

TRABAJO FIN DE GRADO

Análisis del potencial eólico offshore en el noroeste de la Península Ibérica durante la década 2008-2017.



Sandra Devesa Melón
Grado en Ciencias Ambientales

Julio 2018

Departamento de Física Aplicada

Faculta_de Ciencias

Universida_de Vigo

UniversidadeVigo

FacultadeCiencias

**Análisis del potencial eólico offshore en el
noroeste de la Península Ibérica durante
la década 2008-2017**

Trabajo Fin de Grado

Grado de Ciencias Ambientales

Sandra Devesa Melón

Dr. Ramón Gómez Gesteira, profesor titular del área de Física de la Tierra, del departamento de Física Aplicada, de la Universidad de Vigo y **Dr. Jorge Costoya Noguerol** investigador del área de Física de la Tierra, del departamento de Física Aplicada, de la Universidad de Vigo.

INFORMAN:

Que el trabajo titulado “**Análisis del potencial eólico offshore en el noroeste de la Península Ibérica durante la década 2008-2017**” presentado por **D.ª/D. Sandra Devesa Melón, con D.N.I.: 77462136E**, ha sido realizado bajo nuestra dirección en el departamento de Física Aplicada de la Universidad de Vigo, y autorizamos su presentación con **Trabajo de Fin de Grado del Grado de Ciencias Ambientales** al considerarlo apto para ser defendido.

Ourense, 28 de Junio de 2018



Dr. Ramón Gómez Gesteira

Dr. Jorge Costoya Noguerol

RESUMEN

La carrera por desarrollar nuevas alternativas a los combustibles fósiles para paliar los efectos del cambio climático se ha acelerado durante el siglo XXI. Una de las formas de energía renovable que más se ha desarrollado es la energía eólica, más concretamente, la energía eólica marina (*offshore*), objeto principal de este estudio. Teniendo en cuenta la importancia de esta alternativa renovable, el presente estudio analiza el aprovechamiento del recurso eólico marino a lo largo del noroeste de la Península Ibérica, con el fin de indagar la viabilidad de implantación de esta tecnología energética. Este análisis se llevará a cabo analizando el potencial eólico (también llamado densidad de potencial) que nos sirve para comparar diferentes áreas y conocer aquellas que presentan unos valores más altos.

Los datos utilizados para analizar el potencial eólico se obtuvieron de MeteoGalicia y se corresponden con simulaciones que ofrecen datos horarios realizadas con el modelo WRF para el período 2008-2018. Con el fin de conocer el grado de fiabilidad de estos datos de velocidad de viento se procedió a compararlos con los valores de velocidad de viento medidos en cuatro boyas ubicadas en el área de estudio. Un primer resultado es que los datos de MeteoGalicia sobreestiman los valores de velocidad de viento, ya que las frecuencias en las clases altas de viento son mayores, mientras que para los rangos bajos de velocidad las frecuencias son mayores en el caso de las boyas. Esta sobreestimación fue confirmada al comparar las medias de los vientos de las series de MeteoGalicia con las derivadas de las boyas y también al comparar los picos de las distribuciones de Weibull de dichas series. Por último, también se analizó el grado de solapamiento de las funciones de densidad de probabilidad y se obtuvieron valores por encima del 90% lo que quiere decir que la fiabilidad de los datos de viento de nuestra fuente, MeteoGalicia, es elevada.

Confirmada la fiabilidad de los datos utilizados, se analizó el potencial eólico en tres escalas temporales: anual, estacional y mensual. A continuación se muestran los principales resultados para cada una de estas escalas temporales:

- **ANUAL:** Se observó un gradiente noroeste-sureste que presenta potenciales eólicos más elevados a la zona más próxima a la plataforma continental al noroeste de Galicia. Con lo cual nos ayuda a intuir que es

justo en el Noroeste de la costa en donde el aprovechamiento del recurso será más favorable y el viento soplará con más intensidad.

- **ESTACIONAL:** De manera homogénea, volvemos a resaltar la importancia del potencial en las Rías Altas (1000-1500 W/m²), mucho mayor que en las Rías Baixas (500-1000 W/m²), siendo estos los potenciales más elevados obtenidos en la zona de estudio y teniendo relevancia en pleno invierno. Los valores más elevados son de nuevo conseguidos en la zona norte durante la época invernal, revelando el modelo un gradiente de viento con una tendencia noroeste-sureste en el otoño-invierno en contraste con la primavera-verano donde este patrón se invierte. Por primera vez en todo el análisis el sur de la zona (en concreto, el área más oceánica enfrente a las Rías Baixas), es en el período estival, el enclave óptimo para el aprovechamiento eólico con potenciales por encima de la media estimada en esa sección.
- **MENSUAL:** Del mismo modo que en las otras dos secciones, mensualmente el potencial de viento sigue dividiendo la zona de actuación del modelo en dos transeptos, dando lugar a una diferencia entre la zona más norte del área de estudio, con mayor carga eólica (con un máximo en el mes de febrero), y la mitad inferior sur, menos favorecida en cuanto a densidad de viento, obteniendo el valor mínimo anual en el mes de julio.

De acuerdo al IDAE (2011), la cifra mínima de potencial eólico aconsejada para la implantación de un parque eólico marino rentable es de 400 W/m². Aunque es necesario tener en cuenta otros factores más aparte del análisis del potencial, de acuerdo al presente estudio Galicia, parte de la costa asturiana y el norte de Portugal, son las zonas ricas en cuanto a recurso eólico ya que los valores anuales se encuentran por encima de ese valor. Los valores medios de potencial anual eólico obtenidos son de en torno a 700 W/m². Por tanto, la implantación de infraestructuras de rendimiento energético en la zona es completamente factible.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Energía Eólica.....	2
1.2 Zona de Estudio.....	6
1.3 Objetivos.....	10
2. BASE DE DATOS Y MÉTODOS	
2.1 Base de datos.....	12
2.2 Métodos.....	14
2.2.1 Cálculo del potencial eólico.....	14
2.2.2 Análisis de la fiabilidad de los datos.....	15
2.2.2.1 Distribución de Weibull.....	16
2.2.2.2 Test de Perkins.....	17
3. RESULTADOS.....	18
3.1 Análisis de la fiabilidad de datos de viento de Meteogalicia.....	18
3.1.1 Análisis de Weibull.....	18
3.1.2 Test de Perkins.....	20
3.2 Valores del potencial eólico.....	21
3.2.1 Anual.....	21
3.2.2 Estacional.....	22
3.2.3 Mensual.....	24
4. CONCLUSIONES.....	26
5. REFERENCIAS.....	27
ANEXO A.....	29
ANEXO B.....	30

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, la mayoría de energía producida a nivel mundial es a partir de energías no renovables (petróleo, gas natural y carbón), esto quiere decir que su suministro está acotado en un plazo temporal más bien corto en comparación a su explotación, generando además residuos no biodegradables y contaminantes como por ejemplo emisiones de CO₂ o la liberación de óxidos de azufre. Durante las últimas décadas, el uso de energías renovables ha ido en aumento, sin embargo, todavía representa una fracción pequeña si se compara con el uso de combustibles fósiles. Son energías libres de emisiones que nos ofrecen los mismos servicios que los combustibles fósiles pero de manera mucho más sostenible, limpia, sin producción de gases de efecto invernadero y sin contribuir al cambio climático. Además, a diferencia de las no renovables, son inagotables y sus costes de producción no varían en función de la capacidad de sus yacimientos, como es el caso de los combustibles fósiles. Por tanto, es de gran interés poner en valor las energías renovables frente a los combustibles fósiles para poder de alguna manera paliar los efectos negativos de las emisiones de gases de efecto invernadero sobre el clima y frenar de forma progresiva la liberación a la atmósfera de gases contaminantes y la generación de residuos difíciles de eliminar o imposibles de disipar.

A escala global, esta alternativa de desarrollo sostenible está escalando de manera progresiva, en parte gracias a un cúmulo de circunstancias como es el incremento del rendimiento de las tecnologías renovables, llegada de financiación mucho mayor que la recibida hasta el momento, seguridad energética, responsabilidad ambiental, despegue de la demanda y necesidad de avances tecnológicos más adaptados a la mecanización actual del sistema (Aguilera-Folgueiras, 2012). Todos estos factores favorecen que los países más desarrollados económicamente inviertan cada vez más dinero en la implantación de sistemas energéticos renovables. Un ejemplo de ello es que en 2015, en las cumbres mundiales de economía G7 y G20, se introdujeron promesas de impulsar el acercamiento a las renovables y progresar en lo que a sostenibilidad se refiere, al mismo tiempo que se tomaron medidas para acogerse al objetivo dedicado al Desarrollo Sostenible (SDG 7). De manera complementaria, en la COP21 celebrada en París, Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático (UNFCCC),

también se pusieron en marcha una serie de propuestas para la implantación y el impulso de las renovables con la finalidad de paliar los efectos del cambio climático de acuerdo a las resoluciones del quinto informe del Panel Intergubernamental Contra el Cambio Climático (IPCC, 2014), en el cual no ve de gran ayuda los métodos aplicados por los gobiernos hasta el momento en materia de reducción de emisiones y sugiere la imposición de un número más elevado de fuentes de energía renovables para sustituir de manera gradual a las fuentes basadas en el carbón. Fue en este mismo evento, la COP21, donde 195 países llegaron a un acuerdo de restricción del calentamiento global en 2°C desde la época pre-industrial, a través de la toma de relevo de las energías de procedencia natural y limpia frente a las de procedencia no renovables. (Robbins, 2016).

1.1. ENERGÍA EÓLICA

Para poder llevar a cabo los compromisos adquiridos en cuanto a reducción de emisiones de CO₂ se refiere, es necesaria la puesta en marcha de las propuestas mencionadas anteriormente. En este estudio nos centraremos en la energía eólica. Esta energía se basa en las diferencias de presiones existentes en la superficie terrestre, que generan movimientos de corrientes de aire, dando lugar a lo que conocemos comúnmente por viento. Su aprovechamiento se lleva a cabo en zonas dedicadas a la explotación de este recurso, denominados parques eólicos, los cuales pueden ser en tierra (*onshore*) o en enclaves costeros (*offshore*) ubicados sobre la superficie marina. El funcionamiento de estas estructuras de aprovechamiento se basa más que nada en la velocidad de la masa de aire que atraviesa la superficie de una turbina en un lapso de tiempo determinado. Esta energía cinética es transformada en energía de rotación y posteriormente trasladada a la red. Todo este proceso está basado en la dinámica que atrapa la energía producida por el viento a través de una estructura llamada hélice, que convierte dicha energía en energía cinética de rotación transfiriéndola a un aerogenerador, compuesto por los siguientes elementos: góndola, palas del rotor, buje, eje de baja velocidad, multiplicador, eje de alta velocidad con su freno mecánico, generador eléctrico, mecanismo de orientación, controlador electrónico, sistema hidráulico, la unidad de refrigeración, torre, anemómetro y la veleta. El viento que pasa por el tubo de corriente y llega al rotor, transfiere parte de la energía que posee al rotor, disminuyendo de esta manera la velocidad que tenía inicialmente, lo que produce una variación de presiones entre la superficie del aerogenerador y el rotor, que es justo lo

que le concede la propiedad de movimiento a las palas del rotor (principal componente de la hélice), para producir energía. En función de la superficie, el material, el tamaño de aspas, de rotor de los aerogeneradores e incluso de la marca del fabricante, esta transformación de la velocidad del viento en energía variará. Por lo tanto para obtener un potencial aproximado de lo que puede llegar a generar el rotor al procesar esa velocidad de llegada, se calcula previamente lo que se suele venir llamando de forma común potencial eólico, que viene determinado por la fórmula genérica:

$$P = \left(\frac{1}{2}\rho Av^3\right) C_p$$

Dónde:

ρ es la densidad del viento.

A es el área de la estructura de aprovechamiento.

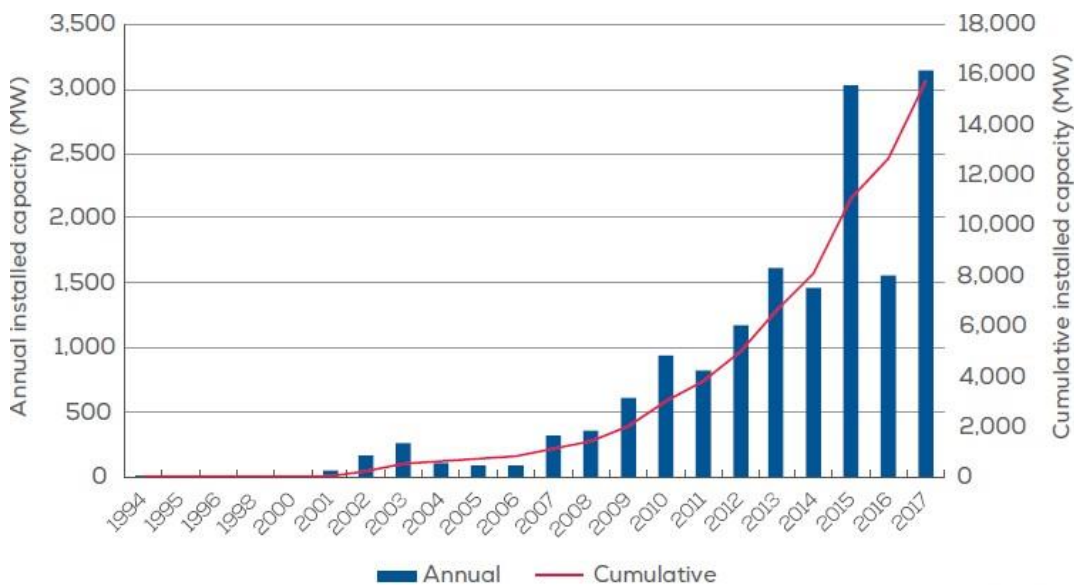
v es la velocidad del viento.

C_p es el coeficiente de potencia, que depende de cada turbina.

Cabe destacar que la capacidad de captación de energía cinética para el posterior procesamiento de la misma a rotacional por estas estructuras generadoras conectadas a la red eléctrica es limitada, ya que tienen un rango de operatividad limitado. Esta franja de trabajo está limitada en función de la estructura del aerogenerador, normalmente estos se programan para comenzar su funcionamiento en torno a los 3-5 m/s, y para parar a velocidades de 25 m/s. Esto se debe a que por debajo de las velocidades de conexión la infraestructura no produce energía suficiente para girar las palas del rotor y generar energía eléctrica. Mientras que se establece una velocidad máxima de funcionamiento para evitar posibles daños estructurales derivados de una velocidad de viento demasiado fuerte.

La energía *onshore* es la más empleada hasta el momento en cuanto a aprovechamiento del recurso eólico. Esta ha incrementado su actividad y producción a lo largo de los años. En Europa, se instalaron sólo en el año pasado (2017) un total de 16,8 GW. Alemania es el país de la Unión Europea que posee un número más elevado de parques eólicos instalados. En segundo lugar se encuentra España, seguida de Reino Unido y Francia. En el 2017, en la UE existían 168,7 GW de energía eólica instalada de los cuales 153 GW son en tierra y 15,8 GW corresponden a energía eólica offshore. Por tanto, existe una gran diferencia entre la cantidad de recurso eólico explotada sobre el mar respecto a la explotada en tierra. Todo ello a pesar de que en la última década la producción de energía eólica a cargo de aerogeneradores sobre el mar se ha incrementado exponencialmente, tal y como se puede apreciar en la Figura 1.1. Esta figura muestra como se ha ido incrementando la capacidad total instalada en Europa desde mediados de los años 90. Cabe destacar que el año 2017 ha sido el año en el que se han instalado un mayor número de parques eólicos, sobrepasando la cifra de 3 GB. Teniendo en cuenta este incremento, se espera que en los próximos años siga creciendo el número de parques eólicos sobre el mar en Europa. Además, otras potencias económicas a nivel mundial, como por ejemplo China, están llevando a cabo un rápido desarrollo de esta fuente de energía eólica (GWEC, 2017).

El crecimiento y desarrollo que ha experimentado la energía eólica offshore en la última década en Europa, pasando de unos 250 MW instalados en 2007 a casi 16GB en 2017 no ha sido homogéneo en todos los países (Tabla 1.1). Reino Unido (6835 MW) y Alemania (5355 MW) son los países con una mayor capacidad instalada, no solo en Europa sino que también ocupan el liderazgo a nivel mundial. Por detrás vienen países como Dinamarca (1271 MW), Holanda (1118 MW), Bélgica (712 MW) o Suecia (202 MW). En España, que como dijimos anteriormente es de los mayores productores de energía eólica *onshore*, todavía no se ha desarrollado la energía *offshore*. Así, como podemos observar en la Tabla 1.1, solo se ha instalado un enclave de este tipo en el país encontrándose este fuera de la Península Ibérica, en las Islas Canarias.



Source: WindEurope

Figura 1.1. Nueva capacidad instalada (MW) en cada año (barras azules) y capacidad acumulada instalada total en Europa (línea roja). (Fuente: WindEurope).

Tabla 1.1 Número de parques offshore conectados a la red, número de turbinas conectadas y número de MW conectados a la red a finales del 2017 por país. (Fuente: WindEurope)

País	Número de Parques	Número de Turbinas Instaladas	Capacidad Instalada (MW)
UK	31	1753	6835
ALEMANIA	23	1169	5355
DINAMARCA	12	506	1266
HOLANDA	7	365	1118
BÉLGICA	6	232	877
SUECIA	5	86	202
FINLANDIA	3	28	92
IRLANDA	2	7	25
ESPAÑA	1	1	5
NORUEGA	1	1	2
FRANCIA	1	1	2
TOTAL	92	4149	15780

El notable incremento de la energía *offshore*, especialmente en el norte de Europa, se ve favorecido por una serie de ventajas que presenta la energía eólica *offshore* en relación a la *onshore*. La principal ventaja es que las velocidades de viento sobre el mar son en promedio más altas y más estables que en tierra. Normalmente se estima que es un 20% más alta sobre el mar, por lo que teniendo en cuenta que la energía disponible en el viento depende del cubo de la velocidad del viento, las variaciones en términos de producción de energía serán aún más elevadas. En relación a la estabilidad, lo que se ha observado es que los periodos de calmas son menos frecuentes y duraderos sobre el mar. Además, debido a la menor rugosidad superficial de la superficie del mar, las variaciones verticales de velocidad son menores, por lo que se pueden emplear torres de menor tamaño. Finalmente, en países densamente poblados, como pueden ser Holanda o Dinamarca, los emplazamientos terrestres disponibles para energía eólica son escasos, por lo que se hace necesaria buscar alternativas de producción eólica como la *offshore*.

1.2 ZONA DE ESTUDIO

En el presente estudio se hará hincapié en el análisis del recurso de potencialidad eólica sobre el mar en la zona Noroeste de la Península Ibérica, es decir, abarcará principalmente la comunidad autónoma de Galicia, pero también las zonas costeras limítrofes: norte de Portugal y la comunidad autónoma de Asturias. La figura 1.2 muestra los límites de la zona que englobará este estudio. Además, muestra la localización de las boyas de las que se tomaron datos *in-situ* para desarrollar el estudio (puntos blancos en figura 1.2). La elección de este enclave no ha sido al azar, puesto que el noroeste de la Península Ibérica es una de las zonas que de acuerdo a diferentes estudios muestra una mayor potencialidad para albergar parques eólicos offshore dentro de la Península Ibérica. Básicamente, porque estudios previos (e.j: IDAE, 2011) donde se analizan patrones de viento se ha visto que las velocidades medias de viento sobre el mar en esta zona están por encima de la media si se compara con cualquier otra zona costera de la Península Ibérica. De acuerdo a la información presentada en IDAE (2011) se estima la potencialidad teórica en distintos lugares del país, entre ellos Galicia, que con las herramientas existentes a nivel tecnológico obtiene un dato de 250 W/m^2 media anual. Los valores revelados en este informe expresan una distribución de carácter eólico por encima de esta media, más de la mitad de la superficie gallega presenta

potenciales de viento que duplican la media española en un 47,86%. Además realizada una primera selección de este rango de datos recabados, se siguen adquiriendo valores muy superiores a la media española. Por lo tanto, la elección de esta zona como foco potencial de energía offshore parece, a priori, muy acertada. Además, estudios que han analizado las variaciones futuras de viento a través de proyecciones futuras realizadas con simulaciones numéricas (e.j: Santos et al., 2018) han observado que la región noroeste de la Península Ibérica, especialmente Galicia, es la única zona sobre el mar donde está previsto un incremento de las velocidades de viento, por lo que la viabilidad de este recurso en el área de estudio se verá mejorada si se compara con el resto de la Península Ibérica, donde está previsto un descenso.

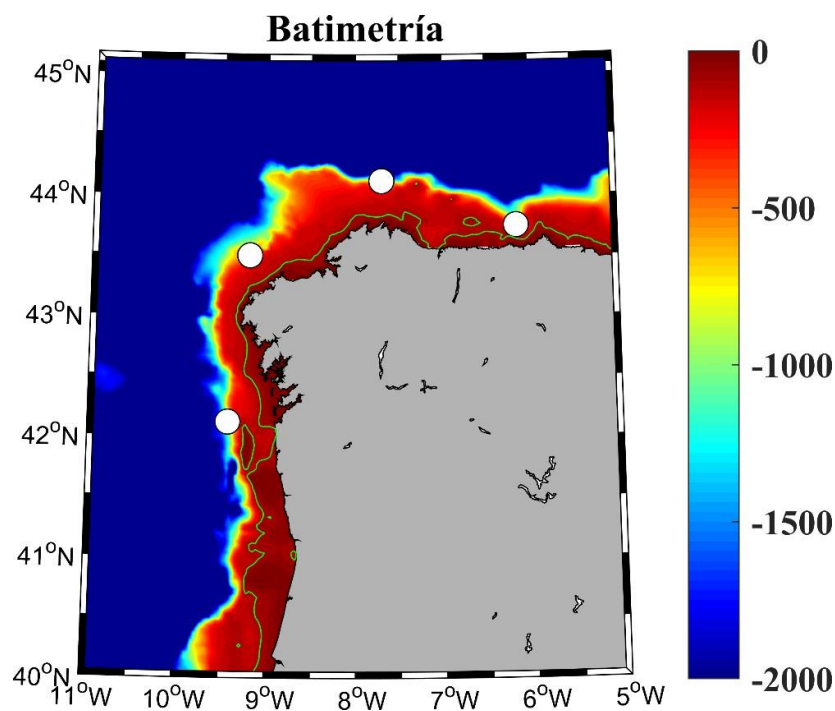


Figura 1.2. Batimetría de la zona de estudio (m). Los puntos blancos indican la localización de las 4 boyas utilizadas en este estudio, de este a oeste: Cabo Peñas, Estaca de Bares, Vilano-Sisargas y Cabo Silleiro. La línea verde indica la isobata de 100 m.

Pese a estas evidencias de la riqueza eólica del litoral gallego y sus áreas limítrofes, la implantación de parques offshore o plataformas experimentales aún está por desarrollarse, aunque ya hay evidencias de que este sector tendrá continuidad en un

futuro cercano puesto que a escasos 60 km de la costa gallega, en el país vecino, Portugal ha creado un proyecto para el aprovechamiento y funcionamiento de un posible parque en las costas portuguesas. Este hecho da esperanzas al futuro eólico marino gallego. Este parque, que ya ha sido aprobado, y que se prevé que entre en producción en 2019 se ubica enfrente a Viana do Castelo. Antes de iniciar las obras para la construcción de este parque se han estado realizando una serie de pruebas con una estructura flotante (Figura 1.3) en Aguçadoura, área ubicada algo más al sur de Viana do Castelo. Este proyecto piloto se probó durante cuatro años y se concluyó que la tecnología del prototipo era adecuada para la instalación de un parque eólico mayor. Por lo que, en 2019, se llevará a cabo la puesta a punto del primer parque offshore de la Península Ibérica a 18 km de Viana do Castelo con una capacidad de 25 MW. Este nuevo parque ocupará una superficie de alrededor de 11 km² y se estima que será instalado en una zona con profundidades de 100 metros. Información más detallada en relación a este futuro parque se puede encontrar en el siguiente enlace: [https://www.4coffshore.com/windfarms/windfloat-atlantic-\(wfa\)-portugal-pt03.html](https://www.4coffshore.com/windfarms/windfloat-atlantic-(wfa)-portugal-pt03.html).



Figura 1.3. Prototipo de aerogenerador offshore instalado enfrente de Aguçadoura.
Fuente: commons.wikimedia.org

En este punto, es necesario destacar que nuestra zona de estudio presenta una serie de hándicaps a la hora de introducir este tipo de proyectos:

1. Como se puede observar en la Figura 1.2 la plataforma continental se caracteriza por ser relativamente estrecha si se compara con otras áreas de Europa como puede ser la costa del Reino Unido o el Mar del Norte. Este hecho condiciona la instalación de las estructuras para el aprovechamiento eólico *offshore*. Sin embargo, es importante destacar que los avances tecnológicos están logrando que las profundidades a las que se están instalando las turbinas cada vez sea mayor. Además, ya existen proyectos de parques eólicos flotantes que se han puesto en funcionamiento con éxito, como por ejemplo el proyecto conocido como “*Hywind Scotland*” en las costas escocesas.
2. En las aguas costeras conviven diferentes intereses, por lo que es necesario establecer un marco legislativo claro que establezca de forma clara que zonas serían aptas para la instalación de turbinas eólicas. Así, por ejemplo, es necesario destacar que la mayor parte de la costa gallega se encuentra bajo alguna figura de protección perteneciente a la Red Natura 2000. Otro contratiempo son las peticiones requeridas para poseer una acreditación para obrar en la zona, la conexión de la energía producida en los parques y la red eléctrica y también la explotación económica de la zona por parte de la flota pesquera. En este campo, diferentes estudios también han analizado la posible convivencia de los diferentes intereses en la costa gallega (e.g: Castro-Santos, 2016; Salvador *et al.*, 2018) por lo que se espera una legislación más clara en un futuro próximo.

A la hora de analizar el potencial eólico en una zona tan extensa como la que se presenta en este estudio, no es posible hacerlo a través de medidas *in-situ*, como pueden ser los valores obtenidos a través del monitoreo de las campañas de toma de muestras de potencial a bordo de buques, o lo más habitual, los datos de boyas o balizas situadas en el área de investigación. La recopilación de estos datos *in-situ* conlleva unos gastos económicos importantes, además del tiempo necesario para poder recogerlos, es por ello que la disponibilidad de datos *in-situ* suele ser escasa y normalmente no dejan de ser referencias puntuales y muy limitadas tanto temporal como espacialmente lo cual no es útil para analizar el recurso eólico en una zona extensa, como es el caso de este estudio, ya que no es posible abarcar una zona tan grande con medidas *in-situ* durante un período prolongado de tiempo como se pretende en este estudio.

Para paliar este hándicap, se suele recurrir como método más frecuente, a la simulación numérica con modelos atmosféricos. Estas herramientas permiten manipular una gran cantidad de datos y llevar a cabo cálculos avanzados con una resolución espacial detallada. Estos modelos atmosféricos, empleando diferentes parametrizaciones físicas y matemáticas permiten simular el comportamiento de la atmósfera y realizar entre otras cosas predicciones meteorológicas. El principal problema que presentan es el gran coste computacional que estas operaciones requieren, aunque el desarrollo de cada vez mejores supercomputadores facilita que las simulaciones sean cada vez más detalladas y precisas.

Por tanto, una combinación entre el uso de los modelos numéricos para simular las velocidades de viento y la comparación con los resultados medidos a través de estaciones meteorológicas, buques oceanográficos o boyas instaladas en el mar es la mejor solución para poder analizar una zona de estudio como la que se presenta en este estudio.

1.3 OBJETIVOS

El empleo de la energía eólica marina está siendo en la actualidad una de las áreas de desarrollo sostenible en cuanto a energías limpias se refiere. Por lo tanto, cabe esperar que previamente a iniciar cualquier tipo de inversión económica en la creación de infraestructuras y avance tecnológico en lo que a su explotación se refiere, será de gran utilidad conocer las características meteorológicas de los lugares más ricos en este recurso.

Por lo tanto, el objetivo principal de este trabajo es el análisis de la disponibilidad del recurso eólico en el noroeste de la Península Ibérica con el propósito de conocer que zonas son las que presentan unos valores más altos. En este punto es importante destacar que el análisis de la densidad de potencial eólico tiene como único objetivo el de comparar unas áreas con otras para conocer cuáles son las que presentan unas mejores características. Es por ello que en este estudio no se tendrán en cuenta aspectos técnicos como pudiera ser la elección de un tipo de turbina o de una estructura fija o flotante, ya que como se comentó previamente estos son aspectos que se encuentran en

continuo desarrollo y que pueden hacer viable en un futuro lo que hoy técnicamente no se puede lograr.

Otro de los objetivos de este estudio, es además de analizar espacialmente el potencial eólico, realizar también un análisis temporal con el objetivo de conocer en que épocas del año el recurso será mayor y en cuáles menores, ya que este también es un aspecto muy importante que se debe tener en cuenta desde el punto de vista del abastecimiento energético. Se llevará a cabo el análisis del potencial eólico en tres escalas temporales diferentes: anual, estacional y mensual.

Como se dijo anteriormente, para poder analizar con garantías nuestra área de estudio es necesario conocer el grado de fiabilidad de los datos obtenidos a través de simulaciones numéricas. Por ello, un objetivo inicial será el de analizar la fiabilidad de los datos que se utilizarán para calcular el potencial eólico, datos de viento provenientes de MeteoGalicia y generados mediante el modelo atmosférico WRF (*“Weather Research and Forecasting”*). Se establecerá una comparación entre estos datos y los datos in-situ provenientes de boyas mantenidas por Puertos del Estado para cuatro puntos de la zona de estudio.

2. BASES DE DATOS Y MÉTODOS:

2.1 BASES DE DATOS

Para poder llevar a cabo este estudio, se han empleado datos de módulo de viento (m/s) con el objetivo de calcular el potencial eólico en el área litoral del noroeste de la Península Ibérica. Estos datos se obtuvieron de dos bases. Por un lado, datos de velocidad del viento de la Agencia de Meteorología de Galicia (MeteoGalicia) y, de manera complementaria, datos de velocidad de viento *in-situ* de varias boyas que dependen de Puertos del Estado.

Los archivos diarios facilitados por MeteoGalicia, se tomaron del Servidor THREDDS (Servidor de Datos Distribuidos Ambientales Temáticos en Tiempo Real) de MeteoGalicia (<http://mandeo.meteogalicia.gal/thredds/catalog.html>). Concretamente, se usaron los datos de velocidad del viento derivados del modelo de Pronóstico e Investigación Meteorológica (WRF, *Weather Research and Forecasting Model*). WRF es un modelo atmosférico desarrollado con la pretensión de contribuir a la mejora de la predicción atmosférica, para ello emplea un sistema de cálculo numérico para simulación atmosférica. Su desarrollo depende principalmente del Centro Nacional para la Investigación Atmosférica (NCAR) y el Centro Nacional para Predicción Medioambiental (NCEP) de EEUU. Los datos que se utilizarán en el presente estudio fueron generados con el núcleo ARW (*Advanced Research*). Como condiciones iniciales a la hora de correr el modelo, MeteoGalicia emplea como condiciones de contorno las condiciones del modelo global GFS (*Global Forecast System*).

Estos datos de viento de MeteoGalicia derivados del modelo WRF cuentan con una resolución espacial de 4 km, por tanto, se adecúan bien al objetivo principal de este trabajo, analizar con el mayor detalle posible la densidad de potencial en el noroeste de la Península Ibérica. Además, la resolución temporal es horaria, es decir, 24 valores por hora. Debido a la resolución temporal que posee este modelo, hemos promediado los valores horarios a diarios, ya que los valores diarios son suficientes para realizar los diferentes pasos que abarca este trabajo. Los datos de viento derivados del modelo están

disponibles desde el año 2008 hasta la actualidad y están referenciados a una altura de 10 metros.

En cuanto a los datos de viento solicitados a Puertos del Estado. Se consideraron las cuatro boyas (puntos blancos en figura 1.2) que se encuentran en la zona que abarcan los datos de MeteoGalicia: Vilano-Sisargas, Estaca de Bares, cabo Peñas y cabo Silleiro. La localización de cada una de ellas se puede consultar en la Tabla 2.1.1. Es importante señalar que estas boyas realizan las mediciones de viento a una altura de 3 metros.

Tabla 2.1.1. Localización (coordenadas decimales) de las boyas de Puertos del Estado.

Boya	Latitud	Longitud
CABO PEÑAS	43,75 ° N	-6,16 ° E
ESTACA DE BARES	44,12 ° N	-7,7 ° E
VILANO-SISARGAS	43,5 ° N	-9,2 ° E
SILLEIRO	42,12 ° N	-9,43 ° E

El manejo de los datos empleados en el presente trabajo se ha procesado con el lenguaje de programación MATLAB, que es un potente instrumento de software numérico creado para la computación técnica. Su software facilita la obtención y tratamiento de operaciones matemáticas, simulación, análisis y procesamiento de datos, observación y representación de gráficas que contribuyen a la aclaración de problemas de índole científico. El uso de MATLAB en este trabajo es clave en la recopilación de datos, el tratamiento y la representación de los mismos, ya que los gráficos que incorpora esclarecen la observación de los datos y la adquisición de asesoramiento a partir de ellos. En los Anexos A y B, se muestran dos ejemplos de parte del código desarrollado en MATLAB para el tratamiento de los datos.

2.2 MÉTODOS

Se puso en marcha una serie de herramientas que han facilitado el manejo y control de datos obtenidos de las fuentes citadas anteriormente. Estas herramientas son básicamente diferentes métodos de estudios matemáticos que mediante cálculos numéricos y representaciones gráficas de los mismos nos aportan claridad sobre el potencial eólico y su posible aprovechamiento en el litoral, asegurando además un porcentaje razonable en la veracidad de los mismos.

2.2.1 CÁLCULO DEL POTENCIAL EÓLICO

Con el fin de caracterizar el recurso eólico a lo largo del área noroeste de la Península Ibérica, a partir de los datos de viento de MeteoGalicia se calculó la densidad de potencia del viento (WPD por sus siglas en inglés), en W/m^2 . Este parámetro indica la cantidad de energía disponible en un sitio específico para ser convertida por una turbina eólica. Por lo tanto, este método es el idóneo para comparar el potencial de energía eólica en varios lugares utilizando datos promedios de la velocidad del viento (Akdağ y Dinler, 2009).

La cantidad de energía que puede producir una turbina eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento. El cálculo de la densidad de potencial se realizó siguiendo la siguiente fórmula:

$$WPD = \frac{1}{2} \rho v^3$$

Dónde:

- ρ representa la densidad del aire, que tiene un valor de 1225 kg/m^3 a nivel del mar y a 15°C .
- v representa la velocidad del viento (m/s).

Para calcular WPD es necesario extrapolar los datos de velocidad del viento, teniendo en cuenta adicionalmente, que los datos de las boyas que hemos utilizado en el estudio han sido medidos a 3 metros de altura mientras que las cifras proporcionadas por el

modelo se encuentran a 10 metros. La extrapolación se realizará a 120 m, altura típica de las turbinas eólicas marinas (Swart *et al.*, 2009). Asumiendo una atmósfera con estabilidad neutral, es posible llevar a cabo la extrapolación de datos de viento usando la expresión de perfil de viento logarítmico (Yamada y Mellor, 1975):

$$u_z = u_{zm} \ln\left(\frac{h}{z_0}\right) / \ln\left(\frac{h_m}{z_0}\right)$$

Dónde

- u_{zm} es la velocidad del viento cerca de la superficie (m/s) a h_m que es la altura (m) a la que se mide el viento cercano a la superficie (10 m en los datos derivados del modelo y 3 m en el caso de las boyas).
- u_z es la velocidad media del viento (m/s) a la altura extrapolada (h) (120 m en este caso).
- z_0 es la longitud de rugosidad local (se considera un valor de $1,52 \times 10^{-4}$ m sobre la superficie del océano (Peixoto y Oort, 1992).

2.2.2 ANÁLISIS DE LA FIABILIDAD DE LOS DATOS

Una vez recopilados los datos de viento de las dos bases de datos en nuestra zona de estudio, a través de las diversas fuentes citadas en puntos anteriores, procedemos a comparar ambas bases de datos entre sí. El objetivo de este paso es conocer el grado de fiabilidad de los datos obtenidos de MeteoGalicia comparándolos con las mediciones reales de las boyas dependientes de Puertos del Estado. Esta equiparación se elabora tomando el pixel de la primera fuente, es decir los datos derivados del modelo WRF de MeteoGalicia, más próximo a los valores de la segunda fuente, cada una de las boyas de Puertos del Estado. Para llevar a cabo esta comparación se tomaron las series de valores horarios de las boyas y del pixel más próximo en el modelo para el período 2008-2017, que es el común en ambas bases de datos. Se aplicaron dos análisis que explicaremos a continuación en detalle: Distribución de Weibull y test de Perkins o solapamiento.

De manera complementaria, se llevaron a cabo otras medidas que dan idea del grado de similitud entre las series de ambas fuentes. Así, se calculó la diferencia en las medias

para todo el periodo y también se comparan los picos de las curvas de viento obtenidas, que no es más que cada uno de los valores más alto alcanzado en la curva de distribución de Weibull.

2.2.2.1 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

Para cumplir el objetivo de caracterización de la velocidad del viento empleamos la distribución de Weibull, ya que diferentes análisis han demostrado que esta distribución es la que mejor se adecúa a las series de viento (Hennessey, 1977; Monahan, 2006; Morgan *et al.*, 2011). Esta distribución se basa en el cálculo de la distribución de frecuencia de cada rango de velocidad del viento para un lapso de tiempo concreto. La curva de distribución de Weibull, se representa en base a dos parámetros, el de escala (describe la altura de la curva) y el de forma (describe la pendiente de la curva), de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$p(U) = (k/c)(U/c^{k-1})\exp[-(U/c)^k]$$

Donde los parámetros k y c indican el parámetro de forma y escala, respectivamente, y U representa cada una de las clases de valores de viento, que en este caso van de 0 a 25 m/s con intervalos de 0,1 m/s. Así se obtiene la frecuencia para cada uno de los rangos de viento, es decir, el número de veces que se repite cada valor.

La elección de la distribución de Weibull nos aporta información de toda la serie de datos, lo cual nos será útil a posteriori para saber más sobre la fuente de energía eólica. El valor de velocidad media en solitario no aporta toda la información necesaria para un buen conocimiento del patrón de vientos en una zona. Así, la distribución de Weibull otorga información de que frecuencia es la más repetida, lo que también se comparará para obtener una mayor información de toda la serie de datos.

2.2.2.2 TEST DE PERKINS

Para llevar a cabo este test aplicamos la metodología descrita en Perkins *et al.*, (2007). Básicamente estos autores comparan los valores modelados con valores *in-situ* aplicando un test de solapamiento de ambas series para cada rango de valores de viento. Esto aporta una visión más amplia de la distribución de datos y su consiguiente confrontación, discrepando de la metodología clásica, que analiza la precisión de los métodos climáticos en base a medias y desviaciones estándar. En efecto, una correcta reproducción de la media no es indicativa de que las propiedades más destacables de la agrupación de valores se retengan ventajosamente a través de las diversas metodologías aplicadas. Consecuentemente para evitar estas desviaciones o fallos continuos representativos a escala diaria se emplea lo descrito en Perkins *et al.*, (2007). A lo largo del presente trabajo nos referiremos a este test como test de Perkins o test de solapamiento. A grandes rasgos, lo que haremos con este test es comparar el grado de solapamiento de los valores diarios de ambas series, para cada boya, en diferentes rangos de distribución de valores (función de densidad de probabilidad). Dicho rango, no es más que la agrupación de los datos obtenidos de la comparación de los pixeles de ambas fuentes de información en intervalos de 1 m/s entre los 0 y los 25 m/s, por lo que se tendrán 25 rangos de distribución. Acto seguido, se procede de la siguiente manera:

Inicialmente se toma dentro de cada uno de los 25 rangos el valor más bajo de frecuencia, ya sea el de la boya o el de los datos derivados del modelo WRF.

Una vez tenemos esos 25 valores más pequeños destacados de cada rango, los sumamos.

Seguidamente los multiplicamos por 100 para obtener el % deseado. En función de esta cifra, sabremos el grado de similitud entre nuestros valores y los valores observados, siendo más parecidos estos cuanto más cerca se encuentren del 100%.

3. RESULTADOS

3.1 ANÁLISIS DE LA FIABILIDAD DE LOS DATOS DE VIENTO DE METEOGALICIA

Con el objetivo de conocer el grado de fiabilidad de las salidas de datos de viento del modelo WRF utilizado por MeteoGalicia, se analizaron las distribuciones de Weibull y el Test de Perkins. Para ello se tomaron datos de las cuatro boyas dependientes de Puertos del Estado que se mencionaron en el punto anterior y se tomó el punto del modelo más próximo a cada una de las boyas para comparar ambas series.

3.1.1 ANÁLISIS DE WEIBULL

En la figura 3.1 se representan las curvas de Weibull para cada una de las cuatro boyas y también la curva del punto de viento proporcionado por los datos derivados de MeteoGalicia más próximo a cada una de las boyas. Los gráficos obtenidos para cada boya nos revelan, que el modelo sobreestima el potencial eólico con respecto a la realidad. Así, vemos que las frecuencias más bajas para los datos de las boyas son más altos, mientras que a partir de los 10 m/s aproximadamente para los cuatro casos las frecuencias son más altas en el caso de los datos obtenidos del modelo.

Con el objetivo de cuantificar las diferencias entre los datos obtenidos del modelado y las boyas se calcularon las diferencias para los picos de las curvas de Weibull y complementariamente también se calcularon la diferencia de las medias de viento (Tabla 3.1), dichas diferencias fueron calculadas como la diferencia del modelo menos los datos de las boyas, es decir, valores positivos denotan que los valores del modelo son mayores que los de las boyas. Se obtuvieron valores positivos lo cual nuevamente denota una sobreestimación por parte del modelo. Estas dos medidas nos ofrecen información complementaria, ya que se pudiera dar el caso de que los picos de ambas curvas (modelo y boya) coincidan pero que el resto de la curva fuese muy diferente, es por ello que también se cuantifica la diferencia en la media de vientos. Las diferencias entre picos oscilan entre el 15,7% (Peñas) y el 10,7% (Silleiro). Todos los valores son positivos, lo que confirma una vez más que los datos de modelo sobreestiman de forma

moderada los valores de viento. En cuanto a las diferencias en la media de los vientos, la boya de Cabo Peñas vuelve a mostrar el peor valor (14,13%) y la de Cabo Silleiro la diferencia más baja (8,7%).

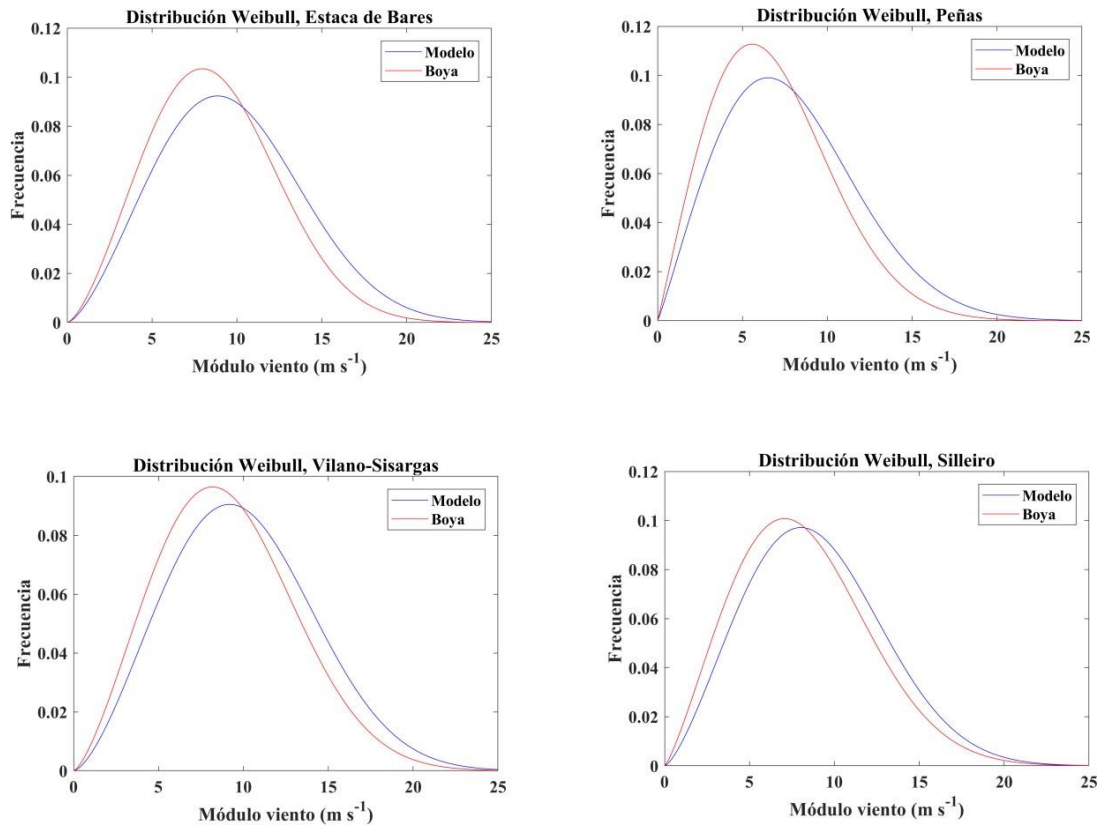


Figura 3.1. Distribuciones de Weibull en las que se comparan datos de viento (m/s) obtenidos del modelo con los datos observados en las boyas: (a) Estaca de Bares, (b) Cabo Peñas, (c) Vilano-Sisargas y (d) Silleiro.

Tabla 3.1. Comparación de los valores del test de Perkins, diferencias de velocidad media y diferencias del valor pico entre los datos de viento de MeteoGalicia y las boyas de Cabo Peñas, Estaca de Bares, Vilano-Sisargas y Silleiro. (Diferencia calculada= modelo-datos in situ.)

Boya	Valor Perkins	Diferencia media W (%)	Diferencia de Picos (%)
CABO PEÑAS	90,4	14,1	15,7
ESTACA DE BARES	90,8	10,8	10,7
VILANO-SISARGAS	92,0	9,5	11,5
SILLEIRO	93,3	8,6	12,7

3.1.2 TEST DE PERKINS

En la figura 3.2, a rasgos generales podemos observar que tanto en Cabo Peñas, Estaca de Bares, Cabo Vilano-Sisargas y Cabo Silleiro, en las probabilidades de las clases de viento con valores más bajos los valores de las boyas son más altos que los que muestran los datos de MeteoGalicia. En contraposición, se observa que al aumentar el valor de las clases de viento, las probabilidades del modelo van siendo superiores a las de las boyas. Este hecho se observa claramente en las clases más altas, ya que a partir de 20 m/s apenas se observan valores en las boyas, mientras que, aunque bajos, se aprecian valores en los datos del modelo hasta aproximadamente 25 m/s.

La tabla 3.1 también muestra el porcentaje de solapamiento de las funciones de densidad de probabilidad para la localización de las cuatro boyas. En los cuatro casos el porcentaje de solapamiento entre ambas series está por encima del 90%. Este alto valor garantiza la fiabilidad de los datos de viento de MeteoGalicia utilizados para calcular el potencial eólico.

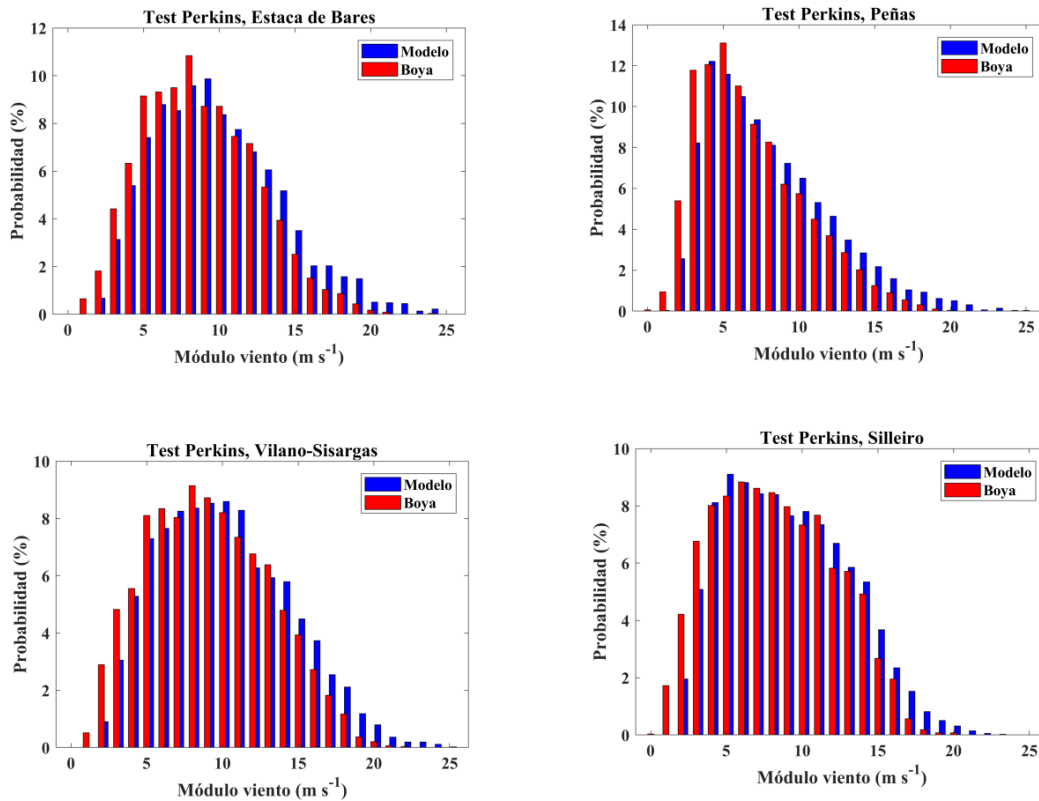


Figura 3.2. Distribución de probabilidades de las series in-situ de las cuatro boyas (rojo): (a) Estaca de Bares, (b) Peñas, (c) Vilano-Sisargas y (d) Silleiro y del punto más próximo de los datos de MeteoGalicia (azul).

3.2 VALORES DE POTENCIAL EÓLICO

3.2.1 ANUAL

La figura 3.3 representa el potencial eólico anual promediado para el período 2008-2017 en el noroeste de la Península Ibérica. En el área costera observamos los valores más bajos con valores entre 100-300 W/m² en áreas como las Rías Baixas, Costa Ártabra o el entorno del cabo Peñas. Las únicas zonas que no guardan esta sintonía son las áreas próximas a Cabo Touriñán y Cabo Ortegal, donde se observan valores cercanos a los 1000 W/m².

A medida que nos alejamos de la zona más próxima a la costa, lo que se observa en la figura 3.3 es una franja uniforme con potencial eólico en torno a 500-700 W/m². En la parte oceánica lo que se observa, en general, es un gradiente noroeste-sureste con los valores más altos en la zona próxima a la plataforma continental al noroeste de Galicia.

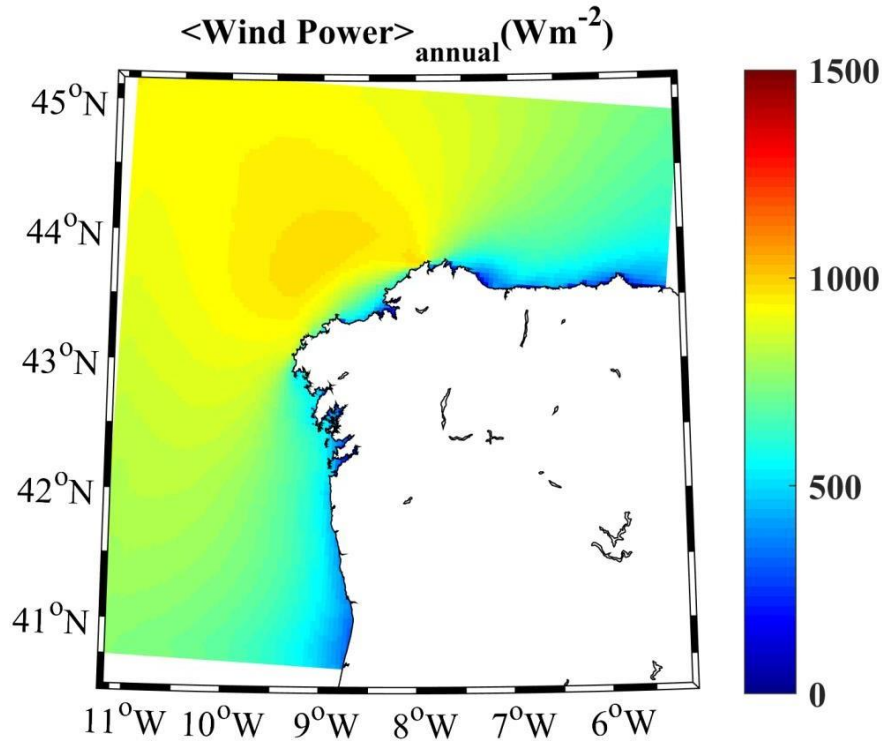


Figura 3.3 Promedio anual de potencial eólico (W/m^2) para el período 2008-2017.

3.2.2 ESTACIONAL

Visualizando la figura 3.4, que contiene valores estacionales resaltaremos que el invierno y el otoño son las estaciones en las que se observa mayor densidad de potencial, siendo la estación invernal cuando se dan los valores más altos. En cuanto al gradiente de viento, se plasma una tendencia noroeste-sureste durante el otoño e invierno, en contraposición con la primavera y el verano donde este gradiente es más sur-norte, especialmente durante el verano.

Durante el invierno (enero, febrero y marzo) (Figura 3.4a) el patrón de potencial eólico en el área de estudio es similar al observado al analizar el promedio anual (Figura 3.4). En la zona costera, los valores más altos se observan en las Rías Altas ($1000\text{-}1500 \text{ W/m}^2$), mientras que en las Rías Baixas se alcanzan valores de potencial eólico entre $500\text{-}1000 \text{ W/m}^2$. A nivel oceánico, el Atlántico norte que rodea la zona noroeste peninsular, presenta los potenciales eólicos más elevados llegando a valores muy superiores al resto del año y por lo tanto con una capacidad de aprovechamiento mucho mayor.

La figura 3.4b representa el potencial eólico durante la primavera. En general, los valores ya son sustancialmente menores que los invernales. En la zona costera destaca que existen zonas de abrigo en las que la densidad eólica baja como puede ser en el Golfo Ártabro o las Rías Baixas, probablemente causado por su orografía. Mar adentro, no se observa gran variabilidad, con valores rondando los 700 W/m^2 . En las zonas de mayor potencial, la capacidad eólica parece que aumenta a los 800 W/m^2 , pero enseguida disminuye, manteniéndose otra vez en esos 700 .

En el periodo estival (junio, julio y agosto) se observan los potenciales eólicos más bajos de todas las estaciones (Figura 3.4c). En toda la zona atlántica los valores son de 0 a 500 W/m^2 , excepto la zona de las Rías Baixas, donde se puede llegar a superar este máximo mar adentro. Si se compara con el resto de estaciones, lo que sorprende es que durante el verano, el noroeste de Galicia no es la zona de mayor potencial, sino que pasa a ser el área más oceánica enfrente a las Rías Baixas.

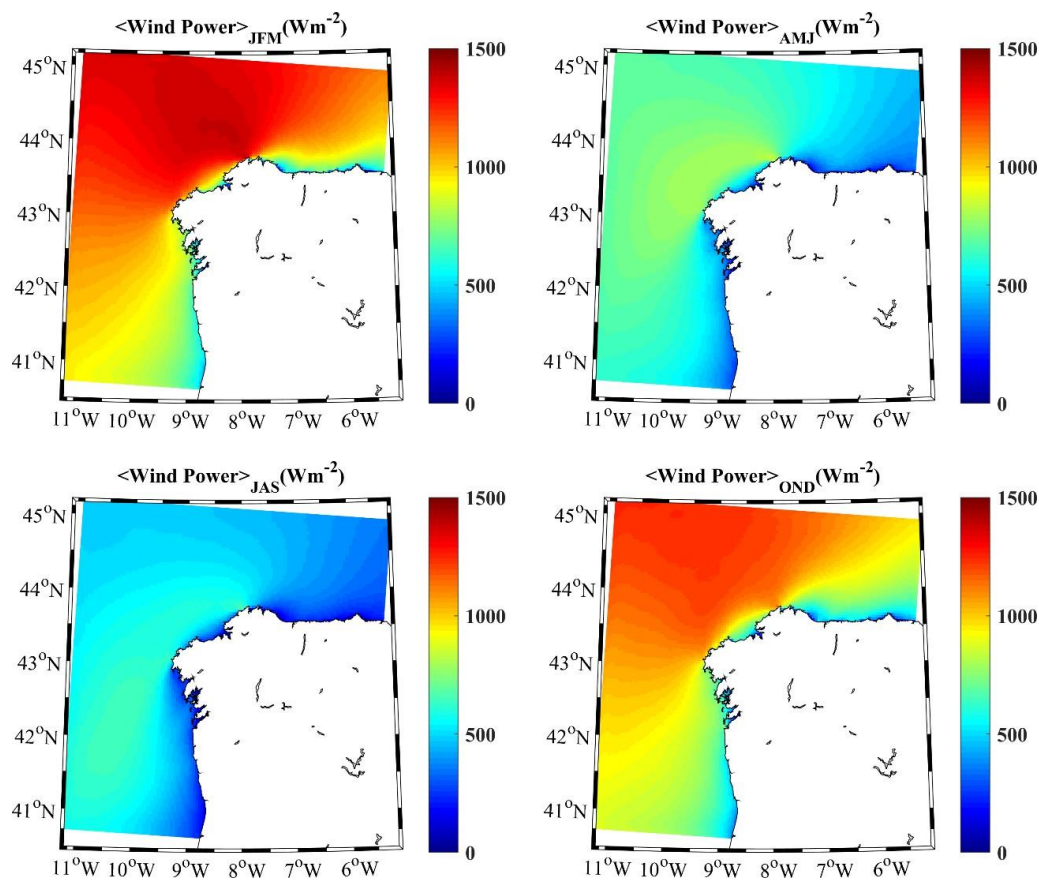


Figura 3.4. Promedio estacional del potencial eólico (W/m^2) para el período 2008-2017. (a) invierno (enero, febrero y marzo), (b) primavera (abril, mayo y junio), (c) verano (julio, agosto y septiembre) y (d) otoño (octubre, noviembre y diciembre).

En cuanto al potencial eólico marino en el noroeste de la Península Ibérica a lo largo de la estación otoñal (Figura 3.4d), se vuelven a observar máximos en la zona noroeste. Así, se produce una transición de la época estival de $0\text{-}500 \text{ W/m}^2$ a rondar los casi 1300 W/m^2 en el noroeste del área de estudio. De todas formas, los enclaves de tierra que se adentran en el Atlántico en la parte de las Rías Baixas, Costa Ártabra y Rías Altas presentan potenciales muy por debajo de los 500 W/m^2 . Sin embargo, en el resto de la zona de estudio se observan valores que van desde los 700 W/m^2 en las áreas más cercanas a tierra hasta los 1300 W/m^2 en el noroeste atlántico gallego.

3.2.3 MENSUAL

En cuanto al potencial mensual obtenido, hemos agrupado conjuntamente el promedio eólico para cada uno de los meses del lapso de tiempo que concierne nuestro estudio (Figura 3.5). Pudiendo ayudarnos de esta metodología para analizar los meses con características potenciales similares de forma más eficiente. En base a esto, visualizamos que de igual forma que el conjunto de simulaciones estacional, los meses de noviembre, diciembre, enero y febrero, es decir invierno, se caracterizan por la presencia de potenciales muy elevados sobre todo latitudes entre los 43°N y 45°N . Formándose de este modo una clara diferencia entre la mitad norte (más rica en el recurso eólico), de la mitad sur (menos favorecida por el potencial eólico).

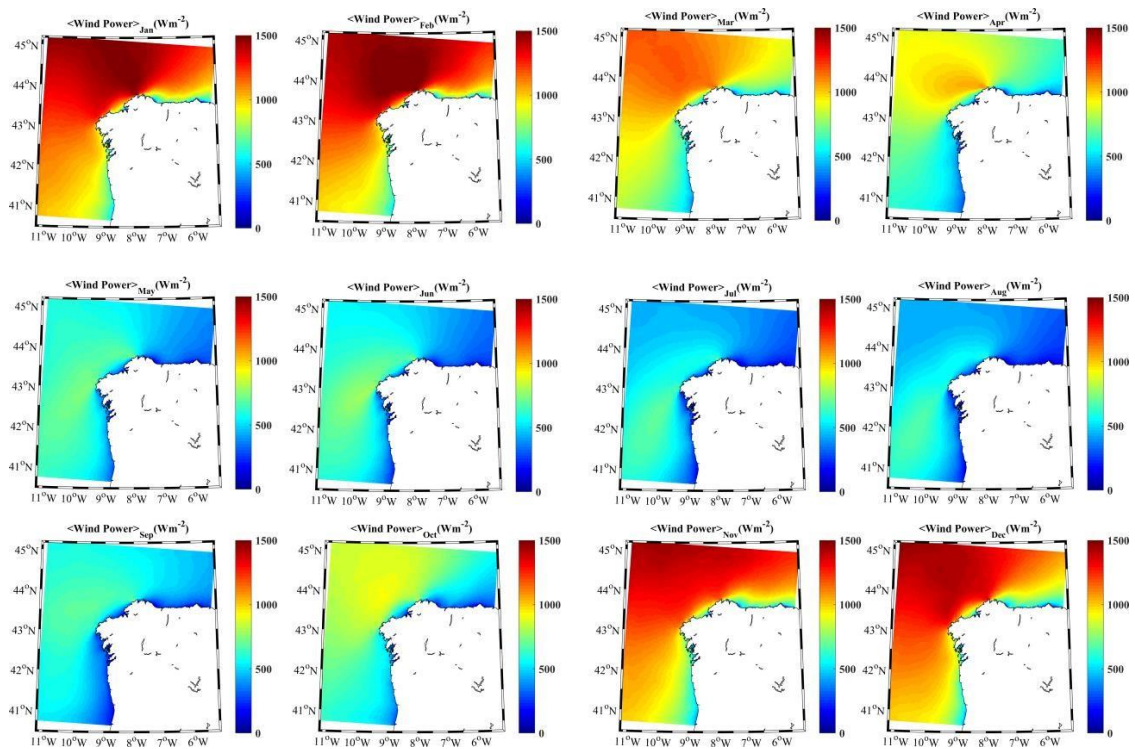


Figura 3.5. Promedio mensual del potencial eólico (W/m^2) para el período 2008-2017.

Ya en los siguientes meses, marzo y abril (Figura 3.5), se denota una drástica bajada de potenciales con respecto a la asociación de los meses anteriormente citados, siendo el promedio del potencial de alrededor de $700 W/m^2$ frente a los $1500 W/m^2$, cambio más significativo en la zona más norte del mapa. Aun así, y de manera menos intensa, se mantiene el patrón observado. Seguidamente de este ligero descenso entre una agrupación de meses y otra, captamos una transición que dará paso a meses de menor actividad. Este cambio de patrón en cuanto a la acción del viento se refiere, se produce en octubre.

Los meses de septiembre, mayo, junio, julio y agosto, son los de menor rendimiento energético, casi en su totalidad meses estivales, mostrando mayoritariamente valores uniformes a lo largo de la zona de interés, con alguna ligera variación no muy brusca en el noroeste gallego. De hecho es en este punto donde los valores eólicos se estabilizan. Existiendo muy pocas áreas distintivas como son el suroeste, y la costa de Cedeira con valores un tanto mayores ($700 W/m^2$), pero no excesivamente.

4. CONCLUSIONES

En el transcurso de este estudio, se ha adquirido un mayor conocimiento de los recursos eólicos *offshore* en el noroeste de la Península Ibérica a través del análisis del potencial eólico en esta zona. Para ello se han utilizado datos con una gran resolución espacial y temporal derivados del modelo WRF empleado por MeteoGalicia. La fiabilidad de los datos empleados se ha contrastado, a través de diferentes test, comparándolos con valores de viento *in-situ* de 4 boyas presentes en el área de estudio. Se obtuvo un alto porcentaje de solapamiento (>90%) entre las series de velocidades *in-situ* y las observadas por las boyas. Además, se observó una ligera sobreestimación de las velocidades de viento derivadas del modelo WRF.

Se ha verificado que el potencial eólico sufre diversas fluctuaciones a lo largo del año. Es durante el invierno cuando se detectaron los valores más altos, superando los 1000 W/m² en buena parte del área de estudio, mientras que es durante el verano cuando se observaron los valores más bajos (< 600 W/m² en toda la zona). Se detectaron valores intermedios en los meses de primavera y otoño. En relación a la variabilidad espacial, en términos anuales la zona marítima al noroeste de Galicia es el área con el mayor potencial eólica dentro de la región estudiada, con valores altos (próximos a 1000 W/m²) incluso en la zona costera más cercana a tierra. El patrón espacial no es homogéneo a lo largo de todo el año, sino que varía dependiendo del mes que se analice.

Teniendo en cuenta los valores que estudios previos consideran óptimos para que el aprovechamiento de la energía eólica offshore sea viable, se puede afirmar que la mayor parte del noroeste de la Península Ibérica es un área con unas características óptimas para el aprovechamiento eólico sobre el mar. Además, la instalación de nuevas estructuras en esta zona (e.j: estructuras flotantes en el norte de Portugal) pueden facilitar que se superen las barreras técnicas que dificultan el aprovechamiento a grandes profundidades, lo que rompería la barrera que condiciona el aprovechamiento en el noroeste peninsular debido a su estrecha plataforma continental.

5. REFERENCIAS:

- Akdağ, S. A. & Dinler, A., 2009. *A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications*. Energy Conserv. Manag. **50**, 1761–6.
- Castro-Santos, L., 2016. *Decision variables for floating offshore wind farms based on life-cycle cost: The case study of Galicia (North-West of Spain)*. Ocean Eng, **127**,114–123.
- Global Wind Energy Council (GWEC)., 2017. *Global Wind Report, Annual Market Update 2017*. Global Wind Energy Council. Brussels, Belgium.
- Hennessey, J.P., 1977. *Some aspects of wind power statistics*. J Appl Meteorol. **16(2)**, 119-28.
- IDAE., 2011. *Análisis del Recurso. Atlas Eólico de España. Estudio Técnico Per 2011-2020*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)., 2014 *Fifth Assessment Report*.
- Aguilera Folgueira, J.A.,2012. *Tesis Doctoral, Fuentes de Energía y protocolo de Kioto en la evolución del sistema eléctrico español*. Universidad de Oviedo.
- Monahan, A. H., 2006. *The probability distribution of sea surface wind speeds. Part I: Theory and SeaWinds observations*. J. Climate. **19(4)**, 497-520.
- Morgan, E. C., M. Lackner, R. M. Vogel, et al., 2011. *Probability distributions for offshore wind speeds*. Energ. Convers. Manage. **52(1)**, 15-26.
- Peixoto J.P. & Oort., A.H., 1992. *Physics of climate*. American Institute of Physics. Woodbury. NY.
- Robbins, A., 2016. *How to understand the results of the climate change summit. Conference of Parties21 (COP21)*. Paris.

Salvador, S., Costoya, X., Sanz-Larruga, F. J., et al., 2018. *Development of Offshore Wind Power: Contrasting Optimal Wind Sites with Legal Restrictions in Galicia, Spain*. *Energies*, **11(4)**, 731.

Santos, F., Gómez-Gesteira, M., deCastro, et al., 2018. On the accuracy of CORDEX RCMs to project future winds over the Iberian Peninsula and surrounding ocean. *Appl Energy*, **228**, 289-300.

Swart, R., Coppens, C., Gordijn, H., et al., 2009. *Europe's Onshore and Offshore Wind Energy Potential: an Assessment of Environmental and Economic Constraints*. European Environment Agency. **6**.

Yamada T & Mellor, G., 1975. *A simulation of the Wangara atmospheric boundary layer data*. *J. Atmos Sci.* **32**, 2309–29.

PÁGINAS WEB CONSULTADAS:

RENOVABLES EN LA ACTUALIDAD:

– <http://digibuo.uniovi.es>

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ENERGÍA EÓLICA:

– <http://www.ingenieroambiental.com/eolica-general.pdf>

PANEL INTERGUVERNAMENTAL CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO (IPCC):

– <http://www.ipcc.ch>

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK:

– <http://www.ren21.net>

MODELO WRF:

– <https://www.tiempo.com>

ANEXO A: CÓDIGO MATLAB (REPRESENTACIÓN DE LOS MAPAS A PARTIR DE UN BLOQUE DE DATOS (.MAT))

- Ejemplo 1

%Trabaja a partir de bloques creados anteriormente

```
load('Bloque_W');
lat_i=min(min(lat));lat_f=max(max(lat));
lon_i=min(min(lon));lon_f=max(max(lon));

periodo=menu(' Calcula por ?',...
            'Año ',...
            'Mes ', ...
            'Estación');

nfig=1;
caxis1=0;
caxis2=1500;

if periodo==1
    titulo='<Wind Power>_{annual}(Wm^{-2}) '
    Pmed=squeeze(mean(Pt,3));
    [nfig]=Hazmapa(Pmed,lat,lon,...
        lat_i,lat_f,lon_i,lon_f,...
        nfig,1,titulo,caxis1,caxis2,1,1);
elseif periodo==2 %Mes
    nome_mes=['Jan';'Feb';'Mar';'Apr';'May';'Jun';...
            'Jul';'Aug';'Sep';'Oct';'Nov';'Dec'];

    for m=1:12
        titulo=['<Wind Power>_{',nome_mes(m,1:3),'}(Wm^{-2}) '
        kk=find(mes==m);
        Pt_mes=Pt(:, :, kk);
        clear kk
        Pmed=squeeze(mean(Pt_mes,3));
        [nfig]=Hazmapa(Pmed,lat,lon,...
            lat_i,lat_f,lon_i,lon_f,...
            nfig,1,titulo,caxis1,caxis2,1,1);
    end
else %Estacional
    nome_est=['JFM';'AMJ';'JAS';'OND'];
    for nst=1:4
        titulo=['<Wind Power>_{',nome_est(nst,1:3),'}(Wm^{-2}) '
        mi=(nst-1)*3+1;
        mf=mi+2;

        kk=find(mes>=mi & mes <=mf);
        Pt_est=Pt(:, :, kk);
        clear kk
        Pmed=squeeze(mean(Pt_est,3));
        [nfig]=Hazmapa(Pmed,lat,lon,...
            lat_i,lat_f,lon_i,lon_f,...
            nfig,1,titulo,caxis1,caxis2,1,1);
    end
end % Fin if de periodo

end
```

ANEXO B: CÓDIGO MATLAB (EXTRACCIÓN Y REPRESENTACIÓN DE LAS SERIES DE LOS DATOS DE METEOGALICIA)

- Ejemplo 2:

```
function extraer_serie
%Extrae serie a partir de bloques creados anteriormente

load('Bloque_W');
fprintf(1, 'Longitud entre %f y %f \n', min(min(lon)), max(max(lon)));
fprintf(1, 'Latitud entre %f y %f \n', min(min(lat)), max(max(lat)));

num=input('Numero de puntos de control ?');
Pmed=squeeze(mean(Pt, 3));
for n=1:num
    lo(n)=input('Longitud ?');
    la(n)=input('Latitud ?');
    dist=sqrt((lon-lo(n)).^2+(lat-la(n)).^2);
    dist_min=min(min(dist));
    [kx,ky]=find(dist==dist_min);
    Pmed(kx(1),ky(1))=NaN; %solo va a tomar un minimo

    serie_Modulo(n,:)=squeeze(Modulo_vento(kx(1),ky(1),:));

end
save('Serie_W.mat','serie_Pt','tempo');
%Muestra colocación de los puntos
nfig=1;
caxis1=0;
caxis2=1500;
lat_i=min(min(lat));lat_f=max(max(lat));
lon_i=min(min(lon));lon_f=max(max(lon));

[nfig]=Hazmapa(Pmed,lat,lon,...
    lat_i,lat_f,lon_i,lon_f,...
    nfig,1,'Muestra',caxis1,caxis2,1,1);
shading faceted
m_plot(lo,la,'ko');

for n=1:num
    figure(n+1)
    clf
    plot(tempo,serie_Modulo(n,),'Color',[0,0,1]);
    xlabel('Time years','Fontname',...
        'Times New Roman',...
        'FontSize',14,...
        'FontWeight','Bold');
    ylabel('Wind (m s^{-1})',...
        'Fontname','Times New Roman',...
        'FontSize',14,...
        'FontWeight','Bold');

    myfiguresize = [2.5, 2.5, 15.75, 10.82];
    set(gcf, 'PaperPosition', myfiguresize);
    set(gca, 'FontName', 'Times New
Roman', 'FontSize', 14, 'FontWeight', 'bold');
end
end
```

