

EVOLUCIÓN DE LA DENSIDAD DE POTENCIA EÓLICA *OFFSHORE* EN COSTAS DE LA PENÍNSULA IBÉRICA ESTIMADA POR REANÁLISIS

Sheila CARRENO-MADINABEITIA¹, Jon SÁENZ^{2,5}, Gabriel IBARRA-BERASTEGI^{3,5} y Alain ULAZIA⁴

¹ *Departamento de Matemáticas, Facultad de Farmacia, Vitoria-Gasteiz, Universidad del País Vasco (UPV/EHU).*

² *Departamento de Física, Facultad de Ciencia y Tecnología, Leioa, Universidad del País Vasco (UPV/EHU).*

³ *Departamento de Ingeniería Energética, Escuela de Ingeniería, Bilbao, Universidad del País Vasco (UPV/EHU).*

⁴ *Departamento de Ingeniería Energética, Escuela de Ingeniería, Eibar, Universidad del País Vasco (UPV/EHU).*

⁵ *Plentziako Itsas Estazioa (BEGIK), Plentzia, Universidad del País Vasco (UPV/EHU)*

sheila.carreno@ehu.eus, jon.saenz@ehu.eus, gabriel.ibarra@ehu.eus,
alain.ulazia@ehu.eus

RESUMEN

La demanda de energías renovables es cada vez mayor y es necesario saber cuáles son los recursos disponibles. Por este motivo este estudio analiza la evolución temporal y espacial de la densidad de potencia eólica (WPD) y el factor de capacidad (CF) “offshore” para la Península Ibérica en el siglo XX. Para ello, se ha obtenido tanto WPD como CF de los reanálisis ERA20 y ERA5 teniendo en cuenta la corrección por densidad de aire a 90 m. A continuación, se ha ajustado ERA20 con la técnica de “quantil matching” y los datos de reanálisis de ERA5. Este ajuste se realiza debido a que ERA5 es una reanálisis más completo en el que se asimilan más observaciones, pero con menor alcance temporal. Los resultados muestran que los valores medios de WPD y CF a lo largo de los 100 años son mayores en la zona Atlántica y en el Golfo de León, localizando los mínimos en la zona de las Islas Baleares. Los resultados de las tendencias decadales calculadas con la técnica de Theil-Sen muestran que WPD y CF aumentan de manera significativa en la zona de la Península Ibérica.

Palabras clave: Densidad de Potencia Eólica, Tendencia, ERA5, ERA20, Matemática Aplicada

ABSTRACT

Renewable energy demand is becoming an increasingly important and it is necessary to know what sources are available. For that reason, this study analyses temporal and spatial variation in offshore wind power density (WPD) and capacity factor (CF) around the Iberian Peninsula in the 20th century. For this, both WPD and CF have been calculated based on ERA20 and ERA5 reanalysis data, taking into account air density at 90 m. Then, the ERA20 dataset has been bias-corrected using quantile matching

and ERA5 reanalysis data. The rationale underlying this adjustment is that ERA5, though it covers a shorter period, is a more observationally-complete reanalysis. The results show that the mean WPD and CF over the century are highest in the Atlantic zone and the Gulf of Lion and lowest around the Balearic Islands. The results of assessing the decadal trends with the Theil-Sen estimator show that WPD and CF both increased significantly in the waters of the Iberian Peninsula.

Key words: Offshore Wind Power Density, ERA5, ERA20, Tendencia, Applied Mathematics

1. INTRODUCCIÓN

Las energías renovables han tomado especial relevancia en los últimos años con el objetivo de paliar los efectos negativos del cambio climático. Liu et al. (Liu et al. 2020) han demostrado la relación directa entre el consumo de energía renovable y el descenso de las emisiones de CO₂ en los países que han analizado (Brasil, China, Suráfrica y India).

Dentro de las energías renovables a nivel mundial, la energía eólica es la renovable con la que se genera más energía después de la energía hidroeléctrica con 591 y 1132 GW anuales respectivamente según el informe del Estado Global de las Energías renovables (Murdock et al. 2019). Se espera que para el año 2030 se alcancen los 350 GW, abasteciendo hasta el 24 % de la demanda de electricidad. Si consideramos los últimos Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) (National Renewable Energy Action Plan, NEEAP) de los países que componen la PI (Península Ibérica), para los años 2021 - 2030 prevén para el año el año 2030 una potencia total instalada de energía eólica de 50 GW en España (Gobierno de España 2020) y de 9.3 GW en Portugal (República Portuguesa 2018). Además, la Unión Europea está comprometida con el desarrollo de la energía eólica “offshore”. De hecho, actualmente, tiene la mayor capacidad de energía eólica flotante del mundo: alrededor del 70 % del total.

En los últimos años se han publicado numerosos estudios relacionados con la energía eólica “offshore”. A través de los indicadores WPD y CF el objetivo de estos trabajos es analizar la idoneidad de las zonas para generar energía eólica en muchas y muy diferentes partes del mundo (Ibarra-Berastegi et al. 2019; Rueda-Bayona et al. 2019). También se han desarrollado estudios en las costas de la PI (Salvação and Guedes Soares 2018; Soukissian, Karathanasi, and Axaopoulos 2017).

En esta investigación se ha analizado la evolución de WPD y CF “offshore” a lo largo de 101 años (1900 - 2010) en los mares que rodean la PI. El objetivo es analizar el comportamiento de estas variables a lo largo de ese periodo y ver cuál ha sido su tendencia. Así como, detectar zonas de gran rendimiento de energía eólica.

Para ello, el artículo se ha dividido de la siguiente manera: la sección 2 presenta los conjuntos de datos y el método utilizados en este estudio. La sección 3 describe los resultados y la sección 4 muestra la discusión de los resultados.

2. DATOS Y METODOLOGÍA

2.1. Datos

En este estudio se han analizado la WPD y el CF “offshore” alrededor de la PI, en concreto se ha definido el dominio (15 °W, 10 °E) longitud y (32.5 °N, 50 °N) latitud. Para el cálculo y validación de los resultados de WPD y CF a lo largo del siglo XX se han utilizado dos fuentes de datos, el reanálisis del siglo XX ERA20c, a partir de ahora nos referiremos a él como ERA20 y el reanálisis ERA5. El motivo por el que en este estudio se utiliza ERA20 del ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts) (Poli et al. 2016), es porque los reanálisis con mayor resolución espacial y asimilación de más observaciones son demasiado cortos (40 años) para capturar la variabilidad multidecadal. ERA20 dispone de datos entre los años 1900 y 2010, una resolución espacial de 1.5 ° x 1.5 ° y temporal de 6 horas. Las variables utilizadas para el cálculo tanto de la variable WPD, como CF son las siguientes: componente U del viento a 10 m, componente V del viento a 10 m, componente U del viento a 100 m, componente V del viento a 100 m, temperatura a 2 m, temperatura del punto de rocío a 2 m, presión a nivel medio del mar.

En el caso de ERA5 (Hersbach 2016) también del ECMWF, se ha respetado la rejilla y por ende la resolución espacial de ERA20, así como la cadencia 6 horaria de las variables. En cambio, para definir los puntos de rejilla o máscara como tierra o mar se han seleccionado las celdas de ERA5. Las variables utilizadas de ERA5 para obtener WPD y CF han sido las mismas que se han utilizado en el caso de ERA20.

2.1. Metodología

La variable WPD indica la energía eólica disponible en cada lugar. Es decir, la potencia media anual disponible por metro cuadrado de área del rotor de una turbina. Este cálculo incluye tanto la velocidad del viento como la densidad del aire. Para nuestro caso concreto se ha seleccionado una turbina a 90 metros de altura, para ello el primer paso es calcular la velocidad de viento (Vel) a 90 m, igual a la altura del buje de la turbina referencial “offshore” de 5MV de NREL (Jonkman et al. 2009). Como los valores de la velocidad de viento cambian verticalmente con la altura de forma logarítmica es necesario calcular para cada punto de la rejilla y cada 6 horas, la rugosidad de la superficie del mar (z_0) a partir de la velocidad de viento a 10 y 100 m. Para ello utilizamos las ecuaciones 1 y 2.

$$\frac{Vel(100)}{Vel(10)} = \frac{\log(100/z_0)}{\log(10/z_0)} \quad (1)$$

$$Vel(90) = Vel(10) \frac{\log(90/z_0)}{\log(10/z_0)} \quad (2)$$

En un segundo paso, con la velocidad a 90 m y la densidad del aire (ρ) y la ecuación 2 obtenemos WPD (Manwell, McGowan, and Rogers 2010).

$$WPD = \frac{1}{2} \rho (Vel90)^3 \quad (3)$$

La otra variable de interés es CF que computa la cantidad de energía producida por una turbina eólica respecto a la que produciría funcionando siempre a potencia nominal (P_R). El CF es ampliamente utilizado para medir la carga promedio de cualquier planta de energía como son los parques eólicos (Barthelmie and Jensen 2010) o las plantas fotovoltaicas (Wang et al. 2017) entre otros. Se puede utilizar para comparar diferentes instalaciones entre sí o incluso diferentes tecnologías (Cheng and Yu 2013). Para calcular el CF de una turbina comercial, primero se ha normalizado la velocidad de viento (Vel) con la densidad de aire (ecuación 4) y a continuación se ha obtenido el CF con la ecuación 5 (Masters 2013). En esta estimación se utilizaron distintas turbinas de referencia, por ejemplo GE 1.5 MW $P_R = 1.5$ MW y $D = 82.5$ m (Masters 2013), pero los autores ya han demostrado la exactitud de la ecuación 5 para turbinas mayores y más altas como la mencionada anteriormente de 5 MW y 90 m (Ibarra-Berastegi et al. 2019; A. Ulazia et al. 2017; Alain Ulazia, Ibarra-Berastegi, et al. 2019; Alain Ulazia, Nafarrate, et al. 2019). Además, el término restante de esa ecuación que introduce las características de la turbina (P_R y D) son irrelevantes al calcular la diferencia absoluta de CF en porcentaje, es decir, sólo interviene la altura del buje.

$$Vel_n = Vel(\rho/\rho_0)^{1/3} \quad (4)$$

$$CF = 0.084 Vel_n - P_R/D^2 \quad (5)$$

donde P_R es la potencia nominal en kW de la turbina y D el diámetro en metros. Para obtener resultados mejores de WPD y CF y puesto que los datos de ERA5 y ERA20 disponen de las variables presión a nivel del mar, temperatura a 2 m y temperatura de rocío, se ha calculado la densidad de aire en cada punto de rejilla. Estos cálculos se han realizado con la librería de R *airthermo* (Sáenz et al. 2019) siguiendo la metodología utilizada en el artículo de Ibarra-Berastegi et al. (2019).

El reanálisis del siglo XX ERA20, es un reanálisis que asimila menos observaciones que los reanálisis instrumentales como es ERA5. Por tanto, el objetivo del ajuste es trasladar la información adicional que contiene ERA5 a ERA20. Para realizar esta calibración se ha utilizado la técnica de “quantile matching” que consiste en calcular por un lado los percentiles a corregir de ERA20 y por otro lado los percentiles de ERA5 durante los años en los que se dispone datos de ambos reanálisis (1979 - 2010). De esta forma el reanálisis con información más detallada sirve de base para corregir el más extenso obteniendo así el reanálisis resultante ERA20 ajustado (ERA20adj). Esta metodología ha sido seleccionada debido a que se trata de un método de ajuste o corrección de sesgo ampliamente utilizado para diferentes objetivos como es el ajuste y homogenización de series climáticas (Squintu et al. 2019) o el mismo que el de este estudio realizar la corrección de sesgo de un reanálisis del siglo XX con un reanálisis más moderno de 40 años de longitud pero con las variables de velocidad de viento (Bett, Thornton, and Clark 2017) y el recurso energético de las olas (Alain Ulazia et al. 2018).

Una vez obtenido ERA20adj se ha evaluado comparándolo con ERA20 y ERA5 en el periodo de solapamiento 1979 - 2010 de forma espacial. Para ello se han generado mapas de WPD y CF a partir de datos medios diarios. Todos los mapas incorporan el

valor medio de la variable que representan. También se han calculado mapas de sesgo tomando como referencia ERA5, es decir, se han calculado los mapas correspondientes a ERA5 – ERA20adj y ERA5 - ERA20. A estos mapas se les ha añadido el valor del sesgo medio. Para obtener resultados robustos, en cada punto de rejilla de estos mapas se ha comprobado si la variable en cuestión es diferente de cero con un nivel de confianza del 95 % mediante la técnica de “boostratp” y mostrando en los casos significativos la mediana de las distribuciones calculadas por “resampling”.

Una vez evaluados los datos ajustados, para analizar el periodo completo de 1900 - 2010 se han generado los mapas de WPD y CF. Además, para explorar la tendencia decadal se han calculado mapas que muestran en cada punto la pendiente de las tendencias decadales mediante el método Theil-Sen (Sen 1968; Theil 1950). Este método es mucho más estable que la regresión lineal simple, ya que calcula la media de las pendientes entre todos los posibles pares de puntos. Por ello, Theil-Sen logra evitar las distorsiones que puedan darse debido a los valores extremos, y permite obtener intervalos de confianza al 95 %. El cálculo de las tendencias decadales se ha realizado partiendo de los datos mensuales de las variables WPD y CF y con el objetivo de que no intervenga el ciclo estacional de esta variable, se han calculado las anomalías de todo el periodo (1900-2010) respecto a un periodo de referencia de 30 años (1981-2010).

3. RESULTADOS

3.1. Calibración ERA20 por ERA5

A continuación, se muestra la WPD media diaria para cada punto de rejilla y reanálisis para el periodo de solapamiento 1979-2010. Así como los mapas de sesgo entre las tres bases de datos (ERA5-ERA20adj, ERA5-ERA20adj, ERA20-ERA). En la parte de calibración solamente se muestran los resultados correspondientes a WPD, debido a que los resultados obtenidos con CF son muy parecidos.

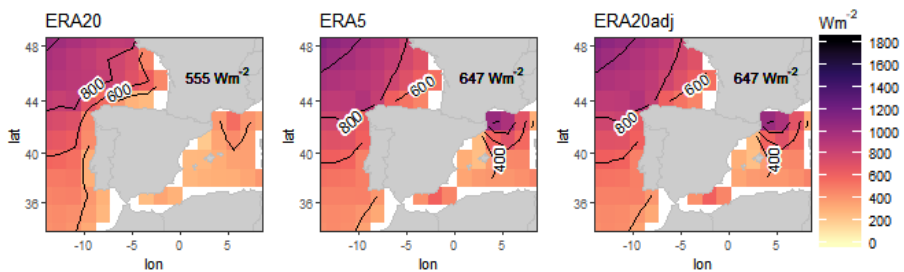


Fig. 1: Valores medios de WPD para ERA20, ERA5 y ERA20adj en el periodo 1979-2010, el valor numérico corresponde a la media areal de WPD.

En estos mapas podemos ver cómo el ERA20adj es casi igual a ERA5 (Figura 1) esto se ve reforzado por la Figura 2 donde se muestran sesgos significativamente diferentes de cero en todo el dominio. Para el caso ERA5 – ERA20 las diferencias de WPD

llegan a los 648 Wm^{-2} . Las mayores diferencias entre ERA5 y ERA20 se encuentran en los puntos más cerca de la costa y en el mar Mediterráneo. Estas zonas en ERA20 tienen peor resolución espacial que en ERA5. Corrigiendo ERA20 con ERA5 se ha conseguido que el resultado (ERA20adj), obtenga las intensidades WPD de ERA5, sobre todo en el mar Mediterráneo y el noroeste del dominio. En cambio, la correlación respecto de ERA5 de ERA20adj y ERA20 es muy parecida, esto es debido a que la técnica “quantile matching” se centra en adaptar los datos por percentiles. A partir de ahora los resultados que se muestran corresponden a los datos de ERA20adj.

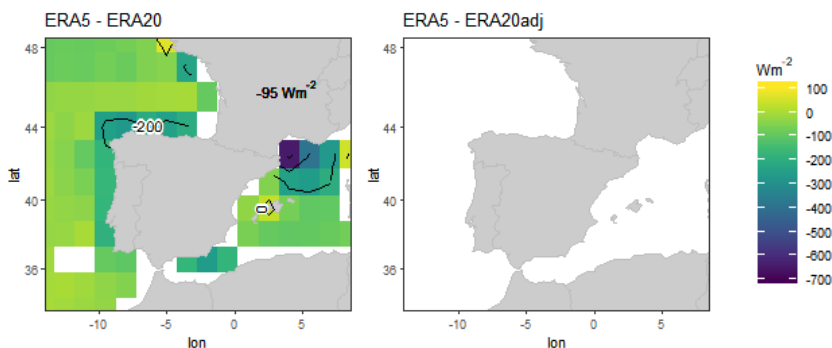


Fig. 2: Sesgo de la variable WPD tomando ERA5 como referencia y comparándolo con ERA20adj y ERA20. El valor numérico corresponde a la media areal de todos los sesgos.

3.2. Representación de mapas para el periodo 1900-2010

En la Figura 3 si nos centramos en el mapa de WPD podemos ver cómo hay zonas interesantes con altas intensidades, más de 600 Wm^{-2} . En concreto la zona Atlántica incluyendo en ella La Coruña y las costas francesas, además del Golfo de León en el Mar Mediterráneo. También hay que destacar la zona del Cabo de Gata que tiene una WPD medio de 590 Wm^{-2} . Las zonas de máxima intensidad coinciden con las de la variable CF, ya que los máximos con valores mayores a 0.55 se encuentran en la zona noroeste del dominio y el Golfo de León y también despunta un valor 0.43 correspondiente al Cabo de Gata.

En los siguientes mapas se muestran las pendientes de las rectas de regresión calculadas con el método robusto de Theil- Sen y pintados siempre y cuando sean diferentes de cero con un intervalo de confianza del 95 %, adecuando las tendencias mensuales obtenidas a tendencias decadales. Las tendencias decadales a lo largo del periodo, 1900-2009 se han definido 1900-1909, 1910-1919, ..., 2000-2009. La pendiente de la tendencia de WPD es positiva y significativa en todo el dominio de estudio (Figura 4), siendo las zonas más intensas la parte Atlántica y en Golfo de León y mucho menos intensas la zona de las Islas Baleares. El punto con mayor pendiente es el punto que se encuentra más al suroeste del dominio (14°W , 48.5°N) con una

pendiente de $27.03 \text{ Wm}^{-2}\text{decadal}^{-1}$. Cabe destacar también el punto del Golfo de León (5.5°E , 42.5°N), ya que muestra una pendiente alta de $23.81 \text{ Wm}^{-2}\text{decadal}^{-1}$. En concreto la pendiente media del dominio es $15.86 \text{ Wm}^{-2}\text{decada}^{-1}$, en las 11 décadas podría llegar a ser de 174 Wm^{-2} . Lo mismo ocurre con la tendencia en el caso de CF, es positiva y significativa en todo el dominio y con las zonas más intensas en el Atlántico y los mínimos alrededor de las Islas Baleares. La pendiente media del dominio es de CF es de 0.008 en 1 década, es decir, en las 11 décadas podría llegar a ser de 0.088, un 8.8 %.

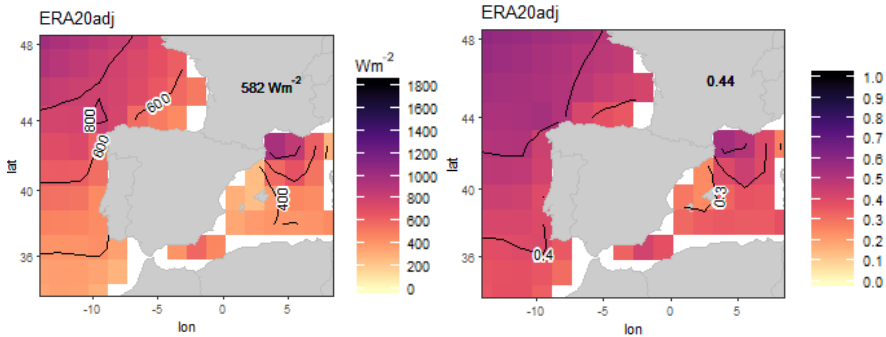


Fig. 3: Media diaria de ERA20adj de las variables WPD y CF en el periodo 1900 - 2010.

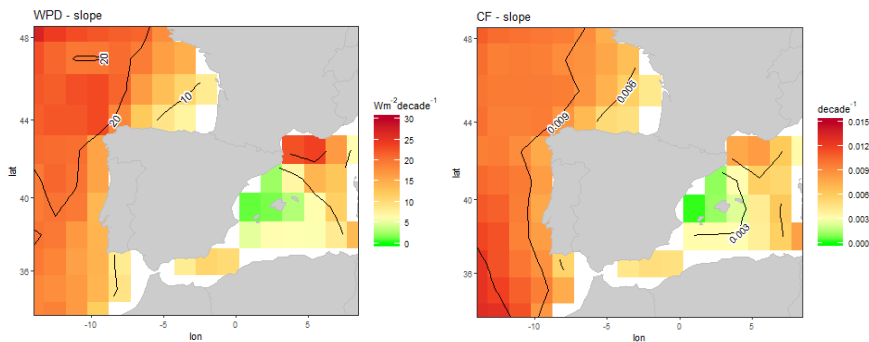


Fig. 4: Mapa con tendencias decadales de WPD y CF obtenidas para 1900-2010 utilizando anomalías mensuales calculadas con ERA20adj.

4. DISCUSIÓN

Los resultados de este estudio muestran tendencias positivas tanto de WPD como de CF al igual que los últimos artículos publicados que analizan la velocidad de viento “offshore” en el siglo XX (Meucci et al. 2020; Young and Ribal 2019). En ellos, no han encontrado regiones con tendencias significativas negativas para velocidad de viento medio, además indican que estos cambios son robustos debido a que se han producido en la forma de los PDFs.

En el periodo de solapamiento 1979 - 2010 de ERA20 y ERA5 (Figura 1) se ve que ERA20 infraestima ERA5. También en la Figura 2 donde se muestra el sesgo entre ambos reanálisis se aprecia que las mayores diferencias se encuentran sobre todo en los puntos más cercanos a la costa. En general, las zonas más cercanas a la costa cuentan con más variabilidad y con fenómenos locales que los modelos de relativamente baja resolución no son capaces de resolver de forma adecuada (Elsner 2019).

Una vez solventada la infraestimación de ERA20 obteniendo ERA20adj, teniendo en cuenta los datos de este último reanálisis el resultado medio obtenido en la PI para ambas variables de estudio en el periodo 1900 - 2010 a una altura de 90 m, es de WPD de 582 Wm^{-2} y CF de 0.44. Las zonas con mayor potencial eólico son la parte noreste del dominio y el Golfo de León con WPD y CF mayores a 600 Wm^{-2} y 0.55 respectivamente. Además, destaca la zona del Cabo de Gata con valores de 590 Wm^{-2} y 0.43.

Estos resultados van en línea con estudios anteriores que destacan las mismas zonas con mayor potencial eólico. En Campos et al. (2018) estudian los mares de Portugal con WRF destacando como zona de mayor intensidad el norte de Portugal cerca de la costa. De nuevo con WRF en Salvador et al. (2018) analizan la zona de Galicia, estableciendo la zona noroeste desde el Cabo de Finisterre hasta el Cabo de Ortegal como la zona con mayor WPD. También en las costas de Galicia y con WRF (Salvação and Guedes Soares 2018) destacan La Coruña con un CF medio de 35 - 44 %. Teniendo en cuenta que las diferencias entre ambos estudios son muchas, nosotros contamos con un CF 44 %, es un resultado que va en la misma dirección.

El Mar Mediterráneo también ha sido ampliamente analizado. En Ulazia et al. (A. Ulazia et al. 2017) señalan la zona del Golfo de León como una zona a destacar con un CF alto de 0.46 y lo comparan con el CF de una zona con CF menor como es Menorca, que cuenta con un CF medio de 0.3. En nuestro caso, con condiciones diferentes se han obtenido resultados en la misma línea, con un CF 0.59 para el Golfo de León y un CF 0.34 para la zona de Menorca. En Sukissian et al. (2017) a partir de datos de satélite también concluyen que el Golfo de León es un área candidata para parques eólicos y mencionan con un WPD alto la zona de Cabo de Gata.

Este artículo es la primera vez que se analiza en profundidad las tendencias y el comportamiento de WPD y CF en el siglo XX en la PI. En el periodo 1900 - 2010 el análisis de las tendencias decadales indica que son positivas y significativas para todo el dominio de estudio. Para WPD la media es de $15.86 \text{ Wm}^{-2}\text{década}^{-1}$ y del $0.008 \text{ década}^{-1}$ para el caso de CF. Los máximos, al igual que para las intensidades se han dado para la zona Atlántica y el Golfo de León.

AGRADECIMIENTOS

Esta publicación es parte del proyecto de I+D+i PID2020-116153RB-I00, financiado por MCIN/ AEI/10.13039/501100011033. Y también ha recibido fondos de la Universidad del País Vasco (UPV/EHU), en concreto, del proyecto GIU20/008.

REFERENCIAS

- Barthelmie, R. J., and L. E. Jensen. 2010. 'Evaluation of Wind Farm Efficiency and Wind Turbine Wakes at the Nysted Offshore Wind Farm'. *Wind Energy* 13(June): 573–86.
- Bett, Philip E., Hazel E. Thornton, and Robin T. Clark. 2017. 'Using the Twentieth Century Reanalysis to Assess Climate Variability for the European Wind Industry'. *Theoretical and Applied Climatology* 127(1–2): 61–80. <http://dx.doi.org/10.1007/s00704-015-1591-y>.
- Campos, R. M., and C. Guedes Soares. 2018. 'Spatial Distribution of Offshore Wind Statistics on the Coast of Portugal Using Regional Frequency Analysis'. *Renewable Energy* 123: 806–16.
- Cheng, Hong Ping, and Ming Ta Yu. 2013. 'Effect of the Transmission Configuration of Wind Farms on Their Capacity Factors'. *Energy Conversion and Management* 66: 326–35. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2012.12.011>.
- Elsner, Paul. 2019. 'Continental-Scale Assessment of the African Offshore Wind Energy Potential: Spatial Analysis of an under-Appreciated Renewable Energy Resource'. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 104(July 2018): 394–407. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.034>.
- Gobierno de España. 2020. 'Borrador Actualizado Del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030'. : 1–8. <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=236>.
- Hersbach, Hans. 2016. 'The ERA5 Atmospheric Reanalysis'. *AGU fall meeting abstracts*.
- Ibarra-Berastegi, Gabriel, Alain Ulazia, Jon Saéñz, and Santos José González-Rojí. 2019. 'Evaluation of Lebanon's Offshore-Wind-Energy Potential'. *Journal of Marine Science and Engineering* 7(10): 1–13.
- Jonkman, J., S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott. 2009. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States) *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*.
- Liu, Jiang-Long, Chao-Qun Ma, Yi-Shuai Ren, and Xin-Wei Zhao. 2020. 'Do Real Output and Renewable Energy Consumption BRICS Countries'. *Energies* 13(960).
- Manwell, J. F., J. G. McGowan, and A. L. Rogers. 2010. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. Wiley.
- Masters, G. M. 2013. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. John Wiley & Sons.
- Meucci, Alberto, Ian R. Young, Ole Johan Aarnes, and Øyvind Breivik. 2020. 'Comparison of Wind Speed and Wave Height Trends from Twentieth-Century Models and Satellite Altimeters'. *Journal of Climate* 33(2): 611–24.
- Murdock, H. E. et al. 2019. 8 Resources *Renewables 2019 Global Status Report*.
- Poli, Paul et al. 2016. 'ERA-20C: An Atmospheric Reanalysis of the Twentieth Century'. *Journal of Climate* 29(11): 4083–97.
- República Portuguesa. 2018. 'Plano Nacional Integrado Energia e Clima 2021-2030'. : 1–106.
- Rueda-Bayona, Juan Gabriel et al. 2019. 'Renewables Energies in Colombia and the Opportunity for the Offshore Wind Technology'. *Journal of Cleaner Production* 220: 529–43.

- Sáenz, Jon, Santos J. González-Rojí, Sheila Carreno-Madinabeitia, and Gabriel Ibarra-Berastegi. 2019. 'Analysis of Atmospheric Thermodynamics Using the R Package AiRthermo'. *Computers and Geosciences* 122: 113–19.
- Salvação, N., and C. Guedes Soares. 2018. 'Wind Resource Assessment Offshore the Atlantic Iberian Coast with the WRF Model'. *Energy* 145: 276–87.
- Salvador, Santiago, Xurxo Costoya, Francisco Javier Sanz-Larruga, and Luis Gimeno. 2018. 'Development of Offshore Wind Power: Contrasting Optimal Wind Sites with Legal Restrictions in Galicia, Spain'. *Energies* 11(4): 2011–20.
- Sen, Pranab Kumar. 1968. 'Estimates of the Regression Coefficient Based on Kendall's Tau'. *Journal of the American Statistical Association* 63: 1379–89. <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/01621459.1968.10480934>.
- Soukissian, Takvor, Flora Karathanasi, and Panagiotis Axaopoulos. 2017. 'Satellite-Based Offshore Wind Resource Assessment in the Mediterranean Sea'. *IEEE Journal of Oceanic Engineering* 42(1): 73–86.
- Squintu, Antonello A., Gerard van der Schrier, Yuri Brugnara, and Albert Klein Tank. 2019. 'Homogenization of Daily Temperature Series in the European Climate Assessment & Dataset'. *International Journal of Climatology* 39(3): 1243–61.
- Theil, Henri. 1950. *A Rank-Invariant Method of Linear and Polynomial Regression Analysis*. In: Proceedings of Koninklijke Nederlandse Akademie van Wetenschappen.
- Ulazia, A. et al. 2017. 'Using 3DVAR Data Assimilation to Measure Offshore Wind Energy Potential at Different Turbine Heights in the West Mediterranean'. *Applied Energy* 208.
- Ulazia, Alain et al. 2018. 'Historical Evolution of the Wave Resource and Energy Production off the Chilean Coast over the 20th Century'. *Energies* 11(9).
- Ulazia, Alain, Gabriel Ibarra-Berastegi, et al. 2019. 'Seasonal Correction of Offshore Wind Energy Potential Due to Air Density: Case of the Iberian Peninsula'. *Sustainability (Switzerland)* 11(13): 2014–16.
- Ulazia, Alain, Ander Nafarrate, et al. 2019. 'The Consequences of Air Density Variations over Northeastern Scotland for Offshore Wind Energy Potential'. *Energies* 12(13).
- Wang, Zhaohua, Yi Li, Ke Wang, and Zhimin Huang. 2017. 'Environment-Adjusted Operational Performance Evaluation of Solar Photovoltaic Power Plants: A Three Stage Efficiency Analysis'. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 76(December 2016): 1153–62.
- Young, Ian R., and Agustinus Ribal. 2019. 'Multiplatform Evaluation of Global Trends in Wind Speed and Wave Height'. *Science* 364(6440): 548–52.