

EL VALOR AÑADIDO DE LA ENERGÍA EÓLICA MÁRINA EN LA PENÍNSULA IBÉRICA: VARIABILIDAD TEMPORAL Y COMPLEMENTARIEDAD ESPACIAL

THE ADDED VALUE OF OFFSHORE WIND ENERGY IN THE IBERIAN PENINSULA: TEMPORAL VARIABILITY AND SPATIAL COMPLEMENTARY

Noelia López-Franca⁽¹⁾, Miguel Ángel Gaertner⁽²⁾, Claudia Gutiérrez⁽³⁾,
Clemente Gallardo⁽²⁾, Enrique Sánchez⁽²⁾, María Ofelia Molina⁽⁴⁾, María Ortega⁽¹⁾

⁽¹⁾ Instituto de Ciencias Ambientales, Universidad de Castilla la Mancha (UCLM), Toledo,
España, noelia.lopezfranca@uclm.es

⁽²⁾ Facultad de Ciencias Ambientales y Bioquímica (UCLM), Toledo, España

⁽³⁾ Departamento de Física y Matemáticas. Universidad de Alcalá, Alcalá de Henares, España

⁽⁴⁾ Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, Lisboa, Portugal

SUMMARY

This communication explores the potential of offshore wind energy in the Iberian Peninsula. The temporal variability and spatial complementarity of potential sites for offshore wind farms is analysed using high-resolution reanalysis data (COSMO-REA6). It is found that northern coastal areas have high capacity factors and high seasonality, while western and southern coastal areas have lower capacity factors but limited seasonality. The pairwise correlation between potential areas is remarkable, with several negative correlation values within a synoptic-scale region, in contrast to other mid-latitude regions such as the North Sea or the US East Coast. An optimal combination of areas, including at least one area on each of the four main Iberian coasts, could reduce the hourly variability by about 40% and seasonality of the offshore contribution. Thus, offshore wind energy can offer added value to the Iberian electricity system beyond the high amount of resource, reducing the need for storage or back-up plants.

La energía eólica marina es una fuente de energía renovable con gran potencial en la Península Ibérica (PI) dado que puede contribuir de forma significativa a la transición energética hacia un sistema más sostenible. La PI presenta zonas con recursos significativos de energía eólica marina, especialmente en la costa noroeste, cerca del Golfo de León o alrededor del Estrecho de Gibraltar (Salvaçao y Soares 2018; Carreño-Madinabeitia et al. 2021). Sin embargo, también presenta limitaciones espaciales debido a otros usos del espacio marino. En este contexto, los gobiernos español y portugués, dentro del marco de la legislación europea, han diseñado planes de ordenación espacial marítima en los que se identifican áreas con alto potencial para el desarrollo de esta energía, entre otros usos, accesibles en los geoportales INFORMAR (<http://www.infomar.miteco.es/>) y PSOEM (<https://webgis.dgrm.mm.gov.pt/portal/apps/webappviewer/index.html>), respectivamente. La variabilidad de la energía eólica marina supone un desafío importante para su integración en el sistema eléctrico semicerrado ibérico. Sin embargo, estudios previos en otras zonas encontraron que la complementariedad espacial entre distintas áreas de instalación puede utilizarse para suavizar la variabilidad temporal del suministro combinado de energía (Kryzia et al. 2019; Fernandes et al. 2022). El objetivo principal de este trabajo es analizar la variabilidad temporal y la complementariedad espacial del potencial eólico marino en zonas identificadas por los gobiernos de España y Portugal. Se obtuvo una agregación óptima de emplazamientos potenciales que minimiza la variabilidad temporal. Estos análisis se realizaron a 105 y 150 metros de altura de buje en diferentes escalas temporales utilizando datos horarios del reanálisis de alta resolución COSMO-REA6 (6 km², Bollmeyer et al. 2015).

Para llevar a cabo este objetivo, en primer lugar, se calculó el factor de capacidad (FC) horario de la energía eólica marina a partir de datos de viento a 105 y 150 m en el periodo 1995-2018 utilizando las curvas de potencia propuestas por Grothe et al. 2022. En segundo lugar, se eligieron un total de 15 emplazamientos de energía eólica marina basados en la zonificación marcada por los gobiernos de España y Portugal para este uso: 8 áreas en la zona del Atlántico Norte (NOR), 3 áreas en la zona Levantino-Balear (LEBA), 2 áreas en el Estrecho de Gibraltar y Alborán (ESAL) y 2 zonas portuguesas cerca de ciudades de Viana do Castelo (POR2) y Sines (POR1). Finalmente, se obtuvo la agregación óptima de 7 zonas potenciales de instalación que minimiza la variabilidad

temporal en su conjunto siguiendo la metodología aplicada por Reinchberg et al. 2014. Este método proporciona la combinación de más de 2 localizaciones (en este caso 7) con el menor coeficiente de variación horario de la producción eólica agregada.

Los resultados muestran que en la PI se diferencian dos grandes zonas. Por un lado, las zonas costeras septentrionales (NOR) que presentan valores de FC, pero grandes diferencias entre el máximo invernal y el mínimo estival, y, por otro lado, las zonas costeras occidentales y meridionales se caracterizan por valores de FC más bajos, pero también por una estacionalidad limitada que se ajusta mejor a las variaciones estacionales de la demanda de electricidad (ESAL, POR). Por otra parte, los valores de correlación negativa entre determinados pares de zonas, que son especialmente acusados en verano, revelan una elevada complementariedad espacial del recurso eólico marino ibérico, incluso a distancias relativamente cortas, que destaca en comparación con otras regiones de latitudes medias como el Mar del Norte o la costa este de EEUU. El análisis de la agregación óptima de las zonas potenciales muestra la necesidad de incluir al menos una zona en cada una de las cuatro principales costas ibéricas (oriental, septentrional, occidental y meridional), a diferencia de la exigencia de interconectar parques eólicos a distancias de 100 km o más para amortiguar la variabilidad agregada en otras regiones (Kempton et al. 2010). El análisis de la agregación óptima de siete zonas también muestra una fuerte reducción de la variabilidad horaria, mucho mayor (en torno al 40%) que la reducción de la FC (en torno al 15%) vinculada a la inclusión de zonas de menor FC. La estacionalidad reducida del FC para la combinación analizada implica una buena adaptación del recurso eólico marino a la demanda estacional ibérica, que muestra dos máximos en invierno y verano.

Este trabajo ha sido publicado en López-Franca et al. (2023) y resalta el valor añadido para el sistema eléctrico ibérico de incluir zonas con menor recurso eólico marino, pero con características favorables de variabilidad y complementariedad ya que aportan una contribución estable al sistema, reduciendo la necesidad de almacenamiento o de centrales de reserva.

REFERENCIAS

- Bollmeyer, C. et al. (2015): *Towards a high-resolution regional reanalysis for the European CORDEX domain* Q. J. R. Meteorol. Soc., 141, 1–15.
- Carreño-Madinabeitia, S. et al. (2021): *Long-term changes in offshore wind power density and wind turbine capacity factor in the Iberian Peninsula (1900–2010)*. Energy 226 120364.
- Fernandes, et al. (2022): Exploring the complementarity of offshore wind sites to reduce the seasonal variability of generation Energies, 15, 7182
- Grothe, O. Kächele, F., Watermeyer M (2022): *Analyzing Europe's biggest offshore wind farms: a data set with 40 years of hourly wind speeds and electricity production*. Energies, 15, 1700.
- Kempton, W. et al. (2010): *Electric power from offshore wind via synoptic-scale interconnection*. Proc. Natl Acad. Sci., 107, 7240–5
- Kryzia, et al. (2019): *Dampening variations in wind power generation through geographical diversification*, IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci., 214, 012038.
- López-Franca, N. et al. (2023): *Offshore wind power around the Iberian Peninsula: variability, complementarity and added value for the power system*. Environ. Res. Lett., 18, 114016
- Reichenberg, L. Johnsson, F., Odenberger, M. (2014): *Dampening variations in wind power generation-the effect of optimizing geographic location of generating sites* Wind Energy, 17, 1631–43
- Salvaçao, N., Guedes Soares C (2018): *Wind resource assessment offshore the Atlantic Iberian coast with the WRF model*. Energy, 145, 276–87