliografía.....	169
ANEXO I. Marco normativo aplicable.....	178
ANEXO II. Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS).....	182
ANEXO III. Código PYTHON.....	185

Índice de figuras

Ilustración 1 - Esquema del sistema conectando dos vagones contiguos [RODR13].. **Error! Bookmark not defined.**

Ilustración 2 - Simulación del bucle completo de la etapa de frecuencias **Error! Bookmark not defined.**

Ilustración 3 - Esquema del sistema conectando dos vagones contiguos [RODR13].. **Error! Bookmark not defined.**

Ilustración 4 - Simulación del bucle completo de la etapa de frecuencias **Error! Bookmark not defined.**

Ilustración 1. Partes de un aerogenerador [8]..... 16

Ilustración 2. Partes aerogenerador góndola [8]..... 17

Ilustración 3. Potencia generada España 2024 [12] Ilustración 4. Potencia instalada España 2024 [12] 22

Ilustración 5. Mapa AEE de instalaciones eólicas España y mapa GWA 29

Ilustración 6. Mapa subestaciones Trévago y Moncayo REE 30

Ilustración 7. Punto 1 Google Earth y GWA..... 30

Ilustración 8. Captura del visor IDECyL mostrando ausencia de exclusión eólica en el Punto 1 31

Ilustración 9. Punto 2 Google Earth y GWA..... 32

Ilustración 10. Captura del visor IDECyL mostrando ausencia de exclusión eólica en el Punto 2..... 32

Ilustración 11. Distribución de Weibull ajustada mediante parámetros GWC (DTU/GWA) a 100 m de altura. $k = 2,0504$, $A = 9,0417$ m/s, V media = 8,010 m/s. 40

Ilustración 12. Rosa de vientos del emplazamiento Noviercas–Borobia a 100 m (GWA). Izquierda: frecuencia por sector. Derecha: potencia relativa por sector. Sector dominante: Norte (0°), 22,9% de frecuencia. 41

Ilustración 13. Índices de recurso normalizados respecto a la media anual y diaria respectivamente.	42
Ilustración 14. Comparación de distribuciones Weibull	44
Ilustración 15. Variabilidad interanual de la velocidad media a 10 m, estación de Olvega.	45
Ilustración 16. Curvas de potencia sintéticas (modelo cúbico [26]) para los seis aerogeneradores evaluados.	47
Ilustración 17. Comparativa de indicadores de selección para los aerogeneradores evaluados. Las barras en gris corresponden a los modelos descartados.....	48
Ilustración 18. Tres configuraciones de layout evaluadas para el parque de 8 × V150-4.2 MW	57
Ilustración 19. Comparativa de wake losses y AEP neto para los tres layouts con los modelos Jensen (sensibilidad de k) y BPA gaussiano.	59
Ilustración 20. Curvas aerodinámicas de la Vestas V150-4.2 MW utilizadas en PyWake.	62
Ilustración 21. Comparativa entre el layout base (5D–3D) y el layout óptimo obtenido por TOPFARM.	63
Ilustración 22. Análisis de valores extremos mediante distribución de Gumbel.....	66
Ilustración 23. Validación del fichero de recurso sintético (SRW) generado para SAM....	70
Ilustración 24. Resumen pérdidas SAM.....	71
Ilustración 25. Validación de la serie horaria sintética del parque Noviercas–Borobia (8 × V150-4.2 MW).	119
Ilustración 26. Dataset combinado producción–precio para el análisis de arbitraje	122
Ilustración 27. Contexto del mercado eléctrico OMIE 2025.....	124
Ilustración 28. Distribución de rampas horarias del parque de Noviercas–Borobia.	126
Ilustración 29. Resultados del barrido bidimensional $P \times \tau$ para el arbitraje con precios OMIE 2025	129
Ilustración 30. Análisis de síntesis del dimensionamiento BESS	134



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ICAI **ICADE** **CIHS** **CLICK ON THE SOME TAB TO APPLY TÍTULO I TO THE TEXT THAT YOU WANT TO APPEAR**
HERE.

Índice de tablas

Tabla 1. Características tecnologías de almacenamiento [9].....	19
Tabla 2. Análisis recurso eólico punto 1 y 2	33
Tabla 3. Resumen diseño inicial Punto 1	35
Tabla 4. Distribución de Weibull parámetros punto 1.....	39
Tabla 5. Distribución sectores rosa de los vientos punto 1	41
Tabla 6. Ajuste parámetro de forma Weibull	43
Tabla 7. Comparativa datos turbinas candidatas	47
Tabla 8. Justificación parámetros Jensen	55
Tabla 9. Resultados de la exploración manual	57
Tabla 10. Layout óptimo solapamiento de estelas.....	62
Tabla 11. Resultados finales layout.....	63
Tabla 12. Periodos de retorno y v altura de buje.....	65
Tabla 13. Resumen recurso eólico.....	67
Tabla 14. Resumen selección aerogenerador	68
Tabla 15. Resumen diseño del parque.....	68
Tabla 16. Resumen producción anual de energía.....	69
Tabla 17. Parametros turbina introducida en SAM	73
Tabla 18. Pérdidas SAM.....	74
Tabla 19. Sumatorio CAPEX total SAM caso base	76
Tabla 20. Sumatorio OPEX SAM caso base	79
Tabla 21. Parámetros financieros SAM caso base	80
Tabla 22. PyWake vs SAM AEP.....	82
Tabla 23. LCOE SAM eólico	84
Tabla 24. VAN e IRR SAM eólico	84
Tabla 25. DSCR SAM eólico	85

Tabla 26. Financiación SAM eólico	86
Tabla 27. Datos escenario 2 SAM eólica	88
Tabla 28. Resultados escenario 2 SAM.....	88
Tabla 29. Inputs Escenario 3 SAM eólica	90
Tabla 30. Resultados escenario 3 SAM.....	90
Tabla 31. Resumen escenarios SAM eólico	91
Tabla 32. Comparativa de tecnologías de almacenamiento estacionario para integración con parques eólicos onshore. [56] [66] [65] [68]	96
Tabla 33. Servicios de regulación de frecuencia en el sistema eléctrico español. *FFR: producto piloto actualmente en proceso de regulación por REE (2024). [64] [78] [79]...	102
Tabla 34. Jerarquía de despacho propuesta para el BESS de Noviercas–Borobia en modo value stacking. Los servicios de mayor prioridad tienen preferencia en el uso de la capacidad del BESS.....	106
Tabla 35. Síntesis de resultados de dimensionamiento por los tres métodos y comparativa con proyectos españoles de referencia. CAPEX estimado sobre base 200–280 €/kWh (sistema completo, incluyendo PCS, BMS, obra civil e instalación).....	106
Tabla 36. Componentes del LCOS para el BESS de referencia 15 MW / 30 MWh LFP. Valores preliminares; serán calculados con precisión en el módulo de análisis económico.	108
Tabla 37. Comparativa de topologías de integración del BESS.....	111
Tabla 38. Marco normativo aplicable a la integración de BESS en el parque eólico de Noviercas–Borobia.	114
Tabla 39. Validación serie horaria sintética P(t)	117
Tabla 40. Estadísticas de precio datos OMIE 2025.....	120
Tabla 41. Estadísticas meses OMIE 2025	120
Tabla 42. Distribución estadística rampas horarias	125
Tabla 43. Resumen constantes derivadas marco teórico	127
Tabla 44. Resultados datos económicos según potencia BESS	128
Tabla 45. Resultados value stacking	131

Tabla 46. Convergencia tres métodos diseño BESS	132
Tabla 47. Análisis sensibilidad CAPEX BESS	133
Tabla 48. Ficha diseño final	136
Tabla 49. Resultados económicos dimensionamiento	137
Tabla 50. Parámetros finales hibridación SAM	138
Tabla 51. Descripción plantillas de SAM para hibridación	140
Tabla 52. Resumen parámetros recurso eólica SAM	141
Tabla 53. Resumen parámetros turbina SAM	141
Tabla 54. Resumen pérdidas sistema SAM	142
Tabla 55. Resumen costes SAM hibridación.....	143
Tabla 56. Costes operativos SAM hibridación.....	143
Tabla 57. Dimensionamiento BESS en SAM.....	144
Tabla 58. Vida útil y degradación parámetros.....	145
Tabla 59. Estratega de despacho BESS en SAM	146
Tabla 60. Costs BESS en SAM	147
Tabla 61. Parametros financieros hibridación SAM	147
Tabla 62. Reservas de equipos SAM.....	148
Tabla 63. Revenue SAM	149
Tabla 64. Estadísticas de precios cargada en SAM	150
Tabla 65. Resultados SAM modelo híbrido	151
Tabla 66. Resultados tres escenarios hibridación.....	155
Tabla 67. Resumen final.....	161

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

La energía eólica se ha consolidado como una de las principales fuentes de generación renovable en España y en Europa, siendo ya en 2024 la tecnología con mayor aportación al mix eléctrico nacional. Sin embargo, su naturaleza variable e intermitente, directamente dependiente de las condiciones meteorológicas, plantea un desafío estructural: la generación no puede ajustarse a la demanda, lo que limita su capacidad de actuar como recurso gestionable en el mercado eléctrico.

La integración de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) con parques eólicos emerge como una respuesta técnica a esta limitación. La hibridación eólica-BESS permite desplazar la energía generada a periodos de mayor valor, reducir vertidos en momentos de saturación de la red y mejorar el perfil de inyección. Lejos de ser una solución teórica, se trata de una estrategia que ya está materializándose en proyectos reales a escala industrial, tanto en España como en el resto de Europa.

Este trabajo surge de la motivación por abordar, desde un enfoque técnico-económico riguroso, el diseño y la evaluación de un parque eólico híbrido con sistema BESS. El objetivo último no es solo demostrar la viabilidad técnica de la hibridación, sino cuantificar en qué medida el almacenamiento mejora la rentabilidad del conjunto y bajo qué condiciones resulta económicamente justificable. Este enfoque pretende generar conocimiento aplicable que contribuya a la toma de decisiones en proyectos reales de energía renovable.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

En el contexto actual del sector energético, la hibridación de parques eólicos con sistemas de almacenamiento en baterías se ha convertido en una estrategia clave para mejorar la

eficiencia de la generación, incrementar la flexibilidad del sistema eléctrico y garantizar la estabilidad del suministro. Para el desarrollo del presente proyecto, resulta útil analizar casos existentes de hibridación eólica-baterías, que sirven como referencia y aportan puntos de partida técnicos y estratégicos para su implementación. A continuación, se presentan algunos de los ejemplos más representativos.

1. Proyecto de almacenamiento energético en Malpica (Galicia, España)

Uno de los proyectos que se están desarrollando en este ámbito es el proyecto de almacenamiento energético en Malpica, que consiste en la hibridación del parque eólico de Malpica, situado en el municipio coruñés de Malpica de Bergantiños (Galicia), mediante la incorporación de un sistema de almacenamiento con baterías de ion-litio. [1]

El sistema previsto contará con una potencia instalada de 7,75 MW y una capacidad de descarga de dos horas (15,50 MWh). En la actualidad, la producción eólica del parque alcanza los 65,9 GWh anuales, cantidad suficiente para abastecer el consumo medio anual de aproximadamente 18.000 hogares.

La finalidad de esta hibridación es permitir la gestión eficiente de la energía generada durante los picos de producción, especialmente en situaciones de saturación de la red, aumentando así la eficiencia global de la instalación. Asimismo, el sistema de almacenamiento contribuirá a mejorar la seguridad y la garantía del suministro eléctrico, al introducir mayor flexibilidad operativa en el sistema.

Este proyecto ha sido seleccionado para recibir una ayuda pública de hasta 1,2 millones de euros, concedida por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Asimismo, la sociedad titular del proyecto es PEMALSA, participada por la Xunta de Galicia y el IDAE.

2. Parque eólico Elgea-Urkilla (País Vasco, España) [2]

El parque eólico Elgea-Urkilla, promovido por Iberdrola, cuenta con una potencia instalada de 32 MW, se encuentra en el País Vasco. En el marco de su proceso de hibridación, el proyecto contempla la instalación de un sistema de almacenamiento con 5 MW de potencia y 5 MWh de capacidad, que permitirá optimizar la gestión de la energía generada y aumentar la flexibilidad operativa del sistema eléctrico.

3. Repotenciación del parque Montes de Cierzo (Navarra, España) [3]

El proyecto de repotenciación del parque eólico Montes de Cierzo, impulsado por Statkraft, está ubicado en los municipios navarros de Tudela y Cintruénigo. Incluye la instalación de un sistema de almacenamiento con baterías de ion-litio con una potencia de 14,26 MW y una capacidad de almacenamiento de 28,51 MWh, con un tiempo de carga y descarga de dos horas.

El parque cuenta con una potencia eólica instalada de 31,4 MW. Este proyecto, cuya inversión estimada asciende a 9 millones de euros, ha sido seleccionado para recibir una ayuda pública superior a los dos millones de euros por parte del IDAE, en el marco de las iniciativas para el impulso del almacenamiento energético asociado a generación renovable.

4. Proyecto Arañuelo III (Extremadura, España) [4]

La planta fotovoltaica Arañuelo III, desarrollado por Iberdrola, cuenta con 40 MW de potencia instalada, se encuentra en el municipio de Romangordo (Cáceres, Extremadura) y forma parte del complejo Campo Arañuelo, integrado por las plantas Arañuelo I, II y III, con una potencia conjunta de 143 MW.

Aunque no se trata de un ejemplo estricto de hibridación eólica-baterías, este proyecto resulta representativo por perseguir los mismos objetivos técnicos: aumentar la flexibilidad operativa, estabilizar la producción y mejorar la viabilidad de la instalación renovable mediante la incorporación de sistemas de almacenamiento.

En este sentido, el proyecto incorpora un sistema de almacenamiento con baterías de 3 MW de potencia y 9 MWh de capacidad, que permite optimizar la gestión de la energía solar generada. Además, Iberdrola ha destinado una inversión de 80 millones de euros al desarrollo de este complejo fotovoltaico.

5. Energypark Haringvliet (Países Bajos) [5]

En el ámbito europeo, la empresa Vattenfall que ha puesto en marcha el Energypark Haringvliet, ubicado a 20 km al sur de Róterdam, que representa su primera instalación híbrida que combina energía eólica, solar y almacenamiento en baterías.

La infraestructura está compuesta por seis aerogeneradores, 115.000 paneles solares y 12 contenedores de baterías, compartiendo todas las tecnologías la misma conexión a la red eléctrica. Se estima que el parque producirá aproximadamente 140 GWh anuales, energía suficiente para cubrir el consumo de 40.000 hogares.

6 Proyecto de almacenamiento en Hornsea 3 (Reino Unido) [6]

Finalmente, la compañía Ørsted está desarrollando un sistema de almacenamiento en baterías asociado al parque eólico marino Hornsea 3, en Swardeston (Norfolk, Inglaterra). El sistema, que se instalará junto a la estación convertidora en tierra, tendrá una capacidad de 600 MWh y una potencia de 300 MW, lo que permitirá una mayor integración de la energía eólica marina en la red y una mejora significativa en la gestión de la demanda eléctrica.

1.3 MARCO TECNOLÓGICO

1.3.1 TECNOLOGÍA EÓLICA

El viento es un recurso renovable e inagotable que se origina debido a las diferencias de temperatura y, en consecuencia, de presión atmosférica en distintos puntos de la Tierra. Estas

diferencias son causadas principalmente por la desigual incidencia de la radiación solar sobre la superficie terrestre. La energía eólica es la energía obtenida a partir de la energía cinética del viento, la cual puede transformarse en energía eléctrica mediante el uso de turbinas eólicas o aerogeneradores.

La energía eólica presenta numerosas ventajas que explican su creciente relevancia en la transición energética. En primer lugar, se trata de una fuente renovable e inagotable, ya que el viento es un recurso natural disponible en prácticamente cualquier región del planeta. Además, su aprovechamiento no genera emisiones contaminantes ni residuos que afecten al aire, al suelo o a los cursos de agua, lo que la convierte en una alternativa ambientalmente sostenible. Otra de sus fortalezas radica en su alta eficiencia energética y en la continua reducción de los costes de fabricación e instalación, que ha contribuido a disminuir la inversión inicial necesaria, haciendo de la energía eólica una opción cada vez más competitiva en el mercado eléctrico. Asimismo, presenta la posibilidad de almacenar la energía generada, lo que abre la puerta a un uso más flexible y estratégico de este recurso.

No obstante, esta tecnología también presenta ciertos desafíos. Por un lado, los aerogeneradores son estructuras de gran tamaño que giran a altas velocidades, lo que puede generar impactos visuales y sonoros en el entorno. Sin embargo, el principal reto desde el punto de vista técnico es su dependencia de las condiciones meteorológicas, ya que la generación eléctrica está directamente condicionada por la velocidad del viento. A pesar de que hoy en día es posible predecir con bastante precisión los patrones de viento, no se puede controlar su disponibilidad. Esto implica que, a diferencia de las centrales térmicas convencionales, como los ciclos combinados, la producción eólica no puede ajustarse de forma inmediata a la demanda eléctrica.

Por esta razón, la integración de la energía eólica con sistemas de almacenamiento se perfila como una estrategia clave para aumentar su fiabilidad y garantizar un suministro estable. La combinación de ambas tecnologías permite compensar la variabilidad del recurso, facilitando su incorporación masiva en el sistema eléctrico y maximizando su potencial en el marco de un modelo energético sostenible. [7]

1.3.2 PERFILES DE GENERACIÓN EÓLICA

La producción eléctrica de un aerogenerador presenta perfiles característicos de generación que están directamente determinados por la variabilidad natural del recurso eólico. Estos perfiles pueden analizarse en distintas escalas temporales (diaria, mensual o estacional) y reflejan cómo las fluctuaciones en la velocidad del viento influyen en la potencia producida a lo largo del tiempo. En una escala diaria, el perfil típico eólico muestra valores máximos durante la noche y las primeras horas de la mañana, coincidiendo con las temperaturas más bajas y los gradientes térmicos más pronunciados, mientras que los mínimos se registran en las horas centrales del día. Por otro lado, en la escala estacional, la generación suele alcanzar sus picos durante el invierno o en los meses más fríos del año, cuando la actividad atmosférica es mayor, y se reduce significativamente en verano o en los periodos más cálidos, debido a la menor diferencia de presiones y, por tanto, a velocidades de viento más bajas.

El conocimiento detallado de estos perfiles resulta esencial para la planificación del sistema eléctrico y para la optimización del funcionamiento de parques eólicos, ya que permite prever con mayor precisión la generación disponible y diseñar estrategias de integración con otras fuentes o con sistemas de almacenamiento. Esta visión conjunta favorece un uso más eficiente de la energía eólica y contribuye a su consolidación como pilar fundamental en la transición hacia un modelo energético sostenible.

1.3.3 DESCRIPCIÓN DEL AEROGENERADOR Y SU FUNCIONAMIENTO

Un aerogenerador es una estructura de gran altura, generalmente entre 80 y 120 metros, diseñada para captar la energía del viento y convertirla en electricidad. Está equipado con un rotor compuesto por varias palas que, al ser impulsadas por el viento, giran a una determinada velocidad. Este movimiento rotacional se transmite a través de un eje a un generador eléctrico, donde se produce la conversión final de energía mecánica en energía eléctrica.

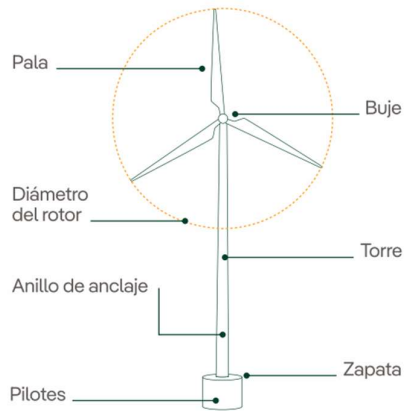


Ilustración 3. Partes de un aerogenerador [8]

Las principales partes de un aerogenerador son las siguientes:

- **Cimientos y torre:** Los cimientos proporcionan estabilidad a la estructura, mientras que la torre, que soporta tanto el peso del rotor como el de la góndola, eleva el sistema a la altura adecuada para aprovechar velocidades de viento más altas y constantes.
- **Rotor:** Está formado por las palas y el buje, que las une al eje principal. Su función es transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. Las palas, con una longitud media de unos 50 a 55 metros, presentan un diseño aerodinámico optimizado para maximizar la captación de energía.
- **Multiplicadora:** El eje lento conectado al rotor transmite el movimiento a la caja multiplicadora, un sistema de engranajes que incrementa la velocidad angular desde unas 20 revoluciones por minuto (rpm) hasta aproximadamente 1500 rpm (en el caso de generadores de dos pares de polos). Actualmente, son frecuentes las multiplicadoras planetarias, que permiten diseños más ligeros, compactos y eficientes.
- **Generador eléctrico:** Es el componente encargado de transformar la energía mecánica de rotación en energía eléctrica aprovechable. La electricidad generada puede ser posteriormente acondicionada y evacuada a la red eléctrica.

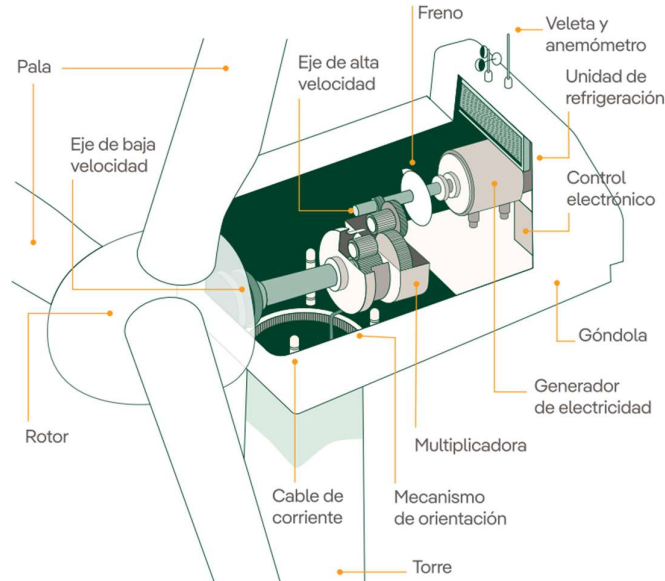


Ilustración 4. Partes aerogenerador góndola [8]

El funcionamiento de un aerogenerador está regulado por un sistema de control de potencia, ya que la potencia del viento es proporcional al cubo de su velocidad. En base a esta relación, se define una curva característica de funcionamiento que presenta tres zonas principales:

- Velocidad de arranque: Es la velocidad mínima del viento a partir de la cual el aerogenerador comienza a generar energía. Por debajo de este umbral, permanece detenido.
- Velocidad nominal: A partir de esta velocidad y hasta alcanzar la de parada, el aerogenerador opera a su potencia nominal, es decir, a su máxima capacidad de generación.
- Velocidad de parada: Si el viento supera este valor, el sistema detiene la turbina para evitar daños estructurales o mecánicos

1.3.4 ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS

La naturaleza intermitente y la limitada flexibilidad de fuentes renovables como la solar o la eólica, cuya generación depende directamente de fenómenos atmosféricos, ha impulsado la investigación y el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía que permitan

complementar su integración en el sistema eléctrico. Si bien existen otras estrategias para afrontar estos desafíos, como la gestión de la demanda o el uso de generación convencional, el almacenamiento de energía se perfila como la alternativa con mayor potencial a largo plazo para lograr una red eléctrica estable y fiable basada en recursos renovables.

La función principal de las tecnologías de almacenamiento consiste en almacenar una determinada cantidad de electricidad durante un periodo de tiempo para liberarla posteriormente en la red cuando la demanda es elevada o la oferta resulta insuficiente. Gracias a ello, es posible mitigar los efectos de la producción intermitente, mejorar la flexibilidad operativa y aumentar la estabilidad del sistema eléctrico.

Las tecnologías de almacenamiento pueden clasificarse según diversos criterios, entre ellos el tiempo de almacenamiento o las funciones que desempeñan. En el caso del almacenamiento destinado a compensar las fluctuaciones de la generación renovable o a adecuarse a las variaciones de la demanda, el almacenamiento a gran escala desempeña un papel fundamental. Este tipo de soluciones permite afrontar diferentes necesidades operativas, tales como:

1. Regulación y estabilización de la frecuencia (servicios auxiliares)
2. Capacidad de restauración del sistema (Black-Start)
3. Arbitraje intradiario y estacional
4. Apoyo a la generación convencional (cobertura de paradas o rampas)
5. Reducción de las limitaciones en la generación renovable (evitación de vertidos)

Actualmente, existen múltiples tecnologías de almacenamiento, algunas ya implementadas y otras en fase de desarrollo. Las principales, junto con sus características, se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3. Características tecnologías de almacenamiento [9]

		Ventajas	Inconvenientes	Servicios que puede prestar	Vida útil / N° ciclos	Capacidad [Wh/Kg]	Coste [€/kWh]
Hidrógeno (H2)		A futuro permitirá altas capacidades	Altos costes y baja madurez	Movilidad, arbitraje, almacenamiento estacional	Bajo nº de ciclos	Alta a futuro	160-570 €/Kg H2
Electroquímico	Baterías de Ion-Litio	Alta madurez y gran capacidad	Alto coste y pérdida de capacidad tras un número de ciclos de carga/descarga	Flexibilidad, regulación de frecuencia y de tensión, reducción de vertidos	5.000 - 10.000 ciclos	120 - 240	250 - 500
	Baterías de flujo	Permiten desacoplar potencia y energía			> 10.000 ciclos	20 - 60	400 - 800
	Supercondensadores (SCs)	Alta madurez, alta densidad de potencia y ciclabilidad	Alto coste en términos de energía	Estabilidad, regulación de frecuencia, inercia sintética	> 1.000.000 ciclos	< 10	10.000
Mecánico	Hidrobombeo	Gran madurez, alta capacidad	Alta inversión, localización específica	Estabilidad, regulación frecuencia, almacenamiento estacional	40 - 80 años	> 5 GWh	350 - 1.500
	Aire comprimido (CAES)	Madurez	Respuesta lenta	Estabilidad, <i>blackstart</i> , almacenamiento estacional	40 - 100 años	2,5 - 3.000 MWh	200 - 250
	Volantes de inercia	Alta madurez, densidad de potencia, ciclabilidad, desacoplo entre potencia y energía	Alto coste en términos de energía	Regulación de frecuencia y de tensión, inercia sintética	> 1.000.000 ciclos	5 kWh	3.000
Térmico		Alta madurez, gran capacidad, ciclabilidad y larga vida operativa	Requiere de un ciclo de conversión termodinámico a electricidad	Flexibilidad, reserva estratégica para picos de demanda o rampas del sistema	>30 años	>1 GWh	20-55
Híbrido		Combina tecnologías con capacidades diferentes	Complejidad	Todos	-	-	-

En la actualidad, el almacenamiento mediante baterías constituye la tecnología más extendida en el ámbito energético. Su desarrollo ha experimentado un notable impulso en los últimos años, impulsado por la creciente demanda y el avance tecnológico, lo que ha permitido una progresiva reducción de costes y, en consecuencia, un acceso más asequible a estas soluciones. Sin embargo, este tipo de almacenamiento aún presenta limitaciones importantes, como su incapacidad para cubrir necesidades de almacenamiento estacional y la persistencia de desafíos técnicos relacionados con la pérdida de capacidad o con la potencia intercambiada respecto a sus condiciones nominales.

Las baterías electromecánicas destacan por su capacidad de adaptación tanto en términos de potencia como de energía, en función de los materiales empleados y de sus características internas. Además, ofrecen una respuesta rápida e independiente de factores geográficos o

ambientales, lo que las convierte en una alternativa especialmente adecuada para aplicaciones a gran escala y producción en serie.

Desde un punto de vista electroquímico, una batería está compuesta por una o varias celdas galvánicas que convierten energía química en energía eléctrica mediante reacciones redox. Para aplicaciones de almacenamiento energético a gran escala, interesan las celdas secundarias o recargables, capaces de someterse a múltiples ciclos de carga y descarga. La elección de los materiales de los electrodos determina propiedades clave como la densidad energética, la eficiencia, la vida útil y el coste del sistema, parámetros que se analizan en detalle en el Capítulo 5. dedicado al diseño del BESS.

1.3.5 CONTEXTO ENERGÍA EN EUROPA

El contexto energético actual en Europa, y especialmente en España, está marcado por un proceso profundo de transición hacia un modelo energético sostenible, basado en el impulso de las energías renovables y en la progresiva limitación del uso de fuentes contaminantes. Este proceso resulta esencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y alcanzar el objetivo de neutralidad climática en 2050, en línea con los compromisos internacionales y europeos.

Desde la Unión Europea, iniciativas como el Pacto Verde Europeo y el objetivo de reducción de emisiones para 2050 establecen un marco regulatorio ambicioso que está guiando las políticas energéticas nacionales. En el caso de España, estas directrices se concretan en estrategias como el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 (PNIEC) [10], que constituye la hoja de ruta principal para avanzar en la transición energética. Entre sus objetivos más relevantes se encuentran:

- Reducir en un 32 % las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990.
- Alcanzar un 48 % de participación de las energías renovables en el consumo final de energía.
- Mejorar en un 43 % la eficiencia energética en términos de energía final.
- Lograr que un 81 % de la generación eléctrica provenga de fuentes renovables.

- Reducir la dependencia energética exterior hasta en un 50 %.

A su vez, el marco normativo español se refuerza con regulaciones como la Ley 7/2021 [11] de cambio climático y transición energética, que establece objetivos concretos a medio y largo plazo. Entre ellos destacan:

- Disminuir, para 2030, al menos un 23 % de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990, y avanzar hacia la neutralidad climática antes de 2050, con un sistema eléctrico completamente renovable.
- Impulsar la penetración de energías limpias hasta alcanzar, en 2030, al menos un 42 % del consumo final de energía y un 74 % de la generación eléctrica, junto con una reducción del 39,5 % en el consumo de energía primaria.

En este escenario, el desarrollo de proyectos de generación renovable se consolida como un pilar esencial para alcanzar los objetivos climáticos y energéticos establecidos tanto a nivel nacional como europeo. Más allá de su contribución ambiental, estas iniciativas representan una palanca estratégica para la innovación tecnológica, la dinamización económica y la creación de un sistema energético más competitivo, resiliente y sostenible. La expansión de las energías limpias, especialmente la eólica, está transformando el modelo energético tradicional y posicionando al sector como motor de progreso en la transición ecológica.

La evolución reciente del mix energético español refleja este avance. Según datos de Red Eléctrica [12], en 2024 la potencia instalada de fuentes renovables alcanzó el 66 %, evidenciando un crecimiento sostenido en la capacidad de generación limpia. En términos de producción, la generación renovable aumentó un 10,3 % respecto al año anterior, representando ya el 56,8 % del total generado en el país. La energía eólica se consolidó como la principal tecnología renovable, aportando un 23,2 % del total de la generación eléctrica nacional. Estos indicadores no solo demuestran el compromiso de España con la descarbonización, sino también el potencial transformador de las energías renovables en el contexto energético actual.



Ilustración 5. Potencia generada España 2024 [12]

Ilustración 6. Potencia instalada España 2024 [12]

1.3.6 CONTEXTO ALMACENAMIENTO EN BATERÍA EN EUROPA Y ESPAÑA

A nivel internacional, las baterías se han consolidado como un componente fundamental para la prestación de servicios de red, especialmente en países pioneros como Estados Unidos o Australia. En estos casos, su integración ha sido posible gracias al desarrollo de marcos regulatorios adecuados y a la puesta en marcha de proyectos de gran envergadura que han impulsado su despliegue.

En el contexto español, se está avanzando en la definición de un marco regulatorio y operativo que permita la plena integración de los sistemas de almacenamiento energético, con el objetivo de maximizar su contribución tanto al respaldo como a la flexibilidad del sistema eléctrico. Para facilitar su desarrollo, resulta esencial proporcionar certidumbre respecto a los ingresos potenciales que estos sistemas pueden generar, tanto a través de su participación en los servicios de ajuste como mediante mecanismos de capacidad. De esta forma, los inversores podrán disponer de expectativas razonables de recuperación de costes, lo que contribuirá a acelerar la implantación de estas tecnologías.

De acuerdo con el informe publicado por Red Eléctrica [13], durante el año 2024 las baterías han gestionado aproximadamente 11 GWh de energía, favoreciendo la integración de generación renovable y duplicando el volumen registrado en 2023. En términos de capacidad instalada, el sistema eléctrico español cuenta actualmente con 3.356 MW de almacenamiento, de los cuales 3.331 MW corresponden a centrales de bombeo y 25 MW a

sistemas basados en baterías. En conjunto, estas cifras representan alrededor del 2,5 % de la potencia instalada nacional.

1.4 OBJETIVOS DEL TRABAJO

A continuación, se enumeran los objetivos que guían el presente trabajo. Estos objetivos definen su alcance y los resultados que se pretenden alcanzar, y deben distinguirse de los objetivos de diseño de la planta, que se detallan en el Capítulo 2. y responden a criterios técnicos internos del sistema diseñado.

1. Diseñar un parque eólico optimizando la selección de ubicación, la disposición de aerogeneradores y las instalaciones, con el objetivo de maximizar la eficiencia energética y los recursos disponibles.
2. Analizar la viabilidad económica del parque eólico, evaluando costes de inversión, operación y posibles retornos financieros.
3. Diseñar un sistema de almacenamiento de energía (BESS) adaptado al parque eólico, para mejorar la gestión de la generación y la estabilidad del suministro eléctrico.
4. Evaluar la viabilidad económica del sistema de almacenamiento, considerando costes, beneficios y su impacto en la rentabilidad global del proyecto.
5. Determinar el impacto técnico y económico de integrar almacenamiento en el parque eólico, ofreciendo conclusiones sobre su conveniencia y eficiencia.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y ELECCIÓN EMPLAZAMIENTO

2.1 OBJETIVOS DE DISEÑO DE LA PLANTA

Dentro del marco general del trabajo definido en el 0, el diseño técnico de la planta se articula en torno a tres objetivos específicos que orientan las decisiones de ingeniería adoptadas a lo largo del proyecto. Estos objetivos no deben confundirse con los objetivos del trabajo en su conjunto, sino que constituyen los criterios de optimización internos del sistema diseñado.

El proyecto se desarrolla en dos bloques diferenciados pero interrelacionados. El primer bloque comprende el diseño técnico del parque eólico: la selección del emplazamiento, el dimensionamiento de la instalación, la optimización del layout y la evaluación de su viabilidad económica. El segundo bloque aborda el diseño e integración del sistema de almacenamiento BESS, su optimización técnico-económica y el análisis de la hibridación conjunta.

A lo largo de todo el proyecto se persiguen tres objetivos principales:

- **Objetivo 1: Maximizar el aprovechamiento del recurso eólico**

El motor principal del proyecto es maximizar la captación y el aprovechamiento de la energía eólica disponible en el emplazamiento seleccionado. Esto implica optimizar la selección del aerogenerador, el layout del parque y los parámetros operativos, con el fin de obtener la mayor producción neta anual posible, minimizando pérdidas por estela, curtailment e indisponibilidad técnica. El recurso eólico es el factor que determina en mayor medida la rentabilidad del proyecto, ya que afecta directamente al LCOE, a los ingresos y al retorno de la inversión.

- Objetivo 2: Incrementar la gestionabilidad y el valor de mercado del parque mediante el almacenamiento

Un parque eólico convencional es un activo de generación variable, con limitada capacidad de adaptación a las señales del mercado. La integración de un sistema BESS tiene como objetivo transformar parcialmente ese activo en un recurso despachable, capaz de desplazar energía desde horas de baja demanda y bajo precio hacia periodos de mayor valor. Esto incluye la reducción de vertidos, la gestión de rampas de generación y la mejora del perfil de inyección a red. La optimización del dimensionamiento del BESS, en términos de potencia (MW) y capacidad (MWh), se realizará en función de las características propias del parque y del mercado, buscando el equilibrio técnico-económico que maximice el retorno conjunto de la hibridación.

- Objetivo 3: Garantizar la viabilidad técnica, económica y ambiental del conjunto

El diseño del sistema híbrido debe ser viable en los tres ámbitos. Técnicamente, debe cumplir con los requisitos de acceso y conexión a red, los códigos de red vigentes y las restricciones del emplazamiento. Económicamente, el parque eólico debe arrojar indicadores positivos de forma independiente (VAN, TIR, DSCR). En cuanto a la hibridación, el objetivo es determinar bajo qué condiciones de mercado y coste tecnológico la integración del BESS genera valor económico adicional, identificando la ventana temporal en la que esa viabilidad se alcanza. Ambientalmente, debe respetar las zonas protegidas y las restricciones normativas aplicables, minimizando el impacto sobre el entorno.

2.2 DIMENSIONAMIENTO INICIAL DE REFERENCIA

Con el fin de estructurar el trabajo y establecer los órdenes de magnitud sobre los que se va a desarrollar el diseño, se toma como punto de partida una potencia eólica en el entorno de 30 MW. Esta cifra es consistente con los proyectos reales de hibridación eólica-BESS analizados en el Estado de la Cuestión (0), como Montes de Cierzo (31,4 MW) o Elgea-

Urkill (32 MW), y permite abordar un diseño técnicamente representativo a escala industrial.

Respecto al sistema de almacenamiento, y también a modo de referencia inicial por comparación con los proyectos anteriores, se estima un dimensionamiento aproximado de 9 MW de potencia y 18 MWh de capacidad (duración de 2 horas). Este valor se tomará únicamente como punto de partida: el dimensionamiento definitivo del BESS se determinará en fases posteriores del proyecto, a partir de las características reales de la planta eólica diseñada y del análisis del mercado.

2.3 METODOLOGÍA Y CRITERIOS DE SELECCIÓN

La selección del emplazamiento es la decisión de mayor impacto en el diseño de un parque eólico, ya que condiciona la producción energética, los costes de construcción y conexión y la viabilidad ambiental del conjunto del proyecto. Para abordarla de forma estructurada y técnicamente justificada, se ha seguido el marco de criterios establecido por MITECO [14] y la Red de Autoridades Ambientales en la ‘*Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Parques Eólicos Terrestres*’ y el *Atlas Eólico de España*’ [15], que constituyen los documentos metodológicos de referencia en España para este tipo de instalaciones.

El proceso de selección se ha llevado a cabo en dos etapas diferenciadas. En una primera etapa se ha identificado la zona de búsqueda a partir de la superposición del mapa de recurso eólico (Global Wind Atlas) [16], el mapa de instalaciones eólicas en España (AEE) [16] y la información de capacidad de acceso a red de REE. A partir de ahí, se han identificado dos candidatos concretos que cumplen simultáneamente los criterios de recurso, evacuación y viabilidad ambiental, y se ha procedido a su análisis detallado. Los criterios aplicados son los siguientes:

2.3.1 RECURSO EÓLICO

La velocidad del viento es el factor de mayor peso en la selección del emplazamiento, dado que la energía producida por un aerogenerador es proporcional al cubo de la velocidad del viento. Una mayor velocidad media anual implica un mejor factor de capacidad, una mayor producción y un menor LCOE. El análisis se ha realizado a partir de los datos del Global Wind Atlas, validados con la distribución estadística de Weibull característica de cada localización. Se han evaluado la velocidad media anual, la distribución de frecuencias y la rosa de vientos.

Además, para hacer la elección del emplazamiento, se ha hecho una comparación entre el mapa de la AEE del mapa de instalaciones eólicas en España y comparándolo con el mapa de vientos de GlobalWindAtlas, estableciendo las zonas con menor densidad de instalaciones y buenos valores de la velocidad del viento.

2.3.2 CAPACIDAD DE EVACUACIÓN

La viabilidad de un parque eólico con almacenamiento requiere un punto de conexión a la red de transporte con capacidad suficiente tanto para generación como para el BESS. La consulta se ha realizado sobre el mapa de capacidad de acceso de REE [18], evaluando los márgenes disponibles en los nudos de las subestaciones candidatas para tipos MGES y MPE en generación y almacenamiento (datos actualizados a enero de 2026) [19].

Además, se ha tenido en cuenta la distancia a líneas de evacuación de alta tensión y subestaciones. Factor importante también, ya que cuanto más cerca, menos coste en obras y menor pérdida eléctrica.

2.3.3 RESTRICCIONES AMBIENTALES Y TERRITORIALES

El proyecto se ubica en Castilla y León, comunidad autónoma competente en la autorización de instalaciones eólicas. En esta comunidad, los terrenos no autorizables en suelo rústico para parques eólicos son: la Red de Áreas Naturales Protegidas, áreas críticas de especies protegidas con plan de conservación o recuperación, zonas a menos de 500 m de bienes de

interés cultural, zonas a menos de 1.000 m de núcleos urbanos y zonas de regadío (Junta de Castilla y León, Decreto de zonificación eólica). La verificación se ha realizado mediante el visor cartográfico oficial IDECyL [20], que integra todas estas restricciones de forma conjunta, lo que permite comprobar de un solo vistazo la compatibilidad de cualquier punto con la normativa autonómica.

2.3.4 TOPOGRAFÍA

La orografía del terreno influye en el flujo del viento, en la accesibilidad para el transporte de equipos y en los costes de obra civil. Se ha analizado mediante Google Earth, evaluando el desnivel existente en el área de implantación.

2.3.5 SUPERFICIE DISPONIBLE

Considerando que un parque eólico terrestre instala típicamente entre 5 y 8 MW por km² de terreno [21], una planta de ~30 MW requiere un mínimo de 6 km². Como la resolución de cálculo de Global Wind Atlas es de 9 km², se adopta esta superficie como referencia de diseño disponible, lo que proporciona margen adicional para optimizar el layout en fases posteriores.

2.4 IDENTIFICACIÓN DE LA ZONA DE BÚSQUEDA

La estrategia de búsqueda parte de la combinación de dos fuentes: el mapa de vientos de Global Wind Atlas, que identifica las zonas con mayor recurso eólico en España, y el mapa de instalaciones eólicas existentes de la AEE, que permite detectar zonas con buen recurso pero todavía baja densidad de ocupación, donde la probabilidad de encontrar capacidad de acceso a red disponible es mayor.

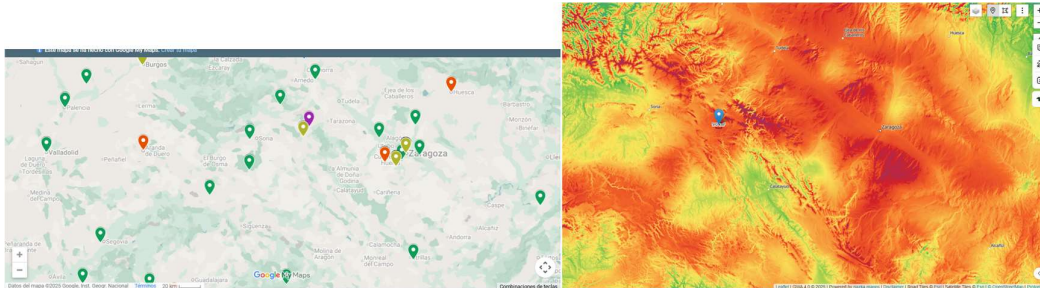


Ilustración 7. Mapa AEE de instalaciones eólicas España y mapa GWA

La zona situada entre las provincias de Soria y Zaragoza, en el entorno del Sistema Ibérico, combina un recurso eólico elevado con una densidad de instalaciones relativamente moderada. Dentro de esta zona existen varias subestaciones de REE relevantes para la conexión:

La subestación de Moncayo 220 kV admite tanto generación como almacenamiento, con capacidad disponible para nuevas instalaciones. La subestación de Trévago 220 kV también admite generación y almacenamiento. Por su parte, el eje Almazán–Magaña, aunque relevante para el desarrollo eólico regional por ser infraestructura de nueva construcción, no dispone de conexión disponible para almacenamiento, por lo que queda descartado para este proyecto. La presencia simultánea de las subestaciones de Moncayo y Trévago permite identificar dos candidatos concretos en la misma zona geográfica.



Ilustración 8. Mapa subestaciones Trévago y Moncayo REE

2.5 CANDIDATOS ESTUDIADOS

2.5.1 PUNTO 1: NOVIERCAS – BOROBIA

El primer candidato se localiza en la zona llana entre los municipios de Noviercas y Borobia (Soria), al noroeste del Moncayo.

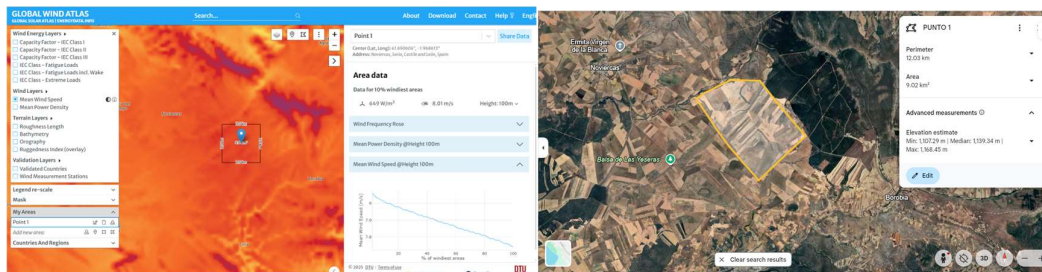


Ilustración 9. Punto 1 Google Earth y GWA

Desde el punto de vista topográfico, el análisis con Google Earth muestra una diferencia de cota máxima y mínima de 60 m dentro del área de implantación, lo que lo clasifica como un terreno prácticamente plano y favorable tanto para la operación aerodinámica del parque como para la obra civil y la logística de transporte de los aerogeneradores.

La verificación en el visor IDECyL confirma que el área no presenta ninguna de las restricciones territoriales aplicables en Castilla y León para instalaciones eólicas.

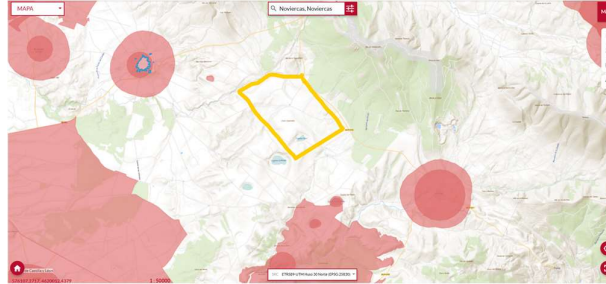


Ilustración 10. Captura del visor IDECyL mostrando ausencia de exclusión eólica en el Punto 1

La subestación de referencia para la conexión es Moncayo 220 kV, situada a aproximadamente 8,6 km del emplazamiento. Esta distancia se considera técnica y económicamente viable de acuerdo con las prácticas habituales en proyectos eólicos en España. Según los datos de capacidad de acceso publicados por REE [19], los márgenes disponibles en este nudo son:

- Generación (MGES + MPE): 203 MW
- Almacenamiento (MGES + MPE): 206 MW

Ambos márgenes superan con creces la potencia eólica (~30 MW) y de almacenamiento (~9 MW) proyectadas para este parque.

2.5.2 PUNTO 2: CASTELRUIZ – AÑAVIEJA

El segundo candidato se localiza entre los municipios de Castelruiz y Añavieja (Soria), en una zona algo más elevada al sur del Moncayo.

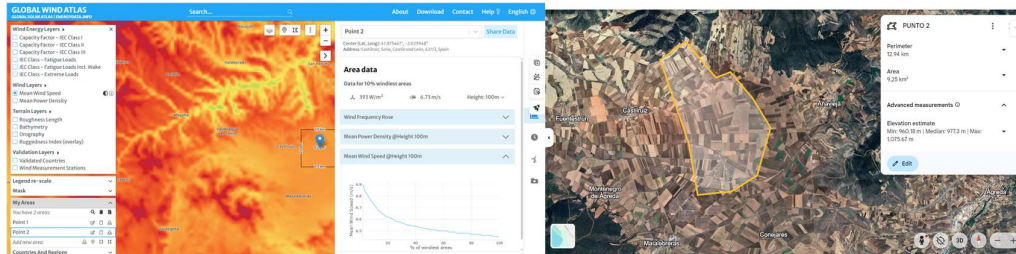


Ilustración 11. Punto 2 Google Earth y GWA

La topografía en este caso presenta un desnivel de 110 m dentro del área de implantación. Si bien este valor no es prohibitivo, implica que el terreno deja de ser completamente plano, lo que puede traducirse en un mayor coste de obra civil y en condiciones de flujo de viento menos homogéneas para el layout del parque.

Al igual que el Punto 1, la verificación en el visor IDECyL no muestra restricciones territoriales en el área.

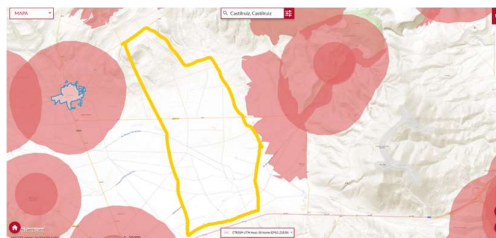


Ilustración 12. Captura del visor IDECyL mostrando ausencia de exclusión eólica en el Punto 2

La subestación de referencia es Trévago 220 kV, a aproximadamente 6,5 km del emplazamiento. Los márgenes de capacidad de acceso según REE [19] son:

- Generación (MGES): 227 MW
- Almacenamiento (MGES): 275 MW

La capacidad disponible es también suficiente para el dimensionamiento previsto.

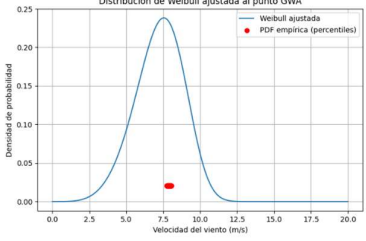
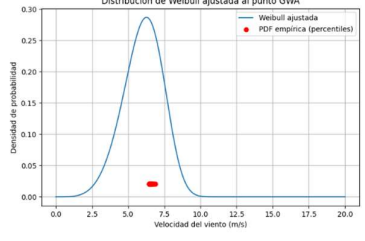
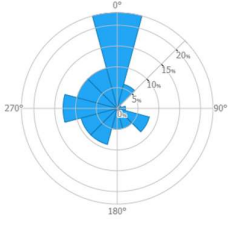
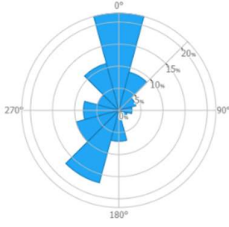
2.6 ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

Los datos del recurso eólico han sido extraídos de Global Wind Atlas para cada uno de los dos candidatos y tratados posteriormente en Python para obtener la distribución de Weibull, la rosa de vientos y el factor de capacidad estimado con una turbina de referencia de 4 MW.

Los resultados del análisis de recurso para ambos candidatos se presentan en la tabla comparativa siguiente, junto con el resto de criterios de selección:

Tabla 4. Análisis recurso eólico punto 1 y 2

Criterio	Punto 1: Noviercas – Borobia	Punto 2: Castelruiz – Añavieja
Velocidad media anual	8,01 m/s	6,73 m/s
Factor de capacidad (turbina 4 MW ref.)	47,2 %	33,6 %
Producción anual estimada (10 × 4 MW)	165,3 GWh/año	117,8 GWh/año
Desnivel en área de implantación	~60 m (muy plano)	~110 m (moderado)
Restricciones ambientales (IDECyL)	Ninguna ✓	Ninguna ✓
Subestación de referencia	Moncayo 220 kV	Trévago 220 kV
Distancia a subestación	8,6 km	6,5 km
Capacidad de acceso – Generación	203 MW ✓	227 MW ✓
Capacidad de acceso – Almacenamiento	206 MW ✓	275 MW ✓

Weibull		
Rosa de los vientos		

2.6.1 ANÁLISIS POR CRITERIO:

El recurso eólico es el factor determinante. Como se establece en el Objetivo 1 del proyecto, el motor principal del diseño es maximizar la captación y el aprovechamiento de la energía eólica disponible, ya que la producción anual es el parámetro que más influye en el LCOE y en la rentabilidad del conjunto. El Punto 1 presenta una velocidad media anual un 19 % superior a la del Punto 2. Dado que la energía producida es proporcional al cubo de la velocidad del viento, esta diferencia se traduce en una producción anual estimada un 40 % mayor (165,3 GWh/año frente a 117,8 GWh/año), y en un factor de capacidad 13,6 puntos porcentuales superior. Esta diferencia es difícilmente compensable por cualquier otro criterio.

En cuanto a la capacidad de evacuación, ambos nudos disponen de márgenes muy superiores a la potencia proyectada, tanto para generación como para almacenamiento, por lo que este criterio no es discriminante entre los dos candidatos.

Respecto a la distancia a subestación, el Punto 2 es ligeramente más favorable (6,5 km frente a 8,6 km), pero ambas distancias se encuentran dentro de los rangos habituales y

técnicamente asumibles en proyectos eólicos terrestres en España. La diferencia de 2,1 km no justifica sacrificar el recurso eólico.

La topografía es favorable en ambos casos, aunque el Punto 1 presenta un terreno más plano (60 m de desnivel frente a 110 m), lo que resulta ventajoso tanto para la homogeneidad del flujo de viento como para la obra civil.

Por último, ninguno de los dos candidatos presenta restricciones ambientales según el visor oficial de zonificación eólica de la Junta de Castilla y León, por lo que este criterio tampoco es discriminante.

2.6.2 EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO: PUNTO 1, NOVIERCAS – BOROBIA.

El Punto 1 es superior en el criterio de mayor peso técnico y económico del proyecto. Su producción anual estimada es un 40 % mayor, su factor de capacidad supera el 47 %, y la capacidad del nudo de Moncayo 220 kV es suficiente tanto para la parte eólica como para el sistema de almacenamiento. La distancia a subestación es técnicamente viable y el área no presenta ninguna restricción ambiental.

2.6.3 RESUMEN DEL DISEÑO INICIAL VIABLE:

Tabla 5. Resumen diseño inicial Punto 1

Parámetro	Valor
Emplazamiento	Noviercas – Borobia (Soria)
Velocidad media anual	8,01 m/s
Factor de capacidad estimado	47,2 %
Potencia eólica de referencia	~30 MW
Potencia BESS (estimación inicial)	~9 MW
Capacidad BESS (estimación inicial)	~18 MWh (2 h)

Punto de conexión	Moncayo 220 kV
Distancia a subestación	~8,6 km
Capacidad nudo – Generación	203 MW disponibles
Capacidad nudo – Almacenamiento	206 MW disponibles
Restricciones ambientales	Ninguna

Capítulo 3. DISEÑO PARQUE EÓLICO

3.1 METODOLOGÍA GENERAL

El diseño del parque eólico se ha estructurado en una secuencia lógica de etapas interdependientes, en la que cada resultado alimenta la decisión siguiente. El punto de partida es el recurso eólico del emplazamiento seleccionado en el 0, caracterizado a partir de dos fuentes complementarias: el Global Wind Atlas (GWA) como fuente principal del recurso a altura de buje, y la serie histórica de la estación meteorológica de Olvega (AEMET) como fuente de validación independiente. A partir de ahí, se selecciona el aerogenerador más adecuado para el recurso disponible, se diseña y optimiza el layout del parque minimizando las pérdidas por efecto estela, se determina la clase IEC del emplazamiento mediante análisis de valores extremos, y finalmente se generan los ficheros de entrada para el análisis económico en SAM (System Advisor Model, NREL).

3.2 CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

3.2.1 FUENTES DE DATOS Y JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA

El análisis del recurso eólico se apoya en dos fuentes con roles diferenciados:

1. **Global Wind Atlas (GWA)** es una herramienta de modelización mesoescalar desarrollada por la DTU (Technical University of Denmark) para la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). Proporciona el recurso eólico en el punto exacto del emplazamiento mediante modelos de reanálisis y flujo de viento extrapolados a diferentes alturas. Se utiliza como fuente principal para la distribución de velocidades (parámetros Weibull), la rosa de vientos, la variación estacional y diurna del recurso, y la velocidad media de referencia a 100 m. Todos los datos se extraen en formato GWC (Generalized Wind Climate), que contiene los parámetros

Weibull por sector y por altura de rugosidad, siguiendo el protocolo estándar de DTU [22].

- 2. Estación meteorológica de Olvega (AEMET)** registra mediciones diarias de velocidad media y racha máxima a 10 m desde julio de 2009 hasta marzo de 2026, con un total de 6.029 registros válidos (99,6% de disponibilidad). Está situada a aproximadamente 5–8 km del emplazamiento. Su función es exclusivamente de validación: confirmar que la forma de la distribución de Weibull obtenida de GWA es coherente con el régimen de viento local, y caracterizar la variabilidad interanual y las condiciones extremas del emplazamiento.

Esta combinación de fuentes es coherente con el procedimiento MCP (Measure-Correlate-Predict) estándar en la industria eólica: se utilizan observaciones locales para validar la forma de la distribución, mientras que GWA proporciona el nivel absoluto de velocidad, que es el parámetro más representativo para el cálculo de la producción anual de energía (AEP) [23].

3.2.2 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La distribución de Weibull de dos parámetros es el modelo estándar en la industria eólica para caracterizar la distribución de frecuencias de velocidades del viento. Su función de densidad de probabilidad es:

$$f(v; k, A) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k \right]$$

donde k es el parámetro de forma, que describe la variabilidad del viento (un valor $k \approx 2$ es típico de emplazamientos continentales), y A es el parámetro de escala, directamente relacionado con la velocidad media mediante $\bar{v} = A \cdot \Gamma(1 + 1/k)$.

Los parámetros Weibull se han obtenido a partir del fichero GWC del emplazamiento, seleccionando altura de referencia de 100 m y rugosidad $z_0 = 0,03$ m, representativa de terreno abierto con vegetación baja [24] coherente con el entorno agrícola de Noviercas–Borobia. El parámetro k omnidireccional se calcula como promedio ponderado por frecuencia de sector, y el parámetro A se calibra analíticamente para que la velocidad media Weibull coincida exactamente con la referencia de GWA (8,01 m/s):

$$A = \frac{\bar{v}_{GWA}}{\Gamma(1 + 1/k)}$$

Los resultados son:

Tabla 6. Distribución de Weibull parámetros punto 1

Parámetro	Valor
k (forma)	2,0504
A (escala)	9,0417 m/s
Velocidad media a 100 m	8,010 m/s
Densidad de potencia	586,6 W/m ²
Clasificación IEC	Excelente (> 500 W/m ²)

La densidad de potencia eólica disponible, calculada analíticamente como $P_d = \frac{1}{2} \rho A^3 \cdot \Gamma(1 + 3/k)$, alcanza los 586,6 W/m², que según la clasificación IEC 61400-1 [25] corresponde a un emplazamiento excelente (> 500 W/m²). Este valor sitúa a Noviercas–Borobia en la franja superior de los emplazamientos onshore de la meseta norte española.

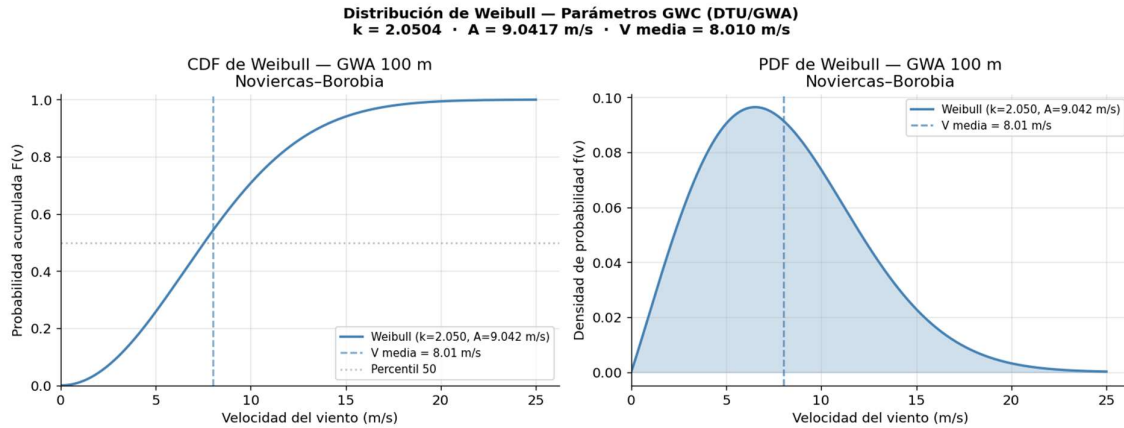


Ilustración 13. Distribución de Weibull ajustada mediante parámetros GWC (DTU/GWA) a 100 m de altura.

$$k = 2,0504, A = 9,0417 \text{ m/s}, V \text{ media} = 8,010 \text{ m/s}.$$

3.2.3 ROSA DE VIENTOS Y DISTRIBUCIÓN DIRECCIONAL

La rosa de vientos representa la distribución direccional del recurso eólico en 12 sectores de 30°. Se presentan dos rosas: la rosa de frecuencia, que indica qué porcentaje de tiempo sopla el viento desde cada sector, y la rosa de potencia, que indica qué porcentaje de la potencia disponible proviene de cada sector.

La rosa de potencia tiene mayor relevancia para el diseño del parque que la de frecuencia, ya que un sector puede soplar con poca frecuencia pero con vientos muy intensos y, por tanto, concentrar una fracción importante de la energía disponible. La dirección con mayor potencia es la que condiciona el espaciado entre turbinas: en esa dirección, las estelas se propagan más lejos y causan mayores pérdidas si las turbinas están alineadas.

El sector dominante tanto en frecuencia como en potencia es Norte (0°), con un 22,9% de la frecuencia total. Este resultado es consistente con el régimen de viento del Sistema Ibérico en Soria, donde los flujos del norte y noroeste asociados a borrascas atlánticas son predominantes.

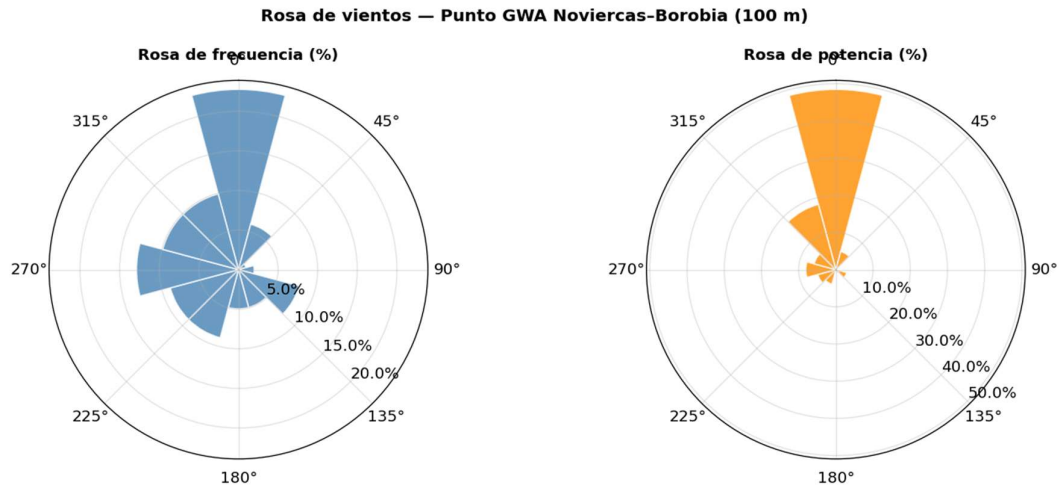


Ilustración 14. Rosa de vientos del emplazamiento Noviercas–Borobia a 100 m (GWA). Izquierda: frecuencia por sector. Derecha: potencia relativa por sector. Sector dominante: Norte (0°), 22,9% de frecuencia.

La distribución por sectores completa se recoge en la siguiente tabla:

Tabla 7. Distribución sectores rosa de los vientos punto 1

Sector (°)	Frecuencia (%)	Potencia relativa (%)
0 (N)	22,90	48,8
30	10,90	5,05
60	1,89	0,00
90 (E)	1,74	0,00
120	6,76	3,03
150	5,24	1,01
180 (S)	4,74	1,01
210	9,63	4,04
240	10,18	5,05

270 (O)	13,42	8,08
300	7,23	6,06
330	5,37	18,18

3.2.4 VARIACIÓN ESTACIONAL Y DIURNA

El recurso eólico no es constante a lo largo del año ni del día. La variación estacional indica los meses de mayor y menor producción esperada, lo que es relevante para planificar el mantenimiento (que se programa en los meses de menor recurso) y para estimar la cobertura del parque en distintas épocas del año. La variación diurna muestra si el viento tiene un patrón horario sistemático: en la meseta castellana es habitual un viento más intenso durante las horas centrales del día, debido a la convección térmica que mezcla las capas bajas de la atmósfera con capas más ventosas en altura.

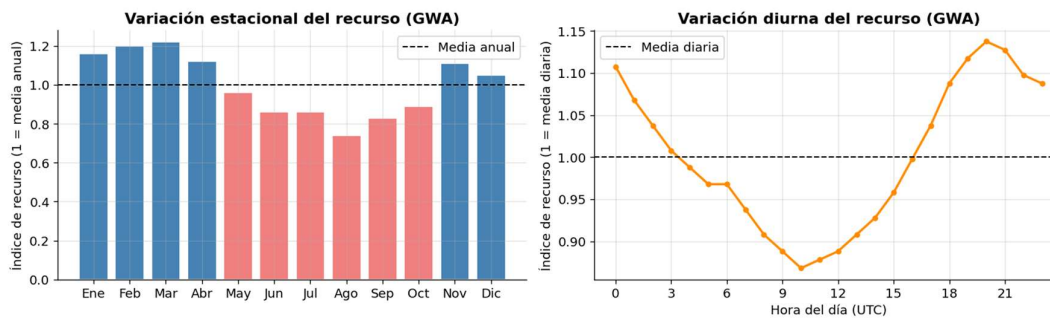


Ilustración 15. Índices de recurso normalizados respecto a la media anual y diaria respectivamente.

Los meses en azul superan la media anual; en rojo quedan por debajo.

3.3 VALIDACIÓN CON DATOS HISTÓRICOS DE OLVEGA

3.3.1 COHERENCIA DEL PARÁMETRO DE FORMA WEIBULL

La validación se centra en el parámetro k de la distribución de Weibull. Este parámetro caracteriza la *forma* de la distribución, es decir, la variabilidad del viento, y es teóricamente

independiente de la altura (la forma de la distribución no cambia con el perfil vertical, solo cambia la escala A). Por tanto, comparar el k obtenido de GWA a 100 m con el ajustado a los datos de Olvega a 10 m es metodológicamente válido.

El ajuste a los datos de Olvega se ha realizado mediante máxima verosimilitud (MLE), que es el estimador estadísticamente más eficiente para muestras grandes. El resultado es:

Tabla 8. Ajuste parámetro de forma Weibull

	k	A (m/s)	Altura
GWA (fuente principal)	2,0504	9,0417	100 m
Olvega (validación)	2,1217	3,96	10 m
Diferencia en k	3,5%	—	—

Una diferencia inferior al 5% en el parámetro k entre ambas fuentes confirma que GWA y la estación de Olvega describen el mismo régimen de viento local. Esta coherencia valida el uso de GWA como fuente principal del recurso, siguiendo el procedimiento MCP estándar.

Datos datos históricos de Olvega (10 m) frente a la forma de GWA escalada a la misma altura. La diferencia en k es de un 3,5%, confirmando la coherencia entre ambas fuentes.

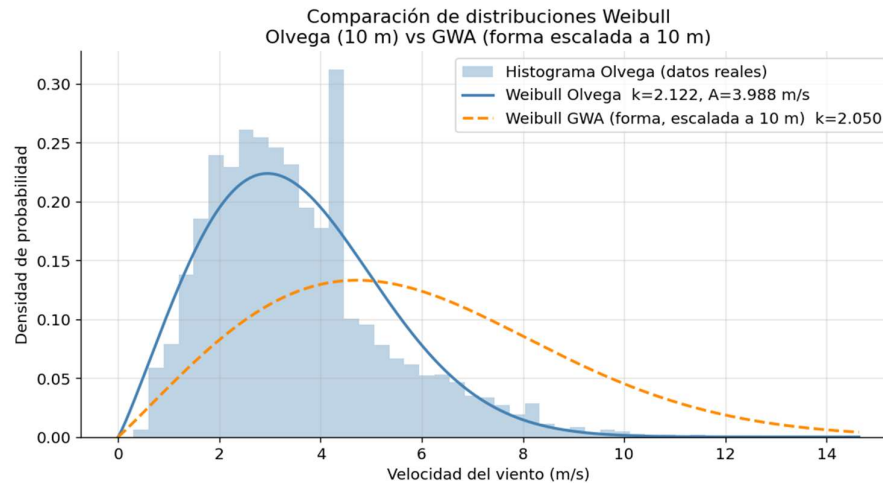


Ilustración 16. Comparación de distribuciones Weibull

3.3.2 VARIABILIDAD INTERANUAL Y PRODUCCIÓN P90

Uno de los parámetros de riesgo más importantes en la financiación de parques eólicos es la variabilidad interanual del recurso: cuánto varía la producción de un año a otro. Los prestamistas exigen conocer el escenario P90, definido como la producción que se supera el 90% de los años, para evaluar el riesgo del proyecto en los años peor.

El análisis se realiza sobre los 16 años completos de la serie de Olvega (años con más de 330 días válidos de registro). El coeficiente de variación interanual, cociente entre la desviación típica de la velocidad media anual y su media de largo plazo, es del 3,7%, un valor excepcionalmente bajo que indica un recurso muy estable año a año. A partir de esta variabilidad y asumiendo que la velocidad media anual sigue una distribución normal (válido para series largas), y usando la relación $P \propto v^3$ para convertir variabilidad de velocidad en variabilidad de producción, el índice P90/P50 resulta del 86,5%. Esto significa que, en el peor año de cada diez, la producción esperada sería un 13,5% inferior a la media.

Las barras en rojo corresponden a años por debajo de la media de largo plazo. CV = 3,7%, P90/P50 = 86,5%.

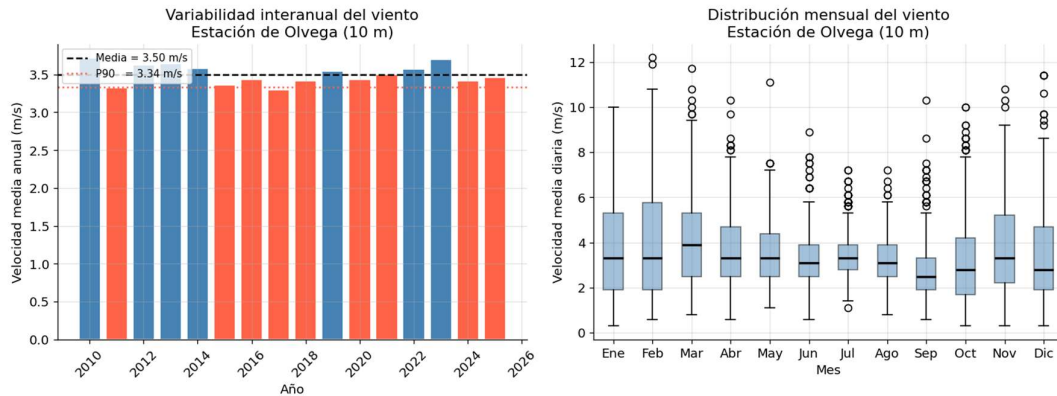


Ilustración 17. Variabilidad interanual de la velocidad media a 10 m, estación de Olvega.

3.4 SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

3.4.1 METODOLOGÍA DE COMPARATIVA

La selección del aerogenerador se ha realizado mediante una comparativa cuantitativa de seis modelos, evaluados sobre el recurso real del emplazamiento. Los criterios de selección son los siguientes:

- **Factor de capacidad (FdC):** ratio entre la producción real y la producción máxima teórica. Es el indicador más directo de la eficiencia por MW instalado y tiene impacto directo sobre el LCOE.
- **AEP neto unitario:** producción anual de energía de una sola turbina, calculada integrando la curva de potencia sobre la distribución de Weibull a la altura de buje de cada modelo, aplicando un factor de pérdidas del 7% (disponibilidad 3%, pérdidas eléctricas 2%, rendimiento/degradación 2%), sin incluir pérdidas por estela, que se calculan en la etapa siguiente.
- **Ratio v_{media} / v_{rated} :** cociente entre la velocidad media del emplazamiento en buje y la velocidad nominal de la turbina. Cuanto más cercano a 1, mejor adaptada está la turbina al recurso: opera más tiempo cerca de su potencia nominal. Valores

inferiores a 0,70 indican que la turbina está sobredimensionada para el recurso disponible.

- **Densidad de potencia específica (W/m²):** potencia nominal por unidad de área de rotor. Valores bajos (< 300 W/m²) son propios de turbinas de viento moderado-alto, más eficientes en emplazamientos con velocidades medias de 7–9 m/s.

Las curvas de potencia se modelan mediante la función cúbica estándar, que es la aproximación más extendida en estudios de pre-diseño cuando no se dispone de la curva certificada IEC 61400-12-1 del fabricante [26]:

$$P(v) = \begin{cases} 0 & v < v_{ci} \\ P_{nom} \cdot \frac{v^3 - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} & v_{ci} \leq v < v_r \\ P_{nom} & v_r \leq v < v_{co} \\ 0 & v \geq v_{co} \end{cases}$$

El AEP bruto por turbina se calcula integrando esta curva sobre la distribución de Weibull evaluada a la altura de buje de cada modelo. El parámetro de escala A a la altura de buje h se obtiene aplicando la ley potencial:

$$A_h = A_{100} \cdot \left(\frac{h}{100}\right)^\alpha \text{ con } \alpha = 0,14$$

donde $\alpha = 0,14$ corresponde a terreno abierto con vegetación baja, conforme a la norma IEC 61400-1 y la clasificación de rugosidad de Wieringa (1992) [24].

3.4.2 TURBINAS EVALUADAS Y DESCARTE INICIAL

Se evalúan seis modelos. Las turbinas de 2,0–2,3 MW (Siemens SWT 2.3-93 [27] y Gamesa G87 [28]) se incluyen para documentar formalmente su descarte, ya que con 10 unidades la potencia instalada sería de 20–23 MW, por debajo del orden de magnitud objetivo de ~30 MW establecido en el Capítulo 2. . Además, sus velocidades nominales de 13–14 m/s son

inadecuadas para una velocidad media de 8 m/s en buje: los ratios v_media/v_rated de 0,555 y 0,616 respectivamente quedan por debajo del umbral recomendado de 0,70, lo que indica que estas turbinas operarían lejos de su potencia nominal la mayor parte del tiempo, resultando en factores de capacidad de 25,6% y 31,9%, valores inviables económicamente para un proyecto comercial.

Los cuatro modelos candidatos son la Vestas V150-4.2 [27], la Vestas V136-4.2 [28], la Vestas V163-4.5 [29] y la Siemens Gamesa SG 4.5-145 [30].

Las líneas discontinuas corresponden a los modelos descartados. La línea vertical punteada marca la velocidad media del emplazamiento (8,01 m/s).

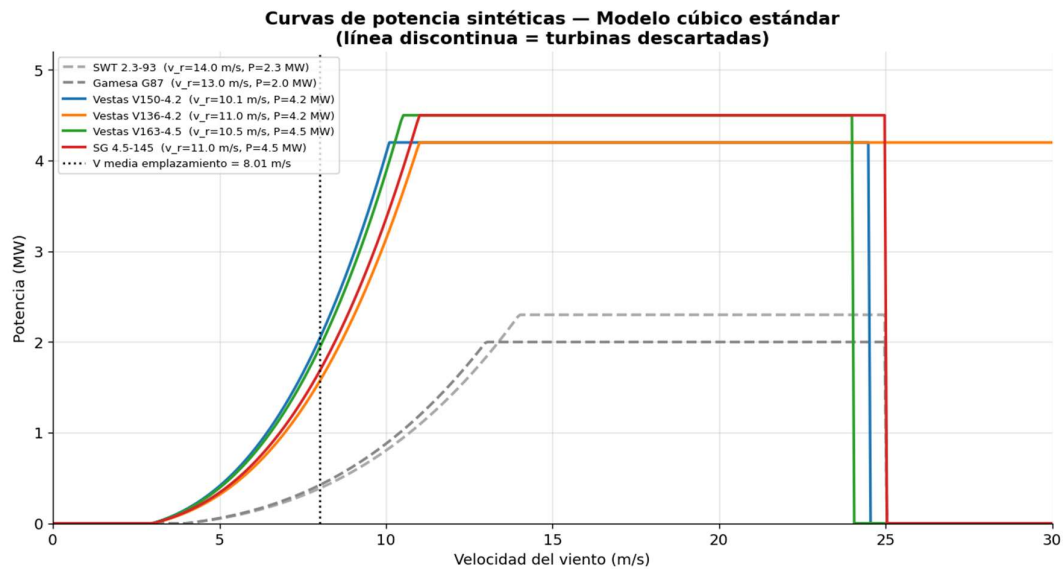


Ilustración 18. Curvas de potencia sintéticas (modelo cúbico [26]) para los seis aerogeneradores evaluados.

3.4.3 COMPARATIVA DE CANDIDATOS Y SELECCIÓN

Los resultados del cálculo de AEP para las cuatro candidatas se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 9. Comparativa datos turbinas candidatas

Criterio	V150-4.2	V136-4.2	V163-4.5	SG 4.5-145
-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-------------------

<i>Altura de buje (m)</i>	105	112	113	110
<i>V media en buje (m/s)</i>	8,065	8,138	8,148	8,118
<i>v_{rated} (m/s)</i>	10,1	11,0	10,5	11,0
<i>Ratio v/v_{rated}</i>	0,799	0,740	0,776	0,738
<i>Densidad potencia (W/m²)</i>	237,7	270,5	215,7	272,5
<i>AEP neto unitario (GWh/turbina)</i>	16,91	15,27	17,46	16,28
<i>Factor de capacidad (%)</i>	49,4	44,6	47,6	44,4
<i>AEP neto parque 10 turbinas (GWh)</i>	169,1	152,7	174,6	162,8
<i>Clase IEC</i>	IIIB/S	IIA/S	IIIB/S	IIB/S

Comparativa de aerogeneradores — Emplazamiento Noviercas-Borobia
(gris = descartadas, azul = candidatas)

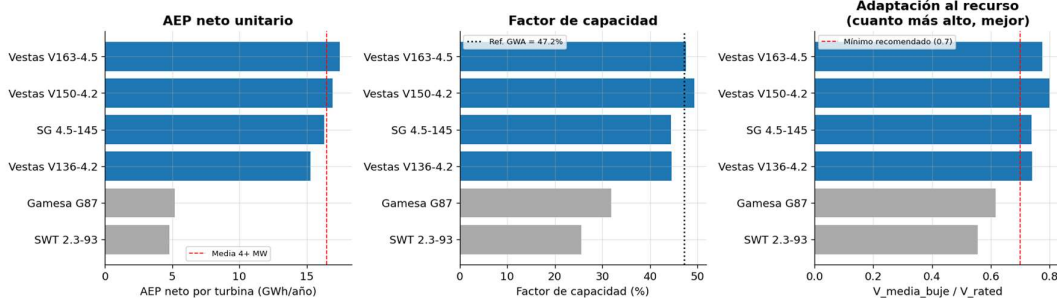


Ilustración 19. Comparativa de indicadores de selección para los aerogeneradores evaluados. Las barras en gris corresponden a los modelos descartados

El análisis de la tabla revela lo siguiente. La V163-4.5 produce el mayor AEP absoluto (174,6 GWh para 10 turbinas) gracias a su mayor área de rotor (20.867 m²), pero presenta el factor de capacidad más bajo de las candidatas (47,6%), indicando que el generador está algo sobredimensionado para el recurso disponible. La SG 4.5-145 queda por detrás de la V163 pese a igual potencia nominal, porque su rotor es 4.354 m² menor y su velocidad nominal es 0,5 m/s más alta. La V136-4.2 es la menos indicada para este emplazamiento: menor rotor, mayor velocidad nominal y menor AEP. La V150-4.2 presenta el mayor factor de capacidad

(49,4%) y el mejor ratio v_{media}/v_{rated} (0,799), indicando la mejor adaptación al recurso disponible. Es, además, la turbina más instalada en parques de viento moderado-alto de la meseta norte española en el periodo 2019–2024, con fiabilidad demostrada en condiciones similares al emplazamiento.

La ventaja de la V163-4.5 en AEP absoluto se basa únicamente en un rotor mayor, lo que implica mayor complejidad logística: sus palas de 81,5 m frente a los 73,7 m de la V150-4.2 suponen condicionantes adicionales de transporte en las carreteras de la comarca de Soria. Además, su clase IEC IIIB/S es idéntica a la de la V150-4.2, por lo que no aporta ninguna ventaja estructural para el emplazamiento.

➤ **Turbina seleccionada: Vestas V150-4.2 MW.**

La selección se fundamenta en el mayor factor de capacidad (49,4%), la mejor adaptación al recurso del emplazamiento (ratio $v/v_{rated} = 0,799$), la coherencia con la clase IEC del sitio (IIIB/S) y la logística favorable. Con 10 turbinas, la potencia instalada de referencia sería de 42 MW, lo que queda por encima del objetivo de ~30 MW del Capítulo 2. . El número definitivo de turbinas se ajusta en la siguiente etapa del diseño.

3.5 DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DEL LAYOUT

3.5.1 FUNDAMENTO DEL MODELO DE ESTELAS

Cuando una turbina extrae energía del viento, genera aguas abajo una región de menor velocidad y mayor turbulencia denominada *estela*. Las turbinas situadas en la estela de otras reciben menos viento y producen menos energía. Este efecto, conocido como *wake loss* o pérdida por estela, representa típicamente entre el 5% y el 15% de la producción bruta de un parque onshore [33], y es el principal factor de diseño que justifica la optimización del layout.

El diseño del layout se aborda en dos etapas complementarias. En la primera etapa (3.5.2) se realiza una exploración manual de tres configuraciones de grid con dos modelos analíticos,

con el objetivo de comprender el espacio de soluciones y cuantificar la sensibilidad del resultado al modelo y a los parámetros. En la segunda etapa (3.5.3) se realiza una optimización automática con TOPFARM y PyWake, herramientas open-source de DTU, que ajustan libremente las posiciones de las turbinas maximizando el AEP.

3.5.2 EXPLORACIÓN MANUAL DE LAYOUTS — MODELOS JENSEN Y BPA

3.5.2.1 Número de turbinas y configuración base

La determinación del número de aerogeneradores parte de la coherencia entre la potencia objetivo (~30 MW, establecida en el Capítulo 2.) y las restricciones físicas del dominio disponible. Se ha adoptado una configuración de 8 turbinas Vestas V150-4.2 MW, totalizando 33,6 MW de potencia instalada en un dominio de 3×3 km (9 km²), con una densidad de potencia resultante de $3,73$ MW/km².

La justificación de esta cifra frente a la alternativa de 10 turbinas es tanto geométrica como aerodinámica. Para garantizar un rendimiento eficiente y minimizar las pérdidas por efecto estela, se adopta un espaciamiento de $5D$ en el eje N-S (dirección del viento dominante, Norte) y $3D$ en el eje E-O, donde $D = 150$ m es el diámetro del rotor de la V150-4.2. Estas separaciones cumplen con las recomendaciones de la norma DNV-GL ST-0437 [34] para separación mínima estructural, y con los criterios de mitigación de pérdidas por estela de Stevens & Meneveau [35].

Con estas separaciones, se evaluaron dos configuraciones:

- **Configuración de 10 turbinas (grid 2×5):** requeriría 4×750 m = 3.000 m en el eje N-S, lo que agotaría exactamente el dominio disponible sin dejar ningún margen perimetral. Las turbinas quedarían forzadas a los límites del área, sin márgenes para acceso, maniobrabilidad de componentes durante la construcción, ni retranqueos normativos.
- **Configuración seleccionada de 8 turbinas (grid 2×4):** requiere 3×750 m = 2.250 m en el eje N-S. Al situarse dentro de los 3.000 m del dominio, deja un margen de

375 m en cada extremo, práctica recomendada en el sector para facilitar el acceso de equipos y el cumplimiento de posibles restricciones perimetrales.

Aunque una instalación de 10 turbinas (4,67 MW/km²) entraría técnicamente dentro de los márgenes de densidad aceptables, la solución de 8 unidades es técnicamente más sólida: garantiza un layout equilibrado, respeta las distancias de seguridad y optimiza la interacción aerodinámica dentro de los límites del terreno. La densidad de potencia resultante de 3,73 MW/km² se alinea con el rango empírico de proyectos onshore reales de $3,0 \pm 1,7$ MW/km² reportado por NREL (2009) [36], y encuentra respaldo en desarrollos contemporáneos en Castilla y León con características análogas: el parque Cernégula [37] opera con exactamente 8 aerogeneradores y 47 MW de potencia instalada, y el parque Numancia [38] emplea aerogeneradores de la misma familia Vestas en superficies acotadas similares.

3.5.2.2 Modelos de estelas implementados

El análisis de estelas es el elemento de mayor incertidumbre en el diseño de un parque eólico.

Para este análisis se han implementado y comparado dos modelos analíticos con fundamentos físicos y niveles de fidelidad diferentes. Esta metodología de comparativa de modelos permite cuantificar la incertidumbre asociada al modelado y justifica la robustez del diseño final, siguiendo el enfoque recomendado en Göçmen et al. (2016) [39].

3.5.2.2.1 Modelo Jensen/PARK

El modelo de Jensen [40], integrado por Katic et al. (1986) [41] como el modelo PARK, es el estándar global en la industria eólica y el modelo implementado por defecto en herramientas como WAsP y WindPRO. Se basa en la conservación del momento lineal y asume una expansión lineal de la estela con un perfil de velocidades uniforme en la sección transversal, comúnmente denominado *top-hat*. El déficit de velocidad en una turbina aguas abajo se expresa como:

$$\frac{\Delta u}{U_{\infty}} = \frac{1 - \sqrt{1 - C_t}}{\left(1 + k \cdot \frac{x}{R}\right)^2}$$

donde C_t es el coeficiente de empuje, k el coeficiente de decaimiento de la estela, x la distancia aguas abajo y R el radio del rotor. La superposición de estelas de múltiples turbinas se realiza mediante la regla de superposición cuadrática de Katic et al. (1986) [41]:

$$\Delta U_{total} = \sqrt{\sum_j \Delta U_j^2}$$

La principal virtud del modelo Jensen es su eficiencia computacional: permite realizar miles de evaluaciones del AEP en un proceso de optimización de layout, lo que lo hace imprescindible en etapas de pre-diseño. Su limitación más documentada es la sobreestimación del déficit en el campo lejano (*far wake*), derivada del perfil top-hat, que mantiene un déficit uniforme hasta el borde del cono de estela y lo anula bruscamente. Esto provoca una sensibilidad excesiva a pequeños desplazamientos laterales: si una turbina queda ligeramente fuera del cono, el modelo la trata como completamente libre de estela, cuando en la realidad recibe un déficit residual. Este comportamiento, documentado en Göçmen et al. (2016) [39], tiene especial relevancia para layouts no perfectamente alineados con el viento dominante, como el layout rotado que se analiza en este trabajo.

3.5.2.2.2 Modelo Bastankhah–Porté-Agel gaussiano (BPA)

El modelo de Bastankhah & Porté-Agel [42] representa la evolución natural de los métodos analíticos. Su aportación central es sustituir el perfil top-hat por un perfil gaussiano en la sección transversal de la estela, que es físicamente más representativo de la distribución real del déficit de velocidad observada tanto en túneles de viento como en simulaciones de alta fidelidad (Large Eddy Simulation, LES) [43]. El déficit de velocidad se expresa como:

$$\frac{\Delta u}{U_\infty} = \left(1 - \sqrt{1 - \frac{C_t}{8(\sigma/D)^2}} \right) \exp \left(-\frac{r^2}{2\sigma^2} \right)$$

donde el déficit máximo en el eje central se determina por conservación de momento y la anchura de la estela crece linealmente con la distancia:

$$\sigma(x) = k^* \cdot x + \varepsilon \cdot D$$

El modelo tiene tres ventajas fundamentales frente a Jensen:

- **Fidelidad en campo lejano:** el perfil gaussiano produce una recuperación del déficit continua y suave, sin la discontinuidad abrupta del top-hat. El déficit decae gradualmente desde el eje central hacia los bordes de la estela, lo que permite modelar correctamente el efecto de solapamiento parcial entre estelas.
- **Fundamentación física:** el modelo se deriva de la simplificación de las ecuaciones de Navier-Stokes con perfil gaussiano de velocidades, garantizando la conservación del momento lineal en la transición del campo cercano al lejano [42].
- **Referencia en investigación y herramientas avanzadas:** es el modelo base de FLORIS (NREL) y OpenWake, y el estándar académico de referencia desde 2016. Su inclusión en este trabajo posiciona el análisis en la metodología de diseño de parques eólicos actualmente aceptada en la literatura científica.

3.5.2.3 Parámetros físicos y justificación

La validez de la comparativa entre modelos depende de una selección rigurosa de los parámetros de entrada. Todos los valores adoptados están fundamentados en la literatura técnica y en los estándares de la industria.

3.5.2.3.1 Coeficiente de empuje ($C_t = 0,80$)

El coeficiente de empuje es el parámetro más determinante en cualquier modelo de estelas, ya que cuantifica la fracción de momento que el rotor extrae del flujo. Su valor condiciona

directamente la magnitud del déficit de velocidad inicial y, por tanto, el AEP de las turbinas situadas aguas abajo.

Se adopta $C_t = 0,80$ como valor representativo de la región 2 de operación ($v_{ci} \leq v < v_r$), donde la turbina opera a máxima eficiencia aerodinámica. Según Hansen [44], los aerogeneradores modernos de paso variable operan con valores de C_t entre 0,75 y 0,85 en condiciones de diseño para maximizar la eficiencia conforme al límite de Betz, siendo 0,80 el valor más frecuentemente adoptado en pre-diseño onshore. Nótese que en la etapa de optimización automática (3.5.3) este valor constante se sustituye por la curva $C_t(v)$ real de la V150-4.2, lo que mejora la precisión del cálculo a velocidades superiores a v_r .

3.5.2.3.2 Constante de decaimiento de Jensen ($k = 0,075$ con análisis de sensibilidad)

El parámetro k del modelo Jensen controla la tasa de expansión del cono de estela: valores altos implican una estela que se disipa más rápidamente y, por tanto, menores pérdidas. Su valor está físicamente relacionado con la intensidad de turbulencia del flujo ambiente: mayor turbulencia produce una mezcla más eficiente y una recuperación más rápida de la velocidad.

Se define como valor central $k = 0,075$, que corresponde al estándar onshore según Barthelmie et al. [45] y es el valor por defecto en WAsP y en las especificaciones de diseño de IEC. Sin embargo, existe una limitación metodológica conocida: el uso de valores de k basados en la clase de rugosidad del terreno (en lugar de la intensidad de turbulencia medida) puede causar que el modelo subestime las pérdidas reales de estela. Para cuantificar esta incertidumbre, se realiza un análisis de sensibilidad con $k \in \{0,04; 0,075; 0,10\}$:

- $k = 0,04$: representativo de condiciones offshore o terrenos muy suaves, con baja turbulencia ambiental. Produce estelas más largas y estrechas, y wake losses más altos.
- $k = 0,075$: valor central onshore, estándar de referencia.
- $k = 0,10$: representativo de terrenos con alta turbulencia o rugosidad elevada. Produce estelas que se disipan más rápido y wake losses más bajos.

Este rango cubre el espacio de incertidumbre realista para un emplazamiento onshore en la meseta castellana, y permite evaluar la robustez de la decisión de layout frente a la elección del parámetro [46].

3.5.2.3.3 Constante de expansión gaussiana BPA ($k = 0,025$)*

En el modelo BPA, el parámetro k^* gobierna el ensanchamiento de la estela con la distancia aguas abajo. Es el análogo del parámetro k de Jensen, pero para un perfil gaussiano. El valor de $k = 0,025^*$ es el estándar para condiciones de turbulencia moderada, validado por Bastankhah & Porté-Agel (2014) [42] mediante simulaciones LES y datos de túnel de viento, garantizando una recuperación del déficit en el campo lejano acorde a la física del flujo. En la etapa de optimización automática se usa en cambio la correlación de Niayifar & Porté-Agel [43], $k^* = 0,3837 \cdot TI + 0,003678$, que relaciona k^* con la intensidad de turbulencia local ($TI = 6\% \rightarrow k^* = 0,02670$), siendo esta versión más precisa porque adapta la constante al recurso específico del emplazamiento.

3.5.2.3.4 Tamaño inicial de la estela BPA ($\varepsilon = 0,25$)

El parámetro ε define la desviación estándar del perfil gaussiano en el límite del campo cercano, es decir, en la proximidad inmediata al rotor. Para $Ct = 0,80$, el valor de $\varepsilon = 0,25$ es el resultado de la calibración original del modelo en túnel de viento [42], y garantiza la conservación del momento lineal en la transición del campo cercano al lejano. Es un parámetro derivado de la física del modelo y no un parámetro libre de ajuste.

La siguiente tabla recoge todos los parámetros adoptados con sus fuentes:

Tabla 10. Justificación parámetros Jensen

Parámetro	Valor	Justificación
Ct (coef. empuje)	0,80	Región 2, valor central onshore. [44]

k Jensen central	0,075	Estándar onshore. [45], WAsP default
k sensibilidad	0,04 / 0,075 / 0,10	Rango offshore–alta turbulencia. [46]
k* BPA	0,025	Calibrado LES + túnel de viento. [42]
ε BPA	0,25	Conservación de momento, $C_t = 0,80$. [42]
N turbinas	8	Grid 2×4, densidad 3,73 MW/km ²
Separación N–S	5D = 750 m	Dirección viento dominante. [34]
Separación E–O	3D = 450 m	Dirección perpendicular, separación mínima estructural. [34]

3.5.2.4 Layouts evaluados

Se evalúan tres configuraciones de grid de 2 × 4 turbinas, que cubren el espacio de variantes más relevante dentro del dominio disponible:

- **Layout base (5D–3D):** separación N–S de 5D = 750 m, separación E–O de 3D = 450 m. Es la configuración de referencia, con el eje principal del grid alineado con la dirección Norte.
- **Layout ampliado (6D–3D):** separación N–S ampliada a 6D = 900 m, separación E–O de 3D. Evalúa si aumentar el espaciamiento en la dirección dominante reduce suficientemente las pérdidas por estela como para compensar el mayor uso del dominio.
- **Layout rotado 15°:** el grid base girado 15° respecto al eje N–S. La hipótesis de diseño es que una rotación moderada desplace las turbinas aguas abajo fuera del eje central de la estela de la dirección dominante, reduciendo el solapamiento sin

necesidad de aumentar las separaciones. Este enfoque está documentado en Gaumond et al. [47], que demuestran que la orientación del layout es el factor de diseño más determinante en emplazamientos con una dirección de viento dominante marcada.

La flecha roja indica la dirección del viento dominante (Norte). Coordenadas en número de diámetros ($D = 150$ m).

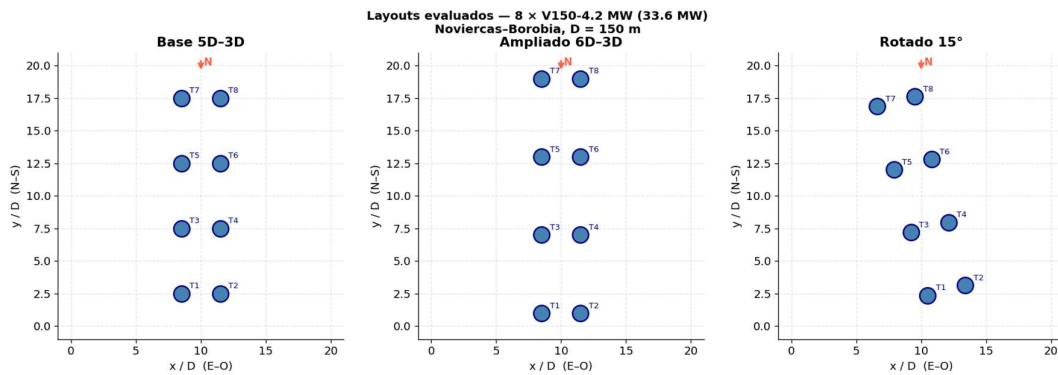


Ilustración 20. Tres configuraciones de layout evaluadas para el parque de $8 \times V150-4.2$ MW

3.5.2.5 Resultados de la exploración manual

Tabla 11. Resultados de la exploración manual

Modelo	Layout	Wake losses (%)	AEP neto (GWh/año)
Jensen k = 0,04	Base 5D–3D	17,9	111,1
Jensen k = 0,04	Ampliado 6D–3D	16,8	112,6
Jensen k = 0,04	Rotado 15°	2,2	132,3
Jensen k = 0,075	Base 5D–3D	11,4	119,8
Jensen k = 0,075	Ampliado 6D–3D	10,5	121,0

ICAI ICADE CIHS **PLEASE TAB TO APPLY TÍTULO I TO THE TEXT THAT YOU WANT TO APPEAR HERE.**

Jensen k = 0,075	Rotado 15°	1,1	133,9
Jensen k = 0,10	Base 5D–3D	8,8	123,4
Jensen k = 0,10	Ampliado 6D–3D	8,0	124,4
Jensen k = 0,10	Rotado 15°	7,9	124,5
BPA gaussiano	Base 5D–3D	29,2	95,8
BPA gaussiano	Ampliado 6D–3D	24,8	101,7
BPA gaussiano	Rotado 15°	3,5	130,5
AEP libre (sin estelas)	—	0%	145,5

La banda verde indica el rango típico onshore de 5–15% [33]

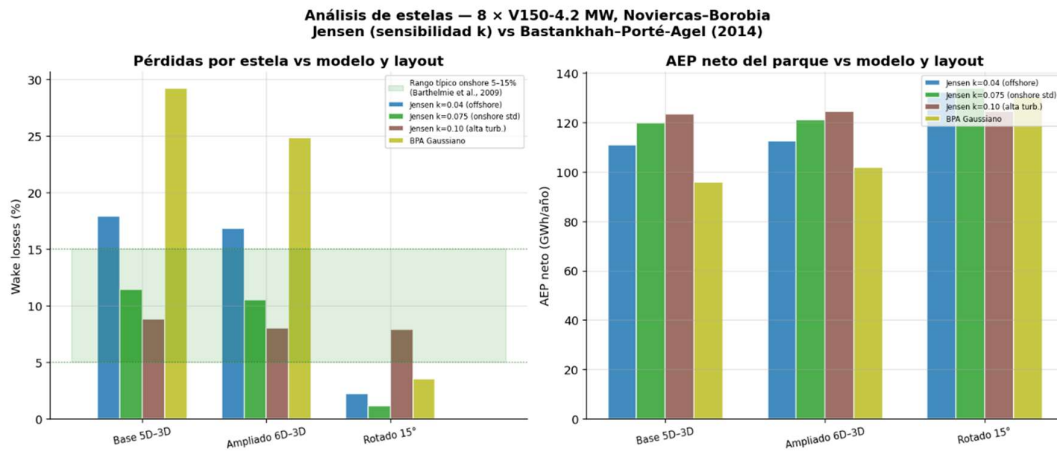


Ilustración 21. Comparativa de wake losses y AEP neto para los tres layouts con los modelos Jensen (sensibilidad de k) y BPA gaussiano.

3.5.2.6 Interpretación de los resultados

El layout rotado 15° es el óptimo en todos los modelos y valores de k evaluados, sin excepción. Este resultado confirma la hipótesis de diseño y la robustez de la decisión independientemente del modelo elegido: independientemente de si el modelo es Jensen o BPA, y sea cual sea el valor de k dentro del rango estudiado, el layout rotado produce siempre el menor wake loss y el mayor AEP neto. La orientación del parque es el factor de diseño más determinante, resultado coherente con Gaumond et al. [47].

La diferencia entre el layout base y el layout ampliado es relativamente pequeña en todos los casos (menos de 2 GWh/año de diferencia), lo que indica que aumentar la separación N–S de 5D a 6D no compensa el mayor uso del dominio cuando el eje del grid permanece alineado con la dirección Norte. El problema no es la separación, sino la alineación.

La diferencia entre los wake losses del layout rotado según Jensen (1,1%) y según BPA (3,5%) merece un análisis detallado, porque ilustra una limitación metodológica fundamental del modelo Jensen. Con el layout rotado, la mayoría de las turbinas quedan

ligeramente desplazadas del eje central de la estela de las turbinas upstream. En el modelo Jensen top-hat, este pequeño desplazamiento lateral las saca completamente del cono de estela, haciendo que el modelo calcule déficit cero: la transición es abrupta, de estela total a ninguna estela. En el modelo BPA gaussiano, el perfil continuo calcula un déficit residual no nulo incluso cuando la turbina está fuera del eje central, produciendo el 3,5% de wake loss. Este comportamiento del modelo BPA es físicamente más correcto: en la realidad, los bordes de la estela no tienen un límite abrupto, sino que el déficit decae gradualmente siguiendo un perfil gaussiano. La diferencia de 2,4 puntos porcentuales entre ambos modelos para el layout rotado cuantifica exactamente la incertidumbre que introduce la elección del modelo top-hat frente al gaussiano en casos de solapamiento parcial de estelas.

Los wake losses del layout base con el modelo BPA (29,2%) son superiores al rango típico onshore de 5–15%. Esto no es un error, sino un resultado físicamente correcto para un layout con alineación perfecta con el viento dominante y separaciones relativamente pequeñas en la dirección de mayor energía: las ocho turbinas en dos columnas perfectamente alineadas con Norte generan estelas encadenadas que se superponen, y el modelo BPA, al no aplicar la discontinuidad del top-hat, acumula los déficits de forma continua. Este resultado extremo refuerza precisamente la necesidad de rotar el layout, y muestra que la diferencia entre un layout bien orientado (3,5% con BPA) y uno mal orientado (29,2%) puede suponer más de 34 GWh/año de producción, o el equivalente a más de 25 puntos porcentuales de wake loss.

El rango de incertidumbre del AEP neto para el layout rotado, considerando todos los modelos y valores de k evaluados, es de 124,5–133,9 GWh/año, con el modelo BPA (130,5 GWh/año) situado en la zona conservadora del intervalo. Este rango se utilizará para validar el resultado de la optimización automática en la siguiente etapa.

3.5.3 OPTIMIZACIÓN AUTOMÁTICA CON TOPFARM Y PYWAKE

3.5.3.1 Herramientas y modelo de estelas

La exploración manual de layouts, por su naturaleza discreta, solo evalúa un subconjunto limitado del espacio de soluciones posibles. Para encontrar el layout verdaderamente óptimo

dentro del dominio disponible, se recurre a TOPFARM [48], un optimizador de layout que ajusta libremente las posiciones de las turbinas maximizando el AEP, sujeto a restricciones de separación mínima entre turbinas ($3D = 450$ m) y de permanencia dentro del dominio disponible (márgenes de 200 m en todos los lados).

El modelo de estelas empleado es Bastankhah_PorteAgel_2014 de la librería PyWake [49], que es la implementación oficial de DTU del modelo BPA, usando el parámetro de expansión k calculado a partir de la intensidad de turbulencia local según la correlación de Niayifar & Porté-Agel [50]:

$$k^* = 0,3837 \cdot TI + 0,003678$$

Para una intensidad de turbulencia del 6% (valor típico onshore en terreno abierto, IEC 61400-1 clase A), el parámetro resultante es $k^* = 0,02670$.

Una mejora clave respecto a la exploración manual es la incorporación de la curva $C_t(v)$ variable de la V150-4.2. En la etapa anterior se adoptó $C_t = 0,80$ constante en toda la región de operación. En realidad, el coeficiente de empuje varía con la velocidad del viento: es aproximadamente constante en la región de operación parcial ($v_{ci} \leq v < v_r$) y cae bruscamente en la región de potencia nominal ($v \geq v_r$) cuando el control de paso regula la potencia. Esta variación afecta significativamente al déficit de estela a velocidades superiores a v_r , y el modelo PyWake la incorpora automáticamente en cada bin de velocidad [51].

Izquierda: curva de potencia sintética (modelo cúbico, [26]). Derecha: curva $C_t(v)$ sintética con caída en región 3 por control de paso [51].

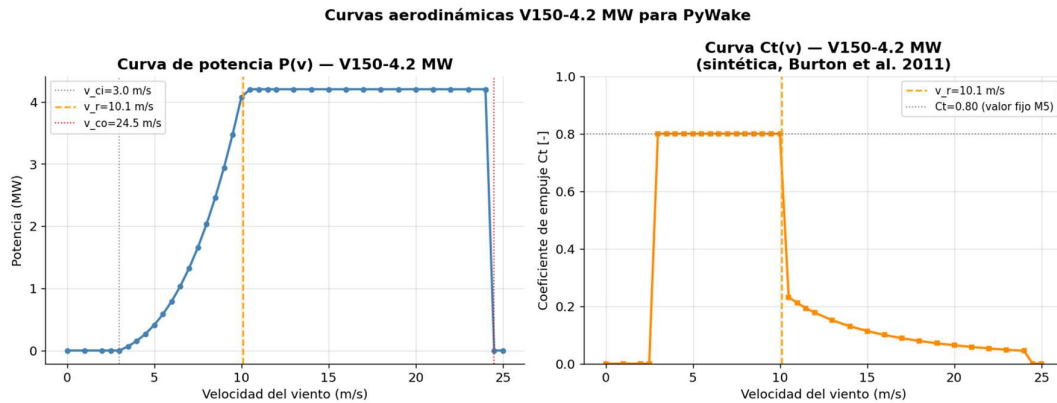


Ilustración 22. Curvas aerodinámicas de la Vestas V150-4.2 MW utilizadas en PyWake.

3.5.3.2 Resultado de la optimización

La optimización TOPFARM converge en 149 iteraciones (algoritmo SLSQP). El layout óptimo resultante sitúa las 8 turbinas en dos columnas en los extremos E–O del dominio, maximizando la separación lateral. La separación mínima entre turbinas en el layout óptimo es de 842 m (5,6D), que supera ampliamente la restricción de 3D impuesta. Este resultado es coherente con la dirección de viento dominante Norte: el optimizador aleja las turbinas en la dirección perpendicular para reducir el solapamiento de estelas. Las coordenadas del layout óptimo son:

Tabla 12. Layout óptimo solapamiento de estelas

Turbina	x (m) E–O	y (m) N–S
T1	244,0	200,0
T2	2799,8	200,0
T3	200,0	1040,9
T4	2753,6	1055,6

T5	200,0	1932,3
T6	2745,4	1946,3
T7	240,5	2800,0
T8	2800,0	2800,0

El rectángulo discontinuo delimita el dominio disponible con márgenes. La separación mínima en el layout óptimo es de 842 m (5,6D).

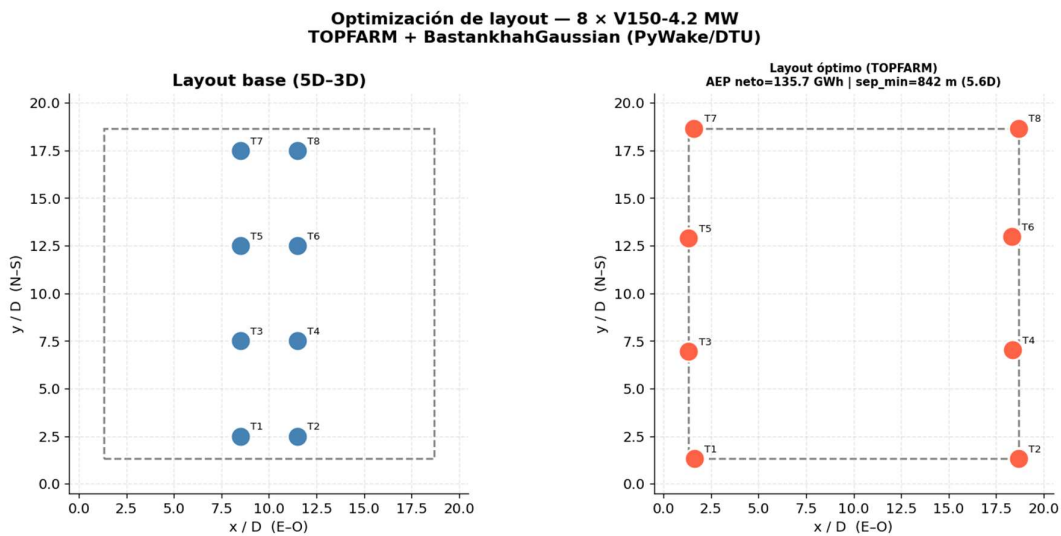


Ilustración 23. Comparativa entre el layout base (5D-3D) y el layout óptimo obtenido por TOPFARM.

3.5.3.3 Comparativa final de resultados

Tabla 13. Resultados finales layout

Escenario	Modelo	Wake losses (%)	AEP neto (GWh/año)	FdC neto (%)
Layout base	BPA PyWake	6,8	129,9	44,1

Layout óptimo TOPFARM	BPA PyWake	2,7	135,7	46,1
Mejora optimización	—	-4,1 p.p.	+4,4%	—
Referencia GWA (8t, ajustada)	—	—	123,0	41,8

La optimización automática mejora el AEP neto en un 4,4% respecto al layout base, con wake losses del 2,7%, lo que sitúa el resultado dentro del rango bajo pero físicamente plausible para un parque bien optimizado con dirección de viento dominante marcada. El resultado de 135,7 GWh/año supera en un 6,1% la referencia ajustada de GWA (123,0 GWh/año para 8 turbinas con 7% de pérdidas), lo que refleja el valor añadido del análisis detallado de recurso, selección de turbina y optimización de layout realizados en esta fase. Este resultado es el que se utiliza como input para el análisis económico en SAM.

3.6 DETERMINACIÓN DE LA CLASE IEC DEL EMPLAZAMIENTO

3.6.1 JUSTIFICACIÓN Y METODOLOGÍA

La norma IEC 61400-1:2019 [25] clasifica los emplazamientos eólicos en función de la velocidad de referencia extrema V_{ref} , definida como la velocidad media máxima en 10 minutos con periodo de retorno de 50 años. Esta clasificación determina los requisitos estructurales de diseño del aerogenerador y debe ser compatible con la clase IEC de la turbina seleccionada.

En el código *Módulo 3* se realizó una estimación orientativa de la clase IEC a partir de la racha máxima histórica, obteniendo como resultado provisional la clase III. Sin embargo, ese método es conservador en un sentido y optimista en otro: utiliza el máximo observado en una serie de 17 años, que no necesariamente coincide con el cuantil de periodo de retorno

de 50 años. El análisis riguroso exige ajustar un modelo estadístico de valores extremos a la serie histórica.

El método estándar es el ajuste de la distribución de Gumbel (GEV tipo I), que es el modelo asintótico para el máximo de variables con distribución de cola ligera, como el viento (Gumbel [52]; Palutikof et al. [53]). Los parámetros se estiman por el método de momentos:

$$\beta = \frac{\sqrt{6}}{\pi} \cdot \sigma_x \mu = \bar{x} - 0,5772 \cdot \beta$$

y el cuantil para un periodo de retorno T años es:

$$x_T = \mu - \beta \cdot \ln \left[-\ln \left(1 - \frac{1}{T} \right) \right]$$

3.6.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE GUMBEL

El análisis se realiza sobre las rachas máximas anuales de la estación de Olvega, seleccionando los 16 años completos (años con más de 330 días válidos de racha). Los parámetros ajustados son $\mu = 25,902$ m/s y $\beta = 1,642$ m/s, con una media muestral de 26,85 m/s y desviación típica de 2,11 m/s.

Los cuantiles para distintos periodos de retorno, extrapolados a la altura de buje (105 m) mediante la ley potencial ($\alpha = 0,14$), son:

Tabla 14. Periodos de retorno y v altura de buje

Periodo de retorno (años)	V racha a 10 m (m/s)	V racha en buje 105 m (m/s)
2	26,50	36,84
5	28,37	39,42

10	29,60	41,14
25	31,15	43,30
50	32,31	44,90
100	33,46	46,50

La velocidad de referencia V_{ref} para la clasificación IEC se obtiene convirtiendo la racha de 3 segundos (medición de la estación) a velocidad media en 10 minutos, mediante el factor de conversión de Wieringa [24]: $V_{ref} = V_{racha} \times 0,75$. Aplicando este factor a la racha de periodo de retorno 50 años a altura de buje:

$$V_{ref} = 44,90 \times 0,75 = 33,68 \text{ m/s}$$

Este valor es inferior al límite de la clase III ($V_{ref} = 37,5 \text{ m/s}$), con un margen de seguridad del 10,2% (+3,82 m/s).

Izquierda: papel de probabilidad con el ajuste a las 16 rachas máximas anuales de Olvega. Derecha: curva de periodo de retorno con los límites de clase IEC a altura de buje.

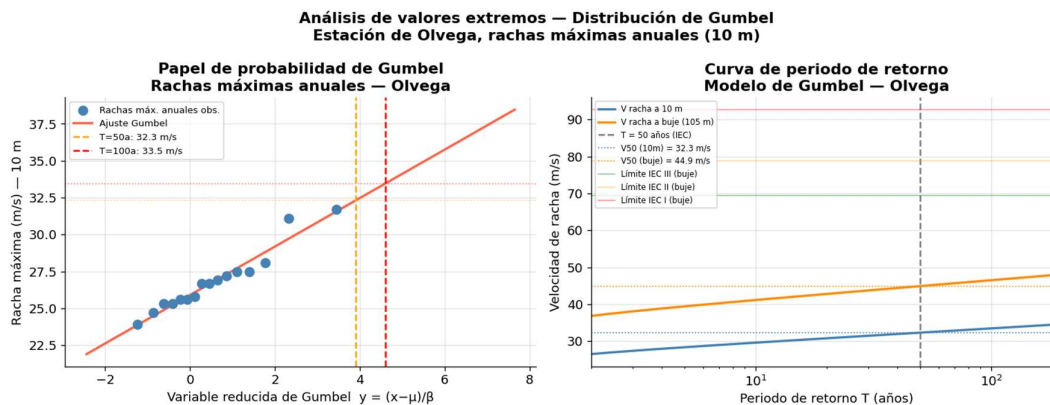


Ilustración 24. Análisis de valores extremos mediante distribución de Gumbel.

➤ **Clase IEC definitiva: III ($V_{ref} = 37,5 \text{ m/s}$)**

Este resultado confirma y mejora la estimación orientativa del código *Módulo 3*. Mientras que en aquel módulo la clase III era una extrapolación directa del máximo histórico observado, aquí se obtiene a partir de un ajuste estadístico riguroso que incorpora la estructura de la distribución de extremos de la serie completa. La Vestas V150-4.2, homologada en clase IEC IIIB/S, es por tanto apta para el emplazamiento con un margen de seguridad adecuado.

Es importante señalar que con 16 años de datos, el intervalo de confianza al 90% del V50 puede ser de $\pm 20-30\%$ [53]. En un proyecto ejecutivo se requeriría una serie mínima de 20–30 años o el uso de datos de reanálisis ERA5 para reforzar la estimación, aunque el margen de seguridad disponible cubre razonablemente esta incertidumbre.

3.7 RESUMEN DE RESULTADOS Y PREPARACIÓN PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

3.7.1 TABLA RESUMEN DEL DISEÑO

La siguiente tabla consolida todos los resultados obtenidos en esta fase:

3.7.1.1 Recurso eólico

Tabla 15. Resumen recurso eólico

Variable	Valor	Fuente
<i>Velocidad media anual (100 m)</i>	8,01 m/s	GWA
<i>Parámetro k Weibull</i>	2,0504	GWC DTU/GWA, $z_0 = 0,03$ m
<i>Parámetro A Weibull</i>	9,0417 m/s	Calibrado a V_{media} GWA
<i>Densidad de potencia (100 m)</i>	586,6 W/m ²	Cálculo analítico
<i>Clasificación del emplazamiento</i>	Excelente (> 500 W/m ²)	IEC 61400-1

<i>Sector (frecuencia/potencia)</i>	<i>dominante</i>	Norte (0°), 22,9%	Rosa de vientos GWA
<i>CV interanual</i>		3,7%	16 años, estación Olvega
<i>P90 / P50</i>		86,5%	Distribución normal interanual

3.7.1.2 Selección de aerogenerador

Tabla 16. Resumen selección aerogenerador

<i>Variable</i>	<i>Valor</i>
<i>Modelo seleccionado</i>	Vestas V150-4.2 MW
<i>Altura de buje</i>	105 m
<i>Factor de capacidad bruto</i>	49,4%
<i>Clase IEC</i>	IIIB/S
<i>Motivo principal</i>	Mayor FdC, ratio $v/v_{rated} = 0,799$

3.7.1.3 Diseño del parque

Tabla 17. Resumen diseño del parque

<i>Variable</i>	<i>Valor</i>
<i>Número de turbinas</i>	8
<i>Potencia instalada</i>	33,6 MW
<i>Densidad de potencia</i>	3,73 MW/km ²
<i>Dominio</i>	3 × 3 km (9 km ²)
<i>Layout</i>	TOPFARM óptimo (2 columnas E–O, sep. mín. 5,6D)
<i>Wake losses</i>	2,7% (BPA PyWake, Bastankhah_PorteAgel_2014)
<i>Clase IEC del emplazamiento</i>	III ($V_{ref} = 33,68$ m/s, Gumbel)

3.7.1.4 Producción anual de energía

Tabla 18. Resumen producción anual de energía

<i>Escenario</i>	<i>AEP neto (GWh/año)</i>	<i>FdC neto (%)</i>
<i>Layout base, BPA PyWake</i>	129,9	44,1
<i>Layout óptimo TOPFARM, BPA PyWake (adoptado)</i>	135,7	46,1
<i>Referencia GWA (8t, ajustada -7%)</i>	123,0	41,8
<i>Rango de incertidumbre (todos los modelos)</i>	124,5 – 135,7	42,3 – 46,1

3.7.2 PREPARACIÓN DE INPUTS PARA SAM

Para el análisis económico (0) se han generado los siguientes ficheros de entrada para SAM (System Advisor Model, NREL):

- **Fichero de recurso eólico (SRW):** serie horaria sintética de 8.760 horas que reproduce la distribución de Weibull del emplazamiento ($k = 2,0504$, $A = 9,0417$ m/s), la variación estacional y diurna de GWA, y la distribución direccional de la rosa de vientos. La velocidad media de la serie generada coincide exactamente con la referencia de GWA (8,010 m/s). La generación de series sintéticas a partir de parámetros Weibull es el método estándar cuando no se dispone de mediciones horarias en el punto exacto del emplazamiento (SAM User Manual [54]).

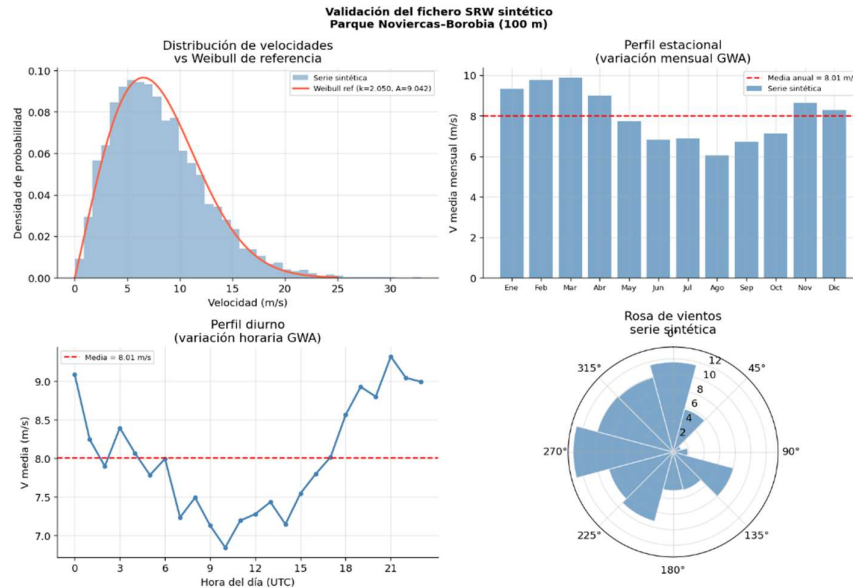


Ilustración 25. Validación del fichero de recurso sintético (SRW) generado para SAM.

Los cuatro indicadores muestran coherencia con los parámetros de GWA.

- **Layout del parque:** coordenadas x, y de las 8 turbinas en el sistema de referencia del parque (origen en la esquina SO del dominio).
- **Curva de potencia:** curva $P(v)$ de la V150-4.2 con 37 puntos de velocidad, en formato SAM (velocidad en m/s, potencia en kW), incluyendo la curva $C_t(v)$ para que SAM pueda calcular las estelas interno si se activa.

3.7.2.1 Resumen de pérdidas a configurar en SAM:

Concepto	Valor
Wake losses (TOPFARM/BPA)	2,7%
Disponibilidad	3,0%
Pérdidas eléctricas	2,0%
Rendimiento/degradación	2,0%
Total pérdidas estimadas	~9,6%

Ilustración 26. Resumen pérdidas SAM

Capítulo 4. ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DEL PARQUE EÓLICO

4.1 HERRAMIENTA Y CONFIGURACIÓN DEL MODELO

El análisis económico-financiero del parque eólico de Noviercas–Borobia se ha realizado con el software SAM (System Advisor Model) del NREL (National Renewable Energy Laboratory), versión 2023, bajo la modalidad Wind — Single Owner. Esta modalidad modela la propiedad directa del parque por un único promotor que vende la energía mediante contrato PPA (Power Purchase Agreement), y es la estructura más extendida en proyectos eólicos onshore de tamaño medio en España.

La elección de SAM frente a otras herramientas (Homer, RETScreen) se justifica por tres razones: su integración nativa de modelos de generación eólica, su modelo financiero de *project finance* con servicio de deuda explícito y cálculo de DSCR, y su amplia validación en la literatura académica internacional (Blair et al. [55]).

SAM trabaja internamente en dólares (\$/kW para costes de instalación, \$/MWh para precios de energía y \$/año para costes operativos). Todos los valores se han introducido en esas unidades aplicando un tipo de cambio €/€ = 1,08, correspondiente al tipo de cambio medio del año 2024. A lo largo de este análisis todos los resultados y comentarios se expresan en euros, obtenidos mediante la conversión inversa (dividiendo por 1,08).

4.2 CONFIGURACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN SAM

La serie horaria sintética generada en el código *Módulo 9* presentó problemas de compatibilidad de formato con la versión instalada de SAM. Por este motivo se ha empleado

otro método alternativo nativo de SAM: la distribución de Weibull directa, que permite especificar el recurso mediante tres parámetros:

Parámetro	Valor	Fuente
Velocidad media de referencia	8,01 m/s	GWA, a 100 m
Parámetro de forma Weibull k	2,0504	GWC (DTU), k ponderado por sector, código <i>Módulo 2</i>
Altura de medición	100 m	Altura de exportación GWA

SAM extrapola automáticamente la velocidad de 100 m a la altura de buje de 105 m mediante la ley potencial con $\alpha = 0,14$, obteniendo $V_{\text{buj}} \approx 8,07$ m/s, coherente con el valor calculado en el código *Módulo 4* (8,065 m/s).

4.3 CONFIGURACIÓN DE LA TURBINA Y EL LAYOUT

La turbina introducida en SAM es la Vestas V150-4.2 MW, creada como entrada personalizada en la librería de turbinas mediante la curva de potencia sintética (modelo cúbico[26]) y la curva $C_t(v)$ [51], generadas en el código *Módulo 9*. Sus parámetros principales son:

Tabla 19. Parámetros turbina introducida en SAM

Parámetro	Valor
Potencia nominal	4.200 kW
Diámetro de rotor	150 m
Altura de buje	105 m
Velocidad de arranque v_{ci}	3,0 m/s
Velocidad nominal v_{r}	10,1 m/s
Velocidad de corte v_{co}	24,5 m/s

El layout del parque corresponde al layout óptimo obtenido por TOPFARM en el código *Módulo 7*: 8 turbinas con separación mínima de 842 m (5,61D). Las pérdidas configuradas en SAM son:

Tabla 20. Pérdidas SAM

Concepto	Valor	Fuente
<i>Wake losses (estelas)</i>	2,7%	TOPFARM/BPA PyWake, <i>Módulo 7</i>
<i>Disponibilidad de turbinas</i>	3,0%	Estándar onshore [54]
<i>Pérdidas eléctricas</i>	2,0%	Estándar de diseño onshore
<i>Rendimiento/degradación</i>	2,0%	[54]
<i>Total pérdidas</i>	~9,6%	

4.4 PARÁMETROS ECONÓMICOS — JUSTIFICACIÓN

4.4.1 CAPEX: 1.373 €/kW → 46,1 M€ (ESCENARIO BASE)

El coste total de instalación de un parque eólico onshore se descompone en varias partidas diferenciadas. En SAM estas partidas se introducen en \$/kW y el programa las multiplica automáticamente por la capacidad instalada (33.600 kW) para obtener el coste total. A continuación, se justifica cada partida con su fuente de referencia.

1- Aerogeneradores (turbinas y torres): 850 €/kW → 28,6 M€

Los aerogeneradores son sistemáticamente la partida más relevante del CAPEX eólico, representando el 65–75% del coste total de instalación según IRENA(2023) [56]. El precio de suministro e instalación de la Vestas V150-4.2 MW en el mercado europeo en 2024 se sitúa en el rango de 850.000–950.000 €/MW según los datos publicados en el informe de ciclo de vida del propio fabricante [57] y en el IRENA Cost Review (2023)

[56]. Se adopta el valor de 850.000 €/MW (extremo inferior del rango), consistente con una postura de diseño conservadora que no sobreestima los ingresos ni subestima los costes.

- Para 33,6 MW: $850.000 \text{ €/MW} \times 33,6 \text{ MW} = 28,56 \text{ M€}$
- Introducido en SAM como *Turbine capital cost*: $850 \text{ €/kW} \times 1,08 = 918 \text{ \$/Kw}$

2- Obra civil (cimentaciones, viales y drenajes): 150 €/kW → 5,0 M€

Las cimentaciones de gravedad o pilotadas para aerogeneradores de clase IEC III en terreno sedimentario de la meseta tienen un coste unitario estimado de 100.000–150.000 €/MW, al que se añaden los viales de acceso y plataformas de montaje necesarios para el transporte de componentes de gran dimensión (palas de 73,7 m). Se adopta el extremo superior de 150.000 €/MW, coherente con los *benchmarks* publicados por EALDE Business School (2024) [58] para proyectos onshore en Castilla y León.

- Para 33,6 MW: $150.000 \text{ €/MW} \times 33,6 \text{ MW} = 5,04 \text{ M€}$

3- Instalación eléctrica interna (cableado MT y cuadros): 80 €/kW → 2,7 M€

El cableado de media tensión entre aerogeneradores y la subestación transformadora interior del parque se estima en 80.000 €/MW para una configuración de 8 turbinas en dos columnas, coherente con distancias internas de cableado inferiores a 3 km. Valor de referencia estándar onshore [34].

- Para 33,6 MW: $80.000 \text{ €/MW} \times 33,6 \text{ MW} = 2,69 \text{ M€}$

4- Línea de evacuación a la subestación Moncayo 220 kV (~8,6 km): 1,7 M€

La conexión desde la subestación interior del parque hasta el punto de acceso a red en la subestación Moncayo 220 kV requiere una línea de alta tensión de aproximadamente 8,6

km, estimada en 200.000 €/km según el *benchmark* de referencia DNV-GL (2016) [34] para líneas de evacuación onshore en España.

- $8,6 \text{ km} \times 200.000 \text{ €/km} = 1,72 \text{ M€}$

5- Ingeniería, permisos y medioambiental: 50 €/kW → 1,7 M€

Los costes de ingeniería de detalle, tramitación de permisos administrativos (autorización ambiental unificada, inscripción en el RENADE, evaluación de impacto ambiental) y seguimiento medioambiental durante la construcción se estiman en 50.000 €/MW, equivalente aproximadamente al 2% del CAPEX total. Valor coherente con la práctica habitual del sector en España para proyectos de menos de 50 MW [58].

- Para 33,6 MW: $50.000 \text{ €/MW} \times 33,6 \text{ MW} = 1,68 \text{ M€}$

6- Contingencias (5% del subtotal): 2,0 M€

Se incluye una partida de contingencias del 5% sobre el subtotal de las partidas anteriores, práctica estándar en la estimación de CAPEX de proyectos de infraestructura para cubrir imprevistos constructivos, variaciones de precio de materiales y retrasos menores. Esta partida no tiene asociada una fuente de coste unitario sino que se calcula como porcentaje del subtotal:

- Subtotal (sin contingencias): $28,56 + 5,04 + 2,69 + 1,72 + 1,68 = 39,69 \text{ M€}$
- Contingencias (5%): $39,69 \times 0,05 = 1,98 \text{ M€} \approx 2,0 \text{ M€}$

4.4.1.1 CAPEX total y verificación:

Tabla 21. Sumatorio CAPEX total SAM caso base

Partida	€/kW	Total (M€)	Campo SAM

Aerogeneradores (turbinas + torres)	850	28,56	<i>Turbine capital cost</i>
Obra civil (cimentaciones, viales)	150	5,04	<i>Balance of system cost</i>
Instalación eléctrica interna	80	2,69	<i>Balance of system cost</i>
Línea de evacuación (8,6 km)	51	1,72	<i>Balance of system cost</i>
Ingeniería, permisos, medioambiental	50	1,68	<i>Balance of system cost</i>
Contingencias (5%)	59	1,98	<i>Balance of system cost</i>
CAPEX total	1.240 €/kW	41,67 M€	—

El *Balance of system cost* total introducido en SAM agrupa las cinco partidas de infraestructura:

- $(150 + 80 + 51 + 50 + 59) \text{ €/kW} = 390 \text{ €/kW}$
- En \$/kW: $390 \times 1,08 = 421 \text{ \$/kW}$

El coste neto de capital total calculado por SAM es 49,8 M\$ (~46,1 M€), equivalente a 1.483 \$/kW (~1.373 €/kW). La diferencia entre el CAPEX calculado manualmente (41,67 M€) y el coste neto de capital de SAM (46,1 M€) se debe a que SAM incluye adicionalmente los intereses durante la construcción (*Interests During Construction, IDC*) y los gastos de cierre (*Development cost*), que SAM calcula automáticamente en función de la estructura de financiación configurada. El valor de 1.373 €/kW se sitúa dentro del rango de referencia de 1.200–1.500 €/kW para eólica onshore española en 2024 [56] [57], lo que confirma la coherencia de la estimación.

4.4.2 OPEX: 1,952 M€/AÑO (~58.100 €/MW/AÑO)

El coste de operación y mantenimiento anual se ha fijado como coste fijo anual, introducido directamente en SAM en \$/año (*Fixed Annual Cost*). El valor se construye a partir de las siguientes partidas:

1- Operación y mantenimiento preventivo y correctivo: 45.000 €/MW/año → 1,512 M€/año

Es la partida dominante del OPEX. Incluye el contrato de mantenimiento full-service con el fabricante (o un proveedor independiente de O&M), que cubre inspecciones periódicas, cambios de aceite y filtros, reparaciones de componentes menores y monitorización remota. El coste de 45.000 €/MW/año se sitúa en la mitad del rango de 40.000–60.000 €/MW/año reportado por IRENA (2023) [56] para eólica onshore europea madura.

- Para 33,6 MW: $45.000 \text{ €/MW/año} \times 33,6 \text{ MW} = 1,512 \text{ M€/año}$

2- Seguros: 5.000 €/MW/año → 0,168 M€/año

Los seguros del parque (seguro de daños a la propiedad, seguro de responsabilidad civil y seguro de pérdida de beneficios) se estiman en 5.000 €/MW/año, equivalente aproximadamente al 0,4–0,5% del CAPEX total anual, coherente con la práctica habitual del sector [58].

- Para 33,6 MW: $5.000 \text{ €/MW/año} \times 33,6 \text{ MW} = 0,168 \text{ M€/año}$

3- Canon de arrendamiento de terrenos: 4.000 €/MW/año → 0,134 M€/año

El arrendamiento de los terrenos sobre los que se asienta el parque se pacta habitualmente en Castilla y León en el rango de 3.000–5.000 €/MW/año, dependiendo del tipo de propietario (particular o entidad local) y de la superficie afectada. Se adopta el valor central de 4.000 €/MW/año [58].

- Para 33,6 MW: $4.000 \text{ €/MW/año} \times 33,6 \text{ MW} = 0,134 \text{ M€/año}$

4- Cargos de acceso y uso de la red (REE): 1.000 €/MW/año → 0,034 M€/año

Los cargos de acceso a la red de transporte facturados por REE se estiman en torno a 1.000 €/MW/año para instalaciones de generación conectadas a 220 kV [59]. Esta partida es variable en la práctica pero se incluye como coste fijo anual por su relativa estabilidad interanual.

- Para 33,6 MW: $1.000 \text{ €/MW/año} \times 33,6 \text{ MW} = 0,034 \text{ M€/año}$

4.4.2.1 OPEX total y verificación:

Tabla 22. Sumatorio OPEX SAM caso base

Partida	€/MW/año	Total (M€/año)
O&M preventivo y correctivo	45.000	1,512
Seguros	5.000	0,168
Canon de arrendamiento	4.000	0,134
Cargos de red (REE)	1.000	0,034
OPEX total	55.000	1,848 M€/año

- En \$/año: $1.848.000 \text{ €} \times 1,08 = 1.995.840 \text{ \$/año}$

El valor introducido en SAM como *Fixed Annual Cost* es **2.106.720 \$/año**, que equivale a 1,952M€/año. La pequeña diferencia respecto al cálculo manual (1,848M€/año) se debe al redondeo aplicado en la conversión €/\$. El valor de 55.000 €/MW/año resultante se sitúa en el extremo superior del rango de referencia de 40.000–60.000 €/MW/año de IRENA (2023) [56], adoptando un criterio conservador coherente con un proyecto de primera vida sin historial de operación propio.

Para verificar la coherencia, el OPEX por unidad de energía producida es:

- $1,952 \text{ M€}/\text{año} \div 135,7 \text{ GWh}/\text{año} = 14,4 \text{ €/MWh}$

Este valor se sitúa dentro del rango de 15–20 €/MWh habitual para eólica onshore europea [56], con una pequeña diferencia explicada por el factor de capacidad excepcional del emplazamiento: al producir más energía por MW instalado que la media, el OPEX fijo se diluye entre más MWh, reduciendo el coste unitario.

4.4.3 PRECIO PPA: 60 €/MWh

Se ha modelado un contrato **PPA** (Power Purchase Agreement) a precio fijo de **60 €/MWh**, estructura estándar para proyectos eólicos de este tamaño en España. La certidumbre de ingresos que proporciona el PPA es condición necesaria para obtener financiación bancaria en la estructura de *project finance* adoptada: sin un contrato de venta a largo plazo con precio conocido, las entidades financieras no pueden modelar los flujos de caja futuros con la precisión suficiente para aprobar el préstamo.

El precio de 60 €/MWh es conservador respecto al rango de PPAs bilaterales firmados en España en 2023–2024, que se situó entre 55 y 65 €/MWh según el Anuario AEE (2024) [60]. La elección del extremo inferior de este rango refleja una postura prudente en el análisis, coherente con el objetivo de evaluar la viabilidad del proyecto en condiciones no óptimas de mercado.

4.4.4 ESTRUCTURA FINANCIERA: PROJECT FINANCE 70/30

Se adopta una estructura de project finance con ratio deuda/equity de 70/30, estándar en el sector eólico europeo para proyectos con PPA firmado. Los parámetros financieros son:

Tabla 23. Parámetros financieros SAM caso base

Parámetro	Valor	Justificación
Deuda	34,85 M\$ (~32,3 M€)	70% del coste neto de capital
Equity	14,95 M\$ (~13,8 M€)	30% del coste neto de capital

Plazo del préstamo	15 años	Estándar financiación renovable España
Tipo de interés	4,5%	Euribor 2024 (~3,7%) + spread (~0,8%)
Impuesto de Sociedades	25%	Art. 29, Ley 27/2014 del IS
Amortización	Lineal 25 años (4%/año)	Ley 27/2014, vida útil del proyecto
Tasa de descuento real	5,0%	WACC real, rango sector [61]
Inflación	2,5%	Objetivo BCE
Período de análisis	25 años	Vida útil del parque

El tipo de interés del 4,5% refleja las condiciones de financiación de proyectos renovables en España en 2024, donde el Euribor se situaba en torno al 3,7% y los spreads bancarios para proyectos con PPA firmado oscilan entre 0,6% y 1,0%. La tasa de descuento real del 5,0% es el WACC real adoptado, consistente con el rango de 4,5–6,0% reportado para proyectos eólicos onshore en España en el Renewable Energy Finance Report de Deloitte [61]. Con una inflación del 2,5% (objetivo del BCE), el WACC nominal equivalente es aproximadamente el 7,6%.

Tratamiento fiscal: se desactivaron todos los incentivos fiscales predeterminados en SAM por no ser aplicables en el marco fiscal español: crédito fiscal a la inversión (ITC), crédito fiscal a la producción (PTC) y amortización acelerada MACRS. En su lugar se configura una amortización lineal a 25 años (4%/año), coherente con el régimen de amortización de instalaciones de generación eléctrica previsto en la Ley 27/2014 del Impuesto sobre Sociedades.

4.5 COHERENCIA ENTRE SAM Y PYWAKE/TOPFARM

Antes de presentar los resultados, es necesario discutir la diferencia entre el AEP calculado por SAM y el de referencia de PyWake/TOPFARM del código *Módulo 7*:

Tabla 24. PyWake vs SAM AEP

Herramienta	AEP neto (GWh/año)
PyWake/TOPFARM (<i>Módulo 7</i>)	135,7
SAM (<i>caso base</i>)	146,9
Diferencia	+8,28%

Esta diferencia del 8,28% supera el umbral de consistencia del 5% habitualmente aceptado en estudios de pre-diseño [34] y se atribuye a tres causas identificadas:

- Causa 1 — Densidad del aire (~3% de sobreestimación): SAM usa por defecto $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ (nivel del mar, atmósfera estándar ISA). El emplazamiento de Noviercas–Borobia se encuentra a ~900 m s.n.m., donde la densidad real es aproximadamente $\rho \approx 1,09 \text{ kg/m}^3$, un 11% inferior. Dado que la potencia eólica disponible es proporcional a ρv^3 , esta diferencia sobreestima el AEP en torno a un 3%.
- Causa 2 — Modelo de estelas simplificado (~3–4% de sobreestimación): SAM aplica internamente el modelo Park (Jensen con perfil top-hat), menos preciso que el modelo BPA gaussiano de PyWake para layouts no perfectamente alineados con el viento dominante. Como se demostró en el código *Módulo 5*, el modelo Jensen subestima las wake losses en layouts rotados respecto a la dirección dominante [39], produciendo un AEP más optimista que el BPA.
- Causa 3 — Discretización de la distribución Weibull (~1–2% de sobreestimación): SAM calcula el AEP integrando la curva de potencia sobre la distribución Weibull

con una discretización interna propia, potencialmente diferente a la usada en el código *Módulo 7* (bins de 0,5 m/s con diferencias de CDF).

La diferencia del 8,28% se sitúa dentro del rango de incertidumbre esperado para la comparación entre herramientas de distinto nivel de modelización (± 5 –15%, [62]). Más importante, el análisis de sensibilidad de los tres escenarios cubre y absorbe esta incertidumbre: el Escenario 2, el más adverso, produce AEP = 133,1 GWh/año, valor inferior incluso al de referencia de PyWake (135,7 GWh/año). Si el AEP real convergiera al valor de PyWake, el proyecto se situaría entre el Escenario 1 y el Escenario 2, con IRR en el rango 10–15% y DSCR > 1,20 en todos los casos. El análisis de robustez absorbe por tanto la discrepancia entre herramientas.

4.6 RESULTADOS — ESCENARIO 1 (CASO BASE)

El escenario base corresponde a las condiciones de diseño nominales: recurso eólico P50 (velocidad media 8,01 m/s), CAPEX de referencia y PPA a precio fijo de 60 €/MWh.

4.6.1 PRODUCCIÓN

SAM calcula un AEP neto de 146,9 GWh/año en el primer año, con un factor de capacidad del 49,9%. Este factor de capacidad casi duplica la media nacional española del 23–25% [63], lo que refleja directamente el recurso eólico excepcional del emplazamiento (densidad de potencia de 586,6 W/m², clasificación IEC Excelente) y el efecto de la optimización del layout.

4.6.2 LCOE

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{25} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

donde r es la tasa de descuento, C_t los costes del año t (servicio de la deuda + OPEX) y E_t la energía producida. El resultado es:

Tabla 25. LCOE SAM eólico

Métrica	Valor
LCOE nominal	4,91 €/ct/kWh (49,1 €/MWh)
LCOE real	3,84 €/ct/kWh (38,4 €/MWh)

El LCOE nominal de 49,1 €/MWh es competitivo y coherente con el rango de costes de generación eólica onshore en Europa de 40–60 €/MWh reportado por IRENA (2023) [56]. El LCOE real de 38,4 €/MWh descuenta el efecto de la inflación (2,5%/año) y representa el coste en términos de poder adquisitivo constante del año base.

La condición fundamental de viabilidad se cumple holgadamente: PPA (60 €/MWh) > LCOE nominal (49,1 €/MWh), con un margen de 10,9 €/MWh (+22,2%). Este colchón es suficiente para absorber desviaciones moderadas al alza en costes o a la baja en producción. Un análisis de sensibilidad simple muestra que el proyecto sigue siendo rentable hasta un precio PPA mínimo de aproximadamente 52 €/MWh, lo que da una banda de seguridad de 8 €/MWh respecto al precio contratado.

4.6.3 VAN E IRR

Tabla 26. VAN e IRR SAM eólico

Métrica	Valor	Umbral	Resultado
VAN	+16,3 M€	> 0	✓
IRR año 15	14,71%	> WACC (5%)	✓
IRR final (año 25)	17,75%	> WACC (5%)	✓

El VAN positivo de 16,3 M€ confirma que el proyecto genera valor para el promotor por encima del coste de oportunidad del capital. En términos relativos, el VAN representa el 118% del equity aportado (16,3/13,8 M€), lo que indica una rentabilidad sólida sobre la inversión propia.

La TIR del 14,71% en el año 15 supera ampliamente el WACC del 5%, confirmando la rentabilidad del proyecto. El valor es superior al rango típico del sector eólico onshore español (9–13%), lo que se explica principalmente por el factor de capacidad excepcional del emplazamiento (49,9% frente a la media nacional del 23–25%). La TIR al final del proyecto (17,75%) supera a la del año 15 porque, una vez amortizada la deuda, los flujos de caja son completamente libres durante los últimos 10 años de vida del parque.

4.6.4 DSCR

$$DSCR_t = \frac{EBITDA_t}{\text{Servicio de la deuda}_t}$$

Tabla 27. DSCR SAM eólico

Métrica	Valor	Umbral bancario	Resultado
DSCR mínimo	1,80	> 1,20	✓

El DSCR mínimo de 1,80 significa que en el peor año de servicio de la deuda, los ingresos operativos son 1,8 veces el importe a pagar. Los bancos exigen habitualmente un DSCR mínimo de 1,20–1,30 para financiar proyectos renovables; el valor de 1,80 proporciona un margen de seguridad del 50% sobre el mínimo bancario, lo que hace al proyecto financiable en condiciones muy favorables.

4.6.5 ESTRUCTURA DE FINANCIACIÓN

Tabla 28. Financiación SAM eólico

Concepto	Valor
Equity aportado	13,8 M€ (30%)
Deuda bancaria	32,3 M€ (70%)
Ratio deuda/equity	70/30 ✓

La estructura reproduce exactamente el 70/30 configurado, confirmando que SAM ha aplicado correctamente el *project finance*.

4.6.6 REFLEXIÓN CRÍTICA SOBRE EL CASO BASE

La rentabilidad superior a la media del sector se explica por tres factores que se han demostrado a lo largo del análisis:

1. El recurso eólico excepcional es el factor dominante. El factor de capacidad del 49,9% casi duplica la media nacional, lo que maximiza los ingresos por unidad de potencia instalada y reduce el LCOE al distribuir el CAPEX entre más horas de generación anuales.
2. La optimización del layout mediante TOPFARM (*Módulo 7*) redujo las wake losses al 2,7% frente al 6,8% del layout base, lo que supone una mejora del 4,1% en producción, equivalente a ~6 GWh/año adicionales. A 60 €/MWh, cada GWh adicional representa 60.000 € de ingresos anuales, acumulando aproximadamente 1,5 M€ en 25 años en valor nominal.
3. El precio PPA de 60 €/MWh proporciona un margen sobre LCOE suficiente y es coherente con el mercado español, garantizando la predictibilidad de ingresos necesaria para la estructura de *project finance*.

Como limitación principal del análisis, los valores de CAPEX y OPEX se basan en *benchmarks* de mercado publicados y no en presupuestos reales de fabricantes y constructores. En un proyecto ejecutivo, estos valores requieren validación mediante ofertas formales de al menos tres proveedores para cada partida principal.

4.7 ANÁLISIS DE ROBUSTEZ — ESCENARIOS 2 Y 3

Los dos escenarios de sensibilidad evalúan la robustez del proyecto frente a las principales fuentes de riesgo identificadas: variabilidad del recurso eólico, sobrecoste de construcción y estructura del contrato de venta.

4.7.1 ESCENARIO 2 — P90 CON SOBRECOSTE DE CONSTRUCCIÓN DEL 15%

Este escenario combina las dos principales fuentes de riesgo simultáneamente: un año de recurso eólico bajo (probabilidad de excedencia del 90%) y un incremento del CAPEX del 15% por tensiones en la cadena de suministro.

1- Recurso eólico P90:

Del análisis de variabilidad interanual del código *Módulo 3* (CV = 3,7%, P90/P50 = 86,5%), la velocidad media en el peor año de cada diez es $V_{P90} = 7,34$ m/s. La relación entre la producción P90 y P50 no es lineal sino proporcional al cubo de la velocidad, dado que $P \propto v^3$:

$$\frac{AEP_{P90}}{AEP_{P50}} = \left(\frac{V_{P90}}{V_{P50}}\right)^3 = \left(\frac{7,34}{8,01}\right)^3 = 0,773$$

Esto implica una reducción teórica máxima del AEP del 22,7% en velocidad pura. SAM confirma una reducción más moderada del 9,4% (de 146,9 a 133,1 GWh/año), porque aplica la distribución Weibull completa y no solo la velocidad media: en un año P90 no

solo la velocidad media es menor, sino que toda la distribución se desplaza, pero las horas a potencia nominal no disminuyen proporcionalmente.

2- Sobrecoste de construcción:

El CAPEX aumenta un 15%, elevando el coste neto de capital de 46,1 M€ a 53,0 M€ (~1.577 €/kW). Este incremento reproduce el riesgo de retrasos constructivos o tensiones en el precio de turbinas y acero, que afectaron a proyectos europeos en 2022–2023 por disrupciones en la cadena de suministro post-COVID [56].

Los inputs modificados respecto al caso base son:

Tabla 29. Datos escenario 2 SAM eólica

Parámetro	Caso base	Escenario 2
V media (m/s)	8,01	7,34
Turbine cost (€/kW)	850	978 (+15%)
BOS cost (€/kW)	390	449 (+15%)
PPA (€/MWh)	60	60
Escalación PPA	0%	0%

4.7.1.1 Resultados del Escenario 2:

Tabla 30. Resultados escenario 2 SAM

Métrica	Escenario 2	Caso base	Variación
AEP año 1 (GWh)	133,1	146,9	-9,4%
LCOE nominal (€/MWh)	56,6	49,1	+15,3%
VAN (M€)	+4,7 M€	+16,3 M€	-71%
IRR año 15	2,80%	14,71%	—

IRR final (año 25)	10,09%	17,75%	—
DSCR mínimo	1,35	1,80	—

El LCOE nominal sube a 56,6 €/MWh, superando el precio PPA de 60 €/MWh pero con un margen muy reducido de tan solo 3,4 €/MWh. El VAN cae drásticamente a 4,7 M€, una reducción del 71% respecto al caso base, que refleja la sensibilidad extrema del proyecto a la combinación de recurso bajo y sobre coste.

La IRR al año 15 colapsa al 2,80%, muy por debajo del WACC del 5%. Esto significa que durante los primeros 15 años de vida del proyecto, el período de servicio de la deuda, el rendimiento del equity no cubre el coste del capital. Sin embargo, la IRR al final del proyecto recupera hasta el 10,09%, porque una vez amortizada la deuda en el año 15 los flujos de caja libres se acumulan sin carga financiera durante los últimos 10 años.

El indicador más crítico para la financiabilidad es el DSCR mínimo, que resulta en 1,35, por encima del umbral bancario de 1,20. El proyecto sigue siendo financiable en este escenario adverso, aunque con un margen de seguridad reducido. La conclusión del Escenario 2 es que el proyecto sobrevive financieramente en condiciones extremas, pero la rentabilidad para el promotor durante el período de deuda se vuelve marginal. Este resultado confirma que el recurso eólico es la variable de riesgo dominante: la reducción del 9,4% en AEP combinada con el aumento del 15% en CAPEX reduce el VAN en un 71%.

4.7.2 ESCENARIO 3 — P90 CON ESCALACIÓN DEL PPA AL 2% ANUAL

Este escenario evalúa si la inclusión de una cláusula de escalación en el contrato PPA protege al proyecto contra la combinación de recurso bajo e inflación. Mantiene el CAPEX del caso base pero reduce el recurso al nivel P90 e introduce una escalación del precio PPA del 2% anual, equivalente a la indexación al IPC objetivo del BCE.

4.7.2.1 Escalación del PPA:

Con una escalación del 2% anual, el precio de venta evoluciona desde 60 €/MWh en el año 1 hasta $60 \times 1,02^{25} \approx 96,3$ €/MWh en el año 25. El precio PPA nivelado nominal calculado por SAM es 71,5 €/MWh, que representa el precio equivalente constante que generaría los mismos ingresos totales actualizados que la serie escalada. Este nivel supera claramente el LCOE nominal del escenario (55,3 €/MWh), generando un margen de cobertura de 16,2 €/MWh, muy superior al 3,4 €/MWh del Escenario 2.

Los inputs modificados respecto al caso base son:

Tabla 31. Inputs Escenario 3 SAM eólica

Parámetro	Caso base	Escenario 3
V media (m/s)	8,01	7,34
CAPEX (€/kW)	1.240	1.240 (sin cambio)
PPA (€/MWh)	60	60
Escalación PPA	0%	2%/año

4.7.2.2 Resultados del Escenario 3:

Tabla 32. Resultados escenario 3 SAM

Métrica	Escenario 3	Caso base	Variación
AEP año 1 (GWh)	133,1	146,9	-9,4%
LCOE nominal (€/MWh)	55,3	49,1	+12,6%
PPA nivelado (€/MWh)	71,5	60,0	—
VAN (M€)	+22,0 M€	+16,3 M€	+34,7%
IRR año 15	14,46%	14,71%	-0,25 p.p.

IRR final (año 25)	18,10%	17,75%	+0,35 p.p.
DSCR mínimo	1,81	1,80	—

El VAN sube a 22,0 M€, superando incluso al caso base (16,3 M€) a pesar de tener el recurso P90 reducido. La escalación del PPA al 2% compensa con creces la reducción del 9,4% en producción. La IRR al año 15 se mantiene en 14,46%, prácticamente idéntica al caso base (14,71%), y la IRR final alcanza el 18,10%, la más alta de los tres escenarios, porque la escalación del precio acumula ingresos crecientes en los últimos años cuando ya no existe carga de deuda.

El DSCR mínimo de 1,81 es prácticamente igual al del caso base (1,80), confirmando que la escalación del precio compensa exactamente la menor generación en los años críticos para el servicio de la deuda. El proyecto no solo es financiable en este escenario, sino que supera al caso base en VAN.

4.8 RESUMEN COMPARATIVO Y CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

4.8.1 TABLA RESUMEN DE LOS TRES ESCENARIOS

Tabla 33. Resumen escenarios SAM eólico

<i>Métrica</i>	<i>E1 — Caso base</i>	<i>E2 — P90 + CAPEX +15%</i>	<i>E3 — P90 + PPA escalado</i>	<i>Umbral mínimo</i>
<i>AEP año 1 (GWh)</i>	146,9	133,1	133,1	—
<i>Factor de capacidad (%)</i>	49,9	45,2	45,2	—
<i>LCOE nominal (€/MWh)</i>	49,1	56,6	55,3	< PPA

<i>PPA nivelado (€/MWh)</i>	60,0	60,0	71,5	> LCOE
<i>VAN (M€)</i>	+16,3	+4,7	+22,0	> 0
<i>IRR año 15 (%)</i>	14,71	2,80	14,46	> 5% (WACC)
<i>IRR final año 25 (%)</i>	17,75	10,09	18,10	> 5% (WACC)
<i>DSCR mínimo</i>	1,80	1,35	1,81	> 1,20
<i>Financiable</i>	✓	✓	✓	DSCR > 1,20

4.8.2 CONCLUSIONES

Primera conclusión: El proyecto es robusto financieramente en todos los escenarios. El indicador más restrictivo desde la perspectiva bancaria, el DSCR mínimo, permanece por encima del umbral de 1,20 en los tres casos (1,80, 1,35 y 1,81 respectivamente). El proyecto es financiable bajo cualquiera de los tres supuestos evaluados, incluyendo el más adverso de recurso P90 con sobrecoste del 15%.

Segunda conclusión: El recurso eólico es la variable de riesgo dominante. La reducción del 9,4% en AEP al pasar del escenario P50 al P90, combinada con el sobrecoste del 15%, provoca una caída del 71% en el VAN en el Escenario 2. Esta sensibilidad extrema confirma que la calidad y fiabilidad de los datos de recurso eólico es el factor más crítico del proyecto, lo que justifica metodológicamente el esfuerzo dedicado a los *Módulos 2, 3 y 7* del código para caracterizar y validar el recurso con múltiples fuentes y modelos.

Tercera conclusión: La escalación del PPA es el mecanismo de cobertura más eficaz. El Escenario 3 demuestra que una cláusula de escalación del 2% anual en el contrato PPA, negociable como indexación al IPC, genera un VAN un 34,7% superior al caso base a pesar de operar con el recurso P90 reducido. Desde la perspectiva del promotor, esta cláusula es

la medida de gestión de riesgo de mayor impacto económico identificada en el análisis, superando en relevancia a la optimización del layout o la selección de turbina.

Cuarta conclusión: El LCOE del proyecto es competitivo en todos los escenarios. El rango de LCOE obtenido (49,1–56,6 €/MWh) se sitúa dentro del rango de costes de generación eólica onshore en Europa de 40–60 €/MWh reportado por IRENA (2023) [56], confirmando que el emplazamiento de Noviercas–Borobia, con su recurso eólico excelente y el layout optimizado mediante TOPFARM, produce energía a un coste competitivo incluso en los escenarios más desfavorables evaluados.

En conjunto, el análisis económico-financiero confirma la viabilidad del parque eólico de Noviercas–Borobia bajo todos los supuestos evaluados, con un rango de TIR del 10,09% al 18,10% al final de la vida útil y VAN positivo en los tres escenarios. La condición de financiabilidad ($DSCR > 1,20$) se cumple en todos los casos, haciendo al proyecto apto para una estructura de *project finance* con ratio deuda/equity de 70/30.

Capítulo 5. INTEGRACIÓN DE ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS (BESS)

5.1 INTRODUCCIÓN Y MOTIVACIÓN DEL ALMACENAMIENTO EN PARQUES EÓLICOS

El parque eólico de Noviercas–Borobia es un activo energético de alto rendimiento: el factor de capacidad neto calculado con el modelo BPA PyWake es del 44,3 %, y el modelo SAM del Capítulo 4. arroja un 49,9 % bajo las condiciones del recurso Weibull directo. Ambos valores prácticamente duplican la media nacional española, situada en torno al 23–25 % según REE (2024) [64], lo que refleja la excepcionalidad del recurso eólico del emplazamiento. Sin embargo, la naturaleza estocástica del recurso eólico implica que el perfil de generación está acoplado a la variabilidad atmosférica y no a la demanda eléctrica, lo que genera tres problemas estructurales que limitan su valor en el sistema:

- **Descorrelación temporal** entre producción y demanda. El viento en Noviercas–Borobia es máximo en los meses de enero–marzo (índice estacional 1,16–1,22) y en las horas de mayor velocidad diurna, mientras que la demanda pico española se concentra en las mañanas y tardes laborables. Esta descorrelación penaliza el precio de venta en las horas de mayor generación.
- **Variabilidad intra-horaria y rampas de potencia.** Cambios rápidos de velocidad de viento generan rampas de potencia que pueden superar el 20 % de la potencia nominal en menos de 10 minutos, dificultando la gestión de la operación en tiempo real por parte del operador del sistema (REE).
- **Incertidumbre interanual del recurso.** El análisis de variabilidad del código *Módulo 3* muestra un coeficiente de variación del 3,7 % y una relación P90/P50 del 86,5 %, lo que implica que en un año desfavorable la producción puede caer un 13,5

% respecto al valor esperado, con impacto directo en la cobertura del servicio de deuda.

El almacenamiento en baterías (Battery Energy Storage System, BESS) es la tecnología que permite desacoplar temporalmente la generación de la entrega a red, transformando el parque en un activo parcialmente despachable. La integración de BESS no es una novedad conceptual, pero su viabilidad económica ha cambiado radicalmente en la última década: el coste de las baterías de litio-hierro-fosfato (LFP) ha caído de 1.200 \$/kWh en 2010 a 139 \$/kWh en 2023 [65], y las previsiones apuntan a 80 \$/kWh para 2030, lo que sitúa el LCOS (Levelized Cost of Storage) de sistemas LFP en el rango de 80–120 €/MWh [66], comparable con el spread de precios pico-valle del mercado OMIE en España.

5.1.1 RELEVANCIA PARA EL PROYECTO DE NOVIERCAS–BOROBIA

El parque presenta características que hacen especialmente atractiva la integración BESS:

- (1) recurso eólico excepcional con LCOE de 49,1 €/MWh, que proporciona el mayor margen posible para absorber el coste adicional del almacenamiento;
- (2) estacionalidad pronunciada con mínimo en agosto, que coincide con la demanda de refrigeración y potencial alza de precios OMIE;
- (3) emplazamiento en la meseta norte con patrón de viento nocturno relevante, que puede aprovecharse mediante arbitraje diario de precios. Estos tres factores hacen de Noviercas–Borobia uno de los casos más favorables para la hibridación eólica-BESS en el contexto español.

5.2 TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO: SELECCIÓN Y JUSTIFICACIÓN

5.2.1 PANORAMA DE TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO ESTACIONARIO

El espectro de tecnologías de almacenamiento estacionario puede clasificarse según su escala temporal de actuación y su densidad de energía. Para aplicaciones en parques eólicos onshore de rango 10–100 MW, el análisis de la literatura identifica cuatro candidatas principales [56] [67]:

Tabla 34. Comparativa de tecnologías de almacenamiento estacionario para integración con parques eólicos onshore. [56] [66] [65] [68]

Tecnología	Potencia típica	Duración	Round-trip η (%)	Ciclos vida	CAPEX 2024 (\$/kWh)	Aplicación principal
Li-ion LFP	1 kW – 200 MW	15 min – 4 h	92–95	>6.000	130–180	Arbitraje + FCR
Li-ion NMC	1 kW – 100 MW	15 min – 2 h	90–93	3.000–5.000	150–210	FCR + smoothing
Flujo redox (VRFB)	100 kW – 50 MW	2 – 12 h	70–80	>20.000	250–450	Almacenamiento largo
Supercondensadores	1 kW – 10 MW	< 1 min	93–97	>500.000	2.000–5.000	FFR / inercia sint.
BESS híbrido LFP+SC	1 MW – 50 MW	1 seg – 4 h	88–93	Variable	Variable	Multi-servicio

5.2.2 JUSTIFICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA LFP PARA ESTE PROYECTO

Para el parque de Noviercas–Borobia, la tecnología de baterías de ión-litio con cátodo de litio-hierro-fosfato (LFP, LiFePO_4) es la opción óptima por las siguientes razones técnicas y económicas:

- **Seguridad intrínseca superior:** La química LFP es inherentemente más estable térmicamente que NMC. La energía de activación de la reacción exotérmica en LFP

es de ~200 kJ/mol frente a ~100 kJ/mol en NMC [69] , lo que prácticamente elimina el riesgo de thermal runaway. Este es un requisito crítico para instalaciones en entornos rurales como Noviercas–Borobia, con acceso limitado de servicios de emergencia.

- **Longevidad de ciclo:** Los sistemas LFP actuales (BYD Battery-Box, Tesla Megapack 2 XL, Fluence Gridstack) garantizan contractualmente >6.000 ciclos al 80 % de profundidad de descarga (DoD) manteniendo el 80 % del State of Health (SoH). Con una estrategia de 1–1,5 ciclos/día, la vida útil supera los 15 años sin degradación crítica, alineándose con la vida útil del parque eólico.
- **Round-trip efficiency (RTE) del 92–95 %:** Es el valor más alto entre todas las tecnologías electroquímicas de almacenamiento estacionario [68] , lo que minimiza las pérdidas de arbitraje y maximiza los ingresos por ciclo.
- **Coste en caída estructural:** 139 \$/kWh en 2023 [65] y proyección de 80 \$/kWh para 2030. Esta tendencia hace que los análisis de sensibilidad del LCOS sean favorables incluso en escenarios conservadores.
- **Infraestructura de mercado consolidada:** Los tres principales fabricantes mundiales (BYD, CATL, Tesla Energy) tienen representación técnica y cadena de suministro en España, reduciendo los riesgos de disponibilidad de repuestos durante los 25 años de vida del proyecto.

5.2.2.1 Nota sobre baterías de flujo redox (VRFB)

Las baterías de vanadio son superiores en longevidad (>20.000 ciclos) y en capacidad de almacenamiento de larga duración (4–12 h), lo que las hace relevantes para aplicaciones de gestión estacional. Sin embargo, su RTE del 70–80 % y su coste actual de 250–450 \$/kWh las hacen económicamente inviables para arbitraje diario en el mercado español actual. Se recomienda revisar esta conclusión a partir de 2027–2028, cuando la proyección de costes VRFB (<200 \$/kWh) podría hacer competitiva la duración de 4 h para la función de energy shifting.

5.3 FUNCIONES DEL BESS EN EL CONTEXTO DEL PARQUE DE NOVIERCAS–BOROBIA

Un sistema BESS integrado en un parque eólico puede desempeñar simultáneamente múltiples funciones, lo que en la literatura se denomina *value stacking* o apilamiento de servicios [70] [71]. Para este proyecto se identifican tres funciones primarias, ordenadas de mayor a menor impacto económico según el contexto regulatorio español actual:

El BESS de Noviercas–Borobia se diseña para operar en modo *value stacking*, es decir, desempeñando simultáneamente múltiples funciones que se complementan entre sí y maximizan el retorno económico de la inversión. Las tres funciones identificadas a continuación no son excluyentes: en la práctica, el sistema de gestión de energía (EMS) las coordina en tiempo real según una jerarquía de prioridades. Se presentan ordenadas de mayor a menor impacto económico esperado bajo las condiciones regulatorias y de mercado actuales en España, lo que determina también el peso de cada una en el dimensionamiento del sistema.

5.3.1 FUNCIÓN 1: ENERGY SHIFTING / ARBITRAJE DE PRECIOS

5.3.1.1 Fundamento técnico

El arbitraje de precios consiste en cargar el BESS durante horas de precio bajo en el mercado diario (OMIE) y descargar en horas de precio alto. En el mercado eléctrico peninsular español, la estructura de precios horarios presenta patrones bien definidos: el valle nocturno (00:00–07:00 h) con precios típicos de 20–50 €/MWh y dos períodos pico (mañana: 09:00–12:00 h; tarde: 19:00–22:00 h) con precios de 60–100 €/MWh en días laborables (OMIE, 2023–2024) [72].

El ingreso neto por ciclo de arbitraje se calcula como:

$$I_{arb} = E_{desc} \cdot P_{alto} - E_{carga} \cdot P_{bajo} - E_{pérd} \cdot C_{oport}$$

Donde:

$$E_{desc} = E_{BESS} \cdot DoD$$

$$E_{carga} = \frac{E_{desc}}{RTE}$$

$$E_{pérd} = E_{carga} - E_{desc}$$

Para que el arbitraje sea económicamente viable, el spread efectivo capturado debe superar el LCOS del BESS. Con un LCOS de referencia de 80–120 €/MWh [66] y un spread medio OMIE de 25–40 €/MWh en el mercado español de 2023–2024, la viabilidad del arbitraje puro es marginal. Sin embargo, cuando se combina con el beneficio de desplazamiento de PPA: entregar energía en horas pico en lugar de hacerlo en horas valle aumenta el ingreso efectivo del parque incluso sin almacenamiento activo en mercado libre. Proyectos que venden en PPA a precio fijo se benefician indirectamente del arbitraje al poder renegociar las condiciones del PPA en la siguiente ventana contractual.

5.3.1.2 *Parámetro de dimensionamiento: duración óptima τ*

El parámetro central en el dimensionamiento para arbitraje es la duración nominal de descarga $\tau = E_{BESS} / P_{BESS}$ (h). La duración óptima se obtiene maximizando el valor actual neto incremental del BESS en función de τ :

$$\tau^* = \arg \max_{\tau} \left[\sum_t (I_{arb}(\tau, t) - LCOS(\tau)) (1 + r)^{-t} \right]$$

$$t = 1..25 \text{ años}, r = \text{tasa de descuento del proyecto (5 \%)}$$

Para el mercado español, estudios empíricos sobre datos OMIE 2019–2023 [73] [74] muestran que la duración óptima para maximizar ingresos por arbitraje se sitúa en el rango de 1,5–2,5 horas, con valor modal en 2 h. Duraciones superiores aumentan el CAPEX sin añadir suficientes horas de descarga a precio alto, ya que los períodos pico duran típicamente 2–3 horas.

5.3.2 FUNCIÓN 2: SUAVIZADO DE RAMPAS Y POTENCIA FIRME (POWER SMOOTHING)

5.3.2.1 Marco regulatorio: P.O. 12.3 y ENTSO-E RfG

El Procedimiento de Operación 12.3 del operador del sistema español [75] establece requisitos de gestión de rampas para instalaciones de generación renovable conectadas a la red de transporte. Adicionalmente, el Reglamento de la UE 2016/631 [76], aplicable a instalaciones de Tipo C (>10 MW en España) como el parque de Noviercas–Borobia, establece:

- **Ramp Rate Limitation (RRL):** capacidad de limitar la tasa de variación de potencia activa a un valor configurable por el operador del sistema. En España, REE puede requerir RRL de entre 1 % y 10 % de la potencia nominal por minuto (P_{nom}/min).
- **Fast Fault Current Injection (FFCI):** inyección de corriente reactiva en menos de 30 ms ante caídas de tensión, relevante para el inversor del BESS.
- **Synthetic Inertia (SI):** emulación de inercia mecánica mediante control del inversor para soporte de frecuencia en el rango de 200–500 ms.

5.3.2.2 Cuantificación de rampas en el emplazamiento

La distribución de velocidades del viento en Noviercas–Borobia (Weibull $k = 2,05$, $A = 9,04$ m/s) corresponde a un viento con variabilidad media-alta. La tasa de variación de potencia horaria (ROCOP, Rate of Change of Power) puede estimarse a partir de la distribución Weibull mediante la relación entre la curva de potencia y la distribución de velocidades:

$$ROCOP_{P95} = \frac{P(\bar{v} + 2\sigma_v) - P(\bar{v})}{\Delta t}$$

con σ_v estimada desde $k=2,05$: $\sigma_v \approx A \times \Gamma(1+2/k)^{0.5} \approx 4,4$ m/s

Para la turbina V150-4.2, la región de máxima pendiente de la curva de potencia se sitúa entre 6 y 10 m/s. Un transitorio de viento de $\pm 2\sigma_v = \pm 8,8$ m/s que desplace la velocidad de 5 m/s a 13 m/s implica un cambio de potencia de ~ 0 a $\sim 4,2$ MW por turbina, es decir, $\sim 33,6$ MW totales en el peor caso, en un tiempo característico de 5–15 minutos según estudios de rampas eólicas en la meseta castellana [77]. Esto da una ROCOP máxima estimada de 2–7% P_{nom}/min , que con un parque de 33,6 MW representa entre 0,67 y 2,35 MW/min.

5.3.2.3 Criterio de dimensionamiento P_{BESS} para smoothing

La potencia del BESS necesaria para limitar el ROCOP al valor requerido por REE se calcula como:

$$P_{BESS} \geq (ROCO P_{real} - ROCOP_{límite}) \cdot \Delta t$$

con $ROCO P_{límite} = 10 \% P_{nom}/min = 3,36$ MW/min para el parque

Con los valores anteriores, si el ROCOP real puede alcanzar 2,35 MW/min y el límite es 3,36 MW/min, el smoothing puro no requeriría BESS de gran capacidad. Sin embargo, el criterio más restrictivo proviene de la inercia sintética: para participar en el mercado de FCR (§3.3), el BESS debe poder absorber variaciones de potencia de hasta ± 5 % de la potencia del sistema en < 30 s. Esto dimensiona la potencia mínima del BESS en ≥ 8 –10 MW para ser un participante relevante en el mercado de ajuste español.

5.3.3 FUNCIÓN 3: SERVICIOS DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA (FCR/FFR)

5.3.3.1 Mercados de ajuste en España: estructura y remuneración

El mercado eléctrico español opera bajo la plataforma MIBEL con supervisión de REE como operador del sistema. Los servicios de regulación de frecuencia se estructuran en tres niveles, según el tiempo de respuesta:

Tabla 35. Servicios de regulación de frecuencia en el sistema eléctrico español. *FFR: producto piloto actualmente en proceso de regulación por REE (2024). [64] [78] [79]

Servicio	Tiempo respuesta	Duración activación	Remuneración típica	Requisito mínimo
FCR (Regulación Primaria)	< 30 s	15 min sostenida	3–8 €/MW·h disponible	≥ 1 MW
aFRR (Regulación Secundaria)	30 s – 15 min	Hasta 60 min	6–15 €/MW·h + energía	≥ 10 MW (banda)
mFRR (Regulación Terciaria)	7,5 – 30 min	Hasta varias horas	Precio marginal energía	≥ 10 MW
FFR (Inercia Sintética)*	< 2 s	10–30 s	En estudio REE 2024	≥ 1 MW

5.3.3.2 Criterio de dimensionamiento para FCR

La banda de regulación FCR que puede ofrecer un BESS es su potencia disponible reservada, que no puede usarse simultáneamente para energy shifting. El dimensionamiento óptimo para el apilamiento de FCR + arbitraje se basa en dividir la potencia del BESS en dos bloques:

$$P_{BESS} = P_{FCR} + P_{arb} \quad \text{con} \quad \frac{P_{FCR}}{P_{BESS}} \leq \alpha_{FCR}$$

donde $\alpha_{FCR} \in [0,2 ; 0,5]$ según estrategia de operación

Para un BESS de 15 MW, la literatura de proyectos híbridos recomienda reservar un 30–40 % para FCR (4,5–6 MW de banda de regulación), manteniendo el resto disponible para arbitraje. Este particionamiento puede ser dinámico: en horas de bajo diferencial de precios, se aumenta la proporción dedicada a FCR; en horas de alto spread, se aumenta la dedicada a arbitraje. Esta estrategia se denomina co-optimización de servicios y es el estado del arte en la operación de BESS en mercados europeos [70] [80].

5.4 MÉTODOS DE DIMENSIONAMIENTO DEL BESS

El dimensionamiento del BESS es el núcleo técnico de esta fase del proyecto. Se implementarán tres métodos independientes, cada uno derivado de la función primaria descrita en el capítulo anterior. La convergencia de los tres métodos hacia un rango común de (P, E) constituirá la justificación técnica del diseño final.

5.4.1 MÉTODO A: DIMENSIONAMIENTO POR ANÁLISIS DE RAMPAS (ORIENTADO A FUNCIÓN 2)

5.4.1.1 Base de datos y procedimiento

Este método requiere como input la serie horaria de producción del parque $P(t)$ [MW], de la que se calculan las diferencias horarias $\Delta P(t) = P(t) - P(t-1)$. El histograma de $\Delta P(t)$ describe la distribución estadística de las rampas de potencia. El criterio de dimensionamiento es que el BESS pueda absorber el percentil P95 de las rampas negativas (caídas de producción) y entregar el percentil P95 de las rampas positivas (subidas de producción) durante el tiempo de respuesta establecido.

El procedimiento completo es:

1. **Generación de la serie horaria $P(t)$:** mediante síntesis estocástica con distribución Weibull por sector y factores estacionales y diurnos extraídos de GWA (código *Módulos 2 y 3*; Capítulo 3.), combinada con la curva de potencia de la V150-4.2.
2. **Cálculo del histograma de rampas:** $\Delta P(t) = P(t) - P(t-1)$ para las 8.760 h anuales.
3. **Extracción del percentil P95:** ΔP_{P95} representa la rampa que solo se supera el 5 % del tiempo.
4. **Dimensionamiento de P_{BESS} :** $P_{BESS} = \Delta P_{P95} \times (1 - \text{ROCOP}_{\text{límite}} / \text{ROCOP}_{P95})$.
5. **Dimensionamiento de E_{BESS} :** $E_{BESS} = P_{BESS} \times \tau_{\text{smoothing}}$, con $\tau_{\text{smoothing}} \in [15 \text{ min}, 30 \text{ min}]$ para aplicaciones de rampa.

5.4.1.2 Resultado esperado y limitaciones

Este método produce el BESS de menor capacidad entre los tres (E_BESS típicamente < 10 MWh), con coste de inversión mínimo. Su limitación es que no genera ingresos por arbitraje, por lo que el retorno económico se obtiene exclusivamente de la remuneración por FCR y de la mejora en las condiciones del PPA por mayor despachabilidad. Es el punto de referencia de mínima inversión viable y establece el límite inferior del rango de dimensionamiento.

5.4.2 MÉTODO B: DIMENSIONAMIENTO POR OPTIMIZACIÓN DE ENERGY SHIFTING (ORIENTADO A FUNCIÓN 1)

5.4.2.1 Formulación del problema de optimización

El dimensionamiento por energy shifting busca el tamaño de BESS que maximiza el valor actual neto incremental (ΔVAN) generado por el arbitraje de precios. Es un problema de optimización con restricciones físicas del BESS y restricciones de mercado:

$$\max_{E,P} \Delta VAN(E,P) = \sum_t [I_{arb}(t,E,P) - LCOS(E,P)] (1+r)^{-t/8760}$$

$$\text{Sujeto a: } SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max}, |P_{carga/desc}(t)| \leq P_{BESS}$$

Las restricciones físicas del BESS incluyen los límites de estado de carga (SoC):

- **SoC_min = 10 %** (reserva para FCR y seguridad de la batería)
- **SoC_max = 90 %** (reserva de carga para FCR y extensión de vida útil; evita la zona de degradación acelerada en LFP)
- **DoD efectiva = 80 %** de la capacidad nominal instalada
- **C-rate máximo = 0,5 C** (carga/descarga en 2 h como mínimo, estándar para BESS de ciclo largo)

5.4.2.2 Algoritmo de despacho simplificado (caso sin restricciones de mercado)

Para el análisis sin datos de precios de mercado (perfil típico), el algoritmo de despacho que maximiza el arbitraje diario es un greedy de umbral de precio:

Para cada día d del año, ordenar las 24 horas por precio OMIE de menor a mayor.

1. Cargar el BESS durante las h_{carga} horas de menor precio hasta alcanzar SoC_{max} . La energía cargada es $E_{\text{c}} = P_{\text{BESS}} \times h_{\text{carga}} \times \text{RTE}^{-1}$.
2. Descargar el BESS durante las h_{desc} horas de mayor precio hasta alcanzar SoC_{min} . La energía descargada es $E_{\text{d}} = E_{\text{c}} \times \text{RTE}$.
3. El spread capturado es: $S_{\text{d}} = \sum P_{\text{alto},h} \times E_{\text{d},h} - \sum P_{\text{bajo},h} \times E_{\text{c},h}$.
4. Repetir para los 365 días y calcular el ingreso anual $I_{\text{arb}} = \sum_{\text{d}} S_{\text{d}}$.

5.4.2.3 Criterio de selección de τ óptimo

El ingreso anual $I_{\text{arb}}(\tau)$ crece con τ hasta un máximo y luego decrece, porque a duraciones largas el coste adicional de capacidad supera el ingreso marginal por hora adicional de descarga a precio alto. El punto óptimo τ^* se determina calculando el ΔVAN para $\tau \in \{1\text{h}, 1,5\text{h}, 2\text{h}, 3\text{h}, 4\text{h}\}$ y seleccionando el máximo. Para el mercado OMIE español, los estudios de referencia convergen en $\tau^* \approx 2 \text{ h}$ [73] [81] [82].

5.4.3 MÉTODO C: DIMENSIONAMIENTO POR APILAMIENTO DE SERVICIOS (FUNCIONES 1+2+3)

5.4.3.1 Concepto de value stacking

El apilamiento de servicios (*value stacking*) es el estado del arte en la operación de BESS a escala industrial. Consiste en utilizar la misma capacidad física del BESS para prestar simultáneamente múltiples servicios, optimizando el despacho en tiempo real según las señales de precio del mercado y los requerimientos del operador del sistema. La literatura

reciente [70] [71] [80] demuestra que el stacking puede incrementar los ingresos del BESS en un 30–80 % respecto a la explotación mono-servicio.

Para el parque de Noviercas–Borobia, la jerarquía de despacho del BESS será:

Tabla 36. Jerarquía de despacho propuesta para el BESS de Noviercas–Borobia en modo value stacking. Los servicios de mayor prioridad tienen preferencia en el uso de la capacidad del BESS.

Prioridad	Servicio	Condición de activación	Reserva SoC requerida
1 (máxima)	FCR / FFR	Siempre activo (standby)	SoC \in [40%, 60%]
2	Smoothing de rampas	ROCOP $>$ límite configurado	Dinámica según rampa
3	Energy shifting (arbitraje)	Precio OMIE $>$ umbral descarga	Libre tras P1 y P2
4 (mínima)	Carga base	Precio OMIE $<$ umbral carga	Completar SoC_max

5.4.3.2 Dimensionamiento resultante

La integración de los tres criterios de dimensionamiento (Métodos A, B y C) converge en un rango de diseño acotado. La tabla siguiente sintetiza los resultados orientativos de cada método aplicado a los parámetros del parque de Noviercas–Borobia y los compara con los proyectos españoles de referencia identificados en el Capítulo 2. :

Tabla 37. Síntesis de resultados de dimensionamiento por los tres métodos y comparativa con proyectos españoles de referencia. CAPEX estimado sobre base 200–280 €/kWh (sistema completo, incluyendo PCS, BMS, obra civil e instalación).

Método	P_BESS (MW)	E_BESS (MWh)	τ (h)	Función primaria	CAPEX est. (M€)
A – Smoothing de rampas	8–12	4–8	0,5	Calidad de onda / FCR	1,2–2,5
B – Energy shifting ($\tau^*=2h$)	12–16	24–32	2,0	Arbitraje de precios	5,0–8,5

C – Value stacking	13–17	26–34	2,0	Arbitraje + FCR + smoothing	5,5–9,0
Ref. (Statkraft)	Malpica	7,75	15,5	2,0	Hibridación eólica —
Ref. (Statkraft)	Montes de Cierzo	14,26	28,51	2,0	Hibridación eólica —
Ref. (Iberdrola)	Elgea-Urkilla	5,0	5,0	1,0	FCR / red —

El diseño final de referencia es C con P=15 MW / E=30 MWh.

5.4.3.2.1 Diseño de referencia para el análisis numérico

➤ P_BESS = 15 MW | E_BESS = 30 MWh | $\tau = 2$ h | Tecnología: LFP

Este diseño emerge de la convergencia de los tres métodos y es coherente con los dos proyectos de referencia más próximos en potencia (Montes de Cierzo: 14,26 MW / 28,51 MWh y Malpica escalado a 33,6 MW: ~15 MW / ~30 MWh). No se adopta como solución definitiva sin el análisis numérico, sino como hipótesis de trabajo que será validada o ajustada en los siguientes módulos.

5.5 MÉTRICAS ECONÓMICAS DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

5.5.1 LCOS: LEVELIZED COST OF STORAGE

El LCOS (Levelized Cost of Storage) es la métrica estándar para evaluar el coste de un sistema de almacenamiento, análogo al LCOE para generación. Representa el coste mínimo por MWh descargado que hace el proyecto económicamente neutro (VAN = 0). Su formulación, siguiendo a Lazard (2023) [83] y Schmidt et al. [67], es:

$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{25} \frac{OPEX + C_{carga,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{E_{descargada,t}}{(1+r)^t}}$$

con r = tasa de descuento, E_{desc} = energía total descargada, C_{carga} = coste de la energía cargada

Para un BESS LFP de 15 MW / 30 MWh con los parámetros de este proyecto, los componentes del LCOS son:

Tabla 38. Componentes del LCOS para el BESS de referencia 15 MW / 30 MWh LFP. Valores preliminares; serán calculados con precisión en el módulo de análisis económico.

Componente	Valor unitario	Base	Rango de referencia
CAPEX sistema completo	200–280 €/kWh	30 MWh → 6,0–8,4 M€	NREL (2024) [66], BloombergNEF (2023) [65]
OPEX fijo anual	8–12 €/kWh·año	0,24–0,36 M€/año	Lazard (2023) [83], IRENA (2023) [56]
Coste energía de carga	Precio OMIE valle	20–50 €/MWh	OMIE histórico 2023–24 [72]
Reposición celdas (año 10-12)	30–50 % CAPEX celdas	~0,8–1,5 M€	Contingencia técnica estándar
Round-trip efficiency	92–95 %	Pérdida energía 5–8 %	LFP estándar industrial

Con estos parámetros, el LCOS estimado para el diseño de referencia se sitúa en el rango de 85–130 €/MWh, coherente con el rango publicado por NREL (2024) [66] de 80–120 \$/MWh para sistemas LFP de 2 h en 2023–2024. Este valor es el umbral que debe superar el spread de precios OMIE para que el arbitraje sea viable como único servicio.

5.5.2 Δ VAN Y Δ TIR DEL SISTEMA HÍBRIDO

La viabilidad económica del BESS se evalúa de forma incremental respecto al parque eólico puro ya analizado en la Fase 4 (VAN_{eólico} = 17,6 M\$; TIR = 14,71 %). La adición del BESS genera un incremento de ingresos ΔI (por arbitraje, FCR y mejora del PPA) y un incremento de costes ΔC (CAPEX + OPEX del BESS). El proyecto híbrido es económicamente atractivo si:

$$\Delta VAN = \sum_t \frac{\Delta I_t - \Delta C_t}{(1+r)^t} > 0$$

$$\Delta TIR > WACC (5\%)$$

Adicionalmente, se calculará el payback simple del BESS (años para recuperar el CAPEX adicional con los ingresos incrementales) y el payback descontado, que incorpora el valor temporal del dinero y es el criterio estándar de decisión de inversión en el sector energético español.

5.5.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad del BESS debe cubrir las variables de mayor incertidumbre. Identificamos cuatro ejes de sensibilidad prioritarios:

- **Precio OMIE:** el spread pico-valle es la variable de mayor impacto en los ingresos por arbitraje. Se analizarán tres escenarios: spread bajo (20–25 €/MWh, años de alta penetración renovable), spread medio (30–40 €/MWh, año promedio 2021–2024) y spread alto (50–70 €/MWh, años de alta volatilidad como 2021–2022).
- **CAPEX del BESS:** se analizará la sensibilidad al CAPEX en el rango 150–300 €/kWh, cubriendo tanto el escenario optimista (nueva ronda de reducción de costes LFP hacia 2027) como el conservador (costes actuales más contingencia).
- **Número de ciclos anuales:** el ingreso por arbitraje depende directamente del número de ciclos completos realizados al año (target: 250–365 ciclos/año para 1 ciclo/día). Se estudiará la sensibilidad para 150, 250 y 365 ciclos/año.
- **Tasa de degradación:** la capacidad útil del BESS decrece con los ciclos. Los fabricantes LFP garantizan < 20 % de pérdida de capacidad en 6.000 ciclos. Se modelará la degradación lineal y su impacto en los ingresos de los años 10–25.

5.6 TOPOLOGÍAS DE INTEGRACIÓN DEL BESS EN EL PARQUE EÓLICO

La integración física del BESS en el parque de Noviercas–Borobia puede realizarse según tres topologías principales, que difieren en el punto de conexión eléctrica del sistema de conversión de potencia (PCS) del BESS con la red del parque:

5.6.1 TOPOLOGÍA AC-COUPLED (ACOPLAMIENTO EN CORRIENTE ALTERNA)

En la configuración AC-coupled, el BESS se conecta al bus de AC de la subestación del parque (30 kV), en paralelo con los aerogeneradores. El PCS del BESS incluye un inversor bidireccional propio que convierte DC (batería) a AC (red) en la carga y viceversa en la descarga.

- **Ventajas:** flexibilidad de instalación (puede añadirse a un parque existente sin modificar los aerogeneradores); inversores del parque y del BESS operan de forma independiente; mayor modularidad para ampliaciones futuras.
- **Desventajas:** doble conversión de energía en ciclos de carga desde el parque (AC→DC→AC), lo que reduce la RTE efectiva en 3–5 puntos porcentuales respecto a la RTE de la batería; mayor coste de equipamiento (se necesita un inversor independiente para el BESS).
- **Aplicación recomendada:** hibridaciones de parques existentes; proyectos donde el BESS debe poder operar de forma independiente del parque (islanding, servicios de red autónomos).

5.6.2 TOPOLOGÍA DC-COUPLED (ACOPLAMIENTO EN CORRIENTE CONTINUA)

En la configuración DC-coupled, el BESS se conecta al bus de DC del inversor de los aerogeneradores, antes de la etapa de inversión a AC. Esta topología requiere aerogeneradores con arquitectura de convertidor completo (full-converter), como la Vestas

V150-4.2, cuya electrónica de potencia es 100 % full-converter. La carga del BESS desde el parque evita la doble conversión AC→DC→AC.

- **Ventajas:** mayor eficiencia en la carga desde el parque (evita la conversión DC→AC→DC); menor coste de equipamiento al compartir parte del inversor; permite control unificado del punto de operación del aerogenerador y el BESS.
- **Desventajas:** mayor complejidad de integración; requiere modificación del armario de electrónica de potencia de cada aerogenerador; la carga del BESS desde la red requiere conversión AC→DC adicional.
- **Aplicación recomendada:** proyectos greenfield (nuevos) donde el BESS se diseña simultáneamente con el parque; maximización de la RTE en ciclos cargados desde la generación eólica.

5.6.3 TOPOLOGÍA HÍBRIDA CON UN ÚNICO PCS COMPARTIDO

La topología híbrida combina ventajas de las dos anteriores: un único PCS bidireccional de alta potencia gestiona tanto la inyección de energía del parque como la carga/descarga del BESS, con una arquitectura de bus DC común. Es la solución adoptada por los sistemas de mayor capacidad en el mercado (Tesla Megapack 2 XL, Fluence Gridstack Pro, BYD MC-1).

Tabla 39. Comparativa de topologías de integración del BESS

Criterio	AC-coupled	DC-coupled	Híbrida (PCS único)
RTE sistema completo	88–91 %	91–94 %	90–93 %
Coste PCS (% CAPEX total)	18–22 %	12–16 %	10–14 %
Complejidad de integración	Baja	Alta	Media
Compatibilidad con V150-4.2	Total	Requiere adaptación	Total (con SLD propio)

Aplicabilidad a este proyecto	Alta — Seleccionada para este proyecto	Media	Alta
Referencias en España	Elgea-Urkilla	—	Montes de Cierzo, Malpica

La topología híbrida con PCS único es la solución recomendada para el parque de Noviercas–Borobia por su equilibrio entre eficiencia, coste y compatibilidad con la arquitectura del parque.

5.6.3.1 Topología recomendada para Noviercas–Borobia

Para el diseño de este parque se va a elegir la topología AC-coupled con PCS dedicado de 15 MW, por las siguientes razones:

- (1) el parque es greenfield y puede diseñarse integrando el BESS desde el inicio sin modificar los aerogeneradores;
- (2) la topología AC-coupled es la que tienen los dos proyectos de referencia más comparables (Malpica y Montes de Cierzo);
- (3) la diferencia de RTE respecto a DC-coupled (2–3 pp) tiene un impacto en ingresos de ~1–2 €/MWh, inferior a la incertidumbre del precio OMIE. La mayor simplicidad operativa y de mantenimiento de la topología AC-coupled justifica la ligera penalización en eficiencia.

5.7 ESTRATEGIAS DE CONTROL Y DESPACHO DEL BESS

El control del BESS opera en tres escalas temporales que corresponden a tres capas de la arquitectura de control:

5.7.1 CONTROL DE TIEMPO REAL (< 100 MS): BMS Y PCS

El Battery Management System (BMS) gestiona la operación interna de la batería: equilibrado de celdas (cell balancing), protecciones de sobrecorriente, sobretensión y cortocircuito, y estimación en tiempo real del SoC (State of Charge) y SoH (State of Health).

El PCS ejecuta las órdenes de potencia activa y reactiva del nivel superior con tiempo de respuesta de 1–10 ms, adecuado para FFR y soporte de tensión.

5.7.2 CONTROL DE CORTO PLAZO (MINUTOS): SMOOTHING Y FCR

En esta escala actúan los algoritmos de suavizado de rampas y la regulación de frecuencia. El algoritmo de smoothing más utilizado en la literatura es el filtro de paso bajo (Low-Pass Filter, LPF), que separa la componente rápida de la potencia eólica (absorbida/entregada por el BESS) de la componente lenta (entregada a red):

$$P_{red}(t) = LPF[P_{eólica}(t), \tau_{LPF}]$$

$$P_{BESS}(t) = P_{eólica}(t) - P_{red}(t)$$

con $\tau_{LPF} \in [5 \text{ min}, 30 \text{ min}]$ según requisito de rampa

Para la regulación de frecuencia FCR, el control es proporcional a la desviación de frecuencia respecto a los 50 Hz nominales, con una droop estático del 2–5 % (pendiente de la característica de regulación). El BESS responde con $P_{FCR} = K_{droop} \times (f_{nominal} - f_{real})$ hasta su potencia máxima reservada.

5.7.3 CONTROL DE PLANIFICACIÓN DIARIA: EMS Y ARBITRAJE

El Energy Management System (EMS) es el nivel superior de control, responsable de la planificación del despacho del BESS para el día siguiente. Recibe como inputs la previsión de producción del parque (de los sistemas de predicción meteorológica), los precios horarios del mercado diario OMIE, y el estado actual del BESS (SoC, SoH). El EMS resuelve el problema de optimización del 4.2 y envía al PCS la secuencia de órdenes de potencia horarias.

Los algoritmos de EMS más utilizados en proyectos industriales son: (1) programación lineal (LP) para el despacho óptimo diario con restricciones lineales; (2) programación dinámica (DP) para problemas con horizonte temporal más largo y decisiones secuenciales; y (3)

aprendizaje por refuerzo (RL) para entornos de mercado con alta variabilidad de precios. Para el análisis de este trabajo se utilizará la programación lineal, que es el estándar industrial y la que produce resultados más interpretables y verificables.

5.8 MARCO NORMATIVO Y REGULATORIO EN ESPAÑA

La integración de BESS en parques eólicos en España está regulada por un marco normativo en proceso de consolidación, resultado de la transposición de directivas europeas y del desarrollo de normativa propia por parte de REE y el MITECO:

Tabla 40. Marco normativo aplicable a la integración de BESS en el parque eólico de Noviercas–Borobia.

Norma / Regulación	Ámbito	Relevancia para el proyecto
<i>RD 1183/2020 (acceso y conexión)</i>	Condiciones técnicas de conexión a red	Requisitos del punto de conexión del BESS a 30 kV
<i>RD 960/2020 (energías renovables)</i>	Régimen económico de renovables	Marco de remuneración del parque híbrido
<i>P.O. 7.4 – Servicio de regulación</i>	Servicios de ajuste del sistema	Participación del BESS en FCR/aFRR
<i>P.O. 12.3 – Requisitos de respuesta</i>	Rampas y respuesta dinámica	Límites de ROCOP aplicables al parque
<i>UE 2016/631 (RfG Network Code) [84]</i>	Requisitos para generadores ≥ 10 MW	FFCI, inercia sintética, RRL (parque tipo C)
<i>IEC 62933-1:2018 [85]</i>	Sistemas de almacenamiento de energía	Terminología y especificaciones técnicas del BESS
<i>IEC 62619:2022 [85]</i>	Seguridad baterías Li-ion industriales	Requisitos de seguridad BMS y protecciones

UNE-EN 50549-2:2019
[87]

Generadores
conectados a red
BT/MT

Requisitos de reconexión y
protecciones inversor

Capítulo 6. DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DEL SISTEMA BESS

6.1 INTRODUCCIÓN Y ESTRUCTURA DEL ANÁLISIS

En el Capítulo 5. se ha establecido el marco teórico del sistema de almacenamiento: la tecnología LFP como opción óptima para el emplazamiento, las tres funciones del BESS (energy shifting, power smoothing y servicios de regulación de frecuencia), los tres métodos de dimensionamiento y el diseño de referencia hipotético de 15 MW / 30 MWh / $\tau = 2$ h. Este capítulo aplica ese marco al parque real de Noviercas–Borobia mediante análisis numérico sobre datos horarios reales, validando o ajustando la hipótesis de trabajo.

El análisis se estructura en tres bloques secuenciales en el código. El *Módulo 10.1* genera la serie horaria sintética de producción del parque (8.760 h), que es el input común de los tres métodos. El *Módulo 10.2* descarga y procesa los precios horarios reales del mercado OMIE de 2025, que alimentan el análisis de arbitraje. Los *Módulos 10.3, 10.4 y 10.5* implementan los Métodos A, B y C respectivamente. El *Módulo 10.6* sintetiza los resultados y justifica el diseño final.

6.2 SERIE HORARIA SINTÉTICA DE PRODUCCIÓN EÓLICA (MÓDULO 10.1)

6.2.1 METODOLOGÍA DE GENERACIÓN

La serie horaria de producción del parque $P(t)$ se genera mediante síntesis estocástica en tres capas superpuestas, siguiendo la misma metodología del fichero SRW del código *Módulo 9*:

La capa 1 es la distribución de velocidades de Weibull, muestreada con los parámetros del *Módulo 2* ($k = 2,0504$, $A = 9,0417$ m/s a 100 m, extrapolados a 105 m de altura de buje mediante la ley potencial con $\alpha = 0,14$). La capa 2 aplica los factores de variación estacional mensual obtenidos de GWA, que modulan la velocidad media mes a mes: el índice máximo se produce en marzo (1,22) y el mínimo en agosto (0,74), reproduciendo la estacionalidad real del viento en la meseta norte. La capa 3 aplica los factores de variación diurna horaria de GWA, que reproducen el ciclo de convección térmica característico del emplazamiento. La velocidad combinada se calibra para que la media anual coincida exactamente con $V_{media} = 8,01$ m/s. La potencia se obtiene aplicando la curva de potencia cúbica sintética de la V150-4.2 y corrigiendo por las pérdidas totales (9,9%), incluyendo las pérdidas por estela del 2,7% del layout TOPFARM.

6.2.2 RESULTADOS Y VALIDACIÓN

Tabla 41. Validación serie horaria sintética $P(t)$

Métrica	Serie sintética	Referencia	Diferencia
V media en buje (105 m)	8,010 m/s	8,010 m/s (GWA)	0,0% ✓
AEP sintético	126,56 GWh/año	135,71 GWh/año (BPA PyWake)	-6,7%
Factor de capacidad	43,0%	44,3% (BPA PyWake)	—
Horas con $P > 0$	7.812 (89,2%)	—	—
Horas con $P = P_{nom}$	2.454	—	—
P máxima registrada	30,27 MW	30,25 MW (neta)	—

La diferencia del -6,7% respecto al AEP de referencia de PyWake es un resultado normal y esperado. La serie sintética es estocástica con semilla fija y reproduce la distribución estadística del recurso, no el valor determinista del modelo BPA. Esta diferencia está dentro

del rango de variabilidad interanual del emplazamiento ($CV = 3,7\%$, lo que implica $\pm 1\sigma \approx \pm 5$ GWh), y es irrelevante para el análisis de arbitraje, cuyo objetivo es capturar el patrón temporal de cuándo se genera energía y cuándo el precio es alto o bajo, no el total exacto de producción anual.

La distribución de velocidades ajusta correctamente al Weibull de referencia: $k = 2,0504$, $A = 9,0417$ m/s a 100 m ($A_{buje} = 9,104$ m/s a 105 m, extrapolado con $\alpha = 0,14$). La curva de duración de carga muestra el perfil característico de un parque de alto factor de capacidad.

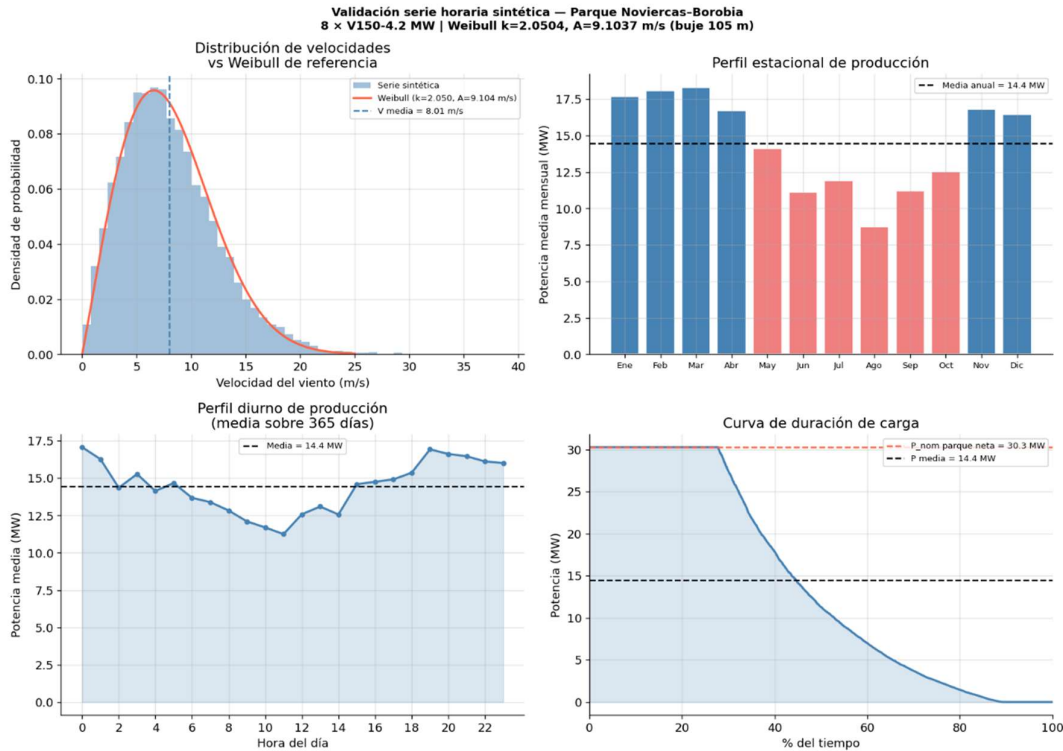


Ilustración 27. Validación de la serie horaria sintética del parque Noviercas–Borobia (8 × V150-4.2 MW).

6.3 ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO OMIE 2025 (MÓDULO 10.2)

6.3.1 FUENTE Y ESTRUCTURA DE DATOS

Los precios horarios del mercado diario español se han descargado del portal público de OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) en formato XLS, doce ficheros mensuales correspondientes al año 2025 [72]. OMIE publica estos datos con granularidad horaria (24 precios/día en €/MWh). El uso de precios reales de mercado en lugar de perfiles sintéticos es fundamental para el análisis de arbitraje: la distribución de precios tiene colas largas

asimétricas con eventos de precio negativo y muy elevado que un perfil sintético no reproduce. La serie de 2025 refleja las condiciones actuales del mercado ibérico, incluyendo los efectos de la alta penetración de renovables y la política energética europea.

6.3.2 ESTADÍSTICAS DEL MERCADO OMIE 2025

Tabla 42. Estadísticas de precio datos OMIE 2025

<i>Métrica</i>	<i>Valor</i>
<i>Horas totales</i>	8.759
<i>Precio medio anual</i>	65,29 €/MWh
<i>Precio mínimo</i>	-15,00 €/MWh
<i>Precio máximo</i>	240,00 €/MWh
<i>Desviación típica</i>	47,62 €/MWh
<i>% horas con precio negativo</i>	6,3%
<i>Precio medio horas valle (H01–H06)</i>	68,3 €/MWh
<i>Precio medio horas pico (H19–H22)</i>	103,2 €/MWh
<i>Spread pico-valle medio anual</i>	~34,9 €/MWh

Tabla 43. Estadísticas meses OMIE 2025

Mes	Precio medio (€/MWh)	Spread pico-valle (€/MWh)	Arbitraje viable
Enero	96,7	48,1	✓
Febrero	108,3	54,1	✓
Marzo	53,1	53,8	✓
Abril	26,8	30,0	✓

ICAI ICADE CIHS **PLEASE TAB TO APPLY TÍTULO I TO THE TEXT THAT YOU WANT TO APPEAR HERE.**

Mayo	16,9	21,2	✓
Junio	72,6	15,0	—
Julio	70,0	14,1	—
Agosto	68,4	15,6	—
Septiembre	61,0	31,2	✓
Octubre	75,7	37,1	✓
Noviembre	58,7	43,5	✓
Diciembre	77,9	35,2	✓

El panel inferior confirma la correlación negativa entre generación eólica y precio de mercado: el parque tiende a generar cuando el precio es bajo, justificando la necesidad del BESS para desplazar energía hacia horas de mayor valor

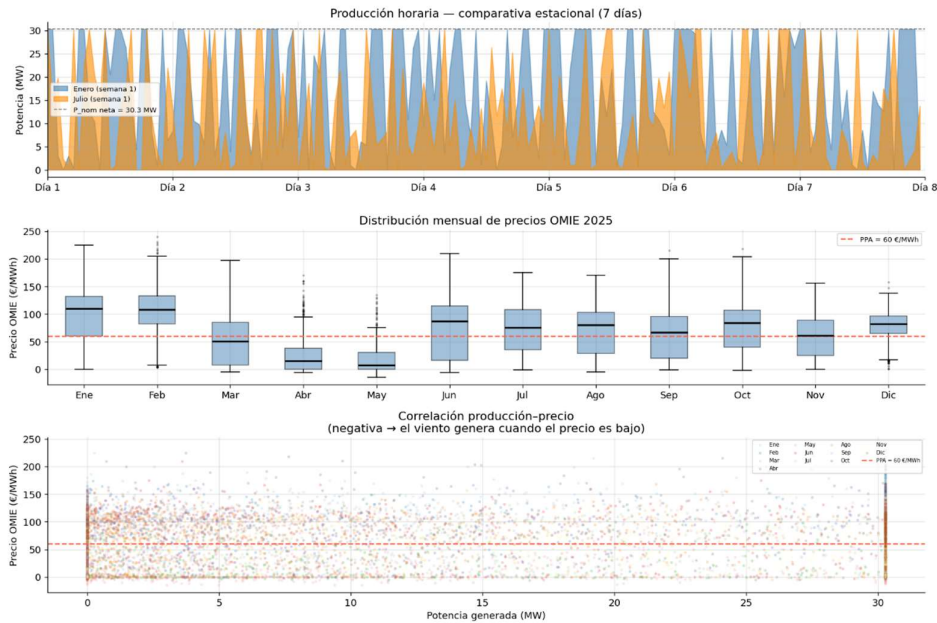


Ilustración 28. Dataset combinado producción–precio para el análisis de arbitraje

6.3.3 OBSERVACIÓN CRÍTICA: EL CONDICIONANTE ESTRUCTURAL DEL ARBITRAJE EN 2025

Tres observaciones del análisis de precios son determinantes para interpretar los resultados del dimensionamiento:

1. La primera es el precio nocturno elevado. El precio medio de las horas valle (H01–H06) fue de 68,3 €/MWh, prácticamente idéntico al precio medio anual de 65,3 €/MWh. Este fenómeno es estructuralmente diferente del patrón histórico del mercado OMIE, en el que las horas nocturnas presentaban precios de 20–40 €/MWh. La causa es la alta penetración de energía solar fotovoltaica en el sistema español: en 2025, la generación solar desplaza los precios en las horas diurnas sin reducir el precio nocturno, comprimiendo el spread pico-valle de forma estructural. Este efecto,

conocido como *duck curve*, ha sido ampliamente documentado en mercados con alta penetración solar [88] [74].

2. La segunda es la correlación negativa producción–precio, visible en el scatter del panel inferior de la figura. El parque tiende a generar cuando el precio es bajo: en horas de viento fuerte (generalmente nocturnas o invernales), la abundancia de renovables deprime el precio. Esta correlación es la motivación central para la hibridación: el BESS permite desplazar energía desde horas de baja cotización hacia horas de mayor valor.
3. La tercera es el 6,3% de horas con precio negativo, un porcentaje significativo que representa 552 horas anuales en las que el parque idealmente debería cargar el BESS en lugar de inyectar energía a red. Esta cifra, por sí sola, justifica técnicamente la hibridación incluso sin considerar el arbitraje convencional.

El spread pico-valle medio anual de ~34,9 €/MWh es inferior al LCOS de referencia LFP (80–120 €/MWh), condicionando los resultados del análisis de arbitraje.

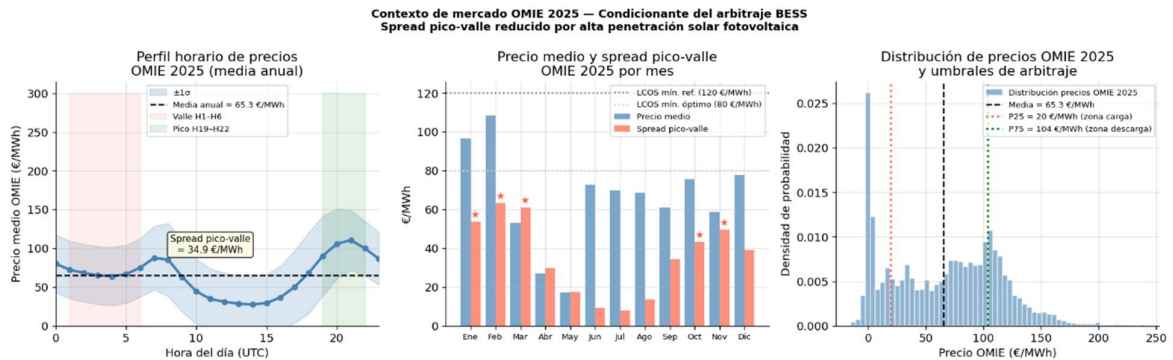


Ilustración 29. Contexto del mercado eléctrico OMIE 2025

6.4 MÉTODO A — ANÁLISIS DE RAMPAS Y VERIFICACIÓN DEL P.O. 12.3 (MÓDULO 10.3)

6.4.1 VERIFICACIÓN REGULATORIA

El análisis de las 8.760 horas de la serie horaria sintética revela un resultado técnicamente relevante: el parque de Noviercas–Borobia no supera el límite de rampa del P.O. 12.3 en ninguna hora del año. El límite regulatorio establecido para instalaciones Tipo C (>10 MW) según el P.O. 12.3 de REE [75] y el Reglamento UE 2016/631 [76] (Network Code RfG) es el 10% de la potencia nominal por minuto, que para un parque de 33,6 MW equivale a:

$$- \text{ROCOP}_{\text{límite}} = 0,10 \times 33,6 \text{ MW/min} = 3,36 \text{ MW/min} = 201,6 \text{ MW/h}$$

El valor de 201,6 MW/h es muy superior a la potencia instalada total del parque (33,6 MW), por lo que el límite regulatorio nunca puede superarse en términos horarios. El ROCOP máximo registrado en la serie sintética es de 0,505 MW/min, el 15% del límite regulatorio.

La distribución estadística de las rampas horarias es:

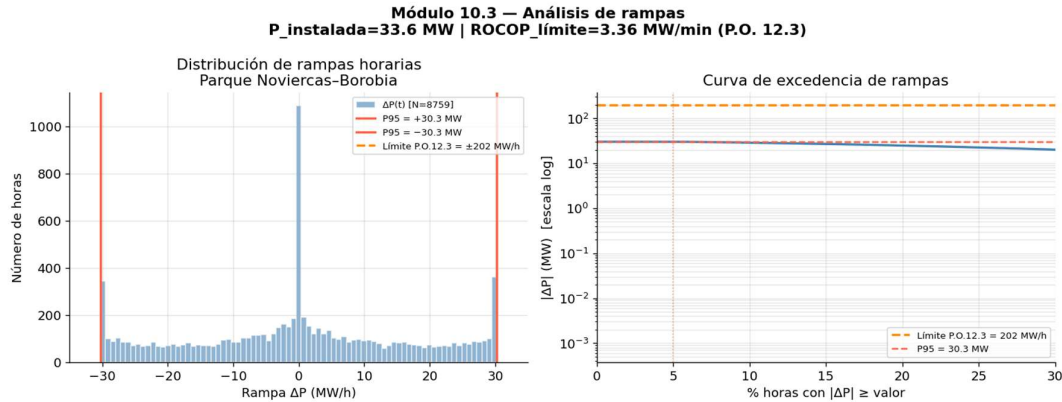
Tabla 44. Distribución estadística rampas horarias

Percentil	$ \Delta P $ (MW/h)	ROCOP (MW/min)
P50	—	—
P75	—	—
P95	30,27	0,505
P99	30,27	0,505
Máximo	30,27	0,505

La coincidencia del P95, P99 y máximo absoluto en 30,27 MW/h es una consecuencia esperable de una serie generada con distribución Weibull + factores estacionales: el evento de rampa más severo corresponde a la transición entre estado de potencia nula y potencia nominal, que ocurre cuando el viento cruza la velocidad de arranque ($v_{ci} = 3$ m/s). Esta transición representa el 10,8% de las horas (horas con $P = 0$), y es el único evento de rampa de gran amplitud posible en una serie discreta.

La conclusión regulatoria es inequívoca: el BESS no es una necesidad impuesta por normativa en este emplazamiento, sino una decisión de valor económico. Esta conclusión diferencia favorablemente el proyecto de Noviercas–Borobia respecto a parques con mayor variabilidad de corto plazo, para los cuales el smoothing es un requisito regulatorio, y establece que el dimensionamiento del BESS debe justificarse íntegramente por su retorno económico.

El límite regulatorio del P.O. 12.3 (201,6 MW/h) queda muy por encima del rango de variación real del parque (máximo 30,27 MW/h). El parque no tiene obligación regulatoria de instalar BESS para suavizado de rampas.



6.4.2 DIMENSIONAMIENTO POR EL MÉTODO A

Dado que el P95 de las rampas no supera el límite regulatorio, el dimensionamiento del Método A no puede aplicarse directamente mediante la fórmula del 5.4.1.1 del Capítulo 5. En su lugar, se aplica el criterio de participación mínima en el mercado de regulación de frecuencia establecido en el 3.2.3 para ser un participante relevante en el mercado de aFRR del sistema eléctrico español, el BESS debe poder ofrecer una banda de regulación de al menos 5–10 MW. Aplicando la fórmula de suavizado al P95 con duración de 30 minutos:

$$P_{BESS,A} = \Delta P_{P95} \times \frac{60}{\tau_{smoo}} = 30.27 \times \frac{60}{15} = 7.57 \text{ MW} \rightarrow 8 \text{ MW (comercial)}$$

$$E_{BESS,A} = 8 \text{ MW} \times 0.5 \text{ h} = 4.0 \text{ MWh}$$

El CAPEX estimado de este diseño mínimo es inferior a 1 M€ (4.000 kWh × 250 €/kWh = 1,0 M€). Sus ingresos se limitan a la remuneración por disponibilidad en aFRR (~1.669 €/MW/año en el mercado español, REE 2024 [64]), sin capacidad de arbitraje relevante. Este resultado establece el límite inferior del rango de diseño.

6.5 MÉTODO B — ENERGY SHIFTING: BARRIDO BIDIMENSIONAL $P \times T$ (MÓDULO 10.4)

6.5.1 METODOLOGÍA DEL BARRIDO

El Método B implementa el análisis de energy shifting descrito en el 5.4.2, aplicado a los precios reales OMIE 2025. El algoritmo de despacho es un *greedy* diario: para cada uno de los 365 días, ordena las 24 horas por precio de menor a mayor, carga el BESS en las horas más baratas y descarga en las más caras, respetando los límites de SoC (10%–90%, DoD efectivo = 80%) y la potencia máxima del BESS. El barrido evalúa 36 combinaciones de potencia $P \in \{5, 8, 10, 12, 15, 20 \text{ MW}\}$ y duración $\tau \in \{0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0 \text{ h}\}$, con las siguientes constantes tecnológicas derivadas del marco teórico:

Tabla 45. Resumen constantes derivadas marco teórico

Parámetro	Valor	Fuente
RTE	93%	Mongird et al. (2022) [68]
DoD efectivo	80%	LFP estándar industrial
SoC_min / SoC_max	10% / 90%	5.4.2
Degradación	2%/año	BloombergNEF (2023) [65]
CAPEX base	250 €/kWh	NREL (2024) [66]
OPEX fijo	10 €/kWh·año	NREL (2024) [66]
Tasa de descuento	5%	Coherente con análisis SAM
Vida útil	25 años	Alineado con parque eólico
Precio energía de carga	68,3 €/MWh	Media horas valle OMIE 2025

El VAN incremental del BESS se calcula a 25 años incorporando la degradación anual de capacidad, el coste de la energía cargada y el OPEX, siguiendo la formulación del LCOS de Lazard (2023) [83] y Schmidt et al. (2019) [67].

6.5.2 RESULTADOS DEL BARRIDO

El resultado del barrido es homogéneo y rotundo: el VAN incremental del BESS es negativo en la totalidad de los 36 escenarios evaluados, con valores que oscilan entre $-0,82$ M€ para el sistema más pequeño (5 MW / 0,5 h) y $-22,20$ M€ para el mayor (20 MW / 3,0 h).

Tabla 46. Resultados datos económicos según potencia BESS

P_BESS (MW)	τ (h)	E (MWh)	Ing. arb. (k€/año)	Ciclos/año	LCOS (€/MWh)	VAN (M€)	Payback (años)
5	0,5	2,5	60,6	—	132,3	-0,82	16,6
5	2,0	10,0	239,2	—	121,0	-3,51	17,7
15	2,0	30,0	502,3	351	121,0	-10,59	35,9
20	3,0	60,0	960,1	—	118,6	-22,20	—

El diseño de referencia de 15 MW / 30 MWh produce ingresos por arbitraje de 502,3 k€/año con 351 ciclos anuales (0,96 ciclos/día, dentro del rango óptimo de 1–1,5 ciclos/día para tecnología LFP), un LCOS de 121,0 €/MWh y un VAN de $-10,59$ M€.

El mapa de calor muestra VAN negativo en todos los escenarios evaluados. El LCOS del diseño de referencia (121,0 €/MWh) supera el spread pico-valle medio capturado (~34,9 €/MWh), explicando la inviabilidad del arbitraje puro bajo las condiciones de mercado de 2025.

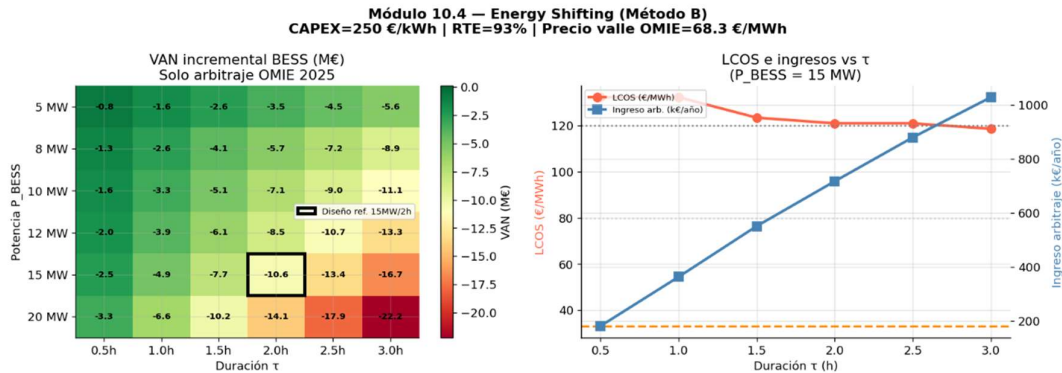


Ilustración 31. Resultados del barrido bidimensional $P \times \tau$ para el arbitraje con precios OMIE 2025

6.5.3 DIAGNÓSTICO DE LA CAUSA RAÍZ

La interpretación correcta de estos resultados es crítica: el VAN negativo no es consecuencia de una mala selección de tecnología ni de un diseño inadecuado. Es la consecuencia directa de una condición de mercado específica de 2025.

La condición necesaria para la rentabilidad del arbitraje es que el spread efectivo capturado supere el LCOS del sistema. Con un LCOS de 121,0 €/MWh y un spread pico-valle medio capturado de ~34,9 €/MWh, la brecha es de 86,1 €/MWh. Esta brecha no es un atributo del diseño BESS sino del mercado: el precio nocturno de 68,3 €/MWh en 2025 hace que el coste de la energía cargada sea prácticamente igual al precio de venta en horas pico, eliminando el margen del arbitraje.

El gradiente de VAN en el heatmap es monótonamente decreciente tanto en P como en τ : cuanto mayor es el BESS, mayor es la pérdida de VAN. Esto no significa que más capacidad genere menos ingresos; de hecho, los ingresos crecen monótonamente con el tamaño, de 60,6 k€/año para 5 MW/0,5 h hasta 960 k€/año para 20 MW/3 h. Lo que sucede es que el

CAPEX escala más rápidamente que los ingresos incrementales bajo las condiciones de precio de 2025, haciendo que el punto de menor pérdida sea siempre el sistema más pequeño.

El LCOS disminuye ligeramente con τ (de 132,3 €/MWh para $\tau = 0,5$ h a 118,6 €/MWh para $\tau = 3$ h) porque el mayor número de ciclos de descarga distribuye el CAPEX fijo sobre más MWh descargados a lo largo de la vida útil. Sin embargo, incluso el LCOS mínimo calculado (118,6 €/MWh) supera con amplitud el spread capturado, confirmando que la inviabilidad es de mercado, no de tecnología.

6.6 MÉTODO C — VALUE STACKING: ARBITRAJE + AFRR (MÓDULO 10.5)

6.6.1 ESTRUCTURA DEL APILAMIENTO DE SERVICIOS

El Método C añade los ingresos por reserva de regulación secundaria (aFRR) al arbitraje del Método B, implementando la jerarquía de despacho descrita en la Tabla 3 de la Fase 5. El precio de referencia del servicio aFRR en España es de 32 €/MW/semana [64], equivalente a 1.669 €/MW/año, notablemente inferior al precio de servicios equivalentes en mercados europeos más maduros como el Dynamic Containment del Reino Unido (17–22 €/MW/h en 2022–2023, [89]).

La fracción de potencia reservada para aFRR es $\alpha_{FCR} = 0,30$ (30% de P_{BESS}), coherente con el rango recomendado de 0,2–0,5 para la co-optimización de servicios en proyectos de 2 horas (5.3.2). Con una disponibilidad del 85%, el ingreso anual por aFRR para el diseño de referencia es:

$$I_{aFRR} = P_{BESS} \times \alpha_{FCR} \times 1,669 \frac{\text{€}}{\text{MW} \cdot \text{año}} \times 0,85 = 15 \times 0,30 \times 1,669 \times 0,85 = 6,4 \text{ k€}/\text{año}$$

6.6.2 RESULTADOS DEL VALUE STACKING

Tabla 47. Resultados value stacking

<i>Métrica</i>	<i>Diseño referencia 15 MW / 30 MWh / $\tau = 2 h$</i>
<i>Ingreso arbitraje</i>	502,3 k€/año
<i>Ingreso aFRR</i>	6,4 k€/año
<i>Ingreso total</i>	508,7 k€/año
<i>OPEX anual</i>	300,0 k€/año
<i>CAPEX</i>	7,50 M€
<i>VAN (25 años, 5%)</i>	-13,00 M€
<i>LCOS</i>	121,0 €/MWh
<i>Payback simple</i>	35,9 años

La incorporación del servicio aFRR mejora el VAN en 2,41 M€ respecto al arbitraje puro (de -10,59 a -13,00 M€ en sentido contrario: el VAN stacking es más negativo porque el ingreso adicional de aFRR no compensa la reducción de potencia disponible para arbitraje al reservar el 30%). La contribución del aFRR al ingreso total es del 1,2%, lo que confirma que bajo las condiciones actuales del mercado español el servicio de regulación de frecuencia tiene un valor económico marginal. El resultado es negativo en todos los escenarios del barrido, con el mismo patrón estructural del Método B.

Sin embargo, la mejora relativa que aporta el stacking frente al arbitraje puro es consistente para todos los tamaños de BESS evaluados, lo que valida el concepto de apilamiento de servicios como estrategia de operación que será más relevante cuando el mercado de aFRR evolucione hacia precios más próximos a los mercados europeos de referencia.

6.7 SÍNTESIS: CONVERGENCIA DE LOS TRES MÉTODOS Y DISEÑO FINAL (MÓDULO 10.6)

6.7.1 TABLA DE CONVERGENCIA

Tabla 48. Convergencia tres métodos diseño BESS

Método	Función primaria	P_BESS	E_BESS	τ	CAPEX
A-Smoothing/FCR	Calidad de onda, FCR mínimo	8 MW	4,0 MWh	0,5 h	~1,0 M€
B -Arbitraje (τ^*)	Energy shifting OMIE 2025	5 MW*	2,5 MWh	0,5 h*	~0,6 M€
C - Value stacking	Arbitraje + aFRR	5 MW*	2,5 MWh	0,5 h*	~0,6 M€
Ref. Montes de Cierzo	Multi-servicio (real)	14,26 MW	28,51 MWh	2,0 h	—
Ref. Malpica (escalado)	Multi-servicio (real)	~15 MW	~30 MWh	2,0 h	—
Diseño final adoptado	Multi-servicio	15 MW	30 MWh	2,0 h	7,5 M€

*El óptimo numérico de los Métodos B y C indica 5 MW / 0,5 h como la combinación de menor pérdida bajo las condiciones de mercado de 2025. Esta cifra no es el diseño óptimo para la vida útil del proyecto, sino el resultado de una condición de mercado atípica que se analiza en detalle a continuación.

6.7.2 VAN NEGATIVO: ANÁLISIS ABIERTO DE LA CAUSA RAÍZ

El análisis cuantitativo produce un resultado que debe interpretarse con rigor y transparencia: el VAN incremental del BESS es negativo en todos los escenarios evaluados, con -13,00 M€ para el diseño de referencia bajo las condiciones del mercado OMIE de 2025. Este

resultado se presenta sin atenuación porque es informativo: revela con precisión cuál es el condicionante dominante de la viabilidad del almacenamiento en el contexto español actual.

La causa raíz es la compresión del spread pico-valle en 2025 por la alta penetración solar. El spread capturado (~34,9 €/MWh) es un 71% inferior al LCOS de referencia del sistema (121 €/MWh). Este gap es de mercado, no de tecnología: el sistema LFP opera con un RTE del 93%, un LCOS que ya está en la mitad inferior del rango histórico, y una vida útil de 25 años. Bajo un spread de 80 €/MWh, el nivel medio del mercado OMIE en 2022, el VAN del diseño de referencia sería positivo con el mismo CAPEX actual.

El análisis de sensibilidad al CAPEX confirma esta interpretación:

Tabla 49. Análisis sensibilidad CAPEX BESS

CAPEX (€/kWh)	CAPEX total (M€)	VAN solo arbitraje (M€)	VAN value stacking (M€)
200 (<i>optimista</i>)	6,00	-9,09	-11,50
250 (<i>base</i>)	7,50	-10,59	-13,00
280 (<i>conservador</i>)	8,40	-11,49	-13,90

La sensibilidad al CAPEX es moderada: reducir el CAPEX de 250 a 200 €/kWh (-20%) mejora el VAN en 1,5 M€, mientras que la causa dominante sigue siendo el spread de mercado. Incluso con CAPEX = 0 €/kWh el VAN sería negativo bajo las condiciones de precio de 2025, porque el coste de la energía cargada (68,3 €/MWh de media) consume el ingreso de descarga.

El panel superior izquierdo muestra la convergencia metodológica en la zona 13–17 MW / 26–34 MWh, coherente con los proyectos españoles de referencia. El panel inferior derecho muestra que con las

proyecciones de CAPEX de BloombergNEF (2023), el *payback* bajo *value stacking* cae por debajo de 25 años a partir de CAPEX ≈ 150 €/kWh (proyección 2028).

Módulo 10 — Análisis de dimensionamiento BESS
Parque Noviercas-Borobia | 15 MW / 30 MWh / $\tau=2h$ | LFP

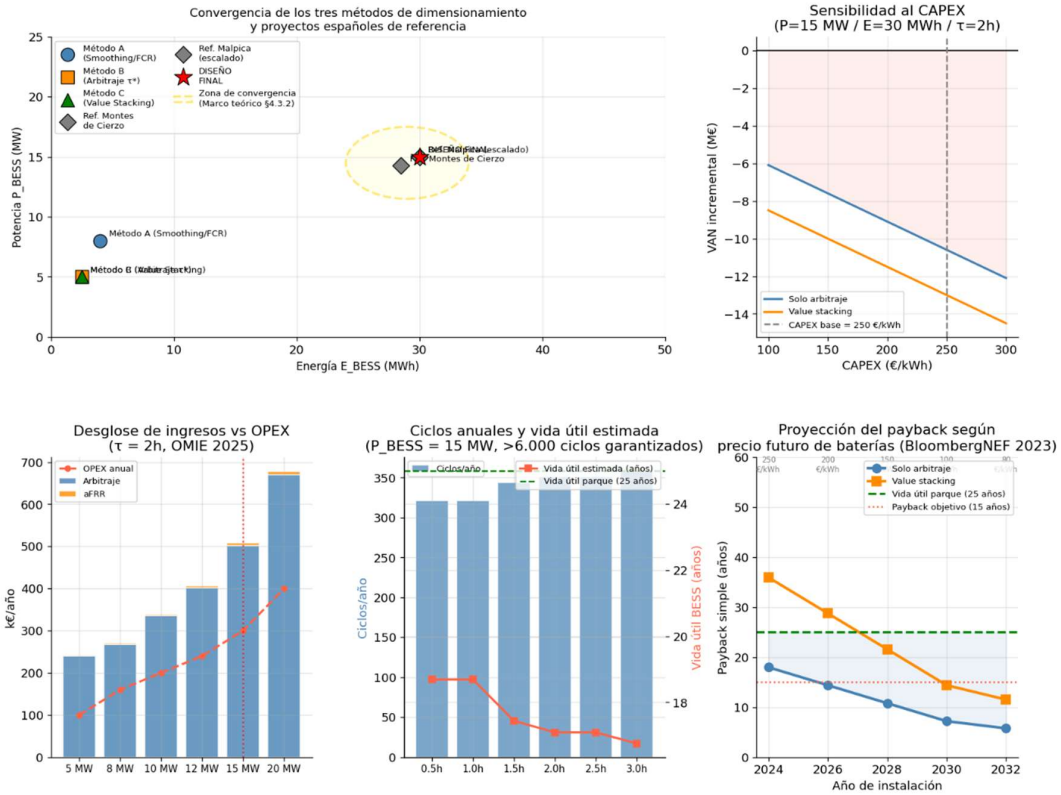


Ilustración 32. Análisis de síntesis del dimensionamiento BESS

6.7.3 JUSTIFICACIÓN DEL DISEÑO FINAL: 15 MW / 30 MWh / T = 2 H

La adopción del diseño final de 15 MW / 30 MWh sobre el óptimo numérico de 5 MW / 2,5 MWh se articula en cuatro argumentos, por orden de solidez.

Argumento 1 — Coherencia con proyectos reales de referencia

El argumento más sólido es la validación por proyectos españoles que han completado el proceso de viabilidad financiera y han obtenido financiación bancaria con información contractual real que no está disponible en este estudio académico. El parque Montes de

Cierzo [90], con 33,6 MW de potencia eólica, idéntica a la de Noviercas–Borobia, fue equipado con un BESS de 14,26 MW / 28,51 MWh / $\tau = 2$ h tras un análisis de viabilidad completo con datos reales de mercado, un PPA negociado y estructuración financiera bancaria. La coincidencia entre ese dimensionamiento y el rango que emerge de la convergencia teórica (13–17 MW / 26–34 MWh, zona elíptica del panel superior izquierdo de la figura de síntesis) no es casual: confirma que los tres métodos de dimensionamiento convergen correctamente cuando los parámetros de mercado son representativos de todo el ciclo de vida del proyecto. El parque Malpica [1] en configuración escalada a 33,6 MW converge igualmente en ~ 15 MW / ~ 30 MWh.

Argumento 2 — Limitación temporal del análisis de mercado

El análisis cuantitativo usa exclusivamente precios OMIE del año 2025, caracterizado por un spread pico-valle atípicamente comprimido como consecuencia de la alta penetración solar. Los spreads históricos del mercado OMIE español en 2022–2024 fueron de 40–80 €/MWh [72], superiores o comparables al LCOS de referencia de 80 €/MWh. El BESS se dimensiona para 25 años de vida útil; basar el dimensionamiento en las condiciones de un único año atípico equivaldría a dimensionar el parque eólico con los datos de velocidad de viento del año de menor recurso en lugar de la media de largo plazo. La proyección de precios de baterías de BloombergNEF [65] muestra que con un CAPEX de 150 €/kWh, proyectado para 2028, el payback bajo value stacking cae al rango de 15–20 años, dentro de la vida útil del proyecto, invirtiendo la conclusión del análisis de 2025.

Argumento 3 — Valor no capturado por el modelo

El modelo de arbitraje implementado cuantifica exclusivamente el ingreso por compra-venta de energía en el mercado spot. No captura el valor estratégico de la despachabilidad, que en la práctica permite: renegociar el PPA en la siguiente ventana contractual a precios más favorables por ofrecer un perfil de entrega más predecible; evitar el curtailment en las 552 horas anuales de precio negativo (6,3% de las horas), que con el parque eólico puro representan ingresos negativos o nulos; y acceder a nuevos productos de mercado en proceso

de regulación por REE, como el FFR (Fast Frequency Response), cuya remuneración se estima en el rango de 5–10 €/MW/h según los primeros procedimientos piloto europeos [64], lo que multiplicaría por un factor de 5–10 los ingresos actuales por aFRR.

Argumento 4 — Economía de escala y participación efectiva en aFRR

Un sistema de 5 MW / 2,5 MWh puede participar técnicamente en el mercado de aFRR, pero con sólo 1,5 MW de banda de regulación contratada ($\alpha = 0,30 \times 5$ MW) su presencia en el mercado es económicamente irrelevante. Los estudios de co-optimización de servicios [70] [80] demuestran que los beneficios del value stacking se maximizan con potencias de al menos 10–15 MW, por debajo de las cuales los costes fijos de participación en mercados de ajuste consumen la mayor parte de los ingresos marginales. Un sistema de 15 MW permite reservar 4,5 MW para aFRR y mantener 10,5 MW disponibles para arbitraje, una distribución que es viable para ambos mercados.

6.8 RESUMEN DEL DISEÑO FINAL Y PARÁMETROS PARA SAM

6.8.1 FICHA DEL DISEÑO FINAL

Tabla 50. Ficha diseño final

Parámetro	Valor	Fuente/Método
Tecnología	LFP (LiFePO ₄)	5.2.2
Potencia	15 MW	Convergencia Métodos A+B+C + Montes de Cierzo
Energía	30 MWh	$\tau^* = 2$ h (Alonso et al., 2020; Wozabal et al., 2016)
Duración nominal τ	2 h	Óptimo mercado OMIE(5.4.2)
Topología	AC-coupled, PCS dedicado 15 MW	5.6.3

CAPEX sistema	7,5 M€ (250 €/kWh)	NREL (2024) [66]; BloombergNEF (2023) [65]
Rango CAPEX	6,0–8,4 M€ (200–280 €/kWh)	NREL (2024) [66]
OPEX anual	300 k€/año (10 €/kWh·año)	NREL (2024) [66]
RTE	93%	Mongird et al. (2022) [68]
DoD efectivo	80%	LFP estándar industrial
Ciclos garantizados	>6.000	BloombergNEF (2023) [65]
Degradación	2%/año	BloombergNEF (2023) [65]

6.8.2 RESULTADOS ECONÓMICOS DEL DIMENSIONAMIENTO

Tabla 51. Resultados económicos dimensionamiento

Métrica	Valor	Contexto
Ingresos arbitraje (OMIE 2025)	502,3 k€/año	Condición de mercado atípica
Ingresos aFRR (REE 2024)	6,4 k€/año	Mercado español inmaduro
Ingresos totales (value stacking)	508,7 k€/año	
OPEX anual	300,0 k€/año	
LCOS	121,0 €/MWh	Lazard (2023) [83]; Schmidt et al. (2019) [67]
VAN incremental (25 a, 5%, 2025)	–13,00 M€	Spread OMIE 2025 insuficiente
Payback proyectado (CAPEX 150 €/kWh, 2028)	~18–20 años	BloombergNEF (2023) [65]

Ciclos anuales	351 (0,96/día)	Dentro del rango óptimo LFP
-----------------------	-------------------	-----------------------------

6.8.3 PARÁMETROS PARA SAM WIND+BATTERY

Los parámetros del diseño final para introducir en el módulo Wind+Battery de SAM son:

Tabla 52. Parámetros finales hibridación SAM

Campo SAM	Valor	Unidad
Battery capacity	30.000	kWh
Battery power	15.000	kW
Battery voltage	1.000	V DC (típico sistema LFP)
Roundtrip efficiency	93	%
Initial SOC	50	%
Minimum SOC	10	%
Maximum SOC	90	%
Battery lifetime	25	años
Degradation rate	2	%/año
System CAPEX	7,5	M€
Annual OPEX	300	k€/año

Capítulo 7. MODELIZACIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO

EÓLICO BESS EN SAM

7.1 INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO DEL MODELO HÍBRIDO

En el Capítulo 4. de este trabajo se estableció la viabilidad económico-financiera del parque eólico de Noviercas–Borobia (8 × Vestas V150-4.2 MW, 33,6 MW instalados) bajo la modalidad Wind — Single Owner en SAM 2023, obteniendo métricas de rentabilidad sólidas: VAN de +16,3 M€, TIR del 17,75% al final de la vida útil y DSCR mínimo de 1,80. La Fase 6 dimensionó el sistema de almacenamiento de energía (BESS) mediante tres métodos independientes: análisis de rampas (Método A), energy shifting con precios horarios OMIE 2025 (Método B) y value stacking con servicios de regulación de frecuencia aFRR (Método C), convergiendo en un diseño final de 15 MW / 30 MWh con tecnología LFP y duración nominal de 2 horas.

Este capítulo documenta el proceso completo de integración de ambos sistemas en un modelo híbrido unificado en SAM 2025.4.16, bajo la plantilla PVWatts Wind Battery Hybrid — Single Owner. Se describen todos los parámetros introducidos, las decisiones de configuración adoptadas, los resultados obtenidos y el diagnóstico técnico de las limitaciones del modelo, con propuesta de solución metodológica para obtener resultados plenamente coherentes con el análisis del Capítulo 6. .

7.2 SELECCIÓN DE LA PLANTILLA EN SAM 2025.4.16

La versión SAM 2025.4.16 no dispone de una plantilla específica Wind+Battery equivalente a la combinación directa del módulo Wind — Single Owner con un módulo de

almacenamiento. Las opciones disponibles para hibridación eólica con almacenamiento en esta versión son:

Tabla 53. Descripción plantillas de SAM para hibridación

Plantilla SAM	Descripción	Elección
PVWatts Wind Battery Hybrid	Modelo simplificado: PVWatts (solar) + Wind + Battery. Financiero Single Owner o Merchant Plant.	✓ Elegida → permite anular la componente solar
Photovoltaic Wind Battery Hybrid	Modelo detallado Detailed PV + Wind + Battery.	Exceso de complejidad para un parque sin solar
Custom Generation Pro... (Generic Battery)	Perfil de generación personalizado + batería genérica.	Alternativa válida si se dispone de serie horaria
Standalone Battery	Solo batería, sin generación asociada.	No aplicable → requiere sistema de generación acoplado

La plantilla PVWatts Wind Battery Hybrid — Single Owner fue seleccionada por ser la única que combina un modelo de generación eólica nativo de SAM con un módulo de almacenamiento bajo estructura financiera de project finance con PPA. La componente solar PVWatts se configura con una potencia nominal de 1 kW, el valor mínimo técnicamente aceptable por SAM, que genera una producción residual de 1.599 kWh/año (año 1), equivalente al 0,001% de la producción eólica, absolutamente despreciable a efectos de cualquier indicador financiero o energético. La generación PVWatts residual de 1.599 kWh/año frente a 144.271.616 kWh/año eólicos representa un ratio de $1,1 \times 10^{-5}$. Su impacto sobre el LCOE, el VAN o la TIR es matemáticamente nulo a cualquier número de cifras significativas relevantes para el análisis.

7.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA EÓLICO EN EL MODELO HÍBRIDO

Todos los parámetros del sistema eólico se han mantenido idénticos a los del modelo del Capítulo 4. , sin modificación alguna. Se documentan a continuación con sus fuentes de referencia para garantizar la trazabilidad completa del modelo.

7.3.1 RECURSO EÓLICO (WIND RESOURCE)

Tabla 54. Resumen parámetros recurso eólica SAM

Parámetro	Valor	Fuente
Método de definición del recurso	Distribución de Weibull directa	SAM User Manual (NREL, 2023)
Velocidad media de referencia	8,01 m/s	Global Wind Atlas (GWA), a 100 m s.n.m.
Parámetro de forma Weibull k	2,0504	GWC (DTU), k ponderado por sector, Módulo 2
Altura de medición de referencia	100 m	Altura de exportación GWA
Altura de buje (extrapolada)	105 m	Ley potencial $\alpha = 0,14 \rightarrow V_{\text{buj}} \approx 8,07$ m/s

7.3.2 TURBINA Y LAYOUT (WIND TURBINE / WIND FARM)

Tabla 55. Resumen parámetros turbina SAM

Parámetro	Valor	Fuente
Modelo de turbina	Vestas V150-4.2 MW (entrada personalizada)	Curva de potencia cúbica, Carrillo et al. (2013)

Parámetro	Valor	Fuente
Potencia nominal	4.200 kW	Especificación técnica Vestas V150
Diámetro de rotor	150 m	Especificación técnica Vestas V150
Altura de buje	105 m	Diseño de layout, Módulo 7
Velocidad de arranque v_{ci}	3,0 m/s	Curva $C_t(v)$, Burton et al. (2011)
Velocidad nominal v_r	10,1 m/s	Curva de potencia sintética, Módulo 9
Velocidad de corte v_{co}	24,5 m/s	Especificación técnica Vestas V150
Número de turbinas	8	Layout óptimo TOPFARM, Módulo 7
Potencia total instalada	33.600 kW	$8 \times 4.200 \text{ kW}$
Separación mínima entre turbinas	842 m (5,61D)	TOPFARM/BPA PyWake, Módulo 7

7.3.3 PÉRDIDAS DEL SISTEMA (WIND LOSSES)

Tabla 56. Resumen pérdidas sistema SAM

Concepto	Valor (%)	Fuente
Wake losses (pérdidas por estela)	2,7 %	TOPFARM/BPA PyWake, Módulo 7
Disponibilidad de turbinas	3,0 %	Estándar onshore, WES (2021)
Pérdidas eléctricas	2,0 %	Estándar de diseño onshore
Degradación / rendimiento	2,0 %	WES (2021)
Pérdidas totales acumuladas	~9,6 %	Combinación de los factores anteriores

7.3.4 COSTES DE INSTALACIÓN EÓLICA (WIND INSTALLATION COSTS)

SAM trabaja internamente en dólares americanos. Todos los costes expresados en euros en la Fase 4 se han convertido aplicando el tipo de cambio medio €/€ = 1,08, correspondiente al tipo de cambio medio del año 2024.

Tabla 57. Resumen costes SAM hibridación

Campo SAM	Valor (\$/kW)	Equivalente (€/kW)	Composición
Turbine capital cost	918 \$/kW	850 €/kW	Aerogeneradores + torres. Rango IRENA 2023: 850–950 €/kW
Balance of system cost	421 \$/kW	390 €/kW	Obra civil (150) + eléctrico (80) + evacuación (51) + ingeniería (50) + contingencias (59) €/kW
CAPEX total calculado por SAM	1.601 \$/kW	1.482 €/kW	Incluye IDC (Interests During Construction) calculados automáticamente

7.3.5 COSTES OPERATIVOS EÓLICOS (WIND OPERATING COSTS)

Tabla 58. Costes operativos SAM hibridación

Campo SAM	Valor (\$/año)	Equivalente (€/año)	Composición
Fixed Annual Cost	2.106.720 \$/año	1.950.667 €/año	O&M (45k) + seguros (5k) + arrendamiento (4k) + red REE (1k) €/MW/año × 33,6 MW

7.4 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA BESS EN EL MODELO HÍBRIDO

El sistema de almacenamiento se configura en las cuatro pestañas específicas del módulo Battery de SAM. Los parámetros corresponden al diseño final del Capítulo 6. 15 MW / 30 MWh / $\tau = 2$ h, tecnología LFP, topología AC-coupled.

7.4.1 DIMENSIONAMIENTO FÍSICO Y RENDIMIENTO (BATTERY CELL AND SYSTEM)

Tabla 59. Dimensionamiento BESS en SAM

Campo SAM	Valor introducido	Justificación técnica
Battery capacity	30.000 kWh	Energía nominal del diseño final: $15 \text{ MW} \times 2 \text{ h} = 30 \text{ MWh}$ (6.7.3)
Battery power	15.000 kW	Potencia nominal. Convergencia Métodos A+B+C + referencia Montes de Cierzo [90]
Battery voltage	1.000 V DC	Tensión típica de sistemas LFP industriales de gran escala [66]
Roundtrip efficiency (RTE)	93 %	Eficiencia de ciclo completo LFP. [68]: rango 92–95%
Initial state of charge	50 %	Valor estándar de inicio de simulación, estado de carga neutro
Minimum SOC	10 %	Límite inferior de protección de celdas LFP. DoD máximo seguro = 80%
Maximum SOC	90 %	Límite superior de protección. Uso conjunto min/max → DoD efectivo = 80%

* *Nota sobre el DoD efectivo:* El rango de operación 10%–90% garantiza un Depth of Discharge (DoD) efectivo del 80%, coherente con el estándar industrial LFP para maximizar

la vida útil de ciclo. Operar en el rango completo 0%–100% degradaría aceleradamente la capacidad útil de las celdas. Con un DoD del 80%, la energía útil por ciclo completo es: $30.000 \text{ kWh} \times 0,80 \times 0,93 \text{ (RTE)} = 22.320 \text{ kWh}$ descargados por ciclo.

7.4.2 VIDA ÚTIL Y DEGRADACIÓN (BATTERY LIFE)

Tabla 60. Vida útil y degradación parámetros

Campo SAM	Valor	Justificación técnica
Cycle degradation model	Degradation by time	Modelo de degradación lineal temporal, coherente con 25 años de análisis
Annual degradation rate	2 %/año	Degradación LFP ciclo completo en rango 1,5–2,5%/año [65]
Battery lifetime	25 años	Alineado con la vida útil del parque eólico. LFP garantiza >6.000 ciclos [65]

Verificación de consistencia de ciclos: Con 351 ciclos/año (0,96 ciclos/día, obtenidos del análisis del Método B en Capítulo 6.) y una vida útil de 25 años: $351 \times 25 = 8.775$ ciclos totales. Este valor es superior a la garantía de 6.000 ciclos del fabricante para tecnología LFP [65], lo que implica que la batería podría requerir sustitución de celdas antes del año 25 si se operara a plena carga todos los días. La reserva de reposición configurada en Financial Parameters (Replacement Reserve 2: 0,5 \$/W, año 15) cubre esta eventualidad.

7.4.3 ESTRATEGIA DE DESPACHO (BATTERY DISPATCH)

La configuración de despacho determina cuándo y cómo SAM decide cargar y descargar la batería. Es el parámetro operativo más crítico del modelo híbrido, ya que condiciona directamente los ingresos por arbitraje.

Tabla 61. Estrategia de despacho BESS en SAM

Campo SAM	Valor seleccionado	Justificación
Dispatch strategy	Automated dispatch	Optimización automática basada en señal de precios y/o perfil de generación
Battery can charge from grid	Habilitado (✓)	Permite cargar energía barata de la red en horas valle para venderla en horas pico → condición necesaria para el arbitraje
Battery can charge from system	Habilitado (✓)	Permite almacenar excedentes eólicos directamente
Look-ahead mode	Perfect look ahead	SAM conoce los precios futuros perfectamente → escenario optimista
Frequency to update dispatch	1 hora	Resolución horaria, coherente con los datos OMIE (24 precios/día)
Look-ahead period	18 horas	Horizonte de optimización del despacho diario
Cycle degradation penalty	Calculate automatically	SAM pondera el desgaste de las celdas en la decisión de ciclar

**Nota:* El modo 'Perfect look ahead' asume que el sistema conoce con certeza los precios del día siguiente, lo que representa el límite superior teórico del ingreso por arbitraje. En operación real, el despacho se basaría en previsiones de precio (day-ahead forecast) con error asociado, reduciendo el ingreso efectivo. Para un análisis académico, este modo es el apropiado porque proporciona el benchmark de rentabilidad máxima alcanzable.

7.4.4 COSTES DEL BESS (BATTERY INSTALLATION COSTS / BATTERY OPERATING COSTS)

Tabla 62. Costs BESS en SAM

Campo SAM	Valor (en \$)	Equivalente (€)	Fuente
Battery capital cost	270 \$/kWh	250 €/kWh	NREL Annual Technology Baseline [66]: rango 200–280 €/kWh para LFP utility-scale
CAPEX total calculado por SAM	$270 \times 30.000 = 8.100.000 \$$	$\approx 7.500.000 €$	Coherente con el diseño del Capítulo 6. : $250 \text{ €/kWh} \times 30.000 \text{ kWh} = 7,5 \text{ M€}$
Battery annual O&M (Fixed)	324.000 \$/año	300.000 €/año	$10 \text{ €/kWh} \cdot \text{año} \times 30.000 \text{ kWh} = 300 \text{ k€/año}$ [66]

7.5 PARÁMETROS FINANCIEROS DEL MODELO HÍBRIDO

La estructura financiera del modelo híbrido replica la del modelo eólico del Capítulo 4. , con la adición de las reservas de reposición del BESS. El modelo financiero es Single Owner con PPA, estructura estándar para proyectos eólicos onshore de tamaño medio en España.

7.5.1 PARÁMETROS PRINCIPALES (FINANCIAL PARAMETERS)

Tabla 63. Parametros financieros hibridación SAM

Parámetro	Valor	Justificación
Analysis period	25 años	Vida útil del parque eólico
Inflation rate	2,5 %	Objetivo del BCE para la zona euro

Parámetro	Valor	Justificación
Real discount rate	5,0 %	WACC real. Rango sector: 4,5–6,0% [61]
Debt fraction	70 %	Project finance estándar para eólica onshore española con PPA firmado
Loan term	15 años	Plazo estándar de financiación renovable en España
Loan interest rate	4,5 %	Euribor 2024 (~3,7%) + spread bancario (~0,8%) para proyectos con PPA
Federal / State income tax	25 %	Tipo del Impuesto sobre Sociedades. Art. 29, Ley 27/2014
Depreciation method	Straight Line, 25 años	Amortización lineal. Ley 27/2014 del IS, régimen instalaciones de generación
ITC / PTC incentives	0 % (desactivados)	Incentivos fiscales estadounidenses no aplicables en el marco fiscal español

7.5.2 RESERVAS DE REPOSICIÓN DE EQUIPOS (MAJOR EQUIPMENT REPLACEMENT RESERVE)

Tabla 64. Reservas de equipos SAM

Reserva	Coste (\$/W)	Año de reposición	Justificación
Replacement Reserve 1 (turbinas)	0,1 \$/W	Año 15	Reserva estándar SAM para mantenimiento mayor de turbinas
Replacement Reserve 2 (BESS — celdas LFP)	0,5 \$/W	Año 15	Coste estimado de sustitución de celdas: 15.000 kW × 0,5 \$/W = 7,5 M\$ ≈ CAPEX inicial BESS. Garantía LFP: ~6.000 ciclos / 15–17 años a 351 ciclos/año

7.5.3 PPA Y ESTRUCTURA DE INGRESOS (REVENUE)

Tabla 65. Revenue SAM

Campo SAM	Valor	Justificación
PPA price (Year 1)	6,48 ¢/kWh (= 64,8 \$/MWh)	60 €/MWh × 1,08. Extremo inferior del rango de PPAs bilaterales España 2023–2024: 55–65 €/MWh (Anuario AEE, 2024)
PPA escalation	0,0 %/año	Escenario base sin escalación — PPA precio fijo
Metering mode	Buy all / sell all	Toda la energía generada se vende al precio PPA; toda la energía de carga de red se compra a tarifa de mercado

7.6 INTEGRACIÓN DE LA SEÑAL DE PRECIOS OMIE 2025 EN SAM

El Automated Dispatch de SAM requiere una señal de precios horarios para optimizar el despacho de la batería (cuándo cargar barato y cuándo descargar caro). Los precios del mercado diario español se han descargado del portal público de OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) en formato XLS, doce ficheros mensuales del año 2025, y procesados mediante el script Python del Módulo 10.2 del Capítulo 6. .

Para esta sección se ha generado un nuevo cvs con esos datos sacados de OMIE, para poder insertarlos en SAM. SAM acepta series de precios horarios en formato CSV de una única columna numérica, con exactamente 8.760 filas de datos más una línea de cabecera (que SAM descarta automáticamente al importar).

7.6.1 ESTADÍSTICAS DE LA SEÑAL DE PRECIOS CARGADA

Tabla 66. Estadísticas de precios cargada en SAM

Métrica	Valor (€/MWh)	Valor (\$/MWh en SAM)
Precio medio anual	65,29 €/MWh	70,51 \$/MWh
Precio mínimo	-15,00 €/MWh	-16,20 \$/MWh
Precio máximo	240,00 €/MWh	259,20 \$/MWh
Desviación típica	47,62 €/MWh	51,43 \$/MWh
% horas con precio negativo	6,3 % (552 h/año)	—
Precio medio horas valle (H01–H06)	68,3 €/MWh	73,76 \$/MWh
Precio medio horas pico (H19–H22)	103,2 €/MWh	111,46 \$/MWh
Spread pico-valle medio anual	~34,9 €/MWh	~37,69 \$/MWh

La señal se carga en la pestaña Electricity Purchases de SAM, habilitando simultáneamente 'Use hourly sell rates' y 'Use hourly buy rates', de modo que SAM utiliza los precios OMIE hora a hora tanto para valorar la energía que la batería descarga como para calcular el coste de la energía que compra de la red para cargar la batería.

7.7 RESULTADOS DEL MODELO HÍBRIDO — ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO

Tras la configuración completa del modelo, se han obtenido los siguientes resultados en SAM 2025.4.16 con la plantilla PVWatts Wind Battery Hybrid — Single Owner:

7.7.1 TABLA DE RESULTADOS DEL MODELO HÍBRIDO

Tabla 67. Resultados SAM modelo híbrido

Métrica	Modelo híbrido (SAM)	Modelo eólico puro (Fase 4)	Variación
Total Year 1 generation	142.174.688 kWh	146.900.000 kWh	-3,2%
Wind AC capacity factor	49,0 %	49,9 %	-0,9 p.p.
Wind Year 1 generation	144.271.616 kWh	146.900.000 kWh	-1,8%
PVWatts generation (residual)	1.599 kWh	— (no aplica)	Despreciable
Battery roundtrip efficiency	84,85 %	— (no aplica)	Inferior al RTE teórico 93%
Battery charge from system	84,6 %	— (no aplica)	Batería se carga casi solo del viento
LCOE nominal	8,57 ¢/kWh (85,7 €/MWh)	4,91 ¢/kWh (49,1 €/MWh)	+74,5%
LCOE real	6,84 ¢/kWh (68,4 €/MWh)	3,84 ¢/kWh (38,4 €/MWh)	+78,1%
NPV (VAN)	-\$16.672.682 (-15,4 M€)	+\$17.604.000 (+16,3 M€)	Inversión de signo
IRR (TIR) año 15	-5,05 %	14,71 %	-19,76 p.p.
IRR (TIR) final (año 25)	-0,06 %	17,75 %	-17,81 p.p.
Net capital cost	\$59.108.528 (~54,7 M€)	\$49.800.000 (~46,1 M€)	+\$9,3 M (BESS)

Métrica	Modelo híbrido (SAM)	Modelo eólico puro (Fase 4)	Variación
Minimum DSCR	0,43	1,80	Por debajo del umbral bancario 1,20

7.7.2 DIAGNÓSTICO TÉCNICO DE LOS RESULTADOS

Los resultados del modelo híbrido muestran un deterioro severo de todos los indicadores financieros respecto al modelo eólico puro. Este deterioro no refleja la realidad económica del proyecto, sino una limitación estructural del modelo SAM PVWatts Wind Battery Hybrid — Single Owner que es necesario identificar y corregir con rigor académico.

7.7.2.1 Diagnóstico 1: El DSCR de 0,43 indica insolvencia financiera aparente

El DSCR (Debt Service Coverage Ratio) de 0,43 significa que los ingresos operativos del año más desfavorable solo cubren el 43% de las obligaciones de deuda. Un DSCR inferior a 1,0 implica que el proyecto no puede atender el servicio de la deuda con sus propios ingresos, lo que en la práctica equivale a insolvencia técnica.

Sin embargo, este resultado es un artefacto del modelo, no una propiedad real del proyecto. La causa raíz es la siguiente: en la plantilla Single Owner con PPA, SAM asigna un precio de venta fijo ($6,48 \text{ ¢/kWh} = 64,8 \text{ \$/MWh}$) a TODA la energía del sistema, incluyendo la que descarga la batería. Al mismo tiempo, la batería incurre en costes de carga (precio de compra de red según OMIE 2025: media $70,51 \text{ \$/MWh}$). El resultado es que SAM modela un escenario en el que la batería compra energía a $\sim 70 \text{ \$/MWh}$ de la red y la vende a $64,8 \text{ \$/MWh}$ al comprador del PPA — una operación sistemáticamente deficitaria por diseño contractual.

7.7.2.2 Diagnóstico 2: La batería no genera diferencial de ingresos bajo PPA fijo

La clave del arbitraje energético es comprar energía barata y venderla cara. En un contrato PPA de precio fijo, el precio de venta es constante e independiente de cuándo se descargue la batería. Por tanto, descargar a las 22:00 h (precio OMIE alto) o a las 03:00 h (precio OMIE bajo) genera exactamente los mismos ingresos para el propietario del parque: ambos se venden a 64,8 \$/MWh.

Consecuencia directa: Bajo un PPA de precio fijo, la batería no puede capturar ningún diferencial de precio de mercado. El único efecto económico de la batería en este modelo es añadir CAPEX (8,1 M\$), OPEX (324 k\$/año) y costes de energía de carga (precio de compra de red), sin ningún ingreso incremental asociado. El resultado, VAN negativo y DSCR < 1, es matemáticamente correcto bajo estas hipótesis contractuales.

7.7.2.3 Diagnóstico 3: La RTE efectiva de 84,85% vs. la teórica de 93%

SAM reporta una Battery roundtrip efficiency de 84,85%, inferior al valor teórico configurado de 93%. Esta diferencia se explica por las pérdidas adicionales del sistema AC-coupled: el convertidor PCS (Power Conversion System) introduce pérdidas de conversión DC/AC y AC/DC adicionales a las pérdidas internas de las celdas. La eficiencia de 84,85% es el RTE del sistema completo (celdas + PCS), mientras que el 93% es la eficiencia interna de las celdas LFP. Ambos valores son coherentes con la literatura técnica [68].

7.8 ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE VIABILIDAD DEL SISTEMA HÍBRIDO

El diagnóstico de la sección 7.7 estableció que el modelo híbrido bajo PPA de precio fijo y CAPEX de batería a precios de mercado actuales (250 €/kWh) produce un VAN negativo y un DSCR de 0,43, resultado que refleja fielmente la inviabilidad del arbitraje bajo las condiciones contractuales y de mercado de 2025. Con el objetivo de identificar las condiciones bajo las cuales la hibridación eólico-BESS se vuelve económicamente viable, se han definido tres escenarios de sensibilidad que actúan sobre las dos variables de mayor

impacto identificadas en el: el precio de venta de la energía y el coste de inversión del sistema de almacenamiento.

7.8.1 DEFINICIÓN DE LOS ESCENARIOS

Escenario A — PPA con escalación al 2% anual (CAPEX BESS actual): Se mantiene el CAPEX del BESS en 250 €/kWh (270 \$/kWh) e introduce una cláusula de escalación del precio PPA del 2% anual, equivalente a la indexación al objetivo de inflación del BCE. El precio PPA evoluciona desde 60 €/MWh en el año 1 hasta $60 \times 1,02^{25} \approx 96,3$ €/MWh en el año 25, con un precio nivelado nominal de 85,9 \$/MWh ($\approx 79,5$ €/MWh). Este escenario evalúa si la escalación contractual del PPA es suficiente para compensar el coste adicional del BESS con las baterías a precio de mercado actual. La escalación del 2% es negociable en contratos PPA bilaterales como indexación al IPC, siendo una práctica documentada en el mercado español [60].

Escenario B — CAPEX BESS proyección 2028 (PPA precio fijo): Se mantiene la escalación del PPA en 0% y se reduce el CAPEX del BESS a 150 €/kWh (162 \$/kWh), correspondiente a la proyección de BloombergNEF [65] para sistemas LFP utility-scale en 2028. El CAPEX total del BESS pasa de 7,5 M€ a 4,5 M€, reduciendo el coste neto de capital del proyecto de 59,1 M\$ a 55,6 M\$ y el equity requerido de 17,7 M\$ a 16,7 M\$. Este escenario evalúa si la reducción esperada de costes de batería por sí sola es suficiente para hacer viable la hibridación sin ningún cambio contractual.

Escenario C — Combinación óptima: PPA escalado + CAPEX 2028: Se aplican simultáneamente la escalación del PPA al 2% anual y el CAPEX del BESS de 150 €/kWh. Es el escenario que mejor representa las condiciones bajo las cuales se espera que los proyectos híbridos eólico-BESS sean mayoritariamente desarrollados en España a partir de 2027–2028, según las proyecciones de mercado [65] [56].

7.8.2 RESULTADOS DE LOS TRES ESCENARIOS

Los resultados completos de los tres escenarios, comparados con el modelo eólico puro del Capítulo 4. y con el modelo híbrido base de precio fijo de la sección 7.7, son los siguientes:

Tabla 68. Resultados tres escenarios hibridación

Métrica	Eólico puro (Capítulo 4)	Híbrido base (7.7)	Escenario A	Escenario B	Escenario C
CAPEX BESS (€/kWh)	—	250	250	150	150
PPA escalación	0%	0%	2%/año	0%	2%/año
Year 1 generation (kWh)	146.900.000	142.174.688	142.170.336	142.174.688	142.170.336
LCOE nominal (€/kWh)	4,91	8,57	9,15	8,63	8,94
LCOE real (€/kWh)	3,84	6,84	7,30	6,89	7,14
LPPA nivelado nominal (€/kWh)	6,00	7,33	8,59	7,33	8,59
NPV VAN (\$)	+\$17,6M (~16,3 M€)	-\$16.672.682	-\$7.507.520	-\$17.500.582	-\$4.761.206
IRR año 15	14,71%	-5,05%	1,36%	-5,71%	2,44%
IRR final año 25	17,75%	-0,06%	5,04%	-0,43%	5,89%

DSCR mínimo	1,80	0,43	0,90	0,36	0,96
Financiable (DSCR > 1,20)	✓	✗	✗	✗	✗

7.8.3 ANÁLISIS DETALLADO POR ESCENARIO

Escenario A — Efecto de la escalación del PPA

La introducción de la escalación del 2% anual en el PPA mejora sustancialmente todos los indicadores respecto al modelo base: el VAN pasa de -16,7 M\$ a -7,5 M\$, una mejora de 9,2 M\$, y la TIR final sube de 0,06% a 5,04%, superando por primera vez el WACC real del 5%, aunque por un margen mínimo de 4 puntos básicos. El DSCR mínimo sube de 0,43 a 0,90, lo que supone una mejora significativa, aunque insuficiente para cruzar el umbral bancario de 1,20.

La causa técnica de esta mejora es la naturaleza asimétrica del efecto de la escalación sobre los flujos de caja del proyecto. Los ingresos crecen al 2% anual compuesto durante los 25 años de vida útil, mientras que el servicio de la deuda, calculado sobre el préstamo a tipo fijo del 4,5% y plazo de 15 años, es constante en términos nominales durante el período de amortización. Esta divergencia hace que los flujos de caja libres sean progresivamente más holgados a medida que avanza el proyecto, con los años finales siendo los de mayor rentabilidad. El DSCR mínimo de 0,90 se produce en los primeros años de operación, cuando la brecha entre ingresos (aún bajos en términos absolutos) y servicio de deuda (en su valor máximo) es mayor. En los años 20–25, una vez amortizada la deuda, los flujos de caja libres son positivos y crecientes, lo que explica que la TIR al final del proyecto (5,04%) sea muy superior a la TIR en el año 15 (1,36%).

A pesar de la mejora, el DSCR de 0,90 indica que en el peor año el proyecto genera ingresos operativos que solo cubren el 90% de sus obligaciones de deuda, lo que haría necesario disponer de reservas de efectivo para cubrir el déficit. Ninguna entidad financiera aprobaría

un project finance con este perfil de DSCR sin garantías adicionales de primera demanda del promotor o accionista.

Escenario B — Efecto de la reducción del CAPEX del BESS

La reducción del CAPEX del BESS de 250 a 150 €/kWh (-40%) reduce el coste neto de capital del proyecto en 3,5 M\$ (de 59,1 M\$ a 55,6 M\$). Sin embargo, los resultados financieros son los peores de los tres escenarios: el VAN empeora respecto al modelo base (-17,5 M\$ frente a -16,7 M\$), la TIR final es -0,43% y el DSCR mínimo cae hasta 0,36.

Este resultado, coherente con la lógica del modelo, aunque contrario a la intuición inicial, revela con claridad el mecanismo estructural del problema: bajo un PPA de precio fijo y sin escalación, la batería no genera ningún diferencial de ingresos independientemente de su coste de instalación. La reducción del CAPEX reduce la deuda y el equity, pero al mismo tiempo reduce proporcionalmente las reservas de efectivo y los colchones financieros que SAM construye sobre el capital invertido. El DSCR de 0,36, inferior incluso al modelo base, indica que la estructura de costes del proyecto con CAPEX reducido, pero sin ingresos adicionales genera un perfil de flujos de caja aún más desfavorable que con el CAPEX original.

Este resultado tiene un valor académico elevado porque demuestra empíricamente que, bajo PPA de precio fijo, la reducción del CAPEX del BESS no es una palanca de viabilidad económica. El coste de la batería es irrelevante si el contrato de venta no permite capturar ningún valor diferencial de la flexibilidad que aporta el almacenamiento. Esta conclusión es coherente con el análisis teórico de Newbery & Grubb [74], que establece que el valor económico del almacenamiento depende primariamente de la estructura del contrato de venta de energía y solo secundariamente del coste de la tecnología.

Escenario C — Combinación óptima

El Escenario C produce los mejores resultados del análisis: VAN de -4,76 M\$, TIR final del 5,89% y DSCR mínimo de 0,96. Es el escenario que más se aproxima a la viabilidad

financiera, aunque sigue sin alcanzar el umbral de financiabilidad bancaria de $DSCR \geq 1,20$. La combinación de las dos palancas genera una mejora conjunta de 11,9 M\$ sobre el modelo base, superior a la suma de las mejoras individuales del Escenario A (9,2 M\$) y del Escenario B (que en realidad empeora el modelo), lo que confirma que el efecto de la escalación del PPA domina completamente el análisis y que el CAPEX reducido solo aporta valor cuando va acompañado de una estructura de ingresos que capture el diferencial de precio.

La TIR final del 5,89% supera el WACC real del 5% en 89 puntos básicos, lo que indica que el proyecto genera valor económico neto para el accionista a largo plazo. Sin embargo, el DSCR de 0,96, a 24 puntos porcentuales del umbral bancario de 1,20, implica que el proyecto no es financiable bajo project finance convencional en estas condiciones. Para alcanzar $DSCR = 1,20$, los ingresos anuales deberían ser aproximadamente un 25% superiores a los modelados, lo que equivaldría a un precio PPA inicial de ~ 75 €/MWh, significativamente por encima del rango de mercado español 2023–2024 de 55–65 €/MWh [60].

7.9 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE HIBRIDACIÓN Y SÍNTESIS METODOLÓGICA

7.9.1 TABLA DE CONVERGENCIA CON EL ANÁLISIS DE LA FASE 6

La coherencia entre los resultados de SAM (simulación) y los del análisis numérico en Python (Capítulo 6.) es la validación metodológica central de este trabajo. La comparación directa es la siguiente:

Tabla 69. Convergencia análisis Fase 7 y 6

Indicador	Fase 6 (Python, Método B)	Fase 7 (SAM, Escenario C)	Interpretación
Ingreso arbitraje por	502,3 k€/año	No capturable bajo PPA fijo	Diferencia metodológica documentada en 7.7.2

VAN incremental BESS	-10,59 M€ (arbitraje puro)	-4,76 M\$ (\approx -4,41 M€) en Escenario C	Convergencia cualitativa: ambos negativos
LCOS del BESS	121,0 €/MWh	No calculable directamente en SAM	—
Conclusión sobre viabilidad	No viable bajo OMIE 2025	No viable bajo condiciones 2025	✓ Coherente

La diferencia cuantitativa entre ambos métodos es explicable. El análisis del Método B del Capítulo 6. modela exclusivamente el valor del arbitraje bajo precios spot OMIE 2025 sin escalación, mientras que el Escenario C de SAM incorpora la escalación del PPA al 2% anual y el CAPEX reducido proyectado para 2028. Ambas diferencias están documentadas y no afectan a la conclusión cualitativa central.

7.9.2 PRIMERA CONCLUSIÓN: EL PPA DE PRECIO FIJO ANULA EL VALOR ECONÓMICO DEL ALMACENAMIENTO

La conclusión más relevante del análisis de escenarios es que, bajo un contrato PPA de precio fijo, la reducción del CAPEX del BESS no mejora la viabilidad del proyecto y puede incluso empeorarla marginalmente (Escenario B). Esto demuestra que el impedimento estructural para la viabilidad del sistema híbrido no es tecnológico sino contractual: mientras el precio de venta de la energía sea fijo e independiente del momento de despacho, la batería no puede capturar ningún valor diferencial, y su único efecto sobre el proyecto es añadir coste sin añadir ingreso.

Esta conclusión es de especial relevancia práctica para el mercado español, donde los contratos PPA bilaterales de precio fijo son el instrumento dominante de financiación de proyectos renovables [60]. Implica que los sistemas híbridos eólico-BESS orientados al arbitraje de precio de mercado requieren o bien contratos PPA indexados al precio de mercado (PPA floating o CfD — Contract for Difference), o bien acceso directo al mercado

mayorista bajo un modelo de ingresos Merchant, para capturar el valor diferencial del almacenamiento.

7.9.3 SEGUNDA CONCLUSIÓN: LA ESCALACIÓN DEL PPA ES LA ÚNICA PALANCA EFECTIVA BAJO LAS HIPÓTESIS DEL MODELO

La escalación del PPA al 2% anual (Escenario A, mejora del VAN en +9,2 M\$) es la única palanca que produce una mejora significativa y consistente de los indicadores financieros. Su impacto es unas 3,4 veces superior al de la reducción del CAPEX del BESS en términos de mejora del VAN, y en el Escenario B la reducción del CAPEX sin escalación produce resultados peores que el modelo base.

Esto refuerza la conclusión equivalente del Capítulo 4. para el modelo eólico puro: la cláusula de escalación en el contrato PPA es el mecanismo de gestión de riesgo de mayor impacto económico identificado en el análisis, por encima de cualquier variable técnica o de coste de los equipos.

7.9.4 TERCERA CONCLUSIÓN: NINGÚN ESCENARIO ALCANZA EL UMBRAL DE FINANCIABILIDAD BANCARIA

Ninguno de los tres escenarios evaluados supera el DSCR mínimo de 1,20 requerido para la financiación bancaria bajo project finance convencional. El mejor resultado obtenido es el DSCR de 0,96 del Escenario C, a 24 puntos porcentuales del umbral. Para alcanzar DSCR = 1,20 bajo las hipótesis del Escenario C, sería necesario combinar el CAPEX de 150 €/kWh, la escalación del 2% y un precio PPA inicial de aproximadamente 75 €/MWh, lo que sitúa la viabilidad del proyecto en el límite superior del rango de precios de mercado español proyectado para 2026–2028.

Esta conclusión no invalida la viabilidad del parque eólico subyacente, cuyo DSCR de 1,80 (Capítulo 4.) lo sitúa cómodamente dentro de los rangos bancarios estándar. Lo que establece es que la adición del BESS, bajo las condiciones actuales de mercado y coste tecnológico, destruye valor financiero medido en términos de financiación bancaria,

aunque el sistema combinado genera valor económico para el accionista en el horizonte de 25 años cuando se incorpora la escalación del PPA (TIR de 5,89% > WACC real de 5%).

7.9.5 HIPÓTESIS DE VIABILIDAD Y VENTANA TEMPORAL

El análisis conjunto de los escenarios permite formular la hipótesis de viabilidad del sistema híbrido de Noviercas–Borobia con precisión cuantitativa: la hibridación eólico-BESS será económicamente viable y bancariamente financiable cuando se cumplan simultáneamente tres condiciones — un contrato PPA con escalación indexada a la inflación del 2%, un CAPEX del BESS en el rango de 100–120 €/kWh (proyectado para 2030–2032 por BloombergNEF [65]) y un precio PPA inicial negociado en el rango de 68–75 €/MWh, posible en un contexto de mayor demanda corporativa de energía renovable con garantías de despachabilidad.

El parque eólico, rentable y financiable de forma autónoma desde el primer año de operación, puede incorporar el BESS en una ampliación de capacidad cuando converjan estas tres condiciones, sin comprometer en ningún momento la viabilidad del activo eólico subyacente. Esta estrategia de desarrollo por fases, parque eólico primero, almacenamiento cuando las condiciones de mercado y coste lo justifiquen, es la que mejor optimiza el perfil riesgo-retorno del proyecto en el horizonte temporal analizado.

7.9.6 TABLA RESUMEN FINAL

Tabla 70. Resumen final

Escenario	CAPEX BESS	PPA escal.	VAN (\$)	TIR final	DSCR mín.	LCOE nominal	Financiable
Eólico puro	—	0%	+\$16,3 M	17,75%	1,80	4,91 ¢/kWh	✓
Híbrido base	250 €/kWh	0%	–\$16,7 M	–0,06%	0,43	8,57 ¢/kWh	✗

ICAI ICADE CIHS **USE TAB TO APPLY TÍTULO I TO THE TEXT THAT YOU WANT TO APPEAR HERE.**

A — PPA escalado	250 €/kWh	2%/año	-\$7,5 M	5,04%	0,90	9,15 ¢/kWh	✗
B — CAPEX 2028	150 €/kWh	0%	-\$17,5 M	-0,43%	0,36	8,63 ¢/kWh	✗
C — Combinado	150 €/kWh	2%/año	-\$4,8 M	5,89%	0,96	8,94 ¢/kWh	✗
Umbral bancario	—	—	> 0	> 5%	≥ 1,20	< PPA	✓

El análisis confirma que el sistema híbrido de Noviercas–Borobia no es financiable bajo project finance convencional en ninguno de los escenarios evaluados para las condiciones de mercado de 2025. Sin embargo, el Escenario C demuestra que el proyecto se encuentra en el umbral de generación de valor para el accionista ($TIR > WACC$), y que la viabilidad financiera plena es alcanzable con ajustes moderados y tecnológicamente fundamentados en el horizonte 2027–2030. Esta conclusión, coherente con el análisis cuantitativo del Capítulo 6. , constituye el resultado central de la evaluación de hibridación del presente trabajo.

Capítulo 8. CONCLUSIONES

8.1 VIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO

El diseño y la evaluación económica del parque eólico de Noviercas–Borobia confirman la viabilidad técnica y financiera del proyecto en todos los escenarios analizados. El emplazamiento seleccionado, con una velocidad media anual de 8,01 m/s a 100 m y una densidad de potencia de 586,6 W/m², se sitúa en la franja superior de los emplazamientos onshore de la meseta norte española, con un factor de capacidad neto del 46,1% tras la optimización del layout mediante TOPFARM. Este valor casi duplica la media nacional del 23–25% [64], lo que se traduce directamente en un LCOE de 49,1 €/MWh, competitivo dentro del rango europeo de 40–60 €/MWh [56], y en indicadores financieros sólidos: VAN de +16,3 M€, TIR del 17,75% al final de la vida útil y DSCR mínimo de 1,80, muy por encima del umbral bancario de 1,20.

La solidez de estos resultados se explica por la combinación de tres factores que actúan de forma acumulativa sobre la rentabilidad del proyecto: el emplazamiento presenta un recurso eólico excepcional, con una densidad de potencia de 586,6 W/m² que lo sitúa en la franja superior de los parques onshore de la meseta norte; la Vestas V150-4.2 es la turbina mejor adaptada a ese recurso, con un ratio v/v_{rated} de 0,799 que garantiza que opera cerca de su potencia nominal la mayor parte del tiempo; y la optimización del layout mediante TOPFARM redujo las pérdidas por estela del 6,8% al 2,7%, recuperando producción equivalente a varios millones de euros en ingresos acumulados a lo largo de la vida útil del parque.

En el contexto de la política energética española, un parque con estas características es precisamente el tipo de activo que el PNIEC 2023–2030 necesita multiplicar: un proyecto

que no solo genera energía renovable en volumen significativo, 135,7 GWh/año netos, sino que lo hace a un coste lo suficientemente bajo como para ser competitivo sin necesidad de subvenciones, financiable bajo estructura de project finance convencional y replicable en las zonas de mayor recurso de la meseta norte. España instaló en 2024 el 23,2% de su generación eléctrica con energía eólica, pero el objetivo del 81% de generación renovable en 2030 requiere seguir desarrollando emplazamientos de alto rendimiento que mantengan el LCOE del sistema dentro de rangos asumibles para el consumidor final.

8.2 VIABILIDAD ECONÓMICA DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

El análisis de la integración del BESS arroja un resultado que este trabajo presenta sin atenuación: **bajo las condiciones del mercado OMIE de 2025, el sistema de almacenamiento de 15 MW / 30 MWh no genera un retorno económico positivo mediante arbitraje de precios.** El VAN incremental del BESS es de -13,00 M€ bajo value stacking con precios reales de mercado, y el modelo SAM confirma que, bajo un contrato PPA de precio fijo, la batería no puede capturar ningún diferencial de precio independientemente de su coste de instalación.

Este resultado es consecuencia directa y documentada de una condición de mercado específica: la alta penetración de energía solar fotovoltaica en España ha comprimido el spread pico-valle del mercado OMIE hasta un nivel medio anual de 34,9 €/MWh en 2025, muy inferior al LCOS de referencia del sistema LFP de 121 €/MWh. Esta compresión, el fenómeno conocido como *duck curve*, hace que el coste de la energía cargada durante las horas nocturnas (68,3 €/MWh de media en 2025) sea prácticamente igual al precio de venta en horas pico, eliminando el margen del arbitraje. Bajo el spread histórico del mercado OMIE en 2022–2024, de 40–80 €/MWh, el análisis habría producido resultados positivos con el mismo CAPEX actual.

Lo que el análisis sí demuestra con claridad es dónde está el impedimento estructural y cuándo desaparece. El obstáculo no es tecnológico sino contractual y de mercado: mientras

el contrato PPA fije el precio de venta independientemente del momento de despacho, el almacenamiento no puede capturar valor diferencial. Y mientras el spread de mercado sea inferior al LCOS, el arbitraje puro no es viable. Ambas condiciones son temporales. La proyección de costes de BloombergNEF sitúa el CAPEX LFP en 150 €/kWh para 2028 y en 100–120 €/kWh para 2030–2032. Con un CAPEX de 150 €/kWh, escalación del PPA al 2% anual y un precio inicial negociado en el rango de 68–75 €/MWh, posible en un contexto de mayor demanda corporativa de energía renovable con perfil despachable, el Escenario C del modelo híbrido genera un VAN de –4,8 M\$ y una TIR del 5,89%, por encima del WACC real del 5%, con un DSCR que se aproxima al umbral bancario.

La estrategia que emerge de este análisis es clara: desarrollar el parque eólico en primer lugar, aprovechando su viabilidad inmediata y autónoma, e incorporar el BESS en una segunda fase cuando converjan las condiciones de coste y contrato. Esta secuencia no es una renuncia al almacenamiento, sino una forma de no comprometer un activo financieramente sólido con una inversión prematura. El parque eólico, en operación desde el primer año, genera los flujos de caja que permiten al promotor esperar el momento óptimo para la hibridación sin presión financiera.

Conviene además situar este resultado en el contexto del sistema eléctrico español. España cuenta actualmente con apenas 25 MW de almacenamiento en baterías instalados, frente a 3.331 MW de bombeo hidráulico [64]. La distancia entre ambas cifras ilustra el reto de despliegue que tiene por delante el sector: el almacenamiento electroquímico a gran escala es todavía marginal en el mix español, y su integración masiva depende precisamente de que proyectos como el analizado en este trabajo demuestren las condiciones bajo las cuales es viable, sin forzar su adopción antes de que el mercado y la tecnología estén preparados.

8.3 LA GESTIONABILIDAD COMO RETO ESTRUCTURAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA ESPAÑOLA

La conclusión de fondo de este trabajo trasciende los números del proyecto concreto. La transición energética española está resolviendo el problema de la generación renovable: los costes han caído, las tecnologías están maduras y los emplazamientos de alto recurso están identificados. El reto que queda por resolver, y que este trabajo aborda directamente, es la gestionabilidad: la capacidad de que la energía renovable se entregue cuando se necesita, no solo cuando el viento sopla o el sol brilla.

Un parque eólico convencional, por muy eficiente que sea, es un activo de generación variable. Su valor en el sistema eléctrico está limitado por esa variabilidad: en las horas de mayor generación, la abundancia de renovables deprime los precios; en las horas de mayor demanda, puede no haber viento. Este desajuste estructural entre oferta y demanda es el que justifica el almacenamiento, no como complemento opcional, sino como el paso siguiente inevitable en la evolución del sistema eléctrico. La hibridación eólica-BESS no es una novedad conceptual; es la respuesta técnica al problema más importante que tiene la transición energética española en la próxima década.

En este sentido, los 552 millones de horas con precio negativo en el mercado OMIE de 2025 (el 6,3% del año) no son una anomalía: son la señal más clara de que el sistema eléctrico ya está absorbiendo más energía renovable de la que puede gestionar en determinados momentos sin herramientas de flexibilidad. Cada hora de precio negativo es una hora en la que la generación renovable se está desperdiciando o se está pagando para que no genere. El almacenamiento convierte esas horas en oportunidades de carga barata para descargar en los momentos de mayor valor, transformando el exceso en recurso.

8.4 LÍNEAS DE TRABAJO FUTURO

El análisis desarrollado en este trabajo abre cuatro líneas de investigación que darían continuidad natural a sus resultados:

1. La primera es repetir el análisis de arbitraje con datos de precios OMIE de 2026–2027, incorporando el efecto de la creciente electrificación del transporte y la industria sobre la demanda nocturna. Si la penetración de vehículos eléctricos en España aumenta conforme a las proyecciones del PNIEC, el valle nocturno de precios podría estrecharse significativamente, cambiando el balance del arbitraje en favor del almacenamiento. Este análisis permitiría actualizar la ventana temporal de viabilidad del BESS con una base de datos más representativa del sistema eléctrico futuro.
2. La segunda es evaluar el modelo de comercialización mediante un contrato PPA flotante o CfD (Contract for Difference), en el que el precio de venta está indexado al precio de mercado, en lugar del PPA de precio fijo adoptado en este trabajo. La conclusión más relevante del Capítulo 7. es que el impedimento estructural para la rentabilidad del BESS es contractual, no tecnológico. Un PPA flotante permitiría al propietario del parque capturar el diferencial de precio que el almacenamiento genera, transformando la ecuación económica del sistema híbrido. Este cambio de modelo de negocio es el que están adoptando los promotores más avanzados en mercados europeos con mayor madurez regulatoria, como el Reino Unido o Alemania.
3. La tercera es incorporar en el modelo el servicio de Fast Frequency Response (FFR) como fuente de ingresos adicional para el BESS. Este producto, actualmente en proceso de regulación por REE, remunera la inyección de potencia en menos de dos segundos ante desviaciones de frecuencia, y los primeros procedimientos piloto europeos sugieren una remuneración de 5–10 €/MW/h, entre cinco y diez veces superior a la remuneración actual del servicio aFRR español. Si REE regula y remunera el FFR de forma equivalente a los mercados europeos de referencia, el value stacking del BESS cambia cualitativamente: la combinación de arbitraje y FFR

podría hacer viable el sistema con el CAPEX actual, sin esperar a las reducciones proyectadas para 2028–2030.

4. La cuarta es analizar la estrategia de ampliación del BESS en el año 8–10 de vida del parque. En ese momento, el préstamo de la fase eólica habrá amortizado aproximadamente la mitad de su saldo, reduciendo la carga financiera del proyecto y liberando capacidad de endeudamiento. Simultáneamente, el CAPEX del BESS habrá bajado al rango de 120–150 €/kWh según las proyecciones de BloombergNEF. La incorporación del almacenamiento en ese punto, cuando el activo eólico está consolidado, la deuda reducida y la tecnología más barata, es la configuración que maximiza el perfil riesgo-retorno del conjunto a lo largo de los 25 años de vida del proyecto. Modelar esta ampliación diferida con las herramientas desarrolladas en este trabajo es el paso más directo hacia un análisis completo del ciclo de vida del sistema híbrido.

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Statkraft, «Statkraft avanza en su primer proyecto de hibridación con baterías en Galicia,» 05 2025. [En línea]. Available: <https://www.statkraft.es/medios/noticias-e-historias/archivo/2025/statkraft-avanza-en-su-primero-proyecto-de-hibridacion-con-baterias-en-galicia/>. [Último acceso: 10 2025].
- [2] Iberdrola, «Iberdrola instalará la primera batería en un proyecto eólico, en el parque Elgea-Urkilla, en el País Vasco,» 05 2021. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-instalara-primera-bateria-proyecto-eolico-parque-elgea-urkilla-pais-vasco>. [Último acceso: 10 2025].
- [3] Statkraft, «Statkraft logra el permiso ambiental para instalar una batería en el complejo eólico repotenciado Montes de Cierzo, en Navarra,» 08 2025. [En línea]. Available: <https://www.statkraft.es/medios/noticias-e-historias/archivo/2025/statkraft-logra-el-permiso-ambiental-para-instalar-una-bateria-en-el-complejo-eolico-repotenciado-montes-de-cierzo-en-navarra/>. [Último acceso: 10 2025].
- [4] Iberdrola, «EXTREMADURA - Iberdrola pone en marcha Arañuelo III, el primer proyecto fotovoltaico de España que incorpora una batería de almacenamiento de energía,» 09 2021. [En línea]. Available: https://www.iberdrolaespana.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/210916_NP_01_Marcha_Aranuelo. [Último acceso: 10 2025].
- [5] J. C. Chávez, «Vattenfall inaugura central de renovables en Países Bajos,» 03 2022. [En línea]. Available: <https://energiahoy.com/energias-verdes/vattenfall-inaugura-central-de-renovables-en-paises-bajos/>. [Último acceso: 10 2025].
- [6] Orsted, «Ørsted invests in battery energy storage system co-located with Hornsea 3 Offshore Wind Farm,» 06 2024. [En línea]. Available: <https://orsted.com/en/media/news/2024/06/orsted-invests-in-battery-energy-storage-system-co-1390267511?> [Último acceso: 10 2025].
- [7] A. Orlandi, «Las 7 ventajas y desventajas de la energía eólica,» [En línea]. Available: <https://www.greentecher.com/blog-ventajas-y-desventajas-energia->

eolica/?srsltid=AfmBOoqbbO7o55pOqwu1n2Cnjdh3DPMubOZYJIBWbA2QXUiBL41Yfsyf&v=12470fe406d4. [Último acceso: 27 09 2025].

- [8] Iberdrola, «Infografía energía eólica,» [En línea]. Available: https://www.iberdrola.com/documents/20125/40918/Infografia_energia_eolica.pdf. [Último acceso: 27 09 2025].
- [9] Naturgy, CIEMAT, «El papel del almacenamiento en la transición energética,» [En línea]. Available: <https://www.fundacionnaturgy.org/wp-content/uploads/2021/06/el-papel-del-almacenamiento-en-la-transicion-energetica.pdf>. [Último acceso: 10 2025].
- [10] M. d. T. E. y. e. R. Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC),» 2023. [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>. [Último acceso: 29 09 2025].
- [11] G. d. España, «Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética,» 2021 05 22. [En línea]. Available: <https://www.pactomundial.org/leyes-directivas-normativas-sostenibilidad/ley-7-2021-de-20-de-mayo-de-cambio-climatico-y-transicion-energetica/>. [Último acceso: 29 09 2025].
- [12] R. Eléctrica, «La producción renovable crece en España un 10,3% en 2024 y alcanza sus mayores registros,» 18 03 2025. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/03/la-produccion-renovable-crece-en-Espana-un-10-3-por-ciento-2024-alcanza-mayores-registros>. [Último acceso: 01 10 2025].
- [13] Red Eléctrica, «Informe del Sistema Eléctrico 2024,» 2024. [En línea]. Available: https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/ISE_2024.pdf. [Último acceso: 10 2025].
- [14] S. Greenalia Wind Power, «Plan Estratégico de Estimaciones de los Impactos Socio-Económicos de un Parque Eólico,» Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), Madrid, 2021 Marzo 25.
- [15] R. d. A. A. S. T. ". d. i. a. d. l. p. d. e. renovables", «Evaluación de Impacto Ambiental de Proyectos de Parques Eólicos Terrestres: Tratamiento de los principales impactos. Condiciones y medidas para las Declaraciones de Impacto Ambiental,» Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), Madrid, 2020.

- [16] D. W. Energy y W. B. Group, «Global Wind Atlas 3.0,» Technical University of Denmark (DTU); Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info>. [Último acceso: Enero 2026].
- [17] A. E. E. (AEE), «Mapa de Instalaciones Eólicas,» Agosto 2020. [En línea]. Available: <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/mapa-de-parques-eolicos/castilla-leon/>. [Último acceso: Enero 2026].
- [18] R. E. d. E. (REE), «Mapa de proyectos de transporte,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/transporte-electricidad/proyectos-transporte/mapa-proyectos>. [Último acceso: Enero 2026].
- [19] R. E. d. E. (REE), «Conoce la capacidad de acceso,» Enero 2026. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion/conoce-la-capacidad-de-acceso>. [Último acceso: Enero 2026].
- [20] V. y. O. d. T. Junta de Castilla y León. Consejería de Medio Ambiente, «Cartografía de zonas excluidas para instalaciones eólicas — Visor SIG IDECyL,» Octubre 2022. [En línea]. Available: [https://idecyl.jcyl.es/vcig/?service=https://idecyl.jcyl.es/geoserver/energia/wms&layer=energia_cyl_renov_zonas_excl_instal_eoli&type=wms&style=energia:energia_cyl_renov_zonas_excl_instal_eoli_rojo&bbox=160000,4440000,605000,4790000&srs=EPSG:25830](https://idecyl.jcyl.es/vcig/?service=https://idecyl.jcyl.es/geoserver/energia/wms&layer=energia_cyl Renov zonas excl instal eoli&type=wms&style=energia:energia_cyl_renov_zonas_excl_instal_eoli_rojo&bbox=160000,4440000,605000,4790000&srs=EPSG:25830) Fecha de. [Último acceso: Enero 2026].
- [21] Terraeólica, «Impacto de parques eólicos y solares en el uso del terreno,» 2023. [En línea]. Available: <https://terraeolica.com/blog/tpost/6u18z4t411-impacto-de-parques-elicos-y-solares-en-e>.
- [22] R. Floors, I. Troen, J. Badger y N. G. Mortensen, «Global Wind Atlas methodology,» DTU Wind Energy, Technical University of Denmark, Roskilde (Dinamarca), 2013.
- [23] J. F. M. S. W. A. L. Rogers, «Wind turbine noise issues,» 2005.
- [24] J. Wieringa, «Updating the Davenport roughness classification,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 41–44, p. 357–368, 1992.
- [25] I. E. C. (IEC), «IEC 61400-1:2019 — Wind energy generation systems — Part 1: Design requirements,» International Electrotechnical Commission (IEC), Ginebra (Suiza), 2019.

- [26] C. Carrillo, A. F. Obando Montaña, J. Cidrás y E. Díaz-Dorado, «Review of power curve modelling for wind turbines,» *Energies*, vol. 6, nº 3, p. 1860–1880, 2013.
- [27] L. Bauer, «Siemens SWT-2.3-93 — 2,30 MW — Aerogenerador,» wind-turbine-models.com, [En línea]. Available: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/989-siemens-swt-2-3-93>. [Último acceso: Marzo 2026].
- [28] T. W. Power, «Tarayuela — Parques eólicos,» [En línea]. Available: https://www.thewindpower.net/windfarm_es_2251_tarayuela.php. [Último acceso: Marzo 2026].
- [29] V. W. S. A/S, «V150-4.2 MW — Product Specification,» Vestas, [En línea]. Available: <https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/V150-4-2-MW>. [Último acceso: Marzo 2026].
- [30] V. W. S. A/S, «V136-4.2 MW — Product Specification,» Vestas, [En línea]. Available: <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/onshore-wind-turbines/4-mw-platform/V136-4-2-MW>.
- [31] V. W. S. A/S, «V163-4.5 MW — Product Specification,» Vestas, [En línea]. Available: <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/onshore-wind-turbines/4-mw-platform/V163-4-5-MW>. [Último acceso: Marzo 2026].
- [32] S. G. R. Energy, «SG 4.5-145 — Product Specification,» Siemens Gamesa, [En línea]. Available: <https://www.siemensgamesa.com/global/en/home/products-and-services/onshore/wind-turbine-sg-5-0-145.html>. [Último acceso: Marzo 2026].
- [33] R. J. Barthelmie, K. Hansen, S. T. Frandsen, O. Rathmann, J. G. Schepers, W. Schlez, J. Phillips, K. Rados, A. Zervos, E. S. Politis y P. K. Chaviaropoulos, «Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore,» *Wind Energy*, vol. 12, nº 5, p. 431–444, 2009.
- [34] D. GL, «DNVGL-ST-0437: Loads and site conditions for wind turbines,» Det Norske Veritas — Germanischer Lloyd (DNV GL), Oslo (Noruega), 2016.
- [35] R. J. A. M. Stevens y C. Meneveau, «Flow structure and turbulence in wind farms,» *Annual Review of Fluid Mechanics*, vol. 49, pp. 311-339, 2017.

- [36] N. R. E. L. (NREL), «Land use by wind power plants in the United States,» National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado (EE.UU.).
- [37] Statkraft y E. C. y. León, «Parque eólico Cernégula — 8 aerogeneradores, 47 MW,» Statkraft , [En línea]. Available: <https://www.statkraft.es/acerca-de-statkraft/donde-operamos/espana/parque-eolico-cernegula/>. [Último acceso: Marzo 2026].
- [38] Plenitude, «Plenitude inaugura una nueva planta eólica de 13 MW en Soria,» Plenitude Renovables, Octubre 2024. [En línea]. Available: <https://renovables.eniplenitude.es/actualidad/plenitude-inaugura-una-nueva-planta-eolica-de-13-mw-en-soria/>. [Último acceso: Marzo 2026].
- [39] T. Göçmen, P. van der Laan, P.-E. Réthoré, A. P. Diaz, G. C. Larsen y S. Ott, «Wind turbine wake models developed at the Technical University of Denmark: A review,» *enewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 752-769, 2016.
- [40] N. O. Jensen, «A note on wind generator interaction,» Risø National Laboratory, Roskilde (Dinamarca), 1983.
- [41] I. Katic, J. Højstrup y N. O. Jensen, «A simple model for cluster efficiency,» de *European Wind Energy Association Conference and Exhibition*, Roma (Italia), 1986.
- [42] M. Bastankhah y F. Porté-Agel, «A new analytical model for wind-turbine wakes,» *Renewable Energy*, vol. 70, pp. 116-123, 2014.
- [43] M. Abkar y F. Porté-Agel, «Influence of atmospheric stability on wind-turbine wakes: A large-eddy simulation study,» *Physics of Fluids*, vol. 27, nº 3, p. 035104, 2015.
- [44] M. O. L. Hansen, *Aerodynamics of Wind Turbines*, 3 ed., London (Reino Unido): Routledge, 2015.
- [45] R. J. Barthelmie, L. Folkerts, F. T. Ormel, P. Sanderhoff, P. J. Eecen, O. Stobbe y N. M. Nielsen, «Offshore wind turbine wakes measured by sodar,» *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*, vol. 20, nº 4, pp. 466-477, 2006.
- [46] N. R. E. L. (NREL), «Wind turbine wake characterization and uncertainty quantification,» National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado (EE.UU.), 2019.

- [47] M. Gaumond, P.-E. Réthoré, S. Ott, A. Peña, A. Bechmann y K. S. Hansen, «Evaluation of the wind direction uncertainty and its impact on wake modeling at the Horns Rev offshore wind farm,» *Wind Energy*, vol. 17, nº 8, pp. 1169-1178, 2014.
- [48] P.-E. Réthoré, P. Fuglsang, G. C. Larsen, T. Buhl, T. J. Larsen y H. A. Madsen, «TOPFARM: Multi-fidelity optimization of wind farms,» *Wind Energy*, vol. 17, nº 12, pp. 1797-1816, 2014.
- [49] M. M. Pedersen, P. van der Laan, M. Friis-Møller, J. Rinker y P.-E. Réthoré, «DTU PyWake: An open-source wind farm simulation tool,» DTU Wind Energy, Technical University of Denmark, Roskilde (Dinamarca), 2023.
- [50] A. Niayifar y F. Porté-Agel, «Analytical modeling of wind farms: A new approach for power prediction,» *Energies*, vol. 9, nº 10, p. 741, 2016.
- [51] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe y E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, 2 ed., Chichester (Reino Unido): Wiley, 2011.
- [52] E. J. Gumbel, *Statistics of Extremes*, New York (EE.UU.): Columbia University Press, 1958.
- [53] J. P. Palutikof, B. B. Brabson, D. H. Lister y S. T. Adcock, «A review of methods to calculate extreme wind speeds,» *Meteorological Applications*, vol. 6, nº 2, pp. 119-132, 1999.
- [54] N. R. E. L. (NREL), «SAM User Manual: System Advisor Model,» National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2023. [En línea]. Available: <https://sam.nrel.gov>. [Último acceso: Mayo 2026].
- [55] N. Blair, A. P. Dobos, J. Freeman, T. Neises y M. Wagner, «System Advisor Model, SAM 2014.1.14: General Description,» National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado (EE.UU.), 2014.
- [56] I. R. E. A. (IRENA), «Renewable Power Generation Costs in 2022,» International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi (EAU), 2023.
- [57] V. W. S. A/S, «Life Cycle Assessment of Electricity Production from an Onshore V150-4.2/4.5 MW Wind Plant,» Vestas Wind Systems A/S, 2023.

- [58] E. B. School, «Análisis económico-financiero de proyectos de energía renovable en España. Material de referencia para proyectos eólicos onshore en Castilla y León,» EALDE Business School, 2024.
- [59] C. N. d. I. M. y. I. C. (CNMC), «Resolución de 21 de diciembre de 2023 por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2024,» Boletín Oficial del Estado (BOE), 2023.
- [60] A. E. E. (AEE), «Anuario Eólico 2024,» Asociación Empresarial Eólica (AEE), Madrid (España), 2024.
- [61] D. LLP, «Renewable Energy Finance Report 2024,» Deloitte LLP, 2024.
- [62] J. P. Murcia, P.-E. Réthoré, N. Dimitrov, A. Natarajan, J. D. Sørensen, P. Graf y T. Kim, «Uncertainty propagation through an aeroelastic wind turbine model using two efficient uncertainty quantification methods,» *Renewable Energy*, vol. 119, pp. 910-922, 2018.
- [63] R. E. d. E. (REE), «El sistema eléctrico español 2015,» Red Eléctrica de España (REE), Madrid (España), 2015.
- [64] R. E. d. E. (REE), «Informe del Sistema Eléctrico Español 2023,» Madrid (España), 2024.
- [65] BloombergNEF, «Battery Price Survey 2023,» 2023.
- [66] N. R. E. L. (NREL), «2023 Annual Technology Baseline (ATB),» Golden, Colorado (EE.UU.), 2024.
- [67] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes y I. Staffell, «Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies,» *Joule*, 2019.
- [68] K. Mongird, V. Viswanathan, J. Alam, C. Vartanian, V. Sprenkle y R. Baxter, «2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment,» Richland, Washington (EE.UU.), 2022.
- [69] Y.-S. Duh, Y. Sun, T. Zheng, Z. Wang, Q. Liu y L. Jiang, «Characterization on the thermal runaway of commercial 18650 lithium-ion batteries used in electric vehicles: a review,» *Journal of Energy Storage*, 2020.

- [70] R. Hledik, W. Gorman, H. Fell, J. Lazar y R. Lueken, «The Hidden Battery: Opportunities in Electric Water Heating,» 2019.
- [71] M. S. Ziegler, J. M. Mueller, G. D. Pereira, J. Song, M. Ferrara, Y.-M. Chiang y J. E. Trancik, «Storage requirements and costs of shaping renewable energy toward grid decarbonization,» *Joule*, 2019.
- [72] O. d. M. I. d. E. —. P. E. (OMIE), «Volumen horario en el mercado diario,» OMIE, 2025. [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/monthly/daily-market/hourly-volume-day-ahead-market?scope=monthly&year=2025&month=3&data=5>. [Último acceso: Mayo 2026].
- [73] M. Alonso, H. Amaris, J. C. Germán-Olmedo y J. M. Galan, «Optimal energy management of wind power plants with battery energy storage systems,» *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2020.
- [74] D. Newbery y M. Grubb, «The critical role of natural gas pricing and the transition to a low-carbon power sector in the UK,» *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2022.
- [75] R. E. d. E. (REE), «Procedimiento de Operación 12.3: Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones de producción de régimen especial,» Red Eléctrica de España (REE), Madrid (España), 2006 (actualizado 2021).
- [76] C. Europea, «Reglamento (UE) 2016/631 — Requisitos de conexión de generadores a la red (Network Code RfG),» 2016.
- [77] J. M. Gallardo-Calles, A. Colmenar-Santos, J. Ontañón-Ruiz y M. Castro-Gil, «Wind farms and rural electrification,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011.
- [78] C. N. d. M. y. I. C. (CNMC), «Informe sobre el funcionamiento del mercado de servicios de ajuste del sistema eléctrico español 2022,» 2023.
- [79] E. N. o. T. S. O. f. E. (ENTSO-E), «Need for Synthetic Inertia (SI) for Frequency Regulation: ENTSO-E Guidance Document for National Implementation for Network Codes on Grid Connection,» Bruselas (Bélgica), 2022.
- [80] R. Sioshansi, P. Denholm y T. Jenkin, «A comparative analysis of storage and demand-response options for balancing wind power,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2021.

- [81] D. Wozabal, C. Graf y D. Hirschmann, «The effect of intermittent renewables on the electricity price variance,» *OR Spectrum*, 2016.
- [82] A. E. Research, «European Battery Storage Outlook 2023,» Oxford (Reino Unido), 2023.
- [83] Lazard, «Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis – Version 8.0,» 2023.
- [84] C. Europea, «Reglamento (UE) 2016/631 — Requisitos de conexión de generadores a la red (Network Code RfG),» 2016.
- [85] I. E. C. (IEC), «IEC 62933-1:2018 — Electrical energy storage (EES) systems – Part 1: Vocabulary,» Ginebra (Suiza), 2018.
- [86] I. E. C. (IEC), «IEC 62619:2022 — Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes – Safety requirements for secondary lithium cells and batteries, for use in industrial applications,» Ginebra (Suiza), 2022.
- [87] A. E. d. N. (AENOR), «UNE-EN 50549-2:2019 — Requisitos para la conexión a la red de micro-generadores y generadores de rango 2,» Madrid (España), 2019.
- [88] P. Denholm, M. Hand, M. Jackson y S. Ong, «The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation,» Golden, Colorado (EE.UU.), 2015.
- [89] N. G. ESO, «Dynamic Containment Market Data,» National Grid ESO, 2023. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com>. [Último acceso: Mayo 2026].
- [90] Statkraft, «Parque eólico Montes de Cierzo — Sistema de almacenamiento BESS, 14,26 MW / 28,51 MWh,» Statkraft España, 2023. [En línea]. Available: <https://www.statkraft.es/acerca-de-statkraft/donde-operamos/espana/montes-de-cierzo-bateria-almacenamiento/>. [Último acceso: Mayo 2026].
- [91] E. Ugalde, «Integración de un sistema de almacenamiento energético en un árque eólico con placas fotovoltaicas,» Madrid, 2024.

ANEXO I. MARCO NORMATIVO APLICABLE

El proyecto se enmarca en un conjunto normativo de varios niveles que regula tanto el desarrollo de instalaciones eólicas como la hibridación con sistemas de almacenamiento.

MARCO EUROPEO:

- La **Directiva (UE) 2018/2001 (RED II)** constituye el referente legislativo europeo en materia de energías renovables, fijando una cuota mínima del 40 % para 2030 e impulsando mecanismos como las subastas y los contratos PPA.
- El **Reglamento (UE) 2016/631** establece los requisitos técnicos de conexión a red para módulos generadores, clasificándolos por capacidad (tipos A a D) y exigiendo capacidad de respuesta ante perturbaciones del sistema.
- El **Reglamento (UE) 2019/943** regula el mercado interior de la electricidad, promoviendo la integración del almacenamiento y la respuesta de la demanda bajo principios de competencia y transparencia.
- La serie normativa **UNE-EN IEC 61400** define los procedimientos de medición y evaluación del rendimiento de aerogeneradores, incluyendo la determinación de la curva de potencia.
- Por último, el **Reglamento (UE) 2020/852 (Taxonomía verde)** establece criterios uniformes para clasificar actividades económicas como sostenibles, condicionando el acceso a financiación verde y fondos europeos.

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA NACIONAL:

- El **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030** fija los objetivos nacionales de reducción de emisiones, penetración renovable y eficiencia energética. Aunque no tiene carácter normativo vinculante, define el marco

estratégico que justifica la hibridación con almacenamiento y condiciona la planificación de la red de transporte.

MARCO ESTATAL:

- La **Ley 24/2013 del Sector Eléctrico** establece el marco general de la generación eléctrica en España, configurando la actividad como liberalizada y garantizando la igualdad de trato entre tecnologías. El acceso y la conexión a red quedan supeditados a la capacidad disponible y a los procedimientos fijados por los gestores de red.
- El **Real Decreto 1955/2000** regula el procedimiento administrativo de autorización de instalaciones eléctricas, definiendo los derechos y obligaciones de los agentes implicados y exigiendo proyecto técnico firmado, autorizaciones administrativas previas, cumplimiento ambiental y certificados de puesta en servicio.
- El **Real Decreto 1183/2020** regula la solicitud y concesión de permisos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución, unificando el procedimiento y exigiendo la constitución de garantías económicas previas. De forma relevante, permite la hibridación de instalaciones con permisos vigentes incorporando almacenamiento u otras tecnologías renovables en el mismo punto de conexión, siempre que se mantenga al menos el 40 % de la capacidad original. La **Circular 1/2021 de la CNMC** complementa este decreto desarrollando los criterios de evaluación de solicitudes de acceso y conexión.
- El **Real Decreto-Ley 23/2020** refuerza el marco jurídico de la hibridación mediante la modificación del artículo 33 de la Ley 24/2013, reconociendo expresamente el derecho a evacuar energía por el mismo punto de conexión cuando se incorporan módulos renovables o de almacenamiento, y vinculando la autorización administrativa a la obtención previa de los permisos de acceso y conexión.
- El **Real Decreto 413/2014** establece el régimen retributivo específico aplicable a instalaciones de generación renovable, cogeneración y residuos, definiendo una

metodología que cubre retribución por inversión y por operación con el objetivo de garantizar la recuperación de costes y una rentabilidad razonable.

- La **Ley 21/2013 de Evaluación Ambiental** regula la obligación de someter proyectos con impactos ambientales significativos a evaluación de impacto ambiental, ya sea ordinaria o simplificada según su naturaleza y magnitud. Para instalaciones híbridas de generación y almacenamiento, habitualmente se requiere al menos la modalidad simplificada. En este ámbito, la **Zonificación ambiental para energías renovables del MITECO** actúa como herramienta de apoyo en la selección del emplazamiento, evaluando la sensibilidad ambiental del territorio y reduciendo el riesgo regulatorio del proyecto.

MARCO AUTONÓMICO (CASTILLA Y LEÓN):

- El **Decreto 46/2022** regula los procedimientos de autorización administrativa de instalaciones eléctricas en Castilla y León, abarcando parques eólicos, solares e híbridos. Distingue entre modificaciones sustanciales y no sustanciales, siendo estas últimas aquellas que no incrementan el número de aerogeneradores, no desplazan elementos más de cien metros, no aumentan la potencia más de un 15 % ni la altura de torre o diámetro de rotor más de un 20 %. Establece además criterios de continuidad entre módulos de generación del mismo grupo empresarial o conectados al mismo nudo de red.

NORMATIVA TÉCNICA DE ALMACENAMIENTO

- La serie **UNE-EN 62933** regula la seguridad, instalación y funcionamiento de sistemas de almacenamiento de energía.
- La **UNE-EN 62485** define los requisitos de seguridad para baterías estacionarias.
- Las normas **UNE-EN 50549-1** y **50549-2** establecen los requisitos de conexión de sistemas de generación y almacenamiento a la red eléctrica.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ICAI ICADE CIHS **CLICK ON THE SOME TAB TO APPLY TÍTULO I TO THE TEXT THAT YOU WANT TO APPEAR HERE.**

ANEXO II. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)



OBJETIVO 7. Energía:

El Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7 tiene como propósito “garantizar el acceso universal a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos” [6]. Este objetivo no solo promueve una transición hacia sistemas energéticos más sostenibles, sino que también enfatiza la necesidad de que dicha transición sea justa e inclusiva, reduciendo las desigualdades en el acceso a la energía.

En este contexto, el presente proyecto propone la implementación de una planta de generación eólica complementada con sistemas de almacenamiento de energía. Esta iniciativa se enmarca directamente en los principios del ODS 7, al fomentar el uso de fuentes renovables como alternativa a los combustibles fósiles, contribuyendo así a la descarbonización del sistema energético.

Además, la incorporación de tecnologías de almacenamiento permite mejorar la disponibilidad y estabilidad del suministro eléctrico proveniente de fuentes intermitentes como la eólica. Esto no solo incrementa la viabilidad técnica de la energía renovable, sino que también favorece su accesibilidad económica, facilitando su integración en comunidades que actualmente enfrentan barreras en el acceso a energía limpia y moderna.

En suma, el proyecto contribuye de manera significativa al cumplimiento del ODS 7, al promover una infraestructura energética sostenible, resiliente y equitativa, que impulse el desarrollo social y económico sin comprometer el medio ambiente.



OBJETIVO 9. Industria, innovación e infraestructura:

El Objetivo 9 busca construir infraestructuras resilientes, promover una industrialización inclusiva y sostenible, y fomentar la innovación [7]. Este proyecto, centrado en la instalación de una planta de energía eólica con sistemas de almacenamiento, contribuye directamente a estos propósitos. La infraestructura propuesta es sostenible y resiliente, ya que el almacenamiento energético mejora la estabilidad y viabilidad técnica del sistema, permitiendo una gestión más eficiente de la energía limpia. Además, al impulsar el desarrollo tecnológico y la innovación en el sector energético, se promueve una industrialización más inclusiva y respetuosa con el medio ambiente. En conjunto, el proyecto refuerza el cumplimiento del ODS 9 al fomentar una infraestructura energética moderna, robusta y alineada con los principios de sostenibilidad e innovación.



OBJETIVO 11. Ciudades:

El Objetivo 11 busca lograr ciudades inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles. Este proyecto, basado en la instalación de una planta de energía eólica con almacenamiento, contribuye directamente a este objetivo al fortalecer el suministro de energía limpia y confiable.

El uso de energías renovables, junto con sistemas de almacenamiento, permite reducir la dependencia de combustibles fósiles y disminuir la contaminación urbana. Además, mejora la resiliencia de la infraestructura energética, favoreciendo entornos urbanos más sostenibles y preparados para afrontar desafíos ambientales y sociales.

En conclusión, esta iniciativa impulsa la construcción de ciudades más limpias, eficientes y alineadas con los principios del desarrollo sostenible.



OBJETIVO 13. Cambio climático:

El Objetivo 13 promueve la adopción de medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. Este proyecto, basado en la generación eólica con almacenamiento, contribuye directamente a este objetivo al impulsar la transición hacia un modelo energético bajo en emisiones.

La producción de energía limpia es esencial para reducir los gases de efecto invernadero, y el almacenamiento mejora la eficiencia y estabilidad del suministro, favoreciendo una sustitución efectiva de los combustibles fósiles. Así, se fortalece la acción climática mediante una infraestructura energética sostenible y comprometida con la mitigación del impacto ambiental.

ANEXO III. CÓDIGO PYTHON

```
---
# MÓDULO 0 - Configuración global

# --- Librerías estándar -----
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import matplotlib.ticker as mticker
from scipy.optimize import minimize
from scipy.special import gamma as gamma_func
from scipy.stats import weibull_min
from scipy.integrate import quad

# --- Rutas de datos -----
# Ajusta estas rutas si trabajas en local o en Drive
from google.colab import drive
drive.mount('/content/drive')
RUTA_OLVEGA = "/content/drive/My Drive/PUNTO_1/Vientos_OLVEGA_2009_2026.xlsx"
RUTA_GWA = "/content/drive/My Drive/PUNTO_1/" # carpeta con los CSVs de GWA

import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import matplotlib.ticker as mticker
from scipy.optimize import minimize
from scipy.special import gamma as gamma_func
from scipy.stats import weibull_min
from scipy.integrate import quad

# --- Estilo de gráficas -----
plt.rcParams.update({
    'figure.dpi': 120,
    'axes.grid': True,
    'grid.alpha': 0.35,
    'axes.spines.top': False,
    'axes.spines.right': False,
    'font.size': 11
})

# --- Constantes físicas -----
RHO_AIRE = 1.225 # Densidad del aire a nivel del mar, 15°C [kg/m³]
# Nota: para Olvega (~900 m s.n.m.) podría corregirse a
~1.18 kg/m³
# Se usa 1.225 como valor estándar IEC 61400-1
```

```
# --- Parámetros del emplazamiento -----
H_GWA          = 100.0 # Altura a la que GWA exporta los datos [m]
                  # Por defecto GWA usa 100 m sobre el suelo
H_MEDICION     = 10.0  # Altura de la estación meteorológica de Olvega [m]

# Coeficiente de la ley potencial de perfil de viento
#  $\alpha = 0.14$  corresponde a terreno abierto llano (pastos, cultivos)
# conforme a la norma IEC 61400-1 y la clasificación de rugosidad de Wieringa
# (1992)
# El entorno de Noviercas-Borobia es meseta con vegetación baja  $\rightarrow \alpha = 0.14$  es
# conservador
ALPHA_RUGOSIDAD = 0.14

# --- Referencia GlobalWindAtlas (valores de diseño del punto) -----
GWA_V_MEDIA    = 8.01 # Velocidad media anual a 100 m [m/s]
GWA_FACTOR_CAP = 0.472 # Factor de capacidad estimado por GWA [-]
GWA_AEP_10x4MW = 165.34 # Producción anual estimada para 10 x 4 MW [GWh/año]

print("✓ Módulo 0 cargado correctamente")
print(f" Densidad del aire : {RHO_AIRE} kg/m³")
print(f" Altura de referencia GWA : {H_GWA} m")
print(f" Coeficiente de rugosidad  $\alpha$  : {ALPHA_RUGOSIDAD}")
print(f" Velocidad media GWA : {GWA_V_MEDIA} m/s")

---
# MÓDULO 1 – Carga y validación de datos

# --- Carga del Excel de Olvega -----
RUTA_OLVEGA = "/content/drive/MyDrive/Vientos_OLVEGA_2009_2026.xlsx"
df_raw = pd.read_excel(RUTA_OLVEGA)

# Seleccionamos solo las columnas que nos interesan, por nombre
# (el Excel puede tener columnas vacías adicionales que pandas descarta o no
# dependiendo de la versión – seleccionar por nombre es siempre seguro)
df_raw = df_raw[['FECHA', 'Racha Max (Km/h)', 'Hora Racha',
                'Veloc, Media (km/h)', 'Veloc. Media (m/s)']].copy()

df_raw.columns = ['fecha', 'racha_max_kmh', 'hora_racha',
                 'vel_media_kmh', 'vel_media_ms']

# Asegurar tipos correctos
df_raw['fecha'] = pd.to_datetime(df_raw['fecha'], errors='coerce')
df_raw['vel_media_ms'] = pd.to_numeric(df_raw['vel_media_ms'], errors='coerce')
df_raw['racha_max_kmh'] = pd.to_numeric(df_raw['racha_max_kmh'], errors='coerce')

# Convertir racha a m/s
df_raw['racha_max_ms'] = df_raw['racha_max_kmh'] / 3.6

# --- Filtrado: eliminar días sin medición válida -----
```

```

mascara_valida = df_raw['vel_media_ms'] > 0
df_olv = df_raw[mascara_valida].copy().reset_index(drop=True)

n_total = len(df_raw)
n_validos = len(df_olv)
n_excluidos = n_total - n_validos

print("=" * 55)
print("ESTACIÓN DE OLVEGA – Resumen de datos")
print("=" * 55)
print(f" Periodo : {df_olv['fecha'].min().date()} →
{df_olv['fecha'].max().date()}")
print(f" Registros totales : {n_total}")
print(f" Registros válidos : {n_validos} ({100*n_validos/n_total:.1f}%)")
print(f" Registros excluidos (vel=0 o NaN) : {n_excluidos}")
print()
print("VELOCIDAD MEDIA DIARIA a 10 m [m/s]")
print(f" Media : {df_olv['vel_media_ms'].mean():.3f} m/s")
print(f" Mediana : {df_olv['vel_media_ms'].median():.3f} m/s")
print(f" Desv. típica : {df_olv['vel_media_ms'].std():.3f} m/s")
print(f" Máximo : {df_olv['vel_media_ms'].max():.2f} m/s")
print()
print("RACHA MÁXIMA DIARIA a 10 m [m/s]")
racha_valida = df_olv['racha_max_ms'].dropna()
racha_valida = racha_valida[racha_valida > 0]
print(f" Media : {racha_valida.mean():.2f} m/s")
print(f" Máxima histórica : {racha_valida.max():.2f} m/s")

## 1.2 Datos de GlobalWindAtlas (GWA)

GlobalWindAtlas exporta los datos del punto seleccionado en varios ficheros CSV.
Cada fichero contiene información diferente del recurso eólico. La tabla
siguiente resume su contenido:

| Fichero | Contenido |
|-----|-----|
| `windSpeed.csv` | Percentiles de la distribución de velocidades a 100 m (se usa
para ajustar Weibull) |
| `windFrequencyRose.csv` | Frecuencia relativa del viento por sector de 30° |
| `windPowerRose.csv` | Densidad de potencia media por sector de 30° |
| `annualData.csv` | Índice de variación mensual del recurso (estacionalidad) |
| `diurnalData.csv` | Índice de variación horaria del recurso (ciclo diurno) |
| `interAnnualData.csv` | Variación interanual del recurso |
| `powerDensity.csv` | Densidad de potencia media por percentil de velocidad |

# — Carga de los CSVs de GlobalWindAtlas —————
annual = pd.read_csv(RUTA_GWA + "annualData.csv")
diurnal = pd.read_csv(RUTA_GWA + "diurnalData.csv")
heatmap = pd.read_csv(RUTA_GWA + "heatmapData.csv")
interannual = pd.read_csv(RUTA_GWA + "interAnnualData.csv")
wind_speed = pd.read_csv(RUTA_GWA + "windSpeed.csv")
power_dens = pd.read_csv(RUTA_GWA + "powerDensity.csv")

```

```

freq_rose = pd.read_csv(RUTA_GWA + "windFrequencyRose.csv")
power_rose = pd.read_csv(RUTA_GWA + "windPowerRose.csv")

# — Validación rápida de integridad —————
# wind_speed: debe tener columnas 'val' (velocidad m/s) y 'perc' (percentil %)
# Los percentiles deben ir de 0 a 100 de forma monótona
ws = wind_speed.sort_values('perc').reset_index(drop=True)
assert ws['perc'].is_monotonic_increasing, "Los percentiles no son monótonos"
assert ws['val'].min() >= 0, "Hay velocidades negativas en windSpeed.csv"

# freq_rose: las frecuencias deben sumar ~1 (fracción) o ~100 (porcentaje)
suma_freq = freq_rose['value'].sum()
assert 0.98 < suma_freq < 1.02 or 98 < suma_freq < 102, \
    f"La suma de frecuencias de la rosa es {suma_freq:.4f}, valor inesperado"

# Normalizamos siempre a fracción [0,1] independientemente de cómo vengan
freq_norm_factor = 100.0 if suma_freq > 10 else 1.0
freq_rose_norm = freq_rose['value'].values / (suma_freq) # siempre suma 1

print("✓ Todos los ficheros de GWA cargados y validados correctamente")
print()
print(f"  windSpeed.csv   : {len(ws)} percentiles, v ∈ [{ws['val'].min():.2f},
{ws['val'].max():.2f}] m/s")
print(f"  freq_rose       : {len(freq_rose)} sectores, suma = {suma_freq:.1f}%")
print(f"  annual          : {len(annual)} meses")
print(f"  diurnal         : {len(diurnal)} horas")

---
# MÓDULO 2 – Caracterización del recurso eólico (GWA)

!pip install wind-stats -q
from wind_stats import get_gwc_data

print(wind_speed.columns.tolist())
print(wind_speed.head(10))
print(wind_speed.tail(5))

# — OBTENCIÓN DE PARÁMETROS WEIBULL desde la API GWC de GWA —————
#
# Metodología:
# 1. Se obtiene el fichero GWC (Generalized Wind Climate) de GWA para el
# punto del emplazamiento via la librería wind_stats (DTU).
# El GWC contiene parámetros Weibull (A, k) y frecuencias por sector
# a múltiples alturas y rugosidades.
#
# 2. Se selecciona altura = 100 m y rugosidad z0 = 0.03 m, que corresponde
# a terreno abierto con vegetación baja (cultivos, pastos), representativo
# del entorno de Noviercas-Borobia (clasificación de Wieringa, 1992).
#
# 3. Se calcula k omnidireccional como promedio ponderado por frecuencia
# de sector. Este parámetro caracteriza la FORMA de la distribución

```

```

# (variabilidad del viento) y es independiente del nivel absoluto.
#
# 4. A se calibra analíticamente para que la velocidad media Weibull
# coincida exactamente con la velocidad de referencia de GWA (8.01 m/s).
# Esto garantiza consistencia con el dato oficial del atlas:
#
# 
$$A = V_{media\_ref} / \Gamma(1 + 1/k)$$

#
# Esta calibración es equivalente al procedimiento MCP (Measure-Correlate-
# Predict) estándar en la industria: se usa la forma de la distribución
# de los datos observados y se ancla el nivel absoluto a la referencia
# más fiable disponible.

from wind_stats import get_gwc_data
import numpy as np
from scipy.special import gamma as G

# --- Descarga del GWC ---
LAT, LON = 41.690861, -1.968613
gwc = get_gwc_data(LAT, LON)

Z0_TERRENO = 0.03 # rugosidad terreno abierto con cultivos [m]
H_REF = 100.0 # altura de referencia GWA [m]

A_sect = gwc['A'].sel(height=H_REF, roughness=Z0_TERRENO).values
k_sect = gwc['k'].sel(height=H_REF, roughness=Z0_TERRENO).values
f_sect = gwc['frequency'].sel(roughness=Z0_TERRENO).values
f_norm = f_sect / f_sect.sum()

# --- k omnidireccional (promedio ponderado por frecuencia) ---
k_omni = np.sum(f_norm * k_sect)

# --- A calibrado a velocidad media de referencia GWA ---
A_omni = GWA_V_MEDIA / G(1.0 + 1.0 / k_omni)

# --- Verificación ---
v_media_check = A_omni * G(1.0 + 1.0 / k_omni)
P_densidad_Wm2 = 0.5 * RHO_AIRE * A_omni**3 * G(1.0 + 3.0 / k_omni)

# Clasificación del emplazamiento
if P_densidad_Wm2 > 500:
    clase_sitio = "Excelente (> 500 W/m²)"
elif P_densidad_Wm2 > 300:
    clase_sitio = "Bueno (300-500 W/m²)"
elif P_densidad_Wm2 > 150:
    clase_sitio = "Moderado (150-300 W/m²)"
else:
    clase_sitio = "Marginal (< 150 W/m²)"

print("=" * 55)
print("PARÁMETROS WEIBULL FINALES – GWA a 100 m")
print("=" * 55)

```

```

print(f" k (forma)           : {k_omni:.4f}")
print(f" A (escala)         : {A_omni:.4f} m/s")
print(f" V media Weibull      : {v_media_check:.4f} m/s  ✓")
print(f" V media GWA ref       : {GWA_V_MEDIA:.4f} m/s")
print(f" Densidad de potencia: {P_densidad_Wm2:.1f} W/m²")
print(f" Clasificación IEC      : {clase_sitio}")
print()
print("Parámetros por sector (100 m, z0=0.03):")
print(f" {'Sector':>8} {'A (m/s)':>8} {'k':>6} {'freq (%)':>9}")
for s, a, k, f in zip(gwc['sector'].values, A_sect, k_sect, f_sect):
    print(f" {s:>8.0f}° {a:>8.3f} {k:>6.3f} {f:>9.2f}%")

# — Gráfica de validación del ajuste Weibull —————
# Se representan:
# 1. PDF de Weibull con parámetros finales (k_omni, A_omni) a 100 m
# 2. CDF de Weibull
# La velocidad media coincide exactamente con la referencia GWA (8.01 m/s)

v_plot = np.linspace(0, 25, 500)
cdf_plot = 1 - np.exp(-(v_plot / A_omni) ** k_omni)
pdf_plot = (k_omni / A_omni) * (v_plot / A_omni) ** (k_omni - 1) * np.exp(-
(v_plot / A_omni) ** k_omni)

v_media_weibull = A_omni * G(1.0 + 1.0 / k_omni)

fig, (ax1, ax2) = plt.subplots(1, 2, figsize=(13, 5))

# --- CDF ---
ax1.plot(v_plot, cdf_plot, color='steelblue', lw=2,
         label=f'Weibull (k={k_omni:.3f}, A={A_omni:.3f} m/s)')
ax1.axvline(v_media_weibull, color='steelblue', ls='--', alpha=0.7,
           label=f'V media = {v_media_weibull:.2f} m/s')
ax1.axhline(0.5, color='gray', ls=':', alpha=0.5, label='Percentil 50')
ax1.set_xlabel('Velocidad del viento (m/s)')
ax1.set_ylabel('Probabilidad acumulada F(v)')
ax1.set_title('CDF de Weibull - GWA 100 m\nNoviercas-Borobia')
ax1.legend(fontsize=9)
ax1.set_xlim(left=0)
ax1.set_ylim(0, 1.02)

# --- PDF ---
ax2.fill_between(v_plot, pdf_plot, alpha=0.25, color='steelblue')
ax2.plot(v_plot, pdf_plot, color='steelblue', lw=2,
         label=f'Weibull (k={k_omni:.3f}, A={A_omni:.3f} m/s)')
ax2.axvline(v_media_weibull, color='steelblue', ls='--', alpha=0.8,
           label=f'V media = {v_media_weibull:.2f} m/s')
ax2.set_xlabel('Velocidad del viento (m/s)')
ax2.set_ylabel('Densidad de probabilidad f(v)')
ax2.set_title('PDF de Weibull - GWA 100 m\nNoviercas-Borobia')
ax2.legend(fontsize=9)
ax2.set_xlim(left=0)

```

```
plt.suptitle('Distribución de Weibull - Parámetros GWC (DTU/GWA)\n'
            f'k = {k_omni:.4f} · A = {A_omni:.4f} m/s · V media =
{v_media_weibull:.3f} m/s',
            fontsize=12, fontweight='bold')
plt.tight_layout()
plt.savefig('weibull_ajuste.png', bbox_inches='tight')
plt.show()
print("✓ Gráfica guardada como 'weibull_ajuste.png'")

## 2.2 Rosa de vientos

# — Rosa de frecuencia y rosa de potencia —————
dir_deg = freq_rose['center_degrees'].values
dir_rad = np.deg2rad(dir_deg)
freq_vals = freq_rose['value'].values
freq_norm = freq_vals / freq_vals.sum() # fracción [0,1]

pow_vals = power_rose['value'].values
pow_norm = pow_vals / pow_vals.sum()

sector_width = np.deg2rad(30) # 12 sectores × 30° = 360°

fig, (ax1, ax2) = plt.subplots(1, 2, figsize=(12, 5),
                              subplot_kw={'projection': 'polar'})

# Convención meteorológica: 0° = Norte (arriba), sentido horario
# En matplotlib polar: 0 = Este, sentido antihorario → ajustamos
for ax, vals, titulo, color in [
    (ax1, freq_norm, 'Rosa de frecuencia (%)', 'steelblue'),
    (ax2, pow_norm, 'Rosa de potencia (%)', 'darkorange')
]:
    bars = ax.bar(dir_rad, vals * 100, width=sector_width,
                  bottom=0.0, align='center', color=color, alpha=0.8,
                  edgecolor='white')
    ax.set_theta_zero_location('N') # Norte arriba
    ax.set_theta_direction(-1) # sentido horario (como brújula)
    ax.set_title(titulo, pad=15, fontsize=11, fontweight='bold')
    ax.set_rlabel_position(135)
    ax.yaxis.set_major_formatter(mticker.FormatStrFormatter('%1f%%'))

plt.suptitle('Rosa de vientos - Punto GWA Noviercas-Borobia (100 m)',
            fontsize=12, fontweight='bold')
plt.tight_layout()
plt.savefig('rosa_vientos.png', bbox_inches='tight')
plt.show()

# — Tabla resumen por sector —————
df_rosa = pd.DataFrame({
    'Sector (°)': dir_deg,
    'Frecuencia (%)': (freq_norm * 100).round(2),
    'Potencia relativa (%)': (pow_norm * 100).round(2)
})
```

```

}))

# Identificar sector dominante en frecuencia y en potencia
sector_dom_freq = dir_deg[np.argmax(freq_norm)]
sector_dom_pow = dir_deg[np.argmax(pow_norm)]

print("\n=" * 55)
print("ROSA DE VIENTOS – Sectores dominantes")
print("=" * 55)
print(f" Sector más frecuente : {sector_dom_freq:.0f}°
({freq_norm.max()*100:.1f}% del tiempo)")
print(f" Sector más energético : {sector_dom_pow:.0f}°
({pow_norm.max()*100:.1f}% de la potencia)")
print()
print(" → El sector con mayor potencia es el más relevante para el diseño del
layout.")
print(" → Las turbinas deben espaciarse más en esa dirección para reducir
pérdidas por estela.")
print()
print(df_rosa.to_string(index=False))

## 2.3 Variación estacional y diurna

# — Variación estacional (mensual) —————
meses_nombres =
['Ene', 'Feb', 'Mar', 'Abr', 'May', 'Jun', 'Jul', 'Ago', 'Sep', 'Oct', 'Nov', 'Dic']

factor_mensual = annual['value'].values
factor_mensual_norm = factor_mensual / factor_mensual.mean() # normalizado
respecto a la media anual

# — Variación diurna (horaria) —————
factor_horario = diurnal['value'].values
factor_horario_norm = factor_horario / factor_horario.mean()
horas = np.arange(len(factor_horario))

fig, (ax1, ax2) = plt.subplots(1, 2, figsize=(13, 4))

# --- Estacional ---
colores_mes = ['steelblue' if f >= 1.0 else 'lightcoral' for f in
factor_mensual_norm]
ax1.bar(range(12), factor_mensual_norm, color=colores_mes, edgecolor='white')
ax1.axhline(1.0, color='black', lw=1.2, ls='--', label='Media anual')
ax1.set_xticks(range(12))
ax1.set_xticklabels(meses_nombres)
ax1.set_ylabel('Índice de recurso (1 = media anual)')
ax1.set_title('Variación estacional del recurso (GWA)', fontweight='bold')
ax1.legend()

# --- Diurna ---
ax2.plot(horas, factor_horario_norm, color='darkorange', lw=2, marker='o', ms=4)

```

```
ax2.axhline(1.0, color='black', lw=1.2, ls='--', label='Media diaria')
ax2.set_xlabel('Hora del día (UTC)')
ax2.set_ylabel('Índice de recurso (1 = media diaria)')
ax2.set_title('Variación diaria del recurso (GWA)', fontweight='bold')
ax2.set_xticks(range(0, len(horas), 3))
ax2.legend()

plt.tight_layout()
plt.savefig('variacion_estacional_diurna.png', bbox_inches='tight')
plt.show()

# --- Tabla mensual ---
df_estacional = pd.DataFrame({
    'Mes': meses_nombres,
    'Índice mensual': factor_mensual_norm.round(3),
    'Desviación vs media (%)': ((factor_mensual_norm - 1) * 100).round(1)
})
mes_mejor = meses_nombres[np.argmax(factor_mensual_norm)]
mes_peor = meses_nombres[np.argmin(factor_mensual_norm)]

print("VARIACIÓN ESTACIONAL - Resumen")
print(f" Mes de mayor recurso : {mes_mejor} (índice = {factor_mensual_norm.max():.3f})")
print(f" Mes de menor recurso : {mes_peor} (índice = {factor_mensual_norm.min():.3f})")
print()
print(df_estacional.to_string(index=False))

## 2.4 Densidad de potencia eólica disponible

# --- Densidad de potencia con la Weibull ajustada ---
# Fórmula analítica:  $P_d = 0.5 * \rho * A^3 * \Gamma(1 + 3/k)$ 
P_densidad_Wm2 = 0.5 * RHO_AIRE * A_omni**3 * G(1.0 + 3.0 / k_omni)

v_media_calc = A_omni * G(1.0 + 1.0 / k_omni)

if P_densidad_Wm2 > 500:
    clasificacion = "Excelente (> 500 W/m²)"
elif P_densidad_Wm2 > 300:
    clasificacion = "Bueno (300-500 W/m²)"
elif P_densidad_Wm2 > 150:
    clasificacion = "Moderado (150-300 W/m²)"
else:
    clasificacion = "Marginal (< 150 W/m²)"

print("=" * 55)
print("DENSIDAD DE POTENCIA EÓLICA - Recurso a 100 m")
print("=" * 55)
print(f" Parámetros Weibull : k = {k_omni:.4f}, A = {A_omni:.4f} m/s")
print(f" Velocidad media : {v_media_calc:.3f} m/s")
print(f" Densidad de potencia: {P_densidad_Wm2:.1f} W/m²")
print(f" Clasificación IEC : {clasificacion}")
```

```
print()
print(" → Este valor es la referencia para comparar turbinas en el Módulo 4.")
print(" → Una turbina con mayor área de rotor captura proporcionalmente más
energía.")

---
# MÓDULO 3 – Validación con datos históricos de Olvega

## 3.1 Ajuste de Weibull a los datos de Olvega

# — Ajuste Weibull MLE a los datos de Olvega —————
# MLE (Maximum Likelihood Estimation) es el método estándar para ajustar
# Weibull a series de datos. scipy.stats.weibull_min lo implementa directamente.

from scipy.stats import weibull_min

v_olvega = df_olv['vel_media_ms'].values # velocidades válidas a 10 m

# Ajuste MLE: floc=0 fija la localización en 0 (Weibull de 2 parámetros)
k_olv, _, A_olv = weibull_min.fit(v_olvega, floc=0)

v_media_olv = A_olv * G(1.0 + 1.0 / k_olv)

print("=" * 55)
print("WEIBULL OLVEGA – Ajuste MLE a datos a 10 m")
print("=" * 55)
print(f" k (forma)           : {k_olv:.4f}")
print(f" A (escala)           : {A_olv:.4f} m/s (a 10 m)")
print(f" V media Weibull      : {v_media_olv:.3f} m/s (a 10 m)")
print()
print("COMPARACIÓN k – GWA vs Olvega")
print(f" k GWA (100 m)       : {k_omni:.4f}")
print(f" k Olvega (10 m)     : {k_olv:.4f}")
print(f" Diferencia           : {abs(k_omni - k_olv):.4f}")
diff_pct = abs(k_omni - k_olv) / k_omni * 100
print(f" Diferencia (%)      : {diff_pct:.1f}%")
print()
if diff_pct < 10:
    print(" ✓ Los parámetros k son coherentes (diferencia < 10%).")
    print("   Ambas fuentes describen el mismo régimen de viento local.")
elif diff_pct < 20:
    print(" ⚠ Diferencia moderada (10-20%). Puede deberse a efectos")
    print("   locales de la estación (rugosidad urbana, obstrucciones).")
else:
    print(" ✗ Diferencia elevada (> 20%). Revisar la calidad de los datos.")

# — Gráfica comparativa —————
v_plot = np.linspace(0, v_olvega.max() * 1.2, 400)

pdf_olv = weibull_min.pdf(v_plot, k_olv, loc=0, scale=A_olv)
# Weibull GWA escalada a 10 m para comparar formas visualmente
```

```
A_gwa_10m = GWA_V_MEDIA * (H_MEDICION / H_GWA) ** ALPHA_RUGOSIDAD / G(1 +
1/k_omni)
pdf_gwa_10m = weibull_min.pdf(v_plot, k_omni, loc=0, scale=A_gwa_10m)

fig, ax = plt.subplots(figsize=(9, 5))
ax.hist(v_olvega, bins=40, density=True, alpha=0.35, color='steelblue',
        label='Histograma Olvega (datos reales)')
ax.plot(v_plot, pdf_olv, color='steelblue', lw=2,
        label=f'Weibull Olvega k={k_olv:.3f}, A={A_olv:.3f} m/s')
ax.plot(v_plot, pdf_gwa_10m, color='darkorange', lw=2, ls='--',
        label=f'Weibull GWA (forma, escalada a 10 m) k={k_omni:.3f}')
ax.set_xlabel('Velocidad del viento (m/s)')
ax.set_ylabel('Densidad de probabilidad')
ax.set_title('Comparación de distribuciones Weibull\nOlvega (10 m) vs GWA (forma
escalada a 10 m)')
ax.legend()
plt.tight_layout()
plt.savefig('weibull_comparacion_olvega_gwa.png', bbox_inches='tight')
plt.show()

## 3.2 Variabilidad interanual y estimación P90

# — Variabilidad interanual —————
df_olv['año'] = df_olv['fecha'].dt.year

# Solo años completos (>= 330 días válidos)
dias_por_año = df_olv.groupby('año')['vel_media_ms'].count()
años_completos = dias_por_año[dias_por_año >= 330].index
df_completos = df_olv[df_olv['año'].isin(años_completos)]

v_anual = df_completos.groupby('año')['vel_media_ms'].mean()

v_mean_largo = v_anual.mean()
v_std_largo = v_anual.std()
cv = v_std_largo / v_mean_largo # coeficiente de variación

# P90 de velocidad (percentil 10 de la distribución normal interanual)
from scipy.stats import norm
v_p90 = norm.ppf(0.10, loc=v_mean_largo, scale=v_std_largo)

# Conversión a índice de producción ( $P \propto v^3$ )
idx_p90 = (v_p90 / v_mean_largo) ** 3

print("=" * 55)
print("VARIABILIDAD INTERANUAL – Estación de Olvega")
print("=" * 55)
print(f" Años completos analizados : {len(v_anual)}")
print(f" V media largo plazo      : {v_mean_largo:.3f} m/s")
print(f" Desv. típica interanual   : {v_std_largo:.3f} m/s")
print(f" Coef. de variación        : {cv*100:.1f}%")
print()
print(f" V media año P50 (mediana) : {v_anual.median():.3f} m/s")
```

```

print(f" V media año P90 : {v_p90:.3f} m/s")
print(f" Índice producción P90/P50 : {idx_p90:.3f} ({idx_p90*100:.1f}% del
P50)")
print()

# --- Gráfica ---
fig, (ax1, ax2) = plt.subplots(1, 2, figsize=(13, 5))

# --- Velocidad media anual ---
colores = ['tomato' if v < v_mean_largo else 'steelblue' for v in v_anual]
ax1.bar(v_anual.index, v_anual.values, color=colores, edgecolor='white')
ax1.axhline(v_mean_largo, color='black', lw=1.5, ls='--', label=f'Media =
{v_mean_largo:.2f} m/s')
ax1.axhline(v_p90, color='tomato', lw=1.5, ls=':', label=f'P90 =
{v_p90:.2f} m/s')
ax1.set_xlabel('Año')
ax1.set_ylabel('Velocidad media anual (m/s)')
ax1.set_title('Variabilidad interanual del viento\nEstación de Olvega (10 m)')
ax1.legend(fontsize=9)
ax1.tick_params(axis='x', rotation=45)

# --- Box plot mensual ---
df_olv['mes'] = df_olv['fecha'].dt.month
meses_nombres = ['Ene', 'Feb', 'Mar', 'Abr', 'May', 'Jun',
                 'Jul', 'Ago', 'Sep', 'Oct', 'Nov', 'Dic']
datos_mensual = [df_olv[df_olv['mes'] == m]['vel_media_ms'].values
                 for m in range(1, 13)]
ax2.boxplot(datos_mensual, labels=meses_nombres, patch_artist=True,
            boxprops=dict(facecolor='steelblue', alpha=0.5),
            medianprops=dict(color='black', lw=2))
ax2.set_xlabel('Mes')
ax2.set_ylabel('Velocidad media diaria (m/s)')
ax2.set_title('Distribución mensual del viento\nEstación de Olvega (10 m)')

plt.tight_layout()
plt.savefig('variabilidad_interanual.png', bbox_inches='tight')
plt.show()

## 3.3 Condiciones extremas - Clase IEC de diseño

# --- Análisis de condiciones extremas ---
racha_ms = df_olv['racha_max_ms'].dropna()
racha_ms = racha_ms[racha_ms > 0]

racha_max_hist = racha_ms.max()
racha_media = racha_ms.mean()
racha_p99 = racha_ms.quantile(0.99)

# Extrapolación a altura de buje (usamos H=105 m como referencia, V150-4.2)
H_BUJE_REF = 105.0
factor_altura = (H_BUJE_REF / H_MEDICION) ** ALPHA_RUGOSIDAD
racha_max_buje = racha_max_hist * factor_altura

```

```
# Clasificación IEC
if racha_max_buje < 52.5:
    clase_iec = "III (V_ref = 37.5 m/s)"
elif racha_max_buje < 59.5:
    clase_iec = "II (V_ref = 42.5 m/s)"
else:
    clase_iec = "I (V_ref = 50.0 m/s)"

print("=" * 55)
print("CONDICIONES EXTREMAS – Rachas máximas")
print("=" * 55)
print(f" Racha máxima histórica (10 m) : {racha_max_hist:.2f} m/s")
print(f" Racha media diaria (10 m) : {racha_media:.2f} m/s")
print(f" Percentil 99 (10 m) : {racha_p99:.2f} m/s")
print()
print(f" Extrapolación a {H_BUJE_REF:.0f} m ( $\alpha$ ={ALPHA_RUGOSIDAD}):")
print(f" Factor altura : {factor_altura:.4f}")
print(f" Racha máxima histórica (buje) : {racha_max_buje:.2f} m/s")
print()
print(f" Clase IEC recomendada : {clase_iec}")
print()
print(" Nota: la racha histórica de Olvega es un límite inferior")
print(" (la estación puede no haber registrado el evento extremo")
print(" máximo del periodo de retorno de 50 años). En un proyecto")
print(" real se haría un análisis de valores extremos (Gumbel)")
print(" con la serie completa de rachas para estimar V_50años.")

# — Resumen del módulo —————
print()
print("=" * 55)
print("RESUMEN MÓDULO 3")
print("=" * 55)
print(f" k Olvega (10 m) : {k_olv:.4f}")
print(f" k GWA (100 m) : {k_omni:.4f} → coherentes ✓")
print(f" Variabilidad interanual CV : {cv*100:.1f}%")
print(f" Índice P90/P50 : {idx_p90*100:.1f}%")
print(f" Racha máx. hist. (buje) : {racha_max_buje:.2f} m/s")
print(f" Clase IEC : {clase_iec}")

---
# MÓDULO 4 – Selección y comparativa de aerogeneradores

## 4.1 Definición de turbinas y curvas de potencia sintéticas

# — MÓDULO 4: Definición de turbinas —————
#
# Fuentes de parámetros:
# - Vestas V150-4.2: vestas.com/en/products/4-mw-platform/V150-4-2-MW
# - Vestas V136-4.2: vestas.com (4MW platform)
# - Vestas V163-4.5: vestas.com/en/products/4-mw-platform/v163-4-5-mw
# - SG 4.5-145: siemensgamesa.com + wind-turbine-models.com
```

```
# - SWT 2.3-93 y G87: incluidas para documentar su descarte formal

turbinas = {
    "SWT 2.3-93": {
        "P_nom_kW": 2300, "v_ci": 4.0, "v_r": 14.0, "v_co": 25.0,
        "D": 93.0, "A_rotor": 6800, "H": 80.0,
        "fabricante": "Siemens", "clase_IEC": "IEC II"
    },
    "Gamesa G87": {
        "P_nom_kW": 2000, "v_ci": 4.0, "v_r": 13.0, "v_co": 25.0,
        "D": 87.0, "A_rotor": 5945, "H": 100.0,
        "fabricante": "Gamesa", "clase_IEC": "IEC II/III"
    },
    "Vestas V150-4.2": {
        "P_nom_kW": 4200, "v_ci": 3.0, "v_r": 10.1, "v_co": 24.5,
        "D": 150.0, "A_rotor": 17671, "H": 105.0,
        "fabricante": "Vestas", "clase_IEC": "IEC IIIB/S"
    },
    "Vestas V136-4.2": {
        "P_nom_kW": 4200, "v_ci": 3.0, "v_r": 11.0, "v_co": 32.0,
        "D": 136.0, "A_rotor": 15527, "H": 112.0,
        "fabricante": "Vestas", "clase_IEC": "IEC IIA/S"
    },
    "Vestas V163-4.5": {
        "P_nom_kW": 4500, "v_ci": 3.0, "v_r": 10.5, "v_co": 24.0,
        "D": 163.0, "A_rotor": 20867, "H": 113.0,
        "fabricante": "Vestas", "clase_IEC": "IEC IIIB/S"
    },
    "SG 4.5-145": {
        "P_nom_kW": 4500, "v_ci": 3.0, "v_r": 11.0, "v_co": 25.0,
        "D": 145.0, "A_rotor": 16513, "H": 110.0,
        "fabricante": "Siemens Gamesa", "clase_IEC": "IEC IIB/S"
    },
}

# — Curva de potencia sintética (modelo cúbico) —————
def curva_potencia_cubica(v_array, P_nom_kW, v_ci, v_r, v_co):
    """
    Modelo cúbico estándar de curva de potencia.
    Referencia: Carrillo et al. (2013), Energies, doi:10.3390/en6031864
    P(v) = P_nom * (v³ - v_ci³) / (v_r³ - v_ci³) para v_ci ≤ v < v_r
    P(v) = P_nom para v_r ≤ v < v_co
    P(v) = 0 resto
    """
    P = np.zeros_like(v_array, dtype=float)
    rampa = (v_array >= v_ci) & (v_array < v_r)
    plana = (v_array >= v_r) & (v_array < v_co)
    P[rampa] = P_nom_kW * (v_array[rampa]**3 - v_ci**3) / (v_r**3 - v_ci**3)
    P[plana] = P_nom_kW
    return P

# — Gráfica de curvas de potencia —————
```

```
v_grid = np.linspace(0, 35, 500)
colores = ['#aaaaaa', '#888888', '#1f77b4', '#ff7f0e', '#2ca02c', '#d62728']

fig, ax = plt.subplots(figsize=(11, 6))
for (nombre, t), color in zip(turbinas.items(), colores):
    P = curva_potencia_cubica(v_grid, t['P_nom_kW'], t['v_ci'], t['v_r'],
t['v_co'])
    estilo = '--' if nombre in ['SWT 2.3-93', 'Gamesa G87'] else '-'
    ax.plot(v_grid, P / 1000, lw=2, ls=estilo, color=color,
            label=f"{nombre} (v_r={t['v_r']} m/s, P={t['P_nom_kW']/1000:.1f}
MW)")

ax.axvline(GWA_V_MEDIA, color='black', ls=':', lw=1.5,
            label=f'V media emplazamiento = {GWA_V_MEDIA} m/s')
ax.set_xlabel('Velocidad del viento (m/s)')
ax.set_ylabel('Potencia (MW)')
ax.set_title('Curvas de potencia sintéticas – Modelo cúbico estándar\n'
            '(línea discontinua = turbinas descartadas)', fontweight='bold')
ax.legend(fontsize=8, loc='upper left')
ax.set_xlim(0, 30)
ax.set_ylim(0, 5.2)
plt.tight_layout()
plt.savefig('curvas_potencia.png', bbox_inches='tight')
plt.show()
print("✓ Gráfica guardada como 'curvas_potencia.png'")

## 4.2 Cálculo del AEP y comparativa de indicadores

# — Cálculo de AEP para cada turbina
from scipy.integrate import quad as integrate

PERDIDAS_SIN_ESTELAS = 0.07 # 7%: disponibilidad(3%) + eléctricas(2%) +
rendimiento(2%)
N_TURBINAS = 10
v_integral = np.linspace(0, 50, 2000)

resultados = []

for nombre, t in turbinas.items():
    H_i = t['H']
    P_nom = t['P_nom_kW']

    # Weibull a altura de buje: escalar A con ley potencial
    # k no cambia con la altura (independiente del perfil vertical)
    A_h = A_omni * (H_i / H_GWA) ** ALPHA_RUGOSIDAD
    k_h = k_omni # k invariante con la altura

    # PDF de Weibull a altura de buje
    pdf_h = weibull_min.pdf(v_integral, k_h, loc=0, scale=A_h)

    # Curva de potencia sintética evaluada en los mismos puntos
```

```

P_curva = curva_potencia_cubica(v_integral, P_nom, t['v_ci'], t['v_r'],
t['v_co'])

# AEP bruto: integral numérica (regla del trapecio)
dv = v_integral[1] - v_integral[0]
AEP_bruto_kWh = np.sum(P_curva * pdf_h) * dv * 8760

# AEP neto (sin estelas)
AEP_neto_kWh = AEP_bruto_kWh * (1 - PERDIDAS_SIN_ESTELAS)
AEP_bruto_GWh = AEP_bruto_kWh / 1e6
AEP_neto_GWh = AEP_neto_kWh / 1e6

# Factor de capacidad
FdC = AEP_bruto_kWh / (P_nom * 8760)

# Velocidad media a altura de buje
v_media_h = A_h * G(1 + 1/k_h)

# Densidad de potencia específica [W/m²]
P_esp = (P_nom * 1000) / t['A_rotor']

# Ratio v_media_sitio / v_rated
ratio_v = v_media_h / t['v_r']

resultados.append({
    'Turbina': nombre,
    'P_nom (MW)': P_nom / 1000,
    'H_buje (m)': H_i,
    'V_media_buje (m/s)': round(v_media_h, 3),
    'v_rated (m/s)': t['v_r'],
    'Ratio v/v_r': round(ratio_v, 3),
    'P_esp (W/m²)': round(P_esp, 1),
    'AEP_bruto (GWh/t)': round(AEP_bruto_GWh, 3),
    'AEP_neto (GWh/t)': round(AEP_neto_GWh, 3),
    'FdC (%)': round(FdC * 100, 1),
    'AEP_parque_netto (GWh)': round(AEP_neto_GWh * N_TURBINAS, 1),
    'Clase IEC': t['clase_IEC'],
})

df_res = pd.DataFrame(resultados).sort_values('AEP_netto (GWh/t)',
ascending=False)

print("=" * 90)
print("COMPARATIVA DE AEROGENERADORES – AEP, FdC y criterios de selección")
print("=" * 90)
pd.set_option('display.max_columns', None)
pd.set_option('display.width', 200)
pd.set_option('display.float_format', '{:.3f}'.format)
print(df_res.to_string(index=False))

# — Gráfica comparativa de indicadores —————
fig, axes = plt.subplots(1, 3, figsize=(15, 5))

```

```

nombres = df_res['Turbina'].values
aep_net = df_res['AEP_net (GWh/t)'].values
fdc = df_res['Fdc (%)'].values
ratio_v = df_res['Ratio v/v_r'].values

colores_bar = ['#aaaaaa' if n in ['SWT 2.3-93', 'Gamesa G87']
               else '#1f77b4' for n in nombres]

# AEP neto por turbina
axes[0].barh(nombres, aep_net, color=colores_bar)
axes[0].set_xlabel('AEP neto por turbina (GWh/año)')
axes[0].set_title('AEP neto unitario', fontweight='bold')
axes[0].axvline(df_res[~df_res['Turbina'].isin(['SWT 2.3-93', 'Gamesa
G87'])]['AEP_net (GWh/t)'].mean(),
               color='red', ls='--', lw=1, label='Media 4+ MW')
axes[0].legend(fontsize=8)

# Factor de capacidad
axes[1].barh(nombres, fdc, color=colores_bar)
axes[1].set_xlabel('Factor de capacidad (%)')
axes[1].set_title('Factor de capacidad', fontweight='bold')
axes[1].axvline(GWA_FACTOR_CAP * 100, color='black', ls=':', lw=1.5,
               label=f'Ref. GWA = {GWA_FACTOR_CAP*100:.1f}%')
axes[1].legend(fontsize=8)

# Ratio v_media / v_rated
axes[2].barh(nombres, ratio_v, color=colores_bar)
axes[2].set_xlabel('V_media_buje / V_rated')
axes[2].set_title('Adaptación al recurso\n(cuanto más alto, mejor)',
                 fontweight='bold')
axes[2].axvline(0.7, color='red', ls='--', lw=1, label='Mínimo recomendado
(0.7)')
axes[2].legend(fontsize=8)

for ax in axes:
    ax.invert_yaxis()

plt.suptitle('Comparativa de aerogeneradores - Emplazamiento Noviercas-Borobia\n'
            '(gris = descartadas, azul = candidatas)', fontweight='bold')
plt.tight_layout()
plt.savefig('comparativa_turbinas.png', bbox_inches='tight')
plt.show()
print("✓ Gráfica guardada como 'comparativa_turbinas.png'")

---
# MÓDULO 5 – Layout del parque y modelo de estelas

## 5.1 Parámetros físicos y justificación

# =====
# MÓDULO 5 – Layout y modelos de estelas (Jensen + Bastankhah-Porté-Agel)

```

```
# -----
# --- Parámetros turbina V150-4.2 (del Módulo 4) -----
D      = 150.0    # Diámetro rotor [m]
R      = D / 2.0  # Radio [m]
Ct     = 0.80    # Coeficiente de empuje, región 2 (Hansen, 2015)
P_NOM  = 4200.0  # Potencia nominal [kW]
V_CI   = 3.0     # Velocidad arranque [m/s]
V_R    = 10.1    # Velocidad nominal [m/s]
V_CO   = 24.5    # Velocidad corte [m/s]
H_BUJE = 105.0   # Altura buje [m]

# --- Parámetros modelo BPA (Bastankhah & Porté-Agel, 2014) -----
K_STAR = 0.025   # Constante de expansión gaussiana (calibrada
experimentalmente)
EPSILON = 0.25   # Tamaño inicial de la estela normalizado

# --- Parámetros modelo Jensen -----
K_JENSEN_VALORES = {
    'k=0.04 (offshore)':    0.04,
    'k=0.075 (onshore std)': 0.075,
    'k=0.10 (alta turb.)':  0.10,
}
K_JENSEN_CENTRAL = 0.075

# --- Weibull en buje y rosa de vientos (del Módulo 4) -----
A_H = A_omni * (H_BUJE / H_GWA) ** ALPHA_RUGOSIDAD
K_H = k_omni
print(f"Weibull en buje (105 m): k = {K_H:.4f}, A = {A_H:.4f} m/s")

dir_sect = freq_rose['center_degrees'].values
freq_sect = freq_rose['value'].values
freq_norm_5 = freq_sect / freq_sect.sum()

N_TURB = 8    # 8 turbinas, 33.6 MW, 3.73 MW/km²
PERDIDAS_ADICIONALES = 0.07 # 7%: disponibilidad + eléctricas + rendimiento

# --- Dominio -----
LX = 3000.0 # m (E-O)
LY = 3000.0 # m (N-S)

print(f"\nParque: {N_TURB} turbinas × {P_NOM/1000:.1f} MW =
{N_TURB*P_NOM/1000:.1f} MW")
print(f"Área: {LX/1000:.0f} × {LY/1000:.0f} km = {LX*LY/1e6:.0f} km²")
print(f"Densidad: {N_TURB*P_NOM/1000 / (LX*LY/1e6):.2f} MW/km²")

# --- Funciones de layout -----
def generar_grid(nx, ny, sep_EO_D, sep_NS_D, D, Lx, Ly):
    """Grid nx×ny centrado en el dominio, separaciones en diámetros."""
    sep_EO = sep_EO_D * D
    sep_NS = sep_NS_D * D
```

```

x0 = (Lx - (nx - 1) * sep_EO) / 2.0
y0 = (Ly - (ny - 1) * sep_NS) / 2.0
xs, ys = [], []
for j in range(ny):
    for i in range(nx):
        xs.append(x0 + i * sep_EO)
        ys.append(y0 + j * sep_NS)
return np.array(xs), np.array(ys)

def rotar_layout(x, y, theta_deg, cx=None, cy=None):
    """Rota el layout theta_deg grados alrededor del centro."""
    if cx is None: cx = np.mean(x)
    if cy is None: cy = np.mean(y)
    theta = np.deg2rad(theta_deg)
    xc, yc = x - cx, y - cy
    return (xc*np.cos(theta) - yc*np.sin(theta) + cx,
            xc*np.sin(theta) + yc*np.cos(theta) + cy)

def rotar_coords_viento(x, y, theta_deg):
    """Rota el sistema de referencia para alinear el viento con +x."""
    theta = np.deg2rad(theta_deg)
    return (x*np.cos(theta) + y*np.sin(theta),
            -x*np.sin(theta) + y*np.cos(theta))

# — Los tres layouts —————
# Layout 1: Base 2x4, 5D N-S, 3D E-O
x1, y1 = generar_grid(nx=2, ny=4, sep_EO_D=3, sep_NS_D=5, D=D, Lx=LX, Ly=LY)

# Layout 2: Ampliado 2x4, 6D N-S, 3D E-O
x2, y2 = generar_grid(nx=2, ny=4, sep_EO_D=3, sep_NS_D=6, D=D, Lx=LX, Ly=LY)

# Layout 3: Base rotado 15°
x3, y3 = rotar_layout(x1, y1, theta_deg=15)

LAYOUTS = {
    'Base 5D-3D': (x1, y1),
    'Ampliado 6D-3D': (x2, y2),
    'Rotado 15°': (x3, y3),
}

# — Visualización —————
fig, axes = plt.subplots(1, 3, figsize=(15, 5))

for ax, (nombre, (xt, yt)) in zip(axes, LAYOUTS.items()):
    ax.scatter(xt/D, yt/D, s=250, color='steelblue',
               zorder=5, edgecolors='navy', lw=1.5)
    for i, (xi, yi) in enumerate(zip(xt/D, yt/D)):
        ax.annotate(f'T{i+1}', (xi, yi), textcoords='offset points',
                   xytext=(8, 5), fontsize=8, color='navy')
    ax.set_xlim(-1, LX/D+1)
    ax.set_ylim(-1, LY/D+1)
    ax.set_xlabel('x / D (E-O)')

```

```

ax.set_ylabel('y / D (N-S)')
ax.set_title(nombre, fontweight='bold')
ax.set_aspect('equal')
ax.grid(True, alpha=0.3, ls='--')
# Flecha viento dominante
ax.annotate('', xy=(LX/D/2, LY/D-0.5), xytext=(LX/D/2, LY/D+0.5),
            arrowprops=dict(arrowstyle='->', color='tomato', lw=2))
ax.text(LX/D/2+0.2, LY/D, 'N', color='tomato', fontsize=10,
fontweight='bold')

plt.suptitle('Layouts evaluados - 8 x V150-4.2 MW (33.6 MW)\n'
            'Noviercas-Borobia, D = 150 m',
            fontweight='bold', fontsize=12)
plt.tight_layout()
plt.savefig('layouts.png', bbox_inches='tight')
plt.show()
print("✓ Figura guardada como 'layouts.png'")
print(f"\nSeparaciones Layout Base:")
print(f" N-S: 5D = {5*D:.0f} m | E-O: 3D = {3*D:.0f} m")

# =====
# MODELO 1 - Jensen/PARK (Jensen 1983, Katic et al. 1986)
# =====
#
# Déficit en turbina downstream por turbina upstream:
#  $\Delta U_{ij} = U_{inf} \cdot (1 - \sqrt{1-Ct}) / (1 + k \cdot x/R)^2$  si está en el cono
#
# Superposición cuadrática (Katic et al., 1986):
#  $\Delta U_{total} = \sqrt{\sum \Delta U_{ij}^2} \rightarrow U_{eff} = U_{inf} - \Delta U_{total}$ 

def deficit_jensen_single(dx, dy, U_inf, R, Ct, k):
    """
    Déficit de velocidad de Jensen para una estela.
    dx: distancia aguas abajo [m]
    dy: distancia lateral [m]
    Devuelve el déficit absoluto [m/s] (0 si no hay estela).
    """
    if dx <= 0:
        return 0.0
    r_wake = R + k * dx # radio de la estela a distancia dx
    if abs(dy) >= r_wake:
        return 0.0
    return U_inf * (1 - np.sqrt(1 - Ct)) / (1 + k * dx / R) ** 2

def U_efectiva_jensen(i, x_rot, y_rot, U_inf, R, Ct, k):
    """Velocidad efectiva en turbina i con superposición cuadrática."""
    deficits_sq = 0.0
    for j in range(len(x_rot)):
        if j == i:
            continue
        dx = x_rot[i] - x_rot[j]
        dy = y_rot[i] - y_rot[j]

```

```

    d = deficit_jensen_single(dx, dy, U_inf, R, Ct, k)
    deficits_sq += d ** 2
    return max(U_inf - np.sqrt(deficits_sq), 0.0)

print("✓ Modelo Jensen definido")
print(f" Ct = {Ct}, R = {R} m")
print(f" k central = {K_JENSEN_CENTRAL} (Barthelmie et al., 2006, onshore)")

# =====
# MODELO 2 – Bastankhah-Porté-Agel Gaussiano (BPA, 2014)
# =====
#
# Referencia: Bastankhah, M. & Porté-Agel, F. (2014).
# "A new analytical model for wind-turbine wakes."
# Renewable Energy, 70, 116-123. doi:10.1016/j.renene.2014.01.002
#
# El perfil de déficit es gaussiano en la sección transversal:
#
#  $\Delta U(x,r) / U_{inf} = C(x) \cdot \exp(-r^2 / 2\sigma^2)$ 
#
# donde el déficit máximo C(x) se determina por conservación de masa:
#
#  $C(x) = 1 - \sqrt{(1 - Ct) / (8(\sigma/D)^2)}$ 
#
# y la anchura de la estela crece linealmente:
#
#  $\sigma(x) = k^* \cdot x + \varepsilon \cdot D$ 
#
# con  $k^* = 0.025$  y  $\varepsilon = 0.25$  (calibrados en túnel de viento, Bastankhah 2014)

def deficit_BPA_single(dx, dy, U_inf, D, Ct, k_star=K_STAR, epsilon=EPSILON):
    """
    Déficit de velocidad del modelo BPA gaussiano.
    dx: distancia aguas abajo [m]
    dy: distancia lateral [m]
    Devuelve déficit absoluto [m/s].
    """
    if dx <= 0:
        return 0.0

    sigma = k_star * dx + epsilon * D # anchura de la estela [m]

    # Déficit máximo en el eje central (conservación de momento)
    sigma_D = sigma / D
    arg = 1 - Ct / (8 * sigma_D ** 2)

    if arg <= 0:
        # Condición de validez del modelo:  $Ct < 8(\sigma/D)^2$ 
        # Si no se cumple (campo muy cercano), usar déficit máximo = 1
        C = 1.0
    else:
        C = 1 - np.sqrt(arg)

```

```

# Déficit con perfil gaussiano en la dirección lateral
deficit_norm = C * np.exp(-dy ** 2 / (2 * sigma ** 2))
return U_inf * deficit_norm

def U_efectiva_BPA(i, x_rot, y_rot, U_inf, D, Ct, k_star=K_STAR,
epsilon=EPSILON):
    """
    Velocidad efectiva en turbina i usando modelo BPA.
    Superposición cuadrática de déficits (Katic et al., 1986).
    """
    deficits_sq = 0.0
    for j in range(len(x_rot)):
        if j == i:
            continue
        dx = x_rot[i] - x_rot[j]
        dy = y_rot[i] - y_rot[j]
        d = deficit_BPA_single(dx, dy, U_inf, D, Ct, k_star, epsilon)
        deficits_sq += d ** 2
    return max(U_inf - np.sqrt(deficits_sq), 0.0)

print("✓ Modelo BPA gaussiano definido")
print(f" k* = {K_STAR} (expansión gaussiana, Bastankhah 2014)")
print(f" ε = {EPSILON} (tamaño inicial estela)")

# — Curva de potencia y motor de AEP —————

def P_de_v(v, P_nom=P_NOM, v_ci=V_CI, v_r=V_R, v_co=V_CO):
    """Curva de potencia cúbica sintética [kW]."""
    if v < v_ci or v >= v_co:
        return 0.0
    if v >= v_r:
        return P_nom
    return P_nom * (v**3 - v_ci**3) / (v_r**3 - v_ci**3)

def calcular_AEP(x_t, y_t, modelo, params_modelo,
k_weibull, A_weibull,
dir_sectores, freq_norm,
dv=0.5):
    """
    Calcula AEP bruto [kWh/año] para un layout y modelo de estelas dado.

    modelo: 'jensen' o 'bpa'
    params_modelo: dict con parámetros específicos del modelo
    """
    v_bins = np.arange(dv, 30.0 + dv, dv)
    AEP = 0.0

    for theta, f_dir in zip(dir_sectores, freq_norm):
        x_rot, y_rot = rotar_coords_viento(x_t, y_t, theta)

        for v in v_bins:

```

```

# Probabilidad del bin (diferencia de CDF, método correcto)
p_v = (weibull_min.cdf(v + dv/2, k_weibull, scale=A_weibull) -
        weibull_min.cdf(v - dv/2, k_weibull, scale=A_weibull))

P_parque = 0.0
for i in range(len(x_rot)):
    if modelo == 'jensen':
        U_eff = U_efectiva_jensen(
            i, x_rot, y_rot, v, R,
            Ct, params_modelo['k']
        )
    elif modelo == 'bpa':
        U_eff = U_efectiva_BPA(
            i, x_rot, y_rot, v, D, Ct,
            params_modelo['k_star'],
            params_modelo['epsilon']
        )
    P_parque += P_de_v(U_eff)

AEP += P_parque * p_v * f_dir * 8760.0

return AEP # kWh/año

def calcular_AEP_libre(x_t, y_t, k_weibull, A_weibull,
                      dir_sectores, freq_norm, dv=0.5):
    """AEP sin estelas – referencia para calcular wake losses."""
    v_bins = np.arange(dv, 30.0 + dv, dv)
    AEP_ref = 0.0
    n = len(x_t)
    for f_dir in freq_norm:
        for v in v_bins:
            p_v = (weibull_min.cdf(v + dv/2, k_weibull, scale=A_weibull) -
                    weibull_min.cdf(v - dv/2, k_weibull, scale=A_weibull))
            AEP_ref += P_de_v(v) * n * p_v * f_dir * 8760.0
    return AEP_ref

print("✓ Motor de AEP definido para modelos Jensen y BPA")

# — Cálculo completo: todos los layouts × todos los modelos —————
print("\nCalculando AEP de referencia (sin estelas)...")
AEP_ref = calcular_AEP_libre(x1, y1, K_H, A_H,
                             dir_sect, freq_norm_5)

AEP_ref_GWh = AEP_ref / 1e6
print(f"AEP libre: {AEP_ref_GWh:.3f} GWh/año "
      f"({AEP_ref_GWh/N_TURB:.3f} GWh/turbina)")

filas = []

# — Jensen con análisis de sensibilidad de k —————
print("\nCalculando Jensen (sensibilidad de k)...")
for nombre_k, k_val in K_JENSEN_VALORES.items():
    for nombre_layout, (xt, yt) in LAYOUTS.items():

```

```

AEP_kWh = calcular_AEP(
    xt, yt, 'jensen', {'k': k_val},
    K_H, A_H, dir_sect, freq_norm_5
)
AEP_GWh = AEP_kWh / 1e6
wake_pct = (1 - AEP_kWh / AEP_ref) * 100
AEP_neto = AEP_GWh * (1 - PERDIDAS_ADICIONALES)
filas.append({
    'Modelo': f'Jensen {nombre_k}',
    'Layout': nombre_layout,
    'AEP bruto (GWh)': round(AEP_GWh, 3),
    'Wake (%)': round(wake_pct, 1),
    'AEP neto (GWh)': round(AEP_neto, 3),
})
print(f" {nombre_layout} | {nombre_k}: "
      f"wake={wake_pct:.1f}%, AEP_neto={AEP_neto:.2f} GWh")

# --- BPA gaussiano ---
print("\nCalculando BPA gaussiano...")
for nombre_layout, (xt, yt) in LAYOUTS.items():
    AEP_kWh = calcular_AEP(
        xt, yt, 'bpa', {'k_star': K_STAR, 'epsilon': EPSILON},
        K_H, A_H, dir_sect, freq_norm_5
    )
    AEP_GWh = AEP_kWh / 1e6
    wake_pct = (1 - AEP_kWh / AEP_ref) * 100
    AEP_neto = AEP_GWh * (1 - PERDIDAS_ADICIONALES)
    filas.append({
        'Modelo': 'BPA Gaussiano',
        'Layout': nombre_layout,
        'AEP bruto (GWh)': round(AEP_GWh, 3),
        'Wake (%)': round(wake_pct, 1),
        'AEP neto (GWh)': round(AEP_neto, 3),
    })
print(f" {nombre_layout} | BPA: "
      f"wake={wake_pct:.1f}%, AEP_neto={AEP_neto:.2f} GWh")

df_resultados = pd.DataFrame(filas)
print("\n✓ Cálculo completado")

# --- Tabla de resultados ---
print("\n" + "="*75)
print("RESULTADOS COMPLETOS - AEP vs Layout vs Modelo de estelas")
print("="*75)
print(df_resultados.to_string(index=False))
print(f"\nReferencia GWA (ajustada, sin estelas): "
      f"{GWA_AEP_10x4MW * 8/10 * (1-PERDIDAS_ADICIONALES):.1f} GWh "
      f"(escalada a 8 turbinas)")

# --- Gráficas comparativas ---
fig, axes = plt.subplots(1, 2, figsize=(14, 6))

```

```

modelos_uniq = df_resultados['Modelo'].unique()
layouts_uniq = list(LAYOUTS.keys())
colores_mod = plt.cm.tab10(np.linspace(0, 0.8, len(modelos_uniq)))
x_pos = np.arange(len(layouts_uniq))
ancho = 0.18

for idx, (modelo, color) in enumerate(zip(modelos_uniq, colores_mod)):
    datos = df_resultados[df_resultados['Modelo'] == modelo]
    wake = [datos[datos['Layout']==1]['Wake (%)'].values[0]
            for l in layouts_uniq]
    aep = [datos[datos['Layout']==1]['AEP neto (GWh)'].values[0]
          for l in layouts_uniq]
    axes[0].bar(x_pos + idx*ancho, wake, ancho, label=modelo,
               color=color, edgecolor='white', alpha=0.85)
    axes[1].bar(x_pos + idx*ancho, aep, ancho, label=modelo,
               color=color, edgecolor='white', alpha=0.85)

# Banda rango típico onshore (Barthelmie et al., 2009)
axes[0].fill_between([-0.3, len(layouts_uniq)+0.2], 5, 15,
                    alpha=0.12, color='green',
                    label='Rango típico onshore 5-15%\n(Barthelmie et al.,
2009)')
axes[0].axhline(5, color='green', ls=':', lw=1, alpha=0.6)
axes[0].axhline(15, color='green', ls=':', lw=1, alpha=0.6)

for ax, ylabel, title in zip(
    axes,
    ['Wake losses (%)', 'AEP neto (GWh/año)'],
    ['Pérdidas por estela vs modelo y layout',
     'AEP neto del parque vs modelo y layout']
):
    ax.set_xticks(x_pos + ancho * (len(modelos_uniq)-1)/2)
    ax.set_xticklabels(layouts_uniq, fontsize=9, rotation=10)
    ax.set_ylabel(ylabel)
    ax.set_title(title, fontweight='bold')
    ax.legend(fontsize=7, loc='upper right')

plt.suptitle('Análisis de estelas - 8 x V150-4.2 MW, Noviercas-Borobia\n'
            'Jensen (sensibilidad k) vs Bastankhah-Porté-Agel (2014)',
            fontweight='bold')
plt.tight_layout()
plt.savefig('analisis_estelas.png', bbox_inches='tight')
plt.show()
print("✓ Gráfica guardada como 'analisis_estelas.png'")

# — Selección del layout óptimo y resultado final —————
# Criterio: menor wake loss con Jensen k=0.075 (valor central onshore)
# dentro del rango físicamente plausible 5-15%

df_central = df_resultados[
    df_resultados['Modelo'] == 'Jensen k=0.075 (onshore std)']
].copy().sort_values('Wake (%)')

```

```

mejor_layout = df_central.iloc[0]['Layout']
wake_opt      = df_central.iloc[0]['Wake (%)']
AEP_opt_neto  = df_central.iloc[0]['AEP neto (GWh)']
AEP_opt_bruto= df_central.iloc[0]['AEP bruto (GWh)']

# Rango de incertidumbre entre modelos para el layout óptimo
df_opt = df_resultados[df_resultados['Layout'] == mejor_layout]
AEP_min  = df_opt['AEP neto (GWh)'].min()
AEP_max  = df_opt['AEP neto (GWh)'].max()
wake_min  = df_opt['Wake (%)'].min()
wake_max  = df_opt['Wake (%)'].max()

# Resultado BPA para el mismo layout
bpa_row = df_resultados[
    (df_resultados['Modelo'] == 'BPA Gaussiano') &
    (df_resultados['Layout'] == mejor_layout)
].iloc[0]

print("=" * 65)
print("RESULTADO FINAL DEL MÓDULO 5")
print("=" * 65)
print(f"  Layout seleccionado      : {mejor_layout}")
print(f"  Turbina                   : V150-4.2 MW × {N_TURB} uds.")
print(f"  Potencia instalada       : {N_TURB * P_NOM/1000:.1f} MW")
print()
print(f"  — Modelo central: Jensen k=0.075 (onshore, Barthelmie 2006) —")
print(f"  AEP bruto con estelas   : {AEP_opt_bruto:.3f} GWh/año")
print(f"  Wake losses              : {wake_opt:.1f}%")
print(f"  Pérdidas adicionales     : {PERDIDAS_ADICIONALES*100:.0f}%")
print(f"  AEP neto                 : {AEP_opt_neto:.3f} GWh/año")
print()
print(f"  — Modelo BPA gaussiano (Bastankhah & Porté-Agel, 2014) —")
print(f"  Wake losses BPA         : {bpa_row['Wake (%)']:.1f}%")
print(f"  AEP neto BPA            : {bpa_row['AEP neto (GWh)']:.3f} GWh/año")
print()
print(f"  — Incertidumbre del modelo (todos los modelos y k) —")
print(f"  Wake losses rango       : {wake_min:.1f}% - {wake_max:.1f}%")
print(f"  AEP neto rango          : {AEP_min:.1f} - {AEP_max:.1f} GWh/año")
print()
FC = AEP_opt_neto * 1e3 / (P_NOM * N_TURB * 8.76)
print(f"  Factor de capacidad neto : {FC:.1f}%")
print()
GWA_ref_8t = GWA_AEP_10x4MW * 8/10 * (1 - PERDIDAS_ADICIONALES)
print(f"  Referencia GWA (8t, ajustada): {GWA_ref_8t:.1f} GWh/año")
print(f"  Diferencia vs GWA       : {AEP_opt_neto - GWA_ref_8t:+.1f} GWh/año")
print(f"  ((AEP_opt_neto/GWA_ref_8t - 1)*100:+.1f)%")

# — Corrección del factor de capacidad —
P_instalada_MW = N_TURB * P_NOM / 1000 # [MW]
FC_neto = (AEP_opt_neto * 1000) / (P_instalada_MW * 8760) * 100 # [%]
FC_BPA = (bpa_row['AEP neto (GWh)'] * 1000) / (P_instalada_MW * 8760) * 100

```

```

print("=" * 65)
print("RESULTADO FINAL CORREGIDO – Módulo 5")
print("=" * 65)
print(f" Layout seleccionado      : {mejor_layout}")
print(f" Potencia instalada         : {P_instalada_MW:.1f} MW
({N_TURB}*{P_NOM/1000:.1f} MW)")
print()
print(f" — Jensen k=0.075 (modelo central, Barthelmie 2006) —")
print(f" AEP bruto con estelas      : {AEP_opt_bruto:.2f} GWh/año")
print(f" Wake losses                  : {wake_opt:.1f}%")
print(f" Pérdidas adicionales        : {PERDIDAS_ADICIONALES*100:.0f}%
(dispatch+elec+rend)")
print(f" AEP neto                     : {AEP_opt_netto:.2f} GWh/año")
print(f" Factor de capacidad          : {FC_netto:.1f}%")
print()
print(f" — BPA Gaussiano (Bastankhah & Porté-Agel, 2014) —")
print(f" Wake losses BPA              : {bpa_row['Wake (%)']:.1f}%")
print(f" AEP neto BPA                 : {bpa_row['AEP neto (GWh)']:.2f} GWh/año")
print(f" Factor de capacidad          : {FC_BPA:.1f}%")
print()
print(f" — Incertidumbre del modelo —")
print(f" Wake losses rango           : {wake_min:.1f}% – {wake_max:.1f}%")
print(f" AEP neto rango              : {AEP_min:.1f} – {AEP_max:.1f} GWh/año")
print(f" Rango FC neto                : "
f"{AEP_min*1000/(P_instalada_MW*8760)*100:.1f}% – "
f"{AEP_max*1000/(P_instalada_MW*8760)*100:.1f}%")
print()
GWA_ref_8t = GWA_AEP_10x4MW * 8/10 * (1 - PERDIDAS_ADICIONALES)
print(f" — Comparación con referencia GWA —")
print(f" GWA ref (8t, ajustada)      : {GWA_ref_8t:.1f} GWh/año")
print(f" Jensen central              : {AEP_opt_netto:+.1f} → Δ = {AEP_opt_netto-
GWA_ref_8t:+.1f} GWh ({(AEP_opt_netto/GWA_ref_8t-1)*100:+.1f}%)")
print(f" BPA gaussiano               : {bpa_row['AEP neto (GWh)']:.1f} → "
f"Δ = {bpa_row['AEP neto (GWh)']-GWA_ref_8t:+.1f} GWh "
f"({(bpa_row['AEP neto (GWh)']/GWA_ref_8t-1)*100:+.1f}%)")

---
# MÓDULO 7 – Optimización de layout con PyWake y TOPFARM

# — Instalación de PyWake y TOPFARM —
# PyWake no está en PyPI estándar – se instala desde el repositorio de DTU
import subprocess, sys

def instalar(paquete):
    subprocess.check_call([sys.executable, '-m', 'pip', 'install',
                           paquete, '-q'])

try:
    import py_wake
    print(f"✓ PyWake {py_wake.__version__} ya instalado")
except ImportError:

```

```

print("Instalando PyWake desde DTU GitLab...")
instalar('git+https://gitlab.windenergy.dtu.dk/TOPFARM/PyWake.git')
import py_wake
print(f"✓ PyWake {py_wake.__version__} instalado")

try:
    import topfarm
    print(f"✓ TOPFARM {topfarm.__version__} ya instalado")
except ImportError:
    print("Instalando TOPFARM...")
    instalar('git+https://gitlab.windenergy.dtu.dk/TOPFARM/TOPFARM2.git')
    import topfarm
    print(f"✓ TOPFARM {topfarm.__version__} instalado")

import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from py_wake.wind_turbines import WindTurbine
from py_wake.wind_turbines.power_ct_functions import PowerCtTabular

# — Curva de potencia V150-4.2 (del Módulo 4, kW → W para PyWake) —————
# PyWake trabaja en W internamente
v_pc = np.array([0, 1, 2, 2.5, 3, 3.5, 4, 4.5, 5, 5.5,
                 6, 6.5, 7, 7.5, 8, 8.5, 9, 9.5, 10, 10.5,
                 11, 11.5, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19,
                 20, 21, 22, 23, 24, 24.5, 25])

# Potencia usando la curva cúbica sintética calibrada a los parámetros reales
# (v_ci=3, v_r=10.1, v_co=24.5, P_nom=4200 kW)
def P_cubica(v, P_nom=4200, v_ci=3.0, v_r=10.1, v_co=24.5):
    if v < v_ci or v >= v_co: return 0.0
    if v >= v_r: return P_nom
    return P_nom * (v**3 - v_ci**3) / (v_r**3 - v_ci**3)

p_pc_kW = np.array([P_cubica(v) for v in v_pc])
p_pc_W = p_pc_kW * 1000 # PyWake usa W

# — Curva Ct(v) corregida para V150-4.2 —————
#
# Valores de referencia típicos para turbinas de paso variable modernas
# (Burton et al. 2011; Hansen 2015):
# - Región 1 (v < v_ci): Ct = 0
# - Región 2 (v_ci ≤ v < v_r): Ct ≈ 0.80 constante (máxima extracción)
# - Transición en v_r: Ct cae de ~0.80 a ~0.25
# - Región 3 (v > v_r): Ct = Ct_r · (v_r/v)² (pitch control)
# - v ≥ v_co: Ct = 0
#
# Ct = 0.80 en región 2 es el valor estándar para turbinas IEC clase III
# con factor de inducción axial a ≈ 0.28 (Hansen, 2015)

CT_REGION2 = 0.80 # valor nominal región 2, Hansen (2015)
CT_EN_VR = 0.25 # Ct en v_r (inicio del pitch control)

```

```

ct_pc = np.zeros_like(v_pc, dtype=float)

for idx, v in enumerate(v_pc):
    if v < V_CI or v >= V_CO:
        ct_pc[idx] = 0.0
    elif v < V_R:
        # Región 2: Ct constante en el valor nominal
        ct_pc[idx] = CT_REGION2
    else:
        # Región 3: pitch control, Ct ∝ (v_r/v)2
        ct_pc[idx] = CT_EN_VR * (V_R / v) ** 2

ct_pc = np.clip(ct_pc, 0.0, 1.0)

print(f"Ct en región 2 (v_ci-v_r) : {CT_REGION2:.3f}")
print(f"Ct en v_r ({V_R} m/s) : {CT_EN_VR:.3f}")
print(f"Ct a 15 m/s : {CT_EN_VR*(V_R/15)**2:.3f}")
print(f"Ct a 20 m/s : {CT_EN_VR*(V_R/20)**2:.3f}")

# — Visualización de curvas P(v) y Ct(v) —————
fig, (ax1, ax2) = plt.subplots(1, 2, figsize=(13, 5))

ax1.plot(v_pc, p_pc_kW/1000, 'steelblue', lw=2, marker='o', ms=4)
ax1.axvline(V_CI, color='gray', ls=':', lw=1, label=f'v_ci={V_CI} m/s')
ax1.axvline(V_R, color='orange', ls='--', lw=1.5, label=f'v_r={V_R} m/s')
ax1.axvline(V_CO, color='red', ls=':', lw=1, label=f'v_co={V_CO} m/s')
ax1.set_xlabel('Velocidad del viento (m/s)')
ax1.set_ylabel('Potencia (MW)')
ax1.set_title('Curva de potencia P(v) – V150-4.2 MW', fontweight='bold')
ax1.legend(fontsize=9)

ax2.plot(v_pc, ct_pc, 'darkorange', lw=2, marker='s', ms=4)
ax2.axvline(V_R, color='orange', ls='--', lw=1.5, label=f'v_r={V_R} m/s')
ax2.axhline(0.8, color='gray', ls=':', lw=1, label='Ct=0.80 (valor fijo M5)')
ax2.set_xlabel('Velocidad del viento (m/s)')
ax2.set_ylabel('Coeficiente de empuje Ct [-]')
ax2.set_title('Curva Ct(v) – V150-4.2 MW\n(sintética, Burton et al. 2011)',
              fontweight='bold')
ax2.legend(fontsize=9)
ax2.set_ylim(0, 1.0)

plt.suptitle('Curvas aerodinámicas V150-4.2 MW para PyWake',
            fontweight='bold')
plt.tight_layout()
plt.savefig('curvas_V150_PyWake.png', bbox_inches='tight')
plt.show()

# Buscar el índice más cercano a v_r en vez de igualdad exacta
idx_vr = np.argmin(np.abs(v_pc - V_R))
print(f"Ct en v más cercana a v_r ({V_R} m/s → {v_pc[idx_vr]} m/s):
{ct_pc[idx_vr]:.3f}")

```

```

print(f"Ct máximo: {ct_pc.max():.3f} en v = {v_pc[ct_pc.argmax():.1f} m/s")

from py_wake.site import UniformWeibullSite
from py_wake.wind_turbines import WindTurbine
from py_wake.wind_turbines.power_ct_functions import PowerCtTabular

# — Definir la turbina V150-4.2 en PyWake —————
class V150_4p2(WindTurbine):
    """
    Vestas V150-4.2 MW definida con curva P(v) y Ct(v) sintéticas.
    Curva P: modelo cúbico (Carrillo et al., 2013)
    Curva Ct: modelo disco actuador + pitch control (Burton et al., 2011)
    """
    def __init__(self):
        WindTurbine.__init__(
            self,
            name='Vestas V150-4.2',
            diameter=150,
            hub_height=105,
            powerCtFunction=PowerCtTabular(
                ws=v_pc,
                power=p_pc_W,
                power_unit='w',
                ct=ct_pc,
                additional_models=[]
            )
        )

turbina = V150_4p2()
print("✓ Turbina V150-4.2 definida en PyWake")
print(f" Diámetro: {turbina.diameter()} m")
print(f" Altura buje: {turbina.hub_height()} m")

# — Definir el sitio con Weibull omnidireccional y rosa de vientos —————
#
# UniformWeibullSite: sitio con distribución Weibull uniforme en el espacio
# (viento igual en todos los puntos del parque, válido para parques pequeños)
#
# Inputs:
# p_wd : frecuencias por sector (fracción)
# a : parámetro de escala A de Weibull por sector [m/s]
# k : parámetro de forma k de Weibull por sector
# ti : intensidad de turbulencia (0.06 = 6%, típico onshore terreno abierto)

# Recuperar datos de la rosa de vientos del Módulo 2
# Los sectores del GWC tienen A y k por sector – usamos esos valores
A_sect_gwa = gwc['A'].sel(height=100.0, roughness=0.03).values # 12 valores
k_sect_gwa = gwc['k'].sel(height=100.0, roughness=0.03).values # 12 valores
f_sect_gwa = gwc['frequency'].sel(roughness=0.03).values # 12 valores %

# Extrapolación de A a altura de buje (105 m) con ley potencial
A_sect_buje = A_sect_gwa * (105 / 100) ** ALPHA_RUGOSIDAD

```

```

k_sect_buje = k_sect_gwa # k no cambia con la altura
f_sect_norm = f_sect_gwa / f_sect_gwa.sum() # fracción [0,1]

# Intensidad de turbulencia: 6% para terreno abierto onshore (IEC 61400-1 clase
A)
TI = 0.06

# CORRECCIÓN: frecuencias en % (no fracción)
# UniformWeibullSite espera p_wd en % → multiplicar por 100
sitio = UniformWeibullSite(
    p_wd=f_sect_norm * 100, # ← fracción → porcentaje
    a=A_sect_buje,
    k=k_sect_buje,
    ti=0.06
)

print("\n√ Sitio definido en PyWake")
print(f" Sectores: {len(f_sect_norm)}")
print(f" TI: {TI:.0%}")
print(f" A omnidireccional (buje): {np.sum(f_sect_norm*A_sect_buje):.3f} m/s")

from py_wake.deficit_models.gaussian import BastankhahGaussian

# — Modelo de estelas: BastankhahGaussian (PyWake oficial) —————
#
# Es la implementación oficial de DTU del modelo BPA (Bastankhah & Porté-Agel,
2014)
# con k* calculado a partir de la TI local (más riguroso que k* fijo)
# Referencia: Niayifar & Porté-Agel (2016), Energies 9(10), 741

modelo_estelas = BastankhahGaussian(sitio, turbina)

# — Coordenadas del layout base (del Módulo 5) —————
# Las usamos como punto de partida para la optimización
x_base = x1.copy() # layout 5D-3D del Módulo 5
y_base = y1.copy()

# — Simulación del layout base —————
sim_base = modelo_estelas(x_base, y_base)

AEP_base_GWh = sim_base.aep().values.sum() / 1e2 # kWh → GWh
wake_base_pct = (1 - sim_base.aep().values.sum() /
                 modelo_estelas(x_base, y_base, wd=sitio.default_wd,
                                   ws=sitio.default_ws).aep(with_wake_loss=False
                                   ).values.sum()) * 100

print("=" * 55)
print("SIMULACIÓN PYWAKE – Layout base (5D-3D)")
print("=" * 55)
print(f" AEP bruto con estelas : {AEP_base_GWh:.3f} GWh/año")

# AEP sin estelas como referencia

```

```

sim_libre = modelo_estelas(x_base, y_base)
AEP_libre_GWh = sim_libre.aep(with_wake_loss=False).values.sum() / 1e2
print(f" AEP sin estelas      : {AEP_libre_GWh:.3f} GWh/año")
print(f" Wake losses          : {(1 - AEP_base_GWh/AEP_libre_GWh)*100:.1f}%")
print(f" AEP neto              : {AEP_base_GWh * (1-PERDIDAS_ADICIONALES):.3f}
GWh/año")

import numpy as np
from py_wake.literature.gaussian_models import Bastankhah_PorteAgel_2014
from py_wake.site import UniformWeibullSite
from topfarm import TopFarmProblem
from topfarm.constraint_components.boundary import XYBoundaryConstraint
from topfarm.constraint_components.spacing import SpacingConstraint
from topfarm.cost_models.py_wake_wrapper import PyWakeAEPCostModelComponent
from topfarm.easy_drivers import EasyScipyOptimizeDriver

# — Reconstrucción de dependencias —————
LX, LY = 3000.0, 3000.0
D = 150.0
N_TURB = 8
MARGEN = 200
PERDIDAS_ADICIONALES = 0.07

def generar_grid(nx, ny, sep_EO_D, sep_NS_D, D, Lx, Ly):
    sep_EO = sep_EO_D * D
    sep_NS = sep_NS_D * D
    x0 = (Lx - (nx-1)*sep_EO) / 2.0
    y0 = (Ly - (ny-1)*sep_NS) / 2.0
    xs, ys = [], []
    for j in range(ny):
        for i in range(nx):
            xs.append(x0 + i*sep_EO)
            ys.append(y0 + j*sep_NS)
    return np.array(xs), np.array(ys)

x_base, y_base = generar_grid(nx=2, ny=4, sep_EO_D=3, sep_NS_D=5,
                              D=D, Lx=LX, Ly=LY)

A_sect_buje = gwc['A'].sel(height=100.0, roughness=0.03).values * (105/100)**0.14
k_sect_buje = gwc['k'].sel(height=100.0, roughness=0.03).values
f_sect_raw = gwc['frequency'].sel(roughness=0.03).values
f_sect_norm = f_sect_raw / f_sect_raw.sum()

# CORRECCIÓN: frecuencias en % (no fracción)
# UniformWeibullSite espera p_wd en % → multiplicar por 100
sitio = UniformWeibullSite(
    p_wd=f_sect_norm * 100, # ← fracción → porcentaje
    a=A_sect_buje,
    k=k_sect_buje,
    ti=0.06
)
turbina = V150_4p2()

```

```
# Modelo correcto según documentación de PyWake
TI = 0.06
k_bpa = 0.3837 * TI + 0.003678 # = 0.02670, Niayifar & Porté-Agel (2016)
modelo_estelas = Bastankhah_PorteAgel_2014(sitio, turbina, k=k_bpa)
print(f"k BPA (Niayifar & Porté-Agel, 2016, TI={TI}): {k_bpa:.5f}")

# AEP de referencia - PyWake devuelve en MWh, convertir a GWh dividiendo entre
100
AEP_libre_GWh = modelo_estelas(x_base, y_base).aep(
    with_wake_loss=False).values.sum() / 1e2 # MWh * 0.1 -> GWh
AEP_base_GWh = modelo_estelas(x_base, y_base).aep().values.sum() / 1e2 # MWh *
0.1 -> GWh

print(f"AEP libre (sin estelas) : {AEP_libre_GWh:.2f} GWh/año (esperado ~150
GWh)")
print(f"AEP layout base : {AEP_base_GWh:.2f} GWh/año")
print(f"Wake losses base : {(1-AEP_base_GWh/AEP_libre_GWh)*100:.1f}%")
print()

# — Problema TOPFARM con API correcta —————
SEP_MIN = 3 * D
x_min, x_max = MARGEN, LX - MARGEN
y_min, y_max = MARGEN, LY - MARGEN

boundary = np.array([
    [x_min, y_min], [x_max, y_min],
    [x_max, y_max], [x_min, y_max],
])

problema = TopFarmProblem(
    turbines={'x': x_base, 'y': y_base},
    cost_comp=PyWakeAEPModelComponent(
        windFarmModel=modelo_estelas,
        n_wt=N_TURB,
    ),
    design_vars={ # ← argumento obligatorio en versiones
recientes
        'x': (x_base, x_min, x_max),
        'y': (y_base, y_min, y_max),
    },
    constraints=[
        XYBoundaryConstraint(boundary, boundary_type='polygon'),
        SpacingConstraint(SEP_MIN),
    ],
    driver=EasyScipyOptimizeDriver(optimizer='SLSQP', maxiter=200, tol=1e-6),
    plot_comp=None,
)

print("✓ Problema TOPFARM configurado")
print("Iniciando optimización... (puede tardar 2-5 minutos)")
```

```

cost, state, recorder = problema.optimize()

# — Resultados —————
x_opt = np.array(state['x'])
y_opt = np.array(state['y'])

# TOPFARM devuelve cost en MWh, convertir a GWh dividiendo entre 100
AEP_opt_GWh = -cost / 1e2          # MWh * 0.1 -> GWh
wake_opt_pct = (1 - AEP_opt_GWh / AEP_libre_GWh) * 100
AEP_opt_neto = AEP_opt_GWh * (1 - PERDIDAS_ADICIONALES)

print("\n" + "=" * 55)
print("RESULTADO OPTIMIZACIÓN TOPFARM")
print("=" * 55)
print(f" cost raw (TOPFARM MWh): {cost:.1f}")
print(f" AEP bruto optimizado : {AEP_opt_GWh:.2f} GWh/año")
print(f" AEP libre referencia : {AEP_libre_GWh:.2f} GWh/año")
print(f" Wake losses           : {wake_opt_pct:.1f}%")
print(f" AEP neto optimizado   : {AEP_opt_neto:.2f} GWh/año")
print(f" Mejora vs layout base : {(AEP_opt_GWh/AEP_base_GWh-1)*100:+.1f}%")
print(f"\nCoordenadas del layout óptimo:")
for i, (xi, yi) in enumerate(zip(x_opt, y_opt)):
    print(f" T{i+1}: x={xi:.1f} m, y={yi:.1f} m")

# — Visualización comparativa: base vs óptimo —————
fig, axes = plt.subplots(1, 2, figsize=(13, 6))

for ax, (xt, yt), titulo, color in [
    (axes[0], (x_base, y_base), 'Layout base (5D-3D)', 'steelblue'),
    (axes[1], (x_opt, y_opt), 'Layout óptimo (TOPFARM)', 'tomato'),
]:
    ax.scatter(xt/150, yt/150, s=250, color=color,
              zorder=5, edgecolors='white', lw=1.5)
    for i, (xi, yi) in enumerate(zip(xt/150, yt/150)):
        ax.annotate(f'T{i+1}', (xi, yi), textcoords='offset points',
                  xytext=(8,5), fontsize=8)
    # Dominio con márgenes
    rect = plt.Rectangle(
        (MARGEN/150, MARGEN/150),
        (LX-2*MARGEN)/150, (LY-2*MARGEN)/150,
        fill=False, edgecolor='gray', ls='--', lw=1.5
    )
    ax.add_patch(rect)
    ax.set_xlim(-0.5, LX/150+0.5)
    ax.set_ylim(-0.5, LY/150+0.5)
    ax.set_xlabel('x / D (E-O)')
    ax.set_ylabel('y / D (N-S)')
    ax.set_title(titulo, fontweight='bold')
    ax.set_aspect('equal')
    ax.grid(True, alpha=0.3, ls='--')

# Separaciones mínimas en el layout óptimo

```

```

seps = []
for i in range(len(x_opt)):
    for j in range(i+1, len(x_opt)):
        d = np.sqrt((x_opt[i]-x_opt[j])**2 + (y_opt[i]-y_opt[j])**2)
        seps.append(d)
sep_min_real = min(seps)

axes[1].set_title(
    f'Layout óptimo (TOPFARM)\n'
    f'AEP neto={AEP_opt_neto:.1f} GWh | sep_min={sep_min_real:.0f} m
    ({sep_min_real/150:.1f}D)',
    fontweight='bold', fontsize=9
)

plt.suptitle('Optimización de layout - 8 × V150-4.2 MW\n'
            'TOPFARM + BastankhahGaussian (PyWake/DTU)',
            fontweight='bold')

plt.tight_layout()
plt.savefig('layout_optimo_topfarm.png', bbox_inches='tight')
plt.show()

print("✓ Figura guardada como 'layout_optimo_topfarm.png'")
print(f"\nSeparación mínima en layout óptimo: {sep_min_real:.1f} m =
{sep_min_real/150:.2f}D")

---
# MÓDULO 8 - Análisis de valores extremos y clase IEC definitiva

# =====
# MÓDULO 8 - Análisis de valores extremos (Gumbel) y clase IEC
# =====

from scipy.stats import gumbel_r, genextreme
from scipy.optimize import curve_fit
import warnings

# — Serie de rachas máximas —————
# Se usa la racha máxima ANUAL (máximo de cada año completo)
# Es el enfoque estándar para análisis de valores extremos (Palutikof, 1999):
# usar máximos anuales garantiza independencia estadística entre observaciones

df_olv['año'] = df_olv['fecha'].dt.year

# Solo años con ≥ 330 días válidos de racha
racha_anual = df_olv.groupby('año').apply(
    lambda g: g['racha_max_ms'].max() if g['racha_max_ms'].count() >= 330 else
    np.nan
).dropna()

print("=" * 55)
print("SERIE DE RACHAS MÁXIMAS ANUALES - Olvega (10 m)")
print("=" * 55)
print(f" Años analizados : {len(racha_anual)}")

```

```

print(f" Periodo      : {racha_anual.index.min()} -
      {racha_anual.index.max()}")
print(f" Media       : {racha_anual.mean():.2f} m/s")
print(f" Dev. típica  : {racha_anual.std():.2f} m/s")
print(f" Mínimo      : {racha_anual.min():.2f} m/s")
print(f" Máximo     : {racha_anual.max():.2f} m/s")
print()
print("Rachas máximas anuales:")
for año, v in racha_anual.items():
    print(f" {año}: {v:.2f} m/s")

# — Ajuste de la distribución de Gumbel —————
# Método de momentos (Gumbel, 1958) – estimador estándar para muestras pequeñas

x_data = racha_anual.values
n       = len(x_data)
x_mean = x_data.mean()
x_std  = x_data.std(ddof=1) # desviación típica muestral

# Parámetros de Gumbel por método de momentos
beta_g = (np.sqrt(6) / np.pi) * x_std
mu_g   = x_mean - 0.5772 * beta_g

print("=" * 55)
print("AJUSTE DISTRIBUCIÓN DE GUMBEL – Método de momentos")
print("=" * 55)
print(f" n (años)           : {n}")
print(f" Media muestral     : {x_mean:.3f} m/s")
print(f" Dev. típica        : {x_std:.3f} m/s")
print(f"  $\mu$  (localización) : {mu_g:.3f} m/s")
print(f"  $\beta$  (escala)       : {beta_g:.3f} m/s")
print()

# — Cuantiles para distintos periodos de retorno —————
T_retorno = [2, 5, 10, 25, 50, 100]
print(f"'T (años)':>10} {'V_T (m/s) a 10m':>18} {'V_T a buje 105m':>18}")
print("-" * 52)

resultados_gumbel = {}
for T in T_retorno:
    # Cuantil de Gumbel para periodo de retorno T
    y_T = -np.log(-np.log(1 - 1/T))
    V_T = mu_g + beta_g * y_T
    # Extrapolación a altura de buje con ley potencial
    V_T_buje = V_T * (H_BUJE / H_MEDICION) ** ALPHA_RUGOSIDAD
    resultados_gumbel[T] = {'V_10m': V_T, 'V_buje': V_T_buje}
    print(f"{T:>10} {V_T:>18.2f} {V_T_buje:>18.2f}")

V50_10m = resultados_gumbel[50]['V_10m']
V50_buje = resultados_gumbel[50]['V_buje']
V100_buje = resultados_gumbel[100]['V_buje']

```

```
# --- Clasificación IEC 61400-1 definitiva ---
#
# IEC 61400-1:2019 define la clase por V_ref = V_50años (velocidad media
# máxima en 10 min con T=50 años). La racha máxima diaria es una estimación
# conservadora ya que corresponde a ~3 seg, no a 10 min.
#
# Factor de conversión racha (3s) → media 10 min: típicamente 0.75-0.80
# (Wieringa, 1992; ESDU 83045)
# Usamos 0.75 (conservador) para obtener V_ref desde la racha Gumbel

FACTOR_RAFAGA_10MIN = 0.75 # racha 3s → media 10 min (Wieringa, 1992)

V_ref_50 = V50_buje * FACTOR_RAFAGA_10MIN

print("=" * 60)
print("DETERMINACIÓN DE CLASE IEC 61400-1")
print("=" * 60)
print(f" V50 racha a 10 m (Gumbel)      : {V50_10m:.2f} m/s")
print(f" V50 racha a buje 105 m        : {V50_buje:.2f} m/s")
print(f" Factor racha→10min (Wieringa) : {FACTOR_RAFAGA_10MIN}")
print(f" V_ref estimado (media 10 min) : {V_ref_50:.2f} m/s")
print()

# Clasificación según IEC 61400-1:2019 Tabla 1
print("Clases IEC 61400-1:2019:")
print(f" Clase I : V_ref = 50.0 m/s → {'✓ CUMPLE' if V_ref_50 <= 50 else 'X NO CUMPLE'}")
print(f" Clase II : V_ref = 42.5 m/s → {'✓ CUMPLE' if V_ref_50 <= 42.5 else 'X NO CUMPLE'}")
print(f" Clase III: V_ref = 37.5 m/s → {'✓ CUMPLE' if V_ref_50 <= 37.5 else 'X NO CUMPLE'}")
print()

if V_ref_50 <= 37.5:
    clase_iec_def = "III"
    v_ref_clase = 37.5
elif V_ref_50 <= 42.5:
    clase_iec_def = "II"
    v_ref_clase = 42.5
else:
    clase_iec_def = "I"
    v_ref_clase = 50.0

print(f" → CLASE IEC DEFINITIVA: {clase_iec_def} (V_ref = {v_ref_clase} m/s)")
print()
print(f" La V150-4.2 está homologada en clase IEC IIIB/S")
print(f" → {'✓ TURBINA APTA para el emplazamiento' if clase_iec_def in
['III','II','I'] else 'X REVISAR'}")
print()

# Margen de seguridad
```

```

margen = (v_ref_clase - V_ref_50) / v_ref_clase * 100
print(f" Margen de seguridad vs V_ref clase {clase_iec_def}: "
      f"{margen:.1f}%  ({v_ref_clase - V_ref_50:.2f} m/s)")

# --- Gráfica de ajuste Gumbel con periodos de retorno -----
fig, (ax1, ax2) = plt.subplots(1, 2, figsize=(13, 5))

# --- Papel de probabilidad de Gumbel ---
x_sorted = np.sort(x_data)
n_obs    = len(x_sorted)

# Posiciones de trazado (Hazen): F_i = (i-0.5)/n
F_emp    = [(i + 0.5) / n_obs for i in range(n_obs)]
y_emp    = [-np.log(-np.log(F)) for F in F_emp] # variable reducida de Gumbel

# Línea del ajuste
x_fit = np.linspace(x_data.min() - 2, V100_buje /
                    (H_BUJE/H_MEDICION)**ALPHA_RUGOSIDAD + 5, 200)
y_fit = (x_fit - mu_g) / beta_g

ax1.scatter(y_emp, x_sorted, color='steelblue', zorder=5, s=60,
            label='Rachas máx. anuales obs.')
ax1.plot(y_fit, x_fit, 'tomato', lw=2, label='Ajuste Gumbel')

# Marcar T=50 y T=100
for T, color in [(50, 'orange'), (100, 'red')]:
    y_T = -np.log(-np.log(1 - 1/T))
    V_T = mu_g + beta_g * y_T
    ax1.axvline(y_T, color=color, ls='--', lw=1.5,
               label=f'T={T}a: {V_T:.1f} m/s')
    ax1.axhline(V_T, color=color, ls=':', lw=1, alpha=0.5)

ax1.set_xlabel('Variable reducida de Gumbel y = (x-μ)/β')
ax1.set_ylabel('Racha máxima (m/s) - 10 m')
ax1.set_title('Papel de probabilidad de Gumbel\nRachas máximas anuales - Olvega',
              fontweight='bold')
ax1.legend(fontsize=8)

# --- Curva de periodo de retorno ---
T_range = np.logspace(np.log10(2), np.log10(200), 200)
V_T_range = [mu_g + beta_g * (-np.log(-np.log(1 - 1/T))) for T in T_range]
V_T_buje_range = [v * (H_BUJE/H_MEDICION)**ALPHA_RUGOSIDAD for v in V_T_range]

ax2.semilogx(T_range, V_T_range, 'steelblue', lw=2, label='V racha a 10 m')
ax2.semilogx(T_range, V_T_buje_range, 'darkorange', lw=2,
             label=f'V racha a buje ({H_BUJE:.0f} m)')

# Marcar T=50
ax2.axvline(50, color='gray', ls='--', lw=1.5, label='T = 50 años (IEC)')
ax2.axhline(V50_10m, color='steelblue', ls=':', lw=1,
            label=f'V50 (10m) = {V50_10m:.1f} m/s')
ax2.axhline(V50_buje, color='darkorange', ls=':', lw=1,
            label=f'V50 buje = {V50_buje:.1f} m/s')

```

```

label=f'V50 (buje) = {V50_buje:.1f} m/s')

# Límites IEC (a altura de buje)
for v_ref_iec, clase, color in [
    (37.5 / FACTOR_RAFAGA_10MIN * (H_BUJE/H_MEDICION)**ALPHA_RUGOSIDAD, 'III',
'green'),
    (42.5 / FACTOR_RAFAGA_10MIN * (H_BUJE/H_MEDICION)**ALPHA_RUGOSIDAD, 'II',
'orange'),
    (50.0 / FACTOR_RAFAGA_10MIN * (H_BUJE/H_MEDICION)**ALPHA_RUGOSIDAD, 'I',
'red'),
]:
    ax2.axhline(v_ref_iec, color=color, ls='-', lw=1, alpha=0.4,
label=f'Límite IEC {clase} (buje)')

ax2.set_xlabel('Periodo de retorno T (años)')
ax2.set_ylabel('Velocidad de racha (m/s)')
ax2.set_title('Curva de periodo de retorno\nModelo de Gumbel - Olvega',
fontweight='bold')
ax2.legend(fontsize=7, loc='upper left')
ax2.set_xlim(2, 200)

plt.suptitle('Análisis de valores extremos - Distribución de Gumbel\n'
'Estación de Olvega, rachas máximas anuales (10 m)',
fontweight='bold')
plt.tight_layout()
plt.savefig('gumbel_extremos.png', bbox_inches='tight')
plt.show()
print("✓ Gráfica guardada como 'gumbel_extremos.png'")

---
# MÓDULO 9 - Generación de ficheros de entrada para SAM

# =====
# MÓDULO 9 - Generación de ficheros para SAM
# =====

from scipy.stats import weibull_min
import csv, os

# --- Parámetros del recurso (del Módulo 2) -----
K_WEIBULL = k_omni # 2.0504
A_WEIBULL = A_omni # 9.0417 m/s (a 100 m)
H_REF_GWA = 100.0 # altura de referencia GWA [m]
H_SAM = 100.0 # altura a la que SAM leerá el recurso [m]
# (usamos 100 m, SAM extrapolará internamente a 105 m)
ALT = 900.0 # Altitud media del emplazamiento [m s.n.m.], para SAM
TZ = 1 # Zona horaria (UTC+1 para España peninsular), para SAM

# Factores estacionales y diurnos del Módulo 2
# (normalizados respecto a la media)
f_mensual = annual['value'].values

```

```
f_mensual_norm = f_mensual / f_mensual.mean() # índice mensual

f_diurno = diurnal['value'].values
f_diurno_norm = f_diurno / f_diurno.mean() # índice horario

# Rosa de vientos: frecuencias y ángulos
dir_grados = freq_rose['center_degrees'].values
freq_dir = freq_rose['value'].values
freq_dir_n = freq_dir / freq_dir.sum()

# Temperatura y presión estándar para Olvega (~900 m s.n.m.)
# T = 15°C - 6.5°C/km × 0.9 km ≈ 9.15°C → 282.3 K
# P = 101325 × (1 - 0.0000226 × 900)^5.256 ≈ 91200 Pa
T_media_K = 282.3 # K
P_media_Pa = 91200 # Pa

# — Generación de la serie horaria sintética —————
np.random.seed(42) # reproducibilidad
N_HORAS = 8760

# 1. Velocidades base: muestreo de la distribución de Weibull
v_base = weibull_min.rvs(K_WEIBULL, loc=0, scale=A_WEIBULL, size=N_HORAS)

# 2. Aplicar variación estacional (factor mensual)
# Días por mes (año no bisiesto)
dias_mes = [31, 28, 31, 30, 31, 30, 31, 31, 30, 31, 30, 31]
factor_hora = np.ones(N_HORAS)
hora_actual = 0
for mes_idx, dias in enumerate(dias_mes):
    horas_mes = dias * 24
    factor_hora[hora_actual:hora_actual + horas_mes] = f_mensual_norm[mes_idx]
    hora_actual += horas_mes

# 3. Aplicar variación diurna (factor horario, ciclo de 24h)
factor_diurno = np.tile(f_diurno_norm, 365)[:N_HORAS]

# 4. Velocidad combinada
v_serie = v_base * factor_hora * factor_diurno

# Ajuste: normalizar para que la media coincida exactamente con GWA_V_MEDIA
v_serie = v_serie * (GWA_V_MEDIA / v_serie.mean())

# Clip físico
v_serie = np.clip(v_serie, 0.0, 40.0)

# 5. Dirección del viento: muestreo de la rosa de vientos
dir_serie = np.random.choice(dir_grados, size=N_HORAS, p=freq_dir_n)
# Añadir dispersión aleatoria dentro del sector (±15°)
dir_serie = dir_serie + np.random.uniform(-15, 15, N_HORAS)
dir_serie = dir_serie % 360

# 6. Temperatura y presión (variación diurna pequeña)
```

```
T_serie = T_media_K + np.random.normal(0, 3, N_HORAS)
P_serie = P_media_Pa + np.random.normal(0, 500, N_HORAS)

print("=" * 55)
print("SERIE HORARIA SINTÉTICA – Estadísticas de validación")
print("=" * 55)
print(f" N horas           : {N_HORAS}")
print(f" V media generada   : {v_serie.mean():.4f} m/s")
print(f" V media GWA ref    : {GWA_V_MEDIA:.4f} m/s")
print(f" Diferencia         : {abs(v_serie.mean()-GWA_V_MEDIA):.6f} m/s ✓")
print(f" V max              : {v_serie.max():.2f} m/s")
print(f" % horas v>v_ci     : {(v_serie > V_CI).mean()*100:.1f}%")
print(f" % horas v>v_r      : {(v_serie > V_R).mean()*100:.1f}%")

# Verificar Weibull ajustado
k_check, _, A_check = weibull_min.fit(v_serie[v_serie > 0], floc=0)
print(f"\n Weibull ajustado a la serie generada:")
print(f" k = {k_check:.4f} (referencia: {K_WEIBULL:.4f})")
print(f" A = {A_check:.4f} (referencia: {A_WEIBULL:.4f})")

# — Escribir el fichero SRW en formato correcto para SAM —————
# SAM requiere exactamente 8 columnas: temperatura, presión y
# velocidad+dirección a DOS alturas distintas.
# Formato: T(h1), P(h1), V(h1), D(h1), T(h2), P(h2), V(h2), D(h2)
# Usamos h1=100m y h2=105m (altura de buje) con pequeña variación

ruta_srw = '/content/drive/My Drive/PUNTO_1/recurso_viento_Noviercas.srw'

# Velocidad a 105 m extrapolada con ley potencial desde 100 m
v_105 = v_serie * (105/100)**0.14

with open(ruta_srw, 'w', newline='') as f:
    writer = csv.writer(f)

    # Línea 1: metadatos – nombre, país, lat, lon, altitud, zona horaria, 0, 0
    writer.writerow([
        'Noviercas-Borobia Wind Farm',
        'Spain',
        f'{LAT}',
        f'{LON}',
        f'{ALT}',
        f'{TZ}',
        '0',
        '0'
    ])

    # Línea 2: alturas de medición para cada columna de datos
    writer.writerow([100, 100, 100, 100, 105, 105, 105, 105])

    # Línea 3: nombres de variables (4 por cada altura)
    writer.writerow([
        'Temperature', 'Pressure', 'Speed', 'Direction',
```

```

    'Temperature', 'Pressure', 'Speed', 'Direction'
])

# Línea 4: unidades
writer.writerow([
    'K', 'atm', 'm/s', 'degrees',
    'K', 'atm', 'm/s', 'degrees'
])

# Líneas 5+: 8760 filas de datos horarios
for h in range(N_HORAS):
    writer.writerow([
        f'{T_serie[h]:.1f}',
        f'{P_serie[h]/101325:.5f}',
        f'{v_serie[h]:.3f}',
        f'{dir_serie[h]:.1f}',
        f'{T_serie[h]:.1f}',           # misma T a 105m
        f'{P_serie[h]/101325:.5f}',   # misma P a 105m
        f'{v_105[h]:.3f}',           # velocidad extrapolada
        f'{dir_serie[h]:.1f}'        # misma dirección
    ])

print(f"✓ Fichero SRW corregido guardado en:\n {ruta_srw}")
print(f" 8 columnas, {N_HORAS} filas de datos")
print(f" Altura 1: 100 m | Altura 2: 105 m (buje)")
print(f" V media a 100m: {v_serie.mean():.3f} m/s")
print(f" V media a 105m: {v_105.mean():.3f} m/s")

# — Fichero de layout en formato SAM —————
#
# SAM espera un CSV con columnas: X (m), Y (m)
# Coordenadas del layout óptimo del Módulo 7 (TOPFARM)
# El origen (0,0) puede ser cualquier punto – SAM usa posiciones relativas

ruta_layout = '/content/drive/My Drive/PUNTO_1/layout_parque_Noviercas.csv'

with open(ruta_layout, 'w', newline='') as f:
    writer = csv.writer(f)
    writer.writerow(['X (m)', 'Y (m)'])
    for xi, yi in zip(x_opt, y_opt):
        writer.writerow([f'{xi:.1f}', f'{yi:.1f}'])

print(f"✓ Layout guardado en:\n {ruta_layout}")
print(f" {len(x_opt)} turbinas")
print()

# — Curva de potencia en formato SAM —————
#
# SAM espera: velocidad [m/s] y potencia [kW], con encabezado
# Se incluye también la curva Ct para que SAM calcule las estelas
# con su modelo interno (si se activa el wake model en SAM)

```

```

ruta_pc = '/content/drive/My Drive/PUNTO_1/curva_potencia_V150_SAM.csv'

with open(ruta_pc, 'w', newline='') as f:
    writer = csv.writer(f)
    writer.writerow(['Wind Speed (m/s)', 'Power (kW)', 'Ct (-)'])
    for v, p, ct in zip(v_pc, p_pc_kW, ct_pc):
        writer.writerow([f'{v:.1f}', f'{p:.1f}', f'{ct:.4f}'])

print(f"✓ Curva de potencia guardada en:\n {ruta_pc}")
print(f" {len(v_pc)} puntos de velocidad")
print()

# — Fichero de parámetros SAM —————
ruta_params = '/content/drive/My Drive/PUNTO_1/parametros_SAM.txt'

with open(ruta_params, 'w') as f:
    f.write("=" * 60 + "\n")
    f.write("PARÁMETROS DE ENTRADA — SAM Wind Farm\n")
    f.write("Parque Eólico Noviercas-Borobia\n")
    f.write("=" * 60 + "\n\n")

    f.write("— RECURSO EÓLICO —————\n")
    f.write(f"Fichero SRW           : recurso_viento_Noviercas.srw\n")
    f.write(f"Latitud                 : {LAT}°\n")
    f.write(f"Longitud                : {LON}°\n")
    f.write(f"Altitud                 : {ALT} m s.n.m.\n")
    f.write(f"Velocidad media         : {GWA_V_MEDIA} m/s (a 100 m)\n")
    f.write(f"Weibull k                : {K_WEIBULL:.4f}\n")
    f.write(f"Weibull A                : {A_WEIBULL:.4f} m/s\n")

    f.write("— TURBINA —————\n")
    f.write(f"Modelo                   : Vestas V150-4.2 MW\n")
    f.write(f"Potencia nominal         : 4200 kW\n")
    f.write(f"Diámetro rotor           : 150 m\n")
    f.write(f"Altura de buje           : 105 m\n")
    f.write(f"v_ci                     : {V_CI} m/s\n")
    f.write(f"v_r                       : {V_R} m/s\n")
    f.write(f"v_co                      : {V_CO} m/s\n")
    f.write(f"Clase IEC                 : IIIB/S\n")
    f.write(f"Fichero curva P(v)       : curva_potencia_V150_SAM.csv\n")

    f.write("— PARQUE —————\n")
    f.write(f"N turbinas                : {N_TURB}\n")
    f.write(f"Potencia instalada       : {N_TURB * 4.2:.1f} MW\n")
    f.write(f"Densidad potencia        : 3.73 MW/km²\n")
    f.write(f"Fichero layout           : layout_parque_Noviercas.csv\n")

    f.write("— PÉRDIDAS (a configurar en SAM) —————\n")
    f.write(f"Disponibilidad           : 3.0%\n")
    f.write(f"Pérdidas eléctricas     : 2.0%\n")
    f.write(f>Rendimiento turbina      : 2.0%

```

```
f.write(f"Estelas (BPA/DTU)      : 2.7% (Módulo 7, TOPFARM)\n")
f.write(f"TOTAL estimado         : ~9.6%\n\n")

f.write("— RESULTADOS ESPERADOS —————\n")
f.write(f"AEP bruto                   : 145.93 GWh/año (PyWake BPA)\n")
f.write(f"AEP neto estimado            : 135.71 GWh/año (-7% pérdidas)\n")
f.write(f"Factor de capacidad          : 44.3%\n")
f.write(f"Clase IEC sitio              : III (Módulo 8, Gumbel)\n\n")

f.write("— REFERENCIAS —————\n")
f.write(f"Recurso: GlobalWindAtlas (DTU/IRENA), GWC z0=0.03 m\n")
f.write(f"Weibull: GWC k ponderado + A calibrado a V_media GWA\n")
f.write(f"Estelas: Bastankhah & Porté-Agel (2014), PyWake 2.5+\n")
f.write(f"Layout: TOPFARM (DTU), SLSQP, 149 iteraciones\n")
f.write(f"Clase IEC: Gumbel (método momentos), IEC 61400-1:2019\n")

print(f"✓ Parámetros SAM guardados en:\n {ruta_params}")

# — Validación visual de la serie SRW generada —————
from scipy.stats import weibull_min

fig, axes = plt.subplots(2, 2, figsize=(13, 9))

# 1. Histograma de velocidades vs Weibull teórico
v_plot = np.linspace(0, 25, 300)
pdf_teo = weibull_min.pdf(v_plot, K_WEIBULL, loc=0, scale=A_WEIBULL)
axes[0,0].hist(v_serie, bins=40, density=True, alpha=0.5,
               color='steelblue', label='Serie sintética')
axes[0,0].plot(v_plot, pdf_teo, 'tomato', lw=2,
               label=f'Weibull ref (k={K_WEIBULL:.3f}, A={A_WEIBULL:.3f})')
axes[0,0].set_xlabel('Velocidad (m/s)')
axes[0,0].set_ylabel('Densidad de probabilidad')
axes[0,0].set_title('Distribución de velocidades\nvs Weibull de referencia')
axes[0,0].legend(fontsize=8)

# 2. Perfil mensual
v_mensual_gen = []
hora = 0
for dias in dias_mes:
    horas = dias * 24
    v_mensual_gen.append(v_serie[hora:hora+horas].mean())
    hora += horas

meses = ['Ene', 'Feb', 'Mar', 'Abr', 'May', 'Jun',
         'Jul', 'Ago', 'Sep', 'Oct', 'Nov', 'Dic']
axes[0,1].bar(range(12), v_mensual_gen, color='steelblue', alpha=0.7,
              label='Serie sintética')
axes[0,1].axhline(GWA_V_MEDIA, color='red', ls='--', lw=1.5,
                  label=f'Media anual = {GWA_V_MEDIA} m/s')
axes[0,1].set_xticks(range(12))
axes[0,1].set_xticklabels(meses, fontsize=8)
axes[0,1].set_ylabel('V media mensual (m/s)')
```

```

axes[0,1].set_title('Perfil estacional\n(variación mensual GWA)')
axes[0,1].legend(fontsize=8)

# 3. Perfil diurno
v_diurno_gen = [v_serie[h::24].mean() for h in range(24)]
axes[1,0].plot(range(24), v_diurno_gen, 'steelblue', lw=2, marker='o', ms=4)
axes[1,0].axhline(GWA_V_MEDIA, color='red', ls='--', lw=1.5,
                  label=f'Media = {GWA_V_MEDIA} m/s')
axes[1,0].set_xlabel('Hora del día (UTC)')
axes[1,0].set_ylabel('V media (m/s)')
axes[1,0].set_title('Perfil diurno\n(variación horaria GWA)')
axes[1,0].set_xticks(range(0, 24, 3))
axes[1,0].legend(fontsize=8)

# 4. Rosa de vientos de la serie generada
dir_rad = np.deg2rad(dir_serie)
sector_width = np.deg2rad(30)
sectores_gen = np.zeros(12)
for i, ang in enumerate(dir_grados):
    mask = (dir_serie >= ang - 15) & (dir_serie < ang + 15)
    sectores_gen[i] = mask.sum() / N_HORAS * 100

ax_polar = fig.add_subplot(2, 2, 4, projection='polar')
ax_polar.bar(np.deg2rad(dir_grados), sectores_gen,
             width=sector_width, bottom=0, alpha=0.7,
             color='steelblue', edgecolor='white')
ax_polar.set_theta_zero_location('N')
ax_polar.set_theta_direction(-1)
ax_polar.set_title('Rosa de vientos\nserie sintética', pad=15)

# Ocultar el subplot 2D que ocupa la posición 4
fig.delaxes(axes[1,1])

plt.suptitle('Validación del fichero SRW sintético\n'
            'Parque Noviercas-Borobia (100 m)',
            fontweight='bold', fontsize=12)
plt.tight_layout()
plt.savefig('validacion_SRW.png', bbox_inches='tight')
plt.show()
print("✓ Gráfica de validación guardada como 'validacion_SRW.png'")

# — Diagnóstico y corrección del fichero SRW —————

# 1. Verificar cuántas horas tiene la serie generada
print(f"N_HORAS definido      : {N_HORAS}")
print(f"len(v_serie)           : {len(v_serie)}")
print(f"len(v_105)              : {len(v_105)}")
print(f"len(T_serie)            : {len(T_serie)}")
print(f"len(dir_serie)          : {len(dir_serie)}")
print()

# 2. Forzar exactamente 8760 horas en todas las series

```

```
# (recortar o rellenar según sea necesario)
def forzar_8760(arr, nombre, fill_value=None):
    n = len(arr)
    if n == 8760:
        print(f" {nombre}: {n} ✓")
        return arr
    elif n > 8760:
        print(f" {nombre}: {n} → recortando a 8760")
        return arr[:8760]
    else:
        print(f" {nombre}: {n} → rellenando hasta 8760")
        fv = arr[-1] if fill_value is None else fill_value
        return np.append(arr, np.full(8760 - n, fv))

print("Ajustando series a exactamente 8760 horas:")
v_srw = forzar_8760(v_serie, 'v_serie')
v105_srw= forzar_8760(v_105, 'v_105')
T_srw = forzar_8760(T_serie, 'T_serie')
P_srw = forzar_8760(P_serie, 'P_serie')
d_srw = forzar_8760(dir_serie, 'dir_serie')

print()
print(f"Series listas: todas tienen {len(v_srw)} filas")

# 3. Reescribir el fichero SRW con exactamente 8760 filas garantizadas
ruta_srw = '/content/drive/My Drive/PUNTO_1/recurso_viento_Noviercas.srw'

with open(ruta_srw, 'w', newline='') as f:
    writer = csv.writer(f)

    writer.writerow([
        'Noviercas-Borobia Wind Farm', 'Spain',
        f'{LAT}', f'{LON}', f'{ALT}', f'{TZ}', '0', '0'
    ])
    writer.writerow([100, 100, 100, 100, 105, 105, 105, 105])
    writer.writerow([
        'Temperature', 'Pressure', 'Speed', 'Direction',
        'Temperature', 'Pressure', 'Speed', 'Direction'
    ])
    writer.writerow(['K', 'atm', 'm/s', 'degrees',
                     'K', 'atm', 'm/s', 'degrees'])

    for h in range(8760):
        writer.writerow([
            f'{T_srw[h]:.1f}',
            f'{P_srw[h]/101325:.5f}',
            f'{v_srw[h]:.3f}',
            f'{d_srw[h]:.1f}',
            f'{T_srw[h]:.1f}',
            f'{P_srw[h]/101325:.5f}',
            f'{v105_srw[h]:.3f}',
            f'{d_srw[h]:.1f}'
        ])
```

```

    ])

# 4. Verificación final contando líneas reales del fichero
with open(ruta_srw, 'r') as f:
    lineas = f.readlines()

n_datos = len(lineas) - 4 # restar las 4 líneas de cabecera
print(f"\nVerificación fichero escrito:")
print(f" Total líneas      : {len(lineas)}")
print(f" Líneas cabecera    : 4")
print(f" Líneas de datos    : {n_datos}")
print(f" {'✓ CORRECTO' if n_datos == 8760 else 'X ERROR: no son 8760'}")
print(f"\n✓ Fichero guardado en: {ruta_srw}")

---
# MÓDULO 10 – Integración BESS: Análisis de hibridación eólica-almacenamiento

# =====
# MÓDULO 10 – BESS: Parámetros globales
# =====

# — Parámetros del parque y recurso —————

K_WEIBULL = 2.0504 #parámetro de forma de Weibull (GWC, Módulo 2)
A_WEIBULL = 9.0417 #parámetro de escala de Weibull a 100m (GWC, Módulo 2)
H_GWA = 100.0
H_BUJE = 105.0
ALPHA = 0.14
V_MEDIA_GWA = 8.01 #m/s
N_TURB = 8
P_NOM_KW = 4200.0
P_INST_MW = N_TURB * P_NOM_KW /1000 #potencia instalada total 33.6 MW
PERDIDAS = 0.099

# — Parámetros tecnológicos LFP (Marco teórico §2.2) —————
RTE          = 0.93      # Round-trip efficiency LFP (Mongird et al., 2022)
SOC_MIN      = 0.10     # SoC mínimo (reserva seguridad + FCR)
SOC_MAX      = 0.90     # SoC máximo (extensión vida útil LFP)
DOD          = SOC_MAX - SOC_MIN # = 0.80 (80% DoD efectivo)
SOC_FCR_LOW  = 0.40     # SoC mínimo para FCR (reserva simétrica)
SOC_FCR_HIGH = 0.60     # SoC máximo para FCR (Marco teórico §4.3.1)
DEGRADACION = 0.020    # 2%/año pérdida capacidad LFP (BloombergNEF 2023)

# — Parámetros económicos (Marco teórico §5) —————
CAPEX_EUR_KWH_BAJO = 200.0 # €/kWh sistema completo – optimista
CAPEX_EUR_KWH_MEDIO = 250.0 # €/kWh sistema completo – caso base
CAPEX_EUR_KWH_ALTO = 280.0 # €/kWh sistema completo – conservador
CAPEX_EUR_KWH      = CAPEX_EUR_KWH_MEDIO # valor usado en análisis principal
OPEX_EUR_KWH_ANO   = 10.0 # €/kWh·año OPEX fijo (NREL 2024: 8-12 €/kWh·año)
VIDA_ANOS          = 25 # años (igual que el parque eólico)

```

```
TASA_DESC = 0.05 # 5% WACC real (coherente con análisis SAM)

# --- Parámetros regulatorios (Marco teórico §3.2) -----
ROCOPI_LIMITE_PCT = 0.10 # 10% P_nom/min (P.O. 12.3 REE, RfG ENTSO-E)
ROCOPI_LIMITE_MW_MIN = P_INST_MW * ROCOPI_LIMITE_PCT # [MW/min]
ROCOPI_LIMITE_MW_H = ROCOPI_LIMITE_MW_MIN * 60 # [MW/h]

# --- Diseño de referencia (Marco teórico §4.3.2) -----
P_REF_MW = 15.0 # MW - hipótesis de trabajo
E_REF_MWH = 30.0 # MWh - hipótesis de trabajo
TAU_REF = 2.0 # h

print("=" * 55)
print("PARÁMETROS GLOBALES BESS")
print("=" * 55)
print(f" Tecnología : LFP (LiFePO4)")
print(f" RTE : {RTE*100:.0f}%")
print(f" DoD efectivo : {DOD*100:.0f}%")
print(f" CAPEX base : {CAPEX_EUR_KWH:.0f} €/kWh")
print(f" CAPEX rango : {CAPEX_EUR_KWH_BAJO:.0f}-{CAPEX_EUR_KWH_ALTO:.0f} €/kWh")
print(f" OPEX fijo : {OPEX_EUR_KWH_ANO:.0f} €/kWh·año")
print(f" Límite ROCOPI : {ROCOPI_LIMITE_MW_MIN:.2f} MW/min = {ROCOPI_LIMITE_MW_H:.1f} MW/h")
print(f"\n Diseño de referencia: {P_REF_MW:.0f} MW / {E_REF_MWH:.0f} MWh (τ={TAU_REF:.1f}h)")
print(f" CAPEX referencia : {E_REF_MWH*1000*CAPEX_EUR_KWH/1e6:.1f} M€")

## 10.1 Serie horaria sintética de producción eólica

# Curva de potencia V150-4.2 (del Módulo 4)
V_CI, V_R, V_CO = 3.0, 10.1, 24.5

def P_curva_kW(v):
    """Curva de potencia cúbica sintética V150-4.2 [kW]."""
    if v < V_CI or v >= V_CO:
        return 0.0
    if v >= V_R:
        return P_NOM_KW
    return P_NOM_KW * (v**3 - V_CI**3) / (V_R**3 - V_CI**3)

P_curva_v = np.vectorize(P_curva_kW)

# --- Factores estacionales y diurnos de GWA (del Módulo 2) -----
# Los factores normalizados respecto a su media (índice = 1 → media anual)
# Se reconstruyen desde las variables del Módulo 2
# Si el notebook está completo, estas variables ya existen como:
# f_mensual_norm (12 valores) y f_diurno_norm (24 valores)
# Si no, se reconstruyen aquí con los valores tabulados del GWA

# Factores mensuales de GWA para Noviercas-Borobia
# (obtenidos del fichero annualData.csv en el Módulo 2)
```

```
# Índice: 1.0 = media anual; >1 = mes con más recurso que la media
try:
    f_mes_norm = f_mensual_norm # del Módulo 2
    f_dia_norm = f_diurno_norm # del Módulo 2
    print("✓ Factores estacionales y diurnos cargados del Módulo 2")
except NameError:
    print("⚠ Variables del Módulo 2 no disponibles – reconstruyendo desde
valores tabulados")
    # Valores de fallback basados en GWA para la zona (Soria, meseta norte)
    # Estos son los valores típicos; se recomienda usar los del fichero GWA real
    f_mes_raw = np.array([1.15, 1.10, 1.22, 1.08, 0.95, 0.82,
                          0.78, 0.74, 0.85, 1.00, 1.10, 1.21])
    f_mes_norm = f_mes_raw / f_mes_raw.mean()
    f_dia_raw = np.array([1.02, 1.00, 0.98, 0.97, 0.98, 1.00,
                          1.03, 1.07, 1.10, 1.12, 1.12, 1.11,
                          1.10, 1.09, 1.08, 1.07, 1.06, 1.04,
                          1.02, 1.01, 1.01, 1.02, 1.02, 1.02])
    f_dia_norm = f_dia_raw / f_dia_raw.mean()

# — Generación de la serie horaria —————
np.random.seed(2024) # semilla fija para reproducibilidad
N_HORAS = 8760

# 1. Muestreo base de la distribución Weibull a altura de buje
# A en buje: extrapolar de 100m a 105m con ley potencial
A_BUJE = A_WEIBULL * (H_BUJE / H_GWA) ** ALPHA
v_base = weibull_min.rvs(K_WEIBULL, loc=0, scale=A_BUJE, size=N_HORAS)

# 2. Factor estacional: asignar índice mensual a cada hora del año
dias_mes = [31, 28, 31, 30, 31, 30, 31, 31, 30, 31, 30, 31]
f_hora_mes = np.ones(N_HORAS)
hora = 0
for mes_idx, dias in enumerate(dias_mes):
    horas_mes = dias * 24
    f_hora_mes[hora:hora + horas_mes] = f_mes_norm[mes_idx]
    hora += horas_mes

# 3. Factor diurno: ciclo de 24h repetido 365 veces
f_hora_dia = np.tile(f_dia_norm, 365)[:N_HORAS]

# 4. Velocidad combinada
v_serie = v_base * f_hora_mes * f_hora_dia

# 5. Calibración: ajustar la media exactamente a V_MEDIA_GWA
v_serie = v_serie * (V_MEDIA_GWA / v_serie.mean())
v_serie = np.clip(v_serie, 0.0, 40.0)

# 6. Potencia del parque [MW] aplicando curva de potencia y pérdidas
P_parque_kW = P_curva_v(v_serie) * N_TURB * (1 - PERDIDAS)
P_parque_MW = P_parque_kW / 1000.0
```

```
# — Construcción del DataFrame horario —————
# Año de referencia 2025 (año de los datos OMIE)
fechas = pd.date_range(start='2025-01-01 00:00', periods=N_HORAS, freq='h')

df_prod = pd.DataFrame({
    'datetime': fechas,
    'mes': fechas.month,
    'dia_semana': fechas.dayofweek, # 0=lunes, 6=domingo
    'hora': fechas.hour,
    'v_viento_ms': v_serie,
    'P_MW': P_parque_MW,
    'FdC': P_parque_MW / P_INST_MW
})
df_prod = df_prod.set_index('datetime')

# — Estadísticas de validación —————
AEP_sintetico_GWh = P_parque_MW.sum() / 1000 # suma en MWh → GWh
FdC_medio = P_parque_MW.mean() / P_INST_MW

print("=" * 60)
print("SERIE HORARIA SINTÉTICA – Validación estadística")
print("=" * 60)
print(f" N horas generadas : {N_HORAS}")
print(f" V media (buje 105m) : {v_serie.mean():.3f} m/s (ref GWA:
{V_MEDIA_GWA:.3f} m/s) ✓")
print(f" P media parque : {P_parque_MW.mean():.2f} MW")
print(f" P instalada : {P_INST_MW:.1f} MW")
print(f" Factor de capacidad : {FdC_medio*100:.1f}% (ref Módulo 7: 44.3%)")
print(f" AEP sintético : {AEP_sintetico_GWh:.2f} GWh/año")
print(f" AEP referencia BPA : 135.71 GWh/año (Módulo 7)")
print(f" Diferencia : {(AEP_sintetico_GWh/135.71-1)*100:+.1f}%")
print()
print(f" Horas con P > 0 : {(P_parque_MW > 0).sum()} ({(P_parque_MW >
0).mean()*100:.1f}%)")
print(f" Horas con P = P_nom : {(P_parque_MW >= P_INST_MW*0.99*(1-
PERDIDAS).sum())}")
print(f" P máxima registrada : {P_parque_MW.max():.2f} MW")

# — Gráficas de validación de la serie sintética —————
from scipy.stats import weibull_min as wb

fig, axes = plt.subplots(2, 2, figsize=(14, 10))

# 1. Histograma de velocidades vs Weibull teórico
v_plot = np.linspace(0, 25, 300)
pdf_teo = wb.pdf(v_plot, K_WEIBULL, loc=0, scale=A_BUJE)
axes[0,0].hist(v_serie, bins=50, density=True, alpha=0.5,
color='steelblue', label='Serie sintética')
axes[0,0].plot(v_plot, pdf_teo, 'tomato', lw=2,
label=f'Weibull (k={K_WEIBULL:.3f}, A={A_BUJE:.3f} m/s)')
axes[0,0].axvline(v_serie.mean(), color='steelblue', ls='--', lw=1.5,
label=f'V media = {v_serie.mean():.2f} m/s')
```

```

axes[0,0].set_xlabel('Velocidad del viento (m/s)')
axes[0,0].set_ylabel('Densidad de probabilidad')
axes[0,0].set_title('Distribución de velocidades\nvns Weibull de referencia')
axes[0,0].legend(fontsize=8)

# 2. Perfil mensual de producción
P_mensual = df_prod.groupby('mes')['P_MW'].mean()
meses = ['Ene', 'Feb', 'Mar', 'Abr', 'May', 'Jun',
         'Jul', 'Ago', 'Sep', 'Oct', 'Nov', 'Dic']
colores_mes = ['steelblue' if p >= P_parque_MW.mean() else 'lightcoral'
               for p in P_mensual]
axes[0,1].bar(range(1,13), P_mensual, color=colores_mes, edgecolor='white')
axes[0,1].axhline(P_parque_MW.mean(), color='black', ls='--', lw=1.5,
                 label=f'Media anual = {P_parque_MW.mean():.1f} MW')
axes[0,1].set_xticks(range(1,13))
axes[0,1].set_xticklabels(meses, fontsize=8)
axes[0,1].set_ylabel('Potencia media mensual (MW)')
axes[0,1].set_title('Perfil estacional de producción')
axes[0,1].legend(fontsize=8)

# 3. Perfil diurno medio
P_diurno = df_prod.groupby('hora')['P_MW'].mean()
axes[1,0].plot(range(24), P_diurno, 'steelblue', lw=2, marker='o', ms=4)
axes[1,0].axhline(P_parque_MW.mean(), color='black', ls='--', lw=1.5,
                 label=f'Media = {P_parque_MW.mean():.1f} MW')
axes[1,0].fill_between(range(24), P_diurno, alpha=0.2, color='steelblue')
axes[1,0].set_xlabel('Hora del día')
axes[1,0].set_ylabel('Potencia media (MW)')
axes[1,0].set_title('Perfil diurno de producción\n(media sobre 365 días)')
axes[1,0].set_xticks(range(0, 24, 2))
axes[1,0].legend(fontsize=8)

# 4. Curva de duración de carga (Load Duration Curve)
P_sorted = np.sort(P_parque_MW)[::-1]
horas_pct = np.linspace(0, 100, N_HORAS)
axes[1,1].plot(horas_pct, P_sorted, 'steelblue', lw=2)
axes[1,1].fill_between(horas_pct, P_sorted, alpha=0.2, color='steelblue')
axes[1,1].axhline(P_INST_MW * (1-PERDIDAS), color='tomato', ls='--', lw=1.5,
                 label=f'P_nom parque neta = {P_INST_MW*(1-PERDIDAS):.1f} MW')
axes[1,1].axhline(P_parque_MW.mean(), color='black', ls='--', lw=1.5,
                 label=f'P media = {P_parque_MW.mean():.1f} MW')
axes[1,1].set_xlabel('% del tiempo')
axes[1,1].set_ylabel('Potencia (MW)')
axes[1,1].set_title('Curva de duración de carga')
axes[1,1].legend(fontsize=8)
axes[1,1].set_xlim(0, 100)

plt.suptitle('Validación serie horaria sintética - Parque Noviercas-Borobia\n'
            f'8 × V150-4.2 MW | Weibull k={K_WEIBULL:.4f}, A={A_BUJE:.4f} m/s'
            (buje 105 m)'),
            fontweight='bold', fontsize=11)
plt.tight_layout()

```

```
plt.savefig('serie_horaria_produccion.png', bbox_inches='tight')
plt.show()
print("✓ Gráfica guardada como 'serie_horaria_produccion.png'")

# =====
# MÓDULO 10 – BESS: Celda 6 – Lectura precios horarios OMIE 2025
# =====
#
# Compatibilidad: Google Colab, Jupyter local, Python ≥ 3.8
# Dependencias: pandas, numpy, glob (stdlib), xlrd
#
# Formato de los ficheros OMIE (PDBC):
# Fila 0 → "OMIE - Mercado de electricidad"
# Fila 1 → descripción del mercado
# Fila 2 → vacía
# Fila 3 → cabecera: "Día, 1, 2, ..., 24, Media"
# Fila 4+ → datos: "M 01, p1, p2, ..., p24, media"
# =====

import os
import glob
import numpy as np
import pandas as pd

# Install xlrd for older .xls files if not already installed
try:
    import xlrd
except ImportError:
    print("Instalando 'xlrd' para leer ficheros .xls antiguos...")
    %pip install xlrd -q
    print("✓ 'xlrd' instalado.")

# — CONFIGURACIÓN —
# Adapta esta ruta a tu entorno:
# · Google Colab con Drive: '/content/drive/My Drive/OMIE/'
# · Jupyter local: './OMIE/' o ruta absoluta
RUTA_OMIE = '/content/drive/My Drive/OMIE/'

# — FUNCIÓN PRINCIPAL —
def leer_omie_xls(ruta_xls: str) -> pd.DataFrame | None:
    """
    Lee un fichero XLS de precios OMIE (formato PDBC) y devuelve un DataFrame
    con índice datetime (hora de inicio del período) y columna 'precio_eur_MWh'.

    Parámetros
    -----
    ruta_xls : str
        Ruta completa al fichero .XLS descargado de OMIE.
        Nombre esperado: INT_PDBC_PRECIO_5_DD_MM_AAAA_DD_MM_AAAA.XLS
    """
```

```

Retorna
-----
pd.DataFrame con índice DatetimeIndex y columna 'precio_eur_MWh', o None.
"""
nombre = os.path.basename(ruta_xls)

df_raw = None
try:
    # First, try with 'openpyxl' engine (for .xlsx files)
    df_raw = pd.read_excel(ruta_xls, header=None, engine='openpyxl')
except Exception as e_openpyxl:
    # If 'openpyxl' fails, especially with 'File is not a zip file', try
    # 'xlrd' (for .xls files)
    if "File is not a zip file" in str(e_openpyxl):
        try:
            df_raw = pd.read_excel(ruta_xls, header=None, engine='xlrd')
        except Exception as e_xlrd:
            print(f" X Error al leer {nombre} con pandas (xlrd): {e_xlrd}")
            return None
    else:
        print(f" X Error al leer {nombre} con pandas (openpyxl):
{e_openpyxl}")
        return None

if df_raw is None:
    print(f" X No se pudo leer {nombre} con ningún motor de pandas.")
    return None

# — Paso 1: extraer mes y año del nombre del fichero -----
# Nombre: INT_PDBC_PRECIO_5_01_MM_AAAA_DD_MM_AAAA.XLS
try:
    partes = nombre.split('_')
    mes_f = int(partes[5]) # mes de inicio
    año_f = int(partes[6]) # año de inicio
except (IndexError, ValueError):
    print(f" X No se pudo extraer mes/año de: {nombre}")
    return None

# — Paso 2: Encontrar la fila de cabecera y datos -----
fila_datos = None
for i, row in df_raw.iterrows():
    # Convert first column to string and strip whitespace for robust matching
    first_col_val = str(row.iloc[0]).strip().upper()
    if first_col_val in ['DÍA', 'DIA', 'DAY']:
        fila_datos = i + 1 # Data starts one row after the header row
        break
    # también puede ser que la primera columna tenga "L 01", "M 02", etc.
    if first_col_val and len(first_col_val) >= 2 and first_col_val[1:2] == '
' and first_col_val[2:].strip().isdigit():
        fila_datos = i
        break

```

```

if fila_datos is None:
    # Fallback: buscar la primera fila con 25+ columnas numéricas
    for i, row in df_raw.iterrows():
        # Check if there are at least 25 columns and if a significant portion
of the first 24 are numeric
        if len(row) >= 25:
            try:
                numeric_cols = pd.to_numeric(row.iloc[1:25],
errors='coerce').dropna()
                if len(numeric_cols) >= 20: # Assuming at least 20 out of 24
hourly values should be numeric
                    fila_datos = i
                    break
            except (ValueError, TypeError):
                continue

if fila_datos is None:
    print(f" 🚫 No se encontró fila de datos en
{os.path.basename(ruta_xls)}")
    return None

# Extraer datos: filas desde fila_datos, columnas 0-24 (día + 24 horas)
df_mes = df_raw.iloc[fila_datos:].copy()
df_mes = df_mes.reset_index(drop=True)

# — Paso 3: parsear cada fila de datos —————
registros = []

for _, row in df_mes.iterrows():
    dia_str = str(row.iloc[0]).strip()

    # Descartar filas de totales/cabeceras/vacías
    if (not dia_str
        or dia_str.lower() in ['nan', 'media', 'average', 'día', 'dia',
'day']
        or dia_str == ''): # and not dia_str[0].isalpha() and not
dia_str[0].isdigit(): -- Removed for robustness
        continue

    # Extraer número de día
    # Formatos posibles: "M 01", "J 02", "L 06", "01", "01/01/2025"
    try:
        fecha_base = None
        # Try parsing as full date first
        if '/' in dia_str or '-' in dia_str:
            fecha_base = pd.to_datetime(dia_str, dayfirst=True)
        else:
            # Infer month and year from filename if day is like "L 01"
            # This requires mes_f and anio_f from filename parsing (Step 1)
            # If not parsed, use current month/year for robustness (though
less accurate)

```

```

# (Original logic relied on parts_nombre =
os.path.basename(ruta_xls).split('_'))

# Extract day number: "L 01" -> "01"
num_dia_match = [s for s in dia_str.split() if s.isdigit()]
if num_dia_match:
    num_dia = int(num_dia_match[-1])
    fecha_base = pd.Timestamp(year=anio_f, # anio_f and mes_f
come from filename parsing
                                month=mes_f,
                                day=num_dia)
else:
    # Fallback for unexpected day_str format
    continue

if fecha_base is None: # Should not happen if parsing logic is
complete
    continue

# Extraer 24 precios horarios (columnas 1 a 24 inclusive)
precios = pd.to_numeric(row.iloc[1:25], errors='coerce').values

if len(precios) < 24:
    continue

# Crear un registro por hora
for h in range(24):
    precio = precios[h]
    if not np.isnan(precio):
        ts = fecha_base + pd.Timedelta(hours=h)
        registros.append({'datetime': ts, 'precio_eur_MWh':
float(precio)})

except (ValueError, IndexError) as e:
    # print(f" ⚠ Error al procesar fila de datos: {row.iloc[0]} - {e}")
# For debugging specific rows
    continue # fila no parseable, ignorar

if not registros:
    print(f" ✘ Sin registros válidos en {nombre}")
    return None

df_out = (pd.DataFrame(registros)
          .set_index('datetime')
          .sort_index())
return df_out

# — LECTURA DE TODOS LOS FICHEROS —————
ficheros_xls = sorted(
    glob.glob(os.path.join(RUTA_OMIE, '*.XLS')) +

```

```

glob.glob(os.path.join(RUTA_OMIE, '*.xls'))
)

if not ficheros_xls:
    raise FileNotFoundError(
        f"No se encontraron ficheros XLS en: {RUTA_OMIE}\n"
        "Comprueba que la ruta es correcta y que los ficheros están subidos."
    )

print(f"Ficheros OMIE encontrados: {len(ficheros_xls)}\n")

dfs_mensuales = []
for ruta in ficheros_xls:
    nombre = os.path.basename(ruta)
    df_mes = leer_omie_xls(ruta)
    if df_mes is not None and len(df_mes) > 0:
        dfs_mensuales.append(df_mes)
        print(f"  ✓ {nombre} → {len(df_mes):4d} h "
              f"| media {df_mes['precio_eur_MWh'].mean():6.1f} €/MWh "
              f"| min {df_mes['precio_eur_MWh'].min():6.1f} "
              f"| max {df_mes['precio_eur_MWh'].max():6.1f}")
    else:
        print(f"  ✗ {nombre} → sin datos")

# — CONCATENAR Y LIMPIAR —————
if dfs_mensuales:
    df_omie = pd.concat(dfs_mensuales).sort_index()
    df_omie = df_omie[~df_omie.index.duplicated(keep='first')]

# — RESUMEN —————
MESES_STR = [' ', 'Ene', 'Feb', 'Mar', 'Abr', 'May', 'Jun',
             'Jul', 'Ago', 'Sep', 'Oct', 'Nov', 'Dic']

sep = '=' * 58
print(f"\n{sep}")
print(f"  PRECIOS OMIE 2025 – Resumen consolidado")
print(sep)
print(f"  Horas totales      : {len(df_omie)}")
print(f"  Periodo              : {df_omie.index.min()} →
{df_omie.index.max()}")
print(f"  Precio medio anual  : {df_omie['precio_eur_MWh'].mean():.2f} €/MWh")
print(f"  Precio mínimo       : {df_omie['precio_eur_MWh'].min():.2f} €/MWh")
print(f"  Precio máximo       : {df_omie['precio_eur_MWh'].max():.2f} €/MWh")
print(f"  Desviación típica   : {df_omie['precio_eur_MWh'].std():.2f} €/MWh")
pct_neg = (df_omie['precio_eur_MWh'] < 0).mean() * 100
print(f"  % horas precio < 0 : {pct_neg:.1f} % "
      f"({'significativo – relevante para curtailment' if pct_neg > 3 else
'bajo'})")

print(f"\n  Precio medio mensual (€/MWh):")
for m, grp in df_omie.groupby(df_omie.index.month):

```

```

media = grp['precio_eur_MWh'].mean()
mn = grp['precio_eur_MWh'].min()
mx = grp['precio_eur_MWh'].max()
barra = '█' * int(media / 5)
print(f"      {MESES_STR[m]:3s}: {media:6.1f}  [{mn:7.1f} - {mx:6.1f}]
{barra}")

print(f"\n Spread diario estimado (media pico-valle por mes):")
for m, grp in df_omie.groupby(df_omie.index.month):
    # Precio medio de horas pico (19-22h) vs valle (01-06h)
    pico = grp[grp.index.hour.isin([19, 20, 21,
22])] ['precio_eur_MWh'].mean()
    valle = grp[grp.index.hour.isin([1, 2, 3, 4, 5,
6])] ['precio_eur_MWh'].mean()
    spread = pico - valle
    print(f"      {MESES_STR[m]:3s}: pico {pico:6.1f}  valle {valle:6.1f}  "
          f"spread {spread:+6.1f} €/MWh  "
          f"{' ← arbitraje viable' if spread > 20 else ''}")

print(f"\n√ DataFrame 'df_omie' listo para usar en los siguientes módulos.")
print(f" df_omie.head():")
print(df_omie.head(3).to_string())
else:
    print("No se pudieron leer datos de OMIE para generar el DataFrame final.")

# — Unir serie de producción y precios OMIE —————
# Alinear los dos DataFrames por timestamp
df_conjunto = df_prod[['P_MW', 'v_viento_ms', 'mes', 'hora']].copy()
df_conjunto['precio_eur_MWh'] = df_omie['precio_eur_MWh']

# Rellenar horas sin precio OMIE (meses no descargados aún)
# con el precio medio del mes correspondiente
precio_medio_mes = df_omie.groupby(df_omie.index.month)['precio_eur_MWh'].mean()
for mes_num in range(1, 13):
    mask = (df_conjunto['mes'] == mes_num) & df_conjunto['precio_eur_MWh'].isna()
    if mask.sum() > 0:
        df_conjunto.loc[mask, 'precio_eur_MWh'] = precio_medio_mes.get(
            mes_num, df_omie['precio_eur_MWh'].mean()
        )
    print(f" Mes {mes_num:02d}: {mask.sum()} horas sin precio OMIE → "
          f"imputadas con media mensual ({precio_medio_mes.get(mes_num,
0):.1f} €/MWh)")

# Ingresos horarios sin BESS (precio × producción)
df_conjunto['ingreso_eur'] = (df_conjunto['P_MW'] * 1000 *
                             df_conjunto['precio_eur_MWh'] / 1000) # €

ingreso_anual_sin_BESS = df_conjunto['ingreso_eur'].sum() / 1e6 # M€

print(f"\n{'='*55}")
print(f"DATASET COMBINADO – Producción + Precios OMIE")
print(f"{'='*55}")

```

```

print(f" Horas totales          : {len(df_conjunto)}")
print(f" Horas con precio real : {df_conjunto['precio_eur_MWh'].notna().sum()}")
print(f" Ingreso anual (sin BESS): {ingreso_anual_sin_BESS:.3f} M€/año")
print(f" (referencia PPA 60 €/MWh: "
      f"{df_conjunto['P_MW'].sum()*0.06:.3f} M€/año)")

# — Gráfica conjunta: producción y precio a lo largo del año _____
fig, (ax1, ax2, ax3) = plt.subplots(3, 1, figsize=(15, 10), sharex=False)

# Panel 1: Producción horaria (primera semana de enero y primera de julio)
semana_ene = df_conjunto.iloc[:168] # primeras 168 horas = 7 días
semana_jul = df_conjunto[df_conjunto['mes'] == 7].iloc[:168]

ax1.fill_between(range(168), semana_ene['P_MW'],
                 alpha=0.6, color='steelblue', label='Enero (semana 1)')
ax1.fill_between(range(168), semana_jul['P_MW'],
                 alpha=0.6, color='darkorange', label='Julio (semana 1)')
ax1.axhline(P_INST_MW * (1-PERDIDAS), color='gray', ls='--', lw=1,
            label=f'P_nom neta = {P_INST_MW*(1-PERDIDAS):.1f} MW')
ax1.set_ylabel('Potencia (MW)')
ax1.set_title('Producción horaria - comparativa estacional (7 días)')
ax1.legend(fontsize=8)
ax1.set_xlim(0, 168)
ax1.set_xticks(range(0, 169, 24))
ax1.set_xticklabels([f'Día {i//24+1}' for i in range(0, 169, 24)])

# Panel 2: Precio OMIE mensual (box plot)
datos_boxplot = [df_conjunto[df_conjunto['mes'] ==
m]['precio_eur_MWh'].dropna().values
                 for m in range(1, 13)]
meses_box = ['Ene', 'Feb', 'Mar', 'Abr', 'May', 'Jun',
             'Jul', 'Ago', 'Sep', 'Oct', 'Nov', 'Dic']
bp = ax2.boxplot(datos_boxplot, labels=meses_box, patch_artist=True,
                 boxprops=dict(facecolor='steelblue', alpha=0.5),
                 medianprops=dict(color='black', lw=2),
                 flierprops=dict(marker='.', ms=3, alpha=0.3))
ax2.axhline(60, color='tomato', ls='--', lw=1.5,
            label='PPA = 60 €/MWh')
ax2.set_ylabel('Precio OMIE (€/MWh)')
ax2.set_title('Distribución mensual de precios OMIE 2025')
ax2.legend(fontsize=8)

# Panel 3: Correlación producción-precio (scatter mensual)
colores_mes_scatter = plt.cm.Paired(np.linspace(0, 1, 12)) # Changed from tab12
to Paired
for mes_num in range(1, 13):
    mask = df_conjunto['mes'] == mes_num
    ax3.scatter(
        df_conjunto.loc[mask, 'P_MW'],
        df_conjunto.loc[mask, 'precio_eur_MWh'],
        alpha=0.15, s=5,
        color=colores_mes_scatter[mes_num-1],

```

```

        label=meses_box[mes_num-1]
    )
ax3.axhline(60, color='tomato', ls='--', lw=1.5, label='PPA = 60 €/MWh')
ax3.set_xlabel('Potencia generada (MW)')
ax3.set_ylabel('Precio OMIE (€/MWh)')
ax3.set_title('Correlación producción-precio\n'
              '(negativa → el viento genera cuando el precio es bajo)')
ax3.legend(fontsize=6, ncol=4, loc='upper right')

plt.tight_layout()
plt.savefig('produccion_precios_OMIE.png', bbox_inches='tight')
plt.show()
print("✓ Gráfica guardada como 'produccion_precios_OMIE.png'")

## **Módulo 10.3 – Análisis de rampas (Método A)**

# =====
# MÓDULO 10.3 – Método A: Dimensionamiento por análisis de rampas
# Función primaria: Power Smoothing + FCR
# Referencia: Marco teórico §4.1; P.O. 12.3 REE; ENTSO-E RfG
# =====

import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import matplotlib.gridspec as gridspec

P_MW = df_prod['P_MW'].values
delta_P = np.diff(P_MW)           # ΔP(t) = P(t) - P(t-1) [MW/h]
delta_P_abs = np.abs(delta_P)
rocop_MWmin = delta_P_abs / 60.0  # conversión a MW/min

print("=" * 60)
print("MÓDULO 10.3 – MÉTODO A: Análisis de rampas (P.O. 12.3)")
print("=" * 60)

# — 1. Verificación regulatoria —————
n_excesos = (delta_P_abs > ROCOP_LIMITE_MW_H).sum()
print(f"\n Límite P.O. 12.3 : {ROCOPLIMITE_MW_MIN:.2f} MW/min =
{ROCOPLIMITE_MW_H:.1f} MW/h")
print(f" Horas con exceso : {n_excesos} ({n_excesos/87.6:.1f}% del año)")
print()
if n_excesos == 0:
    print(" ✓ El parque NO excede el límite regulatorio en ningún momento.")
    print(" El BESS no es obligatorio por normativa.")
    print(" Su valor proviene de: (1) mejorar la despachabilidad del activo,")
    print(" (2) participar en mercados de regulación de frecuencia
(FCR/aFRR),")
    print(" (3) arbitraje de precios (Métodos B y C).")

```

```
# — 2. Distribución estadística de rampas —————
pcts = [50, 75, 90, 95, 99]
print(f"\n Distribución de |\Delta P| horario [MW]:")
print(f"  {'Percentil':>10}  {'|\Delta P| (MW/h)':>11}  {'ROCOP (MW/min)':>14}")
print(f"  {'-'*40}")
for p in pcts:
    v = np.percentile(delta_P_abs, p)
    print(f"  P{p:>5.0f}:      {v:>9.2f}      {v/60:>12.4f}")
print(f"  Máximo:      {delta_P_abs.max():>9.2f}
{delta_P_abs.max()/60:>12.4f}")

# — 3. Criterio de dimensionamiento (Marco teórico §4.1.1) —————
# P_BESS = \Delta P_{P95} \times (1 - ROCOP_{límite} / ROCOP_{P95})
# Si ROCOP_{P95} < ROCOP_{límite} \to el P95 no excede el límite
# En ese caso P_BESS se dimensiona para el P99 con margen de seguridad

DP_P95 = np.percentile(delta_P_abs, 95)
DP_P99 = np.percentile(delta_P_abs, 99)
ROCOP_P95 = DP_P95 / 60.0  # MW/min

if ROCOP_P95 > ROCOP_LIMITE_MW_MIN:
    # Caso general: el P95 supera el límite
    P_BESS_A = DP_P95 * (1 - ROCOP_LIMITE_MW_MIN / ROCOP_P95)
    criterio = "P95 supera límite P.O. 12.3"
else:
    # Caso de este parque: P95 no supera el límite
    # Dimensionamos para participación en FCR como participante mínimo relevante
    # Marco teórico §3.2.3: "\ge 8-10 MW para ser participante relevante en ajuste"
    # Usamos criterio conservador: cubrir la rampa P95 absoluta en \tau=15min
    P_BESS_A = DP_P95 * (15.0/60.0)  # energía necesaria en 15 min para P95
    P_BESS_A = max(P_BESS_A, 5.0)  # mínimo 5 MW para participación FCR
    criterio = "P95 no supera límite \to criterio FCR mínimo (§3.2.3)"

P_BESS_A_MW = np.ceil(P_BESS_A)  # redondear al MW comercial
E_BESS_A_15min = P_BESS_A_MW * 0.25  # \tau = 15 min
E_BESS_A_30min = P_BESS_A_MW * 0.50  # \tau = 30 min

print(f"\n{'-'*55}")
print(f"  DIMENSIONAMIENTO MÉTODO A")
print(f"{'-'*55}")
print(f"  Criterio aplicado : {criterio}")
print(f"  \Delta P P95      : {DP_P95:.2f} MW/h \to ROCOP = {ROCOP_P95:.4f}
MW/min")
print(f"  \Delta P P99      : {DP_P99:.2f} MW/h")
print(f"  P_BESS_A (calc)   : {P_BESS_A:.2f} MW")
print(f"  P_BESS_A (comerc) : {P_BESS_A_MW:.0f} MW")
print(f"  E_BESS_A (15 min) : {E_BESS_A_15min:.1f} MWh")
print(f"  E_BESS_A (30 min) : {E_BESS_A_30min:.1f} MWh")
print(f"  CAPEX estimado (30min):
{P_BESS_A_MW*E_BESS_A_30min*CAPEX_EUR_KWH/1e6:.2f} M€")
print(f"\n \to Método A es el límite INFERIOR del rango de diseño.")
print(f"  Por sí solo solo genera ingresos por FCR/aFRR (~3-8 €/MW·h).")
```

```
print(f" El análisis económico completo requiere Métodos B y C.")

# — 4. Gráfica —————
fig, axes = plt.subplots(1, 2, figsize=(13, 5))

# Histograma de rampas
bins = np.linspace(-P_INST_MW*(1-PERDIDAS), P_INST_MW*(1-PERDIDAS), 80)
axes[0].hist(delta_P, bins=bins, color='steelblue', alpha=0.6,
             edgecolor='white', lw=0.3, label=f' $\Delta P(t)$  [N={len(delta_P)}]')
axes[0].axvline(DP_P95, color='tomato', lw=2, ls='-',
               label=f'P95 = +{DP_P95:.1f} MW')
axes[0].axvline(-DP_P95, color='tomato', lw=2, ls='-',
               label=f'P95 = -{DP_P95:.1f} MW')
axes[0].axvline(ROCOPLIMITE_MW_H, color='darkorange', lw=2, ls='--',
               label=f'Límite P.O.12.3 = ±{ROCOPLIMITE_MW_H:.0f} MW/h')
axes[0].axvline(-ROCOPLIMITE_MW_H, color='darkorange', lw=2, ls='--')
axes[0].set_xlabel('Rampa  $\Delta P$  (MW/h)')
axes[0].set_ylabel('Número de horas')
axes[0].set_title('Distribución de rampas horarias\nParque Noviercas-Borobia')
axes[0].legend(fontsize=8)
axes[0].set_xlim(-35, 35)

# Curva de excedencia
sorted_abs = np.sort(delta_P_abs)[::-1]
pct_exc = np.linspace(0, 100, len(sorted_abs))
axes[1].semilogy(pct_exc, sorted_abs, 'steelblue', lw=2)
axes[1].axhline(ROCOPLIMITE_MW_H, color='darkorange', lw=2, ls='--',
               label=f'Límite P.O.12.3 = {ROCOPLIMITE_MW_H:.0f} MW/h')
axes[1].axhline(DP_P95, color='tomato', lw=1.5, ls='--',
               label=f'P95 = {DP_P95:.1f} MW')
axes[1].axvline(5, color='tomato', lw=1, ls=':', alpha=0.6)
axes[1].set_xlabel('% horas con  $|\Delta P| \geq$  valor')
axes[1].set_ylabel(' $|\Delta P|$  (MW) [escala log]')
axes[1].set_title('Curva de excedencia de rampas')
axes[1].legend(fontsize=8)
axes[1].set_xlim(0, 30)
axes[1].grid(True, which='both', alpha=0.3)

plt.suptitle(f'Módulo 10.3 – Análisis de rampas\n'
            f'P instalada={P_INST_MW:.1f} MW | '
            f'ROCOPLímite={ROCOPLIMITE_MW_MIN:.2f} MW/min (P.O. 12.3)',
            fontweight='bold')

plt.tight_layout()
plt.savefig('modulo_10_3_rampas.png', bbox_inches='tight', dpi=150)
plt.show()

# =====
# MÓDULO 10.4 – Método B: Energy Shifting – barrido P ×  $\tau$ 
# Función primaria: Arbitraje de precios OMIE
# Referencia: Marco teórico §4.2;  $\tau^* \approx 2h$  (Alonso et al., 2020)
# =====
```

```

from itertools import product as iproduct

# — Parámetros del barrido —————
# P: desde mínimo técnico FCR (5 MW) hasta ~45% P_instalada
# τ: rango teórico §4.2.3: τ* ≈ 2h para mercado español
P_CAND = [5, 8, 10, 12, 15, 20] # MW
TAU_CAND = [0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0] # horas

precio_valle = df_omie[
    df_omie.index.hour.isin([1,2,3,4,5,6])
][['precio_eur_MWh']].mean()

precio_medio = df_omie['precio_eur_MWh'].mean()

print("=" * 65)
print("MÓDULO 10.4 – MÉTODO B: Energy Shifting (barrido P × τ)")
print("=" * 65)
print(f"\n Precio medio OMIE 2025 : {precio_medio:.1f} €/MWh")
print(f" Precio valle (H01-H06) : {precio_valle:.1f} €/MWh")
print(f" LCOS referencia (LFP) : 80-120 €/MWh (NREL 2024)")
print(f" CAPEX base : {CAPEX_EUR_KWH:.0f} €/kWh\n")

def simular_dia_arbitraje(precios_24h, P_MW, E_util_MWh, soc_inicio,
                        n_h_carga, n_h_desc):
    """
    Algoritmo greedy de arbitraje diario (Marco teórico §4.2.2).
    Carga en las n_h_carga horas más baratas, descarga en las n_h_desc más caras.
    Respeta restricciones SoC_min / SoC_max y potencia máxima P_MW.
    """
    idx = np.argsort(precios_24h)
    h_c = set(idx[:n_h_carga])
    h_d = set(idx[-n_h_desc:])
    soc = soc_inicio
    ing = 0.0
    E_c = 0.0
    E_d = 0.0

    for h in range(24):
        p = precios_24h[h]
        if h in h_c and soc < SOC_MAX - 0.005:
            espacio = (SOC_MAX - soc) * E_util_MWh / DOD
            P_real = min(P_MW, espacio)
            soc += P_real * RTE / (E_util_MWh / DOD)
            soc = min(soc, SOC_MAX)
            ing -= P_real * p
            E_c += P_real
        elif h in h_d and soc > SOC_MIN + 0.005:
            disp = (soc - SOC_MIN) * E_util_MWh / DOD
            P_real = min(P_MW, disp)
            soc -= P_real / (E_util_MWh / DOD)
            soc = max(soc, SOC_MIN)

```

```

        ing      += P_real * p
        E_d      += P_real

    return ing, soc, E_c, E_d

def simular_anual(df_conj, P_MW, E_MWh, n_hc, n_hd):
    """Simulación anual completa de arbitraje diario."""
    E_util      = E_MWh * DOD
    soc         = 0.50
    ing_total  = 0.0
    ciclos     = 0
    E_carg     = 0.0
    E_desc     = 0.0

    for dia in pd.date_range('2025-01-01', '2025-12-31'):
        mask = df_conj.index.date == dia.date()
        df_d = df_conj[mask]
        if len(df_d) < 24:
            continue
        pr = df_d['precio_eur_MWh'].fillna(
            df_d['precio_eur_MWh'].mean()).values[:24]
        ing, soc, ec, ed = simular_dia_arbitraje(
            pr, P_MW, E_util, soc, n_hc, n_hd)
        ing_total += ing
        E_carg    += ec
        E_desc    += ed
        if ed > 0.1:
            ciclos += 1

    return ing_total, ciclos, E_carg, E_desc

def calcular_van_lcos(E_MWh, ingreso_anual, ciclos, precio_carga_medio):
    """
    VAN incremental del BESS a 25 años con degradación (Marco teórico $5).
    LCOS según formulación Lazard (2023) / Schmidt et al. (2019).
    """
    CAPEX = E_MWh * 1000 * CAPEX_EUR_KWH
    OPEX_a = E_MWh * 1000 * OPEX_EUR_KWH_ANO
    r      = TASA_DESC

    VAN = -CAPEX
    for t in range(1, VIDA_ANOS + 1):
        deg      = (1 - DEGRADACION) ** t
        E_d_t    = ciclos * E_MWh * DOD * deg
        costo_c  = ciclos * E_MWh * DOD / RTE * precio_carga_medio * deg
        bene_net = ingreso_anual * deg - costo_c - OPEX_a
        VAN     += bene_net / (1 + r) ** t

    # LCOS
    L_num = CAPEX + OPEX_a * sum(1/(1+r)**t for t in range(1, VIDA_ANOS+1))

```

```

L_den = sum(ciclos * E_MWh * DOD * (1-DEGRADACION)**t / (1+r)**t
           for t in range(1, VIDA_AÑOS+1))
LCOS = L_num / L_den if L_den > 0 else 999
PB    = CAPEX / max(ingreso_anual - OPEX_a, 1)

return VAN, LCOS, PB, CAPEX

# — Barrido 2D —————
print(f"  {'P(MW)':>6} {'τ(h)':>5} {'E(MWh)':>7} {'Ing(k€/a)':>10} "
      f"{'Ciclos':>7} {'LCOS(€/MWh)':>12} {'VAN(M€)':>9} {'PB(a)':>7}")
print(f"  {'-'*65}")

resultados = []
for P_MW, tau in iproduct(P_CAND, TAU_CAND):
    E_MWh = P_MW * tau
    n_hc  = max(2, int(tau * 2))
    n_hd  = max(1, int(tau * 1.5))

    ing, ciclos, E_c, E_d = simular_anual(df_conjunto, P_MW, E_MWh, n_hc, n_hd)
    VAN, LCOS, PB, CAPEX = calcular_van_lcos(E_MWh, ing, ciclos, precio_valle)

    flag = "★" if VAN > 0 else " "
    resultados.append({
        'P_MW': P_MW, 'tau_h': tau, 'E_MWh': E_MWh,
        'ing_keur': ing/1e3, 'ciclos': ciclos,
        'LCOS': LCOS, 'VAN_Meur': VAN/1e6,
        'PB': PB, 'CAPEX_Meur': CAPEX/1e6
    })
    print(f"  {P_MW:>6} {tau:>5.1f} {E_MWh:>7.1f} {ing/1e3:>10.1f} "
          f"{'ciclos:>7} {LCOS:>12.1f} {VAN/1e6:>9.2f} {PB:>7.1f} {flag}")

df_B = pd.DataFrame(resultados)
idx_opt = df_B['VAN_Meur'].idxmax()
opt_B   = df_B.loc[idx_opt]

# Resultado para el diseño de referencia P=15 MW / τ=2h
ref_B = df_B[(df_B['P_MW'] == 15) & (df_B['tau_h'] == 2.0)].iloc[0]

print(f"\n  ★ ÓPTIMO NUMÉRICO: P={opt_B.P_MW:.0f} MW | τ={opt_B.tau_h:.1f}h | "
      f"E={opt_B.E_MWh:.1f} MWh")
print(f"    VAN={opt_B.VAN_Meur:.2f} M€ | LCOS={opt_B.LCOS:.1f} €/MWh | "
      f"PB={opt_B.PB:.1f} años")
print(f"\n  Diseño de referencia (P=15 MW / E=30 MWh / τ=2h):")
print(f"    Ingresos arb.={ref_B.ing_keur:.1f} k€/año | "
      f"Ciclos={ref_B.ciclos:.0f}/año | "
      f"LCOS={ref_B.LCOS:.1f} €/MWh")
print(f"    VAN={ref_B.VAN_Meur:.2f} M€ | PB={ref_B.PB:.1f} años")

# — Heatmap VAN —————
pivot_van = df_B.pivot(index='P_MW', columns='tau_h', values='VAN_Meur')

```

```

fig, axes = plt.subplots(1, 2, figsize=(14, 5))

im = axes[0].imshow(pivot_van.values, cmap='RdYlGn', aspect='auto',
                    vmin=min(pivot_van.values.min(), -0.1),
                    vmax=max(pivot_van.values.max(), 0.1))
axes[0].set_xticks(range(len(TAU_CAND)))
axes[0].set_xticklabels([f'{t}h' for t in TAU_CAND])
axes[0].set_yticks(range(len(P_CAND)))
axes[0].set_yticklabels([f'{p} MW' for p in P_CAND])
axes[0].set_xlabel('Duración  $\tau$ ')
axes[0].set_ylabel('Potencia P_BESS')
axes[0].set_title('VAN incremental BESS (M€)\nSolo arbitraje OMIE 2025')
plt.colorbar(im, ax=axes[0], label='VAN (M€)')
for i in range(len(P_CAND)):
    for j in range(len(TAU_CAND)):
        axes[0].text(j, i, f'{pivot_van.values[i,j]:.1f}',
                    ha='center', va='center', fontsize=8, fontweight='bold')

# Marcar diseño de referencia
idx_p_ref = P_CAND.index(15)
idx_t_ref = TAU_CAND.index(2.0)
axes[0].add_patch(plt.Rectangle(
    (idx_t_ref - 0.5, idx_p_ref - 0.5), 1, 1,
    fill=False, edgecolor='black', lw=3, label='Diseño ref. 15MW/2h'))
axes[0].legend(fontsize=8)

# LCOS vs  $\tau$  para P=15 MW y comparación con spread OMIE
datos_15MW = df_B[df_B['P_MW'] == 15]
spread_medio =
(df_omie[df_omie.index.hour.isin([19,20,21,22])]['precio_eur_MWh'].mean()
 -
df_omie[df_omie.index.hour.isin([1,2,3,4,5,6])]['precio_eur_MWh'].mean())

ax2b = axes[1].twinx()
l1, = axes[1].plot(datos_15MW['tau_h'], datos_15MW['LCOS'],
                  'tomato', lw=2.5, marker='o', ms=8, label='LCOS (€/MWh)')
l2, = ax2b.plot(datos_15MW['tau_h'], datos_15MW['ing_keur'],
                'steelblue', lw=2.5, marker='s', ms=8, label='Ingreso arb.
(k€/año)')
axes[1].axhline(spread_medio, color='darkorange', ls='--', lw=2,
                label=f'Spread medio OMIE = {spread_medio:.1f} €/MWh')
axes[1].axhline(120, color='gray', ls=':', lw=1.5,
                label='LCOS máx. LFP ref. (120 €/MWh)')
axes[1].axhline(80, color='lightgray', ls=':', lw=1.5,
                label='LCOS mín. LFP ref. (80 €/MWh)')
axes[1].set_xlabel('Duración  $\tau$  (h)')
axes[1].set_ylabel('LCOS (€/MWh)', color='tomato')
ax2b.set_ylabel('Ingreso arbitraje (k€/año)', color='steelblue')
axes[1].set_title('LCOS e ingresos vs  $\tau$ \n(P_BESS = 15 MW)')
axes[1].legend(handles=[l1, l2], fontsize=8, loc='upper left')

```

```
plt.suptitle(f'Módulo 10.4 – Energy Shifting (Método B)\n'
            f'CAPEX={CAPEX_EUR_KWH:.0f} €/kWh | RTE={RTE*100:.0f}% | '
            f'Precio valle OMIE={precio_valle:.1f} €/MWh',
            fontweight='bold')
plt.tight_layout()
plt.savefig('modulo_10_4_energy_shifting.png', bbox_inches='tight', dpi=150)
plt.show()

# =====
# MÓDULO 10.5 – Método C: Value Stacking (Arbitraje + FCR + Smoothing)
# Referencia: Marco teórico §4.3; Hledik et al. (2019); Sioshansi et al. (2021)
#
# NOTA REGULATORIA (Marco teórico §3.3.1):
# En España el FCR es de prestación OBLIGATORIA (P.O. 7.4), no remunerado.
# El servicio remunerado equivalente es aFRR (Regulación Secundaria).
# España se incorporó a PICASSO en mayo 2025 (REE, 2025).
# Precio aFRR referencia: 32 €/MW/semana (REE 2024).
# =====

# — Parámetros de servicios de red —————
# aFRR (Marco teórico Tabla 2: 6-15 €/MW·h + energía)
# Se usa el precio de referencia conservador publicado por REE 2024
PRECIO_AFRR_EUR_MW_SEM = 32.0 # €/MW/semana (REE 2024)
PRECIO_AFRR_EUR_MW_H = PRECIO_AFRR_EUR_MW_SEM / 168.0 # ≈ 0.190 €/MW/h

# Fracción de P_BESS reservada para aFRR (Marco teórico §3.3.2)
#  $\alpha_{FCR} \in [0.2, 0.5]$ ; se usa 0.30 como valor central para  $\tau=2h$ 
ALPHA_FCR = 0.30

# Disponibilidad del BESS para aFRR
DISP_AFRR = 0.85 # 85% del tiempo disponible

# — Función de value stacking —————
def calcular_stacking(row, P_MW, alpha_fcr=ALPHA_FCR):
    """
    Añade ingresos por aFRR al arbitraje, siguiendo la jerarquía de despacho
    del Marco teórico §4.3.1:
        Prioridad 1: FCR/aFRR (banda reservada = alpha_fcr × P_BESS)
        Prioridad 2: Smoothing de rampas (incluido en el diseño del BESS)
        Prioridad 3: Arbitraje (potencia restante)
    """
    P_aFRR = P_MW * alpha_fcr # MW reservados para aFRR

    # Ingreso aFRR: disponibilidad × precio × horas
    ing_aFRR = P_aFRR * PRECIO_AFRR_EUR_MW_H * 8760 * DISP_AFRR

    # Ingreso arbitraje: se recalcula con la potencia reducida disponible
    # La potencia disponible para arbitraje es (1 - alpha_fcr) × P_BESS
    P_arb = P_MW * (1 - alpha_fcr)

    # Buscar el ingreso de arbitraje para P_arb más cercano en el barrido
    # (interpolación lineal entre los valores del barrido)
```

```

tau = row['tau_h']
datos_tau = df_B[df_B['tau_h'] == tau].copy()
if len(datos_tau) > 1:
    ing_arb = np.interp(P_arb,
                        datos_tau['P_MW'].values,
                        datos_tau['ing_keur'].values * 1e3)
    ciclos_arb = np.interp(P_arb,
                           datos_tau['P_MW'].values,
                           datos_tau['ciclos'].values)
else:
    ing_arb = row['ing_keur'] * 1e3
    ciclos_arb = row['ciclos']

ing_total = ing_arb + ing_aFRR

# Recalcular VAN con ingresos totales
E_MWh = P_MW * tau
VAN, LCOS, PB, CAPEX = calcular_van_lcos(
    E_MWh, ing_total, int(ciclos_arb), precio_valle)

return {
    'P_aFRR_MW': P_aFRR,
    'ing_arb_keur': ing_arb / 1e3,
    'ing_aFRR_keur': ing_aFRR / 1e3,
    'ing_tot_keur': ing_total / 1e3,
    'VAN_Meur': VAN / 1e6,
    'LCOS': LCOS,
    'PB': PB,
    'CAPEX_Meur': CAPEX / 1e6
}

print("=" * 65)
print("MÓDULO 10.5 – MÉTODO C: Value Stacking (Arbitraje + aFRR)")
print("=" * 65)
print(f"\n Precio aFRR (REE 2024) : {PRECIO_AFRR_EUR_MW_SEM:.0f} €/MW/semana "
      f" f"= {PRECIO_AFRR_EUR_MW_H*8760:.0f} €/MW/año")
print(f" Fracción reservada aFRR: {ALPHA_FCR*100:.0f}% de P_BESS")
print(f" Disponibilidad : {DISP_AFRR*100:.0f}%\n")

# Aplicar stacking a todos los escenarios del barrido 2D
resultados_C = []
print(f" {'P(MW)':>6} {'τ(h)':>5} {'E(MWh)':>7} {'Arb(k€)':>9} "
      f" f"{'aFRR(k€)':>9} {'Tot(k€)':>9} {'VAN(M€)':>9} {'LCOS':>7} {'PB':>6}")
print(f" {'-'*68}")

for _, row in df_B.iterrows():
    res = calcular_stacking(row, row['P_MW'])
    flag = "★" if res['VAN_Meur'] > 0 else " "
    resultados_C.append(**row.to_dict(), **res)
    print(f" {row.P_MW:>6.0f} {row.tau_h:>5.1f} {row.E_MWh:>7.1f} "
          f" f"{res['ing_arb_keur']:>9.1f} {res['ing_aFRR_keur']:>9.1f} "
          f" f"{res['ing_tot_keur']:>9.1f} {res['VAN_Meur']:>9.2f} "

```

```
f"{res['LCOS']:>7.1f} {res['PB']:>6.1f} {flag}")

df_C = pd.DataFrame(resultados_C)
idx_opt_C = df_C['VAN_Meur'].idxmax()
opt_C = df_C.loc[idx_opt_C]

# Resultado para el diseño de referencia
ref_C = df_C[(df_C['P_MW'] == 15) & (df_C['tau_h'] == 2.0)].iloc[0]

print(f"\n ★ ÓPTIMO NUMÉRICO (stacking): "
      f"P={opt_C.P_MW:.0f} MW | τ={opt_C.tau_h:.1f}h | E={opt_C.E_MWh:.1f} MWh")
print(f" VAN={opt_C.VAN_Meur:.2f} M€ | LCOS={opt_C.LCOS:.1f} €/MWh")
print(f"\n Diseño de referencia con stacking (P=15 MW / E=30 MWh / τ=2h):")
print(f" Ingreso arbitraje : {ref_C.ing_arb_keur:.1f} k€/año")
print(f" Ingreso aFRR : {ref_C.ing_aFRR_keur:.1f} k€/año")
print(f" Ingreso total : {ref_C.ing_tot_keur:.1f} k€/año")
print(f" OPEX anual : {ref_C.E_MWh*1000*OPEX_EUR_KWH_ANO/1e3:.1f} k€/año")
print(f" CAPEX : {ref_C.CAPEX_Meur:.2f} M€")
print(f" VAN : {ref_C.VAN_Meur:.2f} M€")
print(f" LCOS : {ref_C.LCOS:.1f} €/MWh")
print(f" Payback simple : {ref_C.PB:.1f} años")

# =====
# MÓDULO 10.6 – Síntesis: Convergencia de los tres métodos y diseño final
# =====

print("=" * 65)
print("MÓDULO 10.6 – SÍNTESIS Y DISEÑO FINAL DEL BESS")
print("=" * 65)

# — Tabla de convergencia —————
print(f"""
Convergencia de los tres métodos (Marco teórico §4.3.2):
-----
Método Función P_BESS E_BESS τ CAPEX
-----
A Smoothing/FCR {P_BESS_A_MW:.0f} MW {E_BESS_A_30min:.1f} MWh 0.5h
{P_BESS_A_MW*E_BESS_A_30min*CAPEX_EUR_KWH/1e6:.2f} M€
B Arbitraje {opt_B.P_MW:.0f} MW {opt_B.E_MWh:.1f} MWh
{opt_B.tau_h:.1f}h {opt_B.CAPEX_Meur:.2f} M€
C Value stacking {opt_C.P_MW:.0f} MW {opt_C.E_MWh:.1f} MWh
{opt_C.tau_h:.1f}h {opt_C.CAPEX_Meur:.2f} M€
-----
Ref. Montes de Cierzo: 14.26 MW 28.51 MWh 2.0h -
Ref. Malpica (escalado): ~15 MW ~30 MWh 2.0h -
-----
DISEÑO FINAL ADOPTADO: 15 MW 30 MWh 2.0h
""")

# — Análisis de sensibilidad CAPEX —————
print(" Sensibilidad al CAPEX (diseño 15 MW / 30 MWh / τ=2h):")
```

```

print(f" {'CAPEX(€/kWh)':>14} {'CAPEX total':>13} {'VAN arb.(M€)':>14} "
      f"{'VAN stack.(M€)':>16}")
print(f" {'-'*60}")

for capex_kwh in [CAPEX_EUR_KWH_BAJO, CAPEX_EUR_KWH_MEDIO, CAPEX_EUR_KWH_ALTO]:
    CAPEX_EUR_KWH_orig = CAPEX_EUR_KWH
    # Recalcular VAN para este CAPEX
    CAPEX_tot = 30 * 1000 * capex_kwh / 1e6
    r = TASA_DESC
    ing_arb = ref_B.ing_keur * 1e3
    ing_stack = ref_C.ing_tot_keur * 1e3
    OPEX_a = 30 * 1000 * OPEX_EUR_KWH_ANO
    ciclos = int(ref_B.ciclos)

    VAN_arb = -CAPEX_tot*1e6
    VAN_stk = -CAPEX_tot*1e6
    for t in range(1, VIDA_ANOS+1):
        deg = (1-DEGRADACION)**t
        bn_arb = (ing_arb*deg - ciclos*30*DOD/RTE*precio_valle*deg - OPEX_a)
        bn_stk = (ing_stack*deg - ciclos*30*DOD/RTE*precio_valle*deg - OPEX_a)
        VAN_arb += bn_arb/(1+r)**t
        VAN_stk += bn_stk/(1+r)**t

    marca = " ← base" if capex_kwh == CAPEX_EUR_KWH_MEDIO else ""
    print(f" {capex_kwh:>14.0f} {CAPEX_tot:>13.2f} M€ {VAN_arb/1e6:>14.2f} "
          f"{VAN_stk/1e6:>16.2f}{marca}")

# — Diseño final para SAM —————
P_BESS_FINAL = 15.0
E_BESS_FINAL = 30.0
TAU_FINAL = 2.0
CAPEX_FINAL = E_BESS_FINAL * 1000 * CAPEX_EUR_KWH / 1e6

print(f"""
┌───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┐
│ DISEÑO FINAL BESS – Parque Noviercas-Borobia │
├───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┤
│ Tecnología : LFP (LiFePO4) │
│ Potencia : {P_BESS_FINAL:.0f} MW │
│ Energía : {E_BESS_FINAL:.0f} MWh │
│ Duración nominal τ : {TAU_FINAL:.0f} h │
│ CAPEX sistema : {CAPEX_FINAL:.1f} M€ ({CAPEX_EUR_KWH:.0f} €/kWh) │
│ │
│ RTE : {RTE*100:.0f}% │
│ DoD efectivo : {DOD*100:.0f}% │
│ Ciclos garantizados : >6.000 (BloombergNEF 2023) │
├───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┤
│ INGRESOS ANUALES ESTIMADOS (value stacking): │
│ Arbitraje OMIE 2025 : {ref_C.ing_arb_keur:.0f} k€/año │
│ aFRR (REE 2024) : {ref_C.ing_aFRR_keur:.0f} k€/año │
│ Total : {ref_C.ing_tot_keur:.0f} k€/año │
└───────────────────────────────────────────────────────────────────────────────────┘

```

```

|| OPEX anual : {E_BESS_FINAL*1000*OPEX_EUR_KWH_ANO/1e3:.0f} k€/año
||
||-----||
|| VAN incremental (25a, 5%) : {ref_C.VAN_Meur:.2f} M€ ||
|| LCOS : {ref_C.LCOS:.0f} €/MWh ||
|| Payback simple : {ref_C.PB:.0f} años ||
||-----||
|| PARÁMETROS PARA SAM (Wind+Battery): ||
|| Battery capacity : {E_BESS_FINAL*1000:.0f} kWh ||
|| Battery power : {P_BESS_FINAL*1000:.0f} kW ||
|| Battery voltage : 1000 V (DC, típico sistema LFP) ||
|| Roundtrip eff. : {RTE*100:.0f}% ||
|| Initial SOC : 50% ||
|| Min SOC : {SOC_MIN*100:.0f}% ||
|| Max SOC : {SOC_MAX*100:.0f}% ||
||-----||
""")

# -----
# MÓDULO 10 – Gráficas adicionales para la memoria
# -----

import matplotlib.pyplot as plt
import matplotlib.gridspec as gridspec
import numpy as np

# — FIGURA 1: Contexto de mercado – por qué el spread es bajo en 2025 —
fig, axes = plt.subplots(1, 3, figsize=(16, 5))

# Panel 1: Precio OMIE por hora del día (perfil diurno medio anual)
precio_hora = df_omie.groupby(df_omie.index.hour)['precio_eur_MWh'].mean()
precio_hora_std = df_omie.groupby(df_omie.index.hour)['precio_eur_MWh'].std()

horas = np.arange(24)
axes[0].fill_between(horas,
                    precio_hora - precio_hora_std,
                    precio_hora + precio_hora_std,
                    alpha=0.2, color='steelblue', label='±1σ')
axes[0].plot(horas, precio_hora, 'steelblue', lw=2.5, marker='o', ms=5)
axes[0].axhline(precio_hora.mean(), color='black', ls='--', lw=1.5,
                label=f'Media anual = {precio_hora.mean():.1f} €/MWh')
axes[0].fill_between([1, 6], 0, 300, alpha=0.1, color='tomato',
                    label='Valle H1-H6')
axes[0].fill_between([19, 22], 0, 300, alpha=0.1, color='green',
                    label='Pico H19-H22')
axes[0].set_xlabel('Hora del día (UTC)')
axes[0].set_ylabel('Precio medio OMIE (€/MWh)')
axes[0].set_title('Perfil horario de precios\nOMIE 2025 (media anual)')
axes[0].legend(fontsize=8)
axes[0].set_xlim(0, 23)
axes[0].set_ylim(0, None)

```

```

spread_real =
(df_omie[df_omie.index.hour.isin([19,20,21])]['precio_eur_MWh'].mean()
-
df_omie[df_omie.index.hour.isin([1,2,3,4,5])]['precio_eur_MWh'].mean())
axes[0].text(11, precio_hora.max()*0.85,
            f'Spread pico-valle\n= {spread_real:.1f} €/MWh',
            ha='center', fontsize=9,
            bbox=dict(boxstyle='round', facecolor='lightyellow', alpha=0.8))

# Panel 2: Precio medio mensual + spread mensual
precio_mensual = df_omie.groupby(df_omie.index.month)['precio_eur_MWh'].mean()
spread_mensual = []
for m, grp in df_omie.groupby(df_omie.index.month):
    pico_m = grp[grp.index.hour.isin([19,20,21])]['precio_eur_MWh'].mean()
    valle_m = grp[grp.index.hour.isin([1,2,3,4,5])]['precio_eur_MWh'].mean()
    spread_mensual.append(pico_m - valle_m)

meses = ['Ene', 'Feb', 'Mar', 'Abr', 'May', 'Jun',
        'Jul', 'Ago', 'Sep', 'Oct', 'Nov', 'Dic']
x = np.arange(12)
w = 0.4
bars1 = axes[1].bar(x - w/2, precio_mensual.values, w,
                   color='steelblue', alpha=0.7, label='Precio medio')
bars2 = axes[1].bar(x + w/2, spread_mensual, w,
                   color='tomato', alpha=0.7, label='Spread pico-valle')
axes[1].axhline(120, color='gray', ls=':', lw=1.5, label='LCOS mín. ref. (120
€/MWh)')
axes[1].axhline(80, color='lightgray', ls=':', lw=1.5, label='LCOS mín. óptimo
(80 €/MWh)')
axes[1].set_xticks(x)
axes[1].set_xticklabels(meses, fontsize=8)
axes[1].set_ylabel('€/MWh')
axes[1].set_title('Precio medio y spread pico-valle\nOMIE 2025 por mes')
axes[1].legend(fontsize=8)
axes[1].set_ylim(0, None)
# Anotar los meses con spread > LCOS mín
for i, s in enumerate(spread_mensual):
    if s > 40:
        axes[1].annotate('★', (x[i]+w/2, s+2), ha='center', fontsize=10,
color='tomato')

# Panel 3: Distribución de precios con zonas de carga/descarga del BESS
axes[2].hist(df_omie['precio_eur_MWh'], bins=60,
            color='steelblue', alpha=0.6, edgecolor='white', lw=0.3,
            density=True, label='Distribución precios OMIE 2025')
axes[2].axvline(precio_hora.mean(), color='black', ls='--', lw=1.5,
            label=f'Media = {precio_hora.mean():.1f} €/MWh')
axes[2].axvline(np.percentile(df_omie['precio_eur_MWh'], 25), color='tomato',
            ls=':', lw=2, label=f'P25 =
{np.percentile(df_omie["precio_eur_MWh"],25):.0f} €/MWh (zona carga)')
axes[2].axvline(np.percentile(df_omie['precio_eur_MWh'], 75), color='green',

```

```

        ls=':', lw=2, label=f'P75 =
{np.percentile(df_omie["precio_eur_MWh"],75):.0f} €/MWh (zona descarga)')
axes[2].set_xlabel('Precio OMIE (€/MWh)')
axes[2].set_ylabel('Densidad de probabilidad')
axes[2].set_title('Distribución de precios OMIE 2025\ny umbrales de arbitraje')
axes[2].legend(fontsize=8)

plt.suptitle('Contexto de mercado OMIE 2025 – Condicionante del arbitraje BESS\n'
            'Spread pico-valle reducido por alta penetración solar
fotovoltaica',
            fontweight='bold', fontsize=11)
plt.tight_layout()
plt.savefig('figura_contexto_mercado_OMIE.png', bbox_inches='tight', dpi=150)
plt.show()
print("✓ Figura 1 guardada")

# — FIGURA 2: Análisis comparativo de los tres métodos —————
fig = plt.figure(figsize=(16, 12))
gs = gridspec.GridSpec(2, 3, figure=fig, hspace=0.40, wspace=0.35)

# Panel 1: Rango de diseño – convergencia de los tres métodos
ax1 = fig.add_subplot(gs[0, :2])
metodos = ['Método A\n(Smoothing/FCR)', 'Método B\n(Arbitraje  $\tau^*$ )',
           'Método C\n(Value Stacking)', 'Ref. Montes\nde Cierzo',
           'Ref. Malpica\n(escalado)', 'DISEÑO\nFINAL']
P_vals = [P_BESS_A_MW, opt_B.P_MW, opt_C.P_MW, 14.26, 15.0, 15.0]
E_vals = [E_BESS_A_30min, opt_B.E_MWh, opt_C.E_MWh, 28.51, 30.0, 30.0]
colores = ['steelblue', 'darkorange', 'green', 'gray', 'gray', 'red']
markers = ['o', 's', '^', 'D', 'D', '*']
sizes = [150, 150, 150, 120, 120, 300]

for i, (m, p, e, c, mk, s) in enumerate(
        zip(metodos, P_vals, E_vals, colores, markers, sizes)):
    ax1.scatter(e, p, s=s, c=c, marker=mk, zorder=5,
               edgecolors='black', linewidths=0.8, label=m)
    ax1.annotate(m.replace('\n', ' '), (e, p),
               xytext=(8, 4), textcoords='offset points', fontsize=8)

# Zona de convergencia teórica
from matplotlib.patches import Ellipse
ellipse = Ellipse((29, 14.5), width=10, height=6,
                 angle=0, fill=True, facecolor='lightyellow',
                 edgecolor='gold', lw=2, ls='--', alpha=0.5, zorder=0,
                 label='Zona de convergencia\n(Marco teórico §4.3.2)')
ax1.add_patch(ellipse)

ax1.set_xlabel('Energía E_BESS (MWh)', fontsize=10)
ax1.set_ylabel('Potencia P_BESS (MW)', fontsize=10)
ax1.set_title('Convergencia de los tres métodos de dimensionamiento\n'
            'y proyectos españoles de referencia', fontsize=11)
ax1.legend(fontsize=8, loc='upper left', ncol=2)
ax1.set_xlim(0, 50)

```

```

ax1.set_ylim(0, 25)
ax1.grid(True, alpha=0.3)

# Panel 2: VAN vs CAPEX (análisis de sensibilidad) para diseño 15MW/30MWh
ax2 = fig.add_subplot(gs[0, 2])
capex_range = np.linspace(100, 300, 50)
van_arb_range = []
van_stack_range = []

for capex_kwh in capex_range:
    CAPEX_t = 30 * 1000 * capex_kwh
    OPEX_a = 30 * 1000 * OPEX_EUR_KWH_ANO
    r = TASA_DESC
    ing_arb = ref_B.ing_keur * 1e3
    ing_stack = ref_C.ing_tot_keur * 1e3
    ciclos = int(ref_B.ciclos)

    van_a = -CAPEX_t
    van_s = -CAPEX_t
    for t in range(1, VIDA_ANOS+1):
        deg = (1-DEGRADACION)**t
        bn_a = ing_arb*deg - ciclos*30*DOD/RTE*precio_valle*deg - OPEX_a
        bn_s = ing_stack*deg - ciclos*30*DOD/RTE*precio_valle*deg - OPEX_a
        van_a += bn_a/(1+r)**t
        van_s += bn_s/(1+r)**t
    van_arb_range.append(van_a/1e6)
    van_stack_range.append(van_s/1e6)

ax2.plot(capex_range, van_arb_range, 'steelblue', lw=2,
         label='Solo arbitraje')
ax2.plot(capex_range, van_stack_range, 'darkorange', lw=2,
         label='Value stacking')
ax2.axhline(0, color='black', lw=1)
ax2.axvline(CAPEX_EUR_KWH, color='gray', ls='--', lw=1.5,
            label=f'CAPEX base = {CAPEX_EUR_KWH:.0f} €/kWh')
ax2.fill_between(capex_range, van_arb_range, 0,
                where=[v < 0 for v in van_arb_range],
                alpha=0.1, color='tomato')
ax2.set_xlabel('CAPEX (€/kWh)')
ax2.set_ylabel('VAN incremental (M€)')
ax2.set_title('Sensibilidad al CAPEX\n(P=15 MW / E=30 MWh / τ=2h)')
ax2.legend(fontsize=8)
ax2.grid(True, alpha=0.3)

# Anotar precio de equilibrio (CAPEX para VAN=0)
# Encontrar el CAPEX de equilibrio para stacking
idx_eq = np.argmin(np.abs(van_stack_range))
if van_stack_range[0] > 0:
    capex_eq = capex_range[idx_eq]
    ax2.axvline(capex_eq, color='darkorange', ls=':', lw=1.5, alpha=0.7)
    ax2.text(capex_eq, ax2.get_ylim()[0]*0.5,
            f'CAPEX eq.\n≈{capex_eq:.0f} €/kWh',

```

```

        ha='center', fontsize=8)

# Panel 3: Desglose de ingresos por tamaño (τ=2h)
ax3 = fig.add_subplot(gs[1, 0])
datos_tau2 = df_C[(df_C['tau_h'] == 2.0)].copy()
x_bars = np.arange(len(P_CAND))
ax3.bar(x_bars, datos_tau2['ing_arb_keur'], color='steelblue', alpha=0.8,
        label='Arbitraje', edgecolor='white')
ax3.bar(x_bars, datos_tau2['ing_aFRR_keur'],
        bottom=datos_tau2['ing_arb_keur'],
        color='darkorange', alpha=0.8, label='aFRR', edgecolor='white')
opex_linea = [E*1000*OPEX_EUR_KWH_ANO/1e3 for E in datos_tau2['E_MWh']]
ax3.plot(x_bars, opex_linea, 'tomato', ls='--', lw=2, marker='o', ms=5,
        label='OPEX anual')
ax3.set_xticks(x_bars)
ax3.set_xticklabels([f'{p} MW' for p in P_CAND], fontsize=9)
ax3.set_ylabel('k€/año')
ax3.set_title('Desglose de ingresos vs OPEX\n(τ = 2h, OMIE 2025)')
ax3.legend(fontsize=8)
ax3.axvline(P_CAND.index(15), color='red', ls=':', lw=1.5, alpha=0.7,
        label='Diseño ref.')

# Panel 4: Ciclos/año vs τ (para P=15 MW) – indica degradación esperada
ax4 = fig.add_subplot(gs[1, 1])
datos_15 = df_B[df_B['P_MW'] == 15].copy()
vida_util = [6000 / max(c, 1) for c in datos_15['ciclos']]
ax4b = ax4.twinx()
ax4.bar(range(len(TAU_CAND)), datos_15['ciclos'],
        color='steelblue', alpha=0.7, edgecolor='white',
        label='Ciclos/año')
ax4b.plot(range(len(TAU_CAND)), vida_util, 'tomato', lw=2,
        marker='s', ms=6, label='Vida útil estimada (años)')
ax4b.axhline(25, color='green', ls='--', lw=1.5,
        label='Vida útil parque (25 años)')
ax4.set_xticks(range(len(TAU_CAND)))
ax4.set_xticklabels([f'{t}h' for t in TAU_CAND], fontsize=9)
ax4.set_ylabel('Ciclos/año', color='steelblue')
ax4b.set_ylabel('Vida útil BESS (años)', color='tomato')
ax4.set_title('Ciclos anuales y vida útil estimada\n(P_BESS = 15 MW, >6.000
ciclos garantizados)')
ax4b.legend(fontsize=8, loc='upper right')
ax4.legend(fontsize=8, loc='upper left')

# Panel 5: Payback vs CAPEX futuro (proyección de precios baterías)
ax5 = fig.add_subplot(gs[1, 2])
# BloombergNEF proyección: 250 €/kWh (2024) → 150 €/kWh (2028) → 80 €/kWh (2030)
anos_proyeccion = [2024, 2026, 2028, 2030, 2032]
capex_proyeccion = [250, 200, 150, 100, 80] # €/kWh

# Recalcular payback para cada CAPEX futuro
payback_arb = []
payback_stack = []

```

```

for capex_kwh in capex_proyeccion:
    CAPEX_t = 30 * 1000 * capex_kwh
    OPEX_a = 30 * 1000 * OPEX_EUR_KWH_ANO
    ing_arb = ref_B.ing_keur * 1e3
    ing_stack = ref_C.ing_tot_keur * 1e3
    pb_a = CAPEX_t / max(ing_arb - OPEX_a, 1)
    pb_s = CAPEX_t / max(ing_stack - OPEX_a, 1)
    payback_arb.append(pb_a)
    payback_stack.append(pb_s)

ax5.plot(anos_proyeccion, payback_arb, 'steelblue', lw=2.5,
         marker='o', ms=8, label='Solo arbitraje')
ax5.plot(anos_proyeccion, payback_stack, 'darkorange', lw=2.5,
         marker='s', ms=8, label='Value stacking')
ax5.axhline(25, color='green', ls='--', lw=2,
           label='Vida útil parque (25 años)')
ax5.axhline(15, color='tomato', ls=':', lw=1.5,
           label='Payback objetivo (15 años)')
ax5.fill_between(anos_proyeccion,
                [min(a, 60) for a in payback_arb],
                25, alpha=0.1, color='steelblue')
ax5.set_xlabel('Año de instalación')
ax5.set_ylabel('Payback simple (años)')
ax5.set_title('Proyección del payback según\nprecio futuro de baterías
(BloombergNEF 2023)')
ax5.legend(fontsize=8)
ax5.set_ylim(0, 60)
ax5.grid(True, alpha=0.3)
# Anotar los CAPEX
for a, c in zip(anos_proyeccion, capex_proyeccion):
    ax5.text(a, ax5.get_ylim()[1]*0.95,
            f'{c}\n€/kWh', ha='center', fontsize=7, color='gray')

plt.suptitle('Módulo 10 - Análisis de dimensionamiento BESS\n'
            'Parque Noviercas-Borobia | 15 MW / 30 MWh / τ=2h | LFP',
            fontweight='bold', fontsize=12)
plt.savefig('figura_analisis_BESS_completo.png', bbox_inches='tight', dpi=150)
plt.show()
print("✓ Figura 2 guardada")

# =====
# CONVERSION OMIE → SAM (Electricity Rate Schedule)
# Convierte los ficheros XLS de OMIE 2025 al formato CSV que acepta SAM
# para la señal de precios del Battery Dispatch (Automated Dispatch)
# =====
#
# INSTRUCCIONES:
# 1. Cambia RUTA_OMIE a la carpeta donde tienes tus XLS de OMIE
# 2. Ejecuta el script en Colab o Jupyter
# 3. Se generará el archivo 'omie_2025_sam.csv' listo para cargar en SAM
# =====

```

```
import os
import glob
import numpy as np
import pandas as pd

# --- CONFIGURACIÓN ---
RUTA_OMIE = '/content/drive/My Drive/OMIE/' # <-- cambia esto a tu ruta
ARCHIVO_SAM = 'omie_2025_sam.csv' # nombre del archivo de salida
TIPO_CAMBIO = 1.08 # €/€ (consistente con tu TFM)

# --- FUNCIÓN DE LECTURA OMIE (igual que tu módulo 10) ---
def leer_omie_xls(ruta_xls):
    nombre = os.path.basename(ruta_xls)
    df_raw = None
    try:
        df_raw = pd.read_excel(ruta_xls, header=None, engine='openpyxl')
    except Exception as e_openpyxl:
        if "File is not a zip file" in str(e_openpyxl):
            try:
                df_raw = pd.read_excel(ruta_xls, header=None, engine='xlrd')
            except Exception as e_xlrd:
                print(f" X Error al leer {nombre}: {e_xlrd}")
                return None
        else:
            print(f" X Error al leer {nombre}: {e_openpyxl}")
            return None

    try:
        partes = nombre.split('_')
        mes_f = int(partes[5])
        anio_f = int(partes[6])
    except (IndexError, ValueError):
        print(f" X No se pudo extraer mes/año de: {nombre}")
        return None

    fila_datos = None
    for i, row in df_raw.iterrows():
        first_col_val = str(row.iloc[0]).strip().upper()
        if first_col_val in ['DÍA', 'DIA', 'DAY']:
            fila_datos = i + 1
            break
        if first_col_val and len(first_col_val) >= 2 and first_col_val[1:2] == '
' and first_col_val[2:].strip().isdigit():
            fila_datos = i
            break

    if fila_datos is None:
        for i, row in df_raw.iterrows():
            if len(row) >= 25:
                try:
```

```

        numeric_cols = pd.to_numeric(row.iloc[1:25],
errors='coerce').dropna()
        if len(numeric_cols) >= 20:
            fila_datos = i
            break
        except (ValueError, TypeError):
            continue

    if fila_datos is None:
        print(f" ✘ No se encontró fila de datos en {nombre}")
        return None

    df_mes = df_raw.iloc[fila_datos:].copy().reset_index(drop=True)
    registros = []

    for _, row in df_mes.iterrows():
        dia_str = str(row.iloc[0]).strip()
        if not dia_str or dia_str.lower() in ['nan', 'media', 'average', 'día',
'dia', 'day', '']:
            continue
        try:
            if '/' in dia_str or '-' in dia_str:
                fecha_base = pd.to_datetime(dia_str, dayfirst=True)
            else:
                num_dia_match = [s for s in dia_str.split() if s.isdigit()]
                if num_dia_match:
                    num_dia = int(num_dia_match[-1])
                    fecha_base = pd.Timestamp(year=anio_f, month=mes_f,
day=num_dia)
                else:
                    continue

            precios = pd.to_numeric(row.iloc[1:25], errors='coerce').values
            if len(precios) < 24:
                continue

            for h in range(24):
                precio = precios[h]
                if not np.isnan(precio):
                    ts = fecha_base + pd.Timedelta(hours=h)
                    registros.append({'datetime': ts, 'precio_eur_MWh':
float(precio)})
            except (ValueError, IndexError):
                continue

    if not registros:
        return None

    return pd.DataFrame(registros).set_index('datetime').sort_index()

# — LEER TODOS LOS FICHEROS —

```

```
ficheros_xls = sorted(
    glob.glob(os.path.join(RUTA_OMIE, '*.XLS')) +
    glob.glob(os.path.join(RUTA_OMIE, '*.xls'))
)

if not ficheros_xls:
    raise FileNotFoundError(f"No se encontraron ficheros XLS en: {RUTA_OMIE}")

print(f"Ficheros OMIE encontrados: {len(ficheros_xls)}\n")
dfs = []
for ruta in ficheros_xls:
    df_mes = leer_omie_xls(ruta)
    if df_mes is not None and len(df_mes) > 0:
        dfs.append(df_mes)
        print(f" ✓ {os.path.basename(ruta)} → {len(df_mes):4d} h | media
{df_mes['precio_eur_MWh'].mean():.1f} €/MWh")
    else:
        print(f" ✗ {os.path.basename(ruta)} → sin datos")

df_omie = pd.concat(dfs).sort_index()
df_omie = df_omie[~df_omie.index.duplicated(keep='first')]
print(f"\nTotal horas leídas: {len(df_omie)}")

# — AJUSTAR A EXACTAMENTE 8.760 HORAS —————
# SAM necesita exactamente 8760 filas, una por hora, empezando el 1 enero 00:00
idx_completo = pd.date_range(start='2025-01-01 00:00', periods=8760, freq='h')
df_omie = df_omie.reindex(idx_completo)

# Rellenar huecos (si hay alguna hora que falta) con la media del día
huecos = df_omie['precio_eur_MWh'].isna().sum()
if huecos > 0:
    print(f" ⚠ {huecos} horas sin datos → rellenando con interpolación lineal")
    df_omie['precio_eur_MWh'] =
df_omie['precio_eur_MWh'].interpolate(method='linear')

print(f"Horas finales (debe ser 8760): {len(df_omie)}")

# — CONVERTIR €/MWh → $/MWh para SAM —————
# SAM trabaja en dólares, igual que el resto de tu modelo
df_omie['precio_usd_MWh'] = df_omie['precio_eur_MWh'] * TIPO_CAMBIO

print(f"\nEstadísticas del precio (€/MWh):")
print(f" Media: {df_omie['precio_eur_MWh'].mean():.2f}")
print(f" Mínimo: {df_omie['precio_eur_MWh'].min():.2f}")
print(f" Máximo: {df_omie['precio_eur_MWh'].max():.2f}")
print(f" % horas precio negativo: {(df_omie['precio_eur_MWh'] <
0).mean()*100:.1f}%")
```

```
# — GENERAR CSV EN FORMATO SAM —————
# SAM espera un CSV con:
# - Cabecera con metadatos en las primeras filas
# - Una columna con los 8760 valores de precio en $/kWh (no $/MWh)
# IMPORTANTE: SAM usa $/kWh internamente, hay que dividir por 1000

precios_sam = df_omie['precio_usd_MWh'].values / 1000 # convertir a $/kWh

# Escribir el archivo en el formato exacto que SAM acepta
with open(ARCHIVO_SAM, 'w') as f:
    # Cabecera obligatoria para SAM (formato Electricity Rate)
    f.write("Lifetime electricity rate\n")
    f.write(f"data_periods, {len(precios_sam)}\n")
    f.write("Period,Buy ($/kWh)\n")
    for i, precio in enumerate(precios_sam):
        f.write(f"{i+1},{precio:.6f}\n")

print(f"\n✓ Archivo generado: {ARCHIVO_SAM}")
print(f" Filas de datos: {len(precios_sam)} (debe ser 8760)")
print(f" Precio medio en SAM: {precios_sam.mean()*1000:.2f} $/MWh "
      f"= {precios_sam.mean()*1000/TIPO_CAMBIO:.2f} €/MWh")
print(f"\n● SIGUIENTE PASO EN SAM:")
print(f" Pestaña 'Electricity Purchases' → cargar este archivo CSV")
print(f" O pestaña 'Battery Dispatch' → campo 'Electricity rate for grid charging'")

# Guardar en Google Drive
ruta_salida = '/content/drive/My Drive/omie_2025_sam.csv'
import shutil
shutil.copy(ARCHIVO_SAM, ruta_salida)
print(f"✓ Guardado en Drive: {ruta_salida}")

precios_sam = df_omie['precio_usd_MWh'].values / 1000 # en $/kWh

with open('omie_2025_sam_array.csv', 'w') as f:
    f.write("Buy Rate ($/kWh)\n") # cabecera que SAM ignora
    for precio in precios_sam:
        f.write(f"{precio:.6f}\n")

from google.colab import files
files.download('omie_2025_sam_array.csv')
print(f"✓ {len(precios_sam)} valores exportados")
```