



Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Trabajo de Fin de Grado

**Diseño de una Central Eólica Offshore
Flotante en la Demarcación
Noratlántica de la Península Ibérica**

Marina Sáez Muñoz

Curso 2022/2023



Índice

1.	Resumen	3
2.	Introducción	5
2.1.	Panorama actual	5
2.2.	Principales diferencias entre eólica offshore y onshore	7
2.3.	Elementos de una central eólica offshore	8
2.3.1.	Tipos de soporte: cimentación fija y flotante.....	9
2.3.2.	Turbinas eólicas.....	10
2.3.3.	Sistemas de transmisión.	11
3.	Objetivos	13
4.	Solución Técnica.....	14
4.1.	Bases del Proyecto	14
4.2.	Selección de la ubicación.....	14
4.2.1.	Terreno disponible.....	14
4.2.2.	Filtrado de zonas por batimetría del terreno	18
4.2.3.	Filtrado de zonas por velocidades del viento	18
4.3.	Análisis del recurso eólico	20
4.3.1.	Potencia disponible en el viento.....	21
4.3.2.	Distribución de frecuencias de la velocidad y dirección: Rosa de los Vientos. ..	22
4.3.3.	Variación de la velocidad del viento estacionario con la altura.	24
4.3.4.	Función de distribución de la velocidad: función de probabilidad de Weibull ...	25
4.4.	Selección de la turbina eólica	27
4.4.1.	Curvas de potencia de los aerogeneradores disponibles	27
4.4.2.	Cálculo de la potencia extraída del viento.....	28
4.4.3.	Rendimiento eléctrico global	29
4.4.4.	Factor de carga.....	30
4.4.5.	Horas equivalentes a plena carga	30
4.4.6.	Factor de corrección de la densidad.....	31
4.4.7.	Selección del modelo adecuado	31
4.5.	Selección del sistema de flotación, amarre y anclaje	33
4.6.	Interconexión offshore-onshore.....	37
4.6.1.	Sistema de transmisión.....	38
4.6.2.	Sistema de cableado	39
4.6.3.	Nodo de interconexión	40
5.	Conclusiones	41
6.	Bibliografía	42



7. Anexos	45
Anexo I. Datos relacionados con el análisis del recurso eólico.	45
Anexo II. Curvas de potencia y cálculos relacionados con los aerogeneradores.	46
Anexo III. Fichas técnicas aerogeneradores.	51
Anexo IV. Mapa topográfico de la zona de estudio.	53
Anexo V. Tabla resumen de las ventajas y desventajas de cada plataforma flotante.	54
Anexo VI. Análisis de impacto ambiental.	55

I. Resumen

Este trabajo surge de la incipiente necesidad por descarbonizar el sistema de producción de energía eléctrica, actualmente sustentado por combustibles fósiles nocivos para el medioambiente. Para alcanzar este objetivo se ha de apostar por el desarrollo de tecnologías de carácter renovable y, por ello, el presente Trabajo Fin de Grado se centra en el estudio de la tecnología eólica marina, dado que España cuenta con una amplia costa disponible para su desarrollo y su instalación generaría un impacto positivo tanto desde el punto de vista de diversificación del mix de capacidad actual como desde el punto de vista de creación de empleo y tejido industrial. Por todas estas ventajas, se espera alcanzar los 3 GW de potencia instalada de esta tecnología para el año 2030.

El objetivo principal del trabajo es estudiar la viabilidad técnica de desarrollar un parque eólico offshore de 500 MW en la costa noratlántica de la península ibérica. Para ello, en primer lugar, se selecciona la ubicación de la planta de acuerdo con los planes de ordenación del espacio marítimo (POEM) y en función de la batimetría y características del terreno. Una vez elegido el entorno de trabajo se lleva a cabo un análisis de los vientos y estudio de potencia disponible en la zona seleccionada mediante la metodología empleada tradicionalmente. En base a este análisis se llevará a cabo la elección del tipo de tecnología, esto comprende desde la turbina eólica hasta el sistema de cimentación que la soporte. Finalmente se estudiará la metodología de interconexión del parque con la red eléctrica. De esta forma se lleva a cabo un análisis exhaustivo de las principales debilidades y fortalezas a las que se enfrenta el proyecto, siendo las principales dificultades: dificultad de instalación debido a las características del entorno de trabajo, nuevas tecnologías todavía en fases tempranas de desarrollo que deben adaptarse al litoral ibérico, falta de legislación existente en relación con la tecnología a desarrollar y disponibilidad del recurso eólico.

Tras el desarrollo del trabajo se ha podido verificar que, debido a las características del litoral ibérico, la única tecnología eólica que es viable instalar en España es la flotante debido a las elevadas profundidades a poca distancia de la costa. Esto junto con la falta de legislación existente respecto a la ruta que debería seguir el desarrollo de la eólica marina en España, integran el principal cuello de botella al que se enfrenta esta tecnología en los próximos años. No obstante, aunque existan dificultades técnicas y legislativas, una vez estas hayan sido superadas el recurso eólico existente en altamar es considerablemente superior al terrestre. En concreto para el caso de estudio se ha determinado que la velocidad del viento alcanza los 8 m/s a los 100 m de altura, siendo esta la altura típica del rotor, y la potencia aprovechable del viento puede llegar a los 9,3 GW, aunque luego no toda la potencia disponible sea útil. Por tanto, existe disponibilidad de recurso eólico aprovechable para su transformación en energía eléctrica.



A partir del recurso eólico disponible se han calculado los parámetros de diseño de los aerogeneradores, estos determinaron que el modelo VI 12.3.0 presenta características técnicas más favorable, es decir, mayor rendimiento, factor de carga y horas equivalentes. No obstante, para que sea posible alcanzar la potencia seleccionada mediante esta turbina habría que instalar más del doble de aerogeneradores que si se emplea el modelo SG 8.0-167 DD, lo que implica también el doble de plataformas flotantes y eleva tanto los costes de instalación y mantenimiento como la complejidad de la instalación. Es por esto por lo que finalmente se escogió el modelo del proveedor Siemens Gamesa. Esta turbina estará soportada por plataformas de tipo semisumergible, tecnología heredada del sector petrolífero por lo que se trata de una tecnología madura y capaz de soportar grandes cargas sin sufrir efectos de arrastre ni movimientos de sobretensión y cabeceo provocados por las olas, como sucede con la SPAR.

Por último, se selecciona el sistema de interconexión a la red eléctrica de alto voltaje y corriente directa, dado que es el único apto para grandes distancias a la costa y que opera con generadores que trabajan a frecuencias de entre 50/60 Hz.

En definitiva, la principal conclusión extraída durante el desarrollo del trabajo es que, aunque esta tecnología todavía tenga que atravesar un arduo proceso de reducción de costes, no solo es viable desde el punto de vista tecnológico, sino que España presenta un gran potencial para su desarrollo en el futuro próximo.

2. Introducción

2.1. Panorama actual

Conforme al Acuerdo de París, Europa planea limitar el efecto del cambio climático, para ello se planea reducir el aumento de la temperatura global a 1,5 °C respecto a los niveles de temperatura preindustriales, reduciendo así las emisiones de efecto invernadero. Adicionalmente se plantea que para el año 2050 la economía europea sea climáticamente neutra. De este modo, la penetración de las energías renovables en el mix energético actual debe aumentar considerablemente para garantizar una descarbonización justa y competitiva de la economía actual, convirtiendo las renovables en la base del sistema eléctrico global. Se espera que la capacidad renovable instalada destinada a la generación eléctrica pase del 28% en el año 2021 hasta el 60% en 2030 para finalmente alcanzar el 90% de participación renovable en el año 2050. Para ello tecnologías como la fotovoltaica, la eólica y la hidráulica serán responsables de proporcionar una alternativa sostenible a las tecnologías convencionales. En el caso de la solar fotovoltaica se estima un aumento de la capacidad instalada desde los 151 GW instalados actualmente, hasta los 370 GW instalados en 2030 y casi 600 GW en 2050, mientras que el caso de la eólica se pretende alcanzar los 210 GW en 2030 y los 275 GW en 2050 [1]

De forma más particular, esto implica que la potencia eólica offshore a nivel europeo debería aumentar desde los 20 GW actualmente instalados hasta los 450 GW para el año 2050 si se quiere satisfacer el *European Green Deal*. Para alcanzar dicha cifra en el año 2030 deberá haberse alcanzado los 130 GW instalados, de modo que la potencia instalada anualmente debe aumentar drásticamente desde los 3-4 GW/año hasta los 20 GW/año que se espera instalar en el futuro[2]. A modo de resumen, en la Figura 1 se muestra la tendencia esperada.

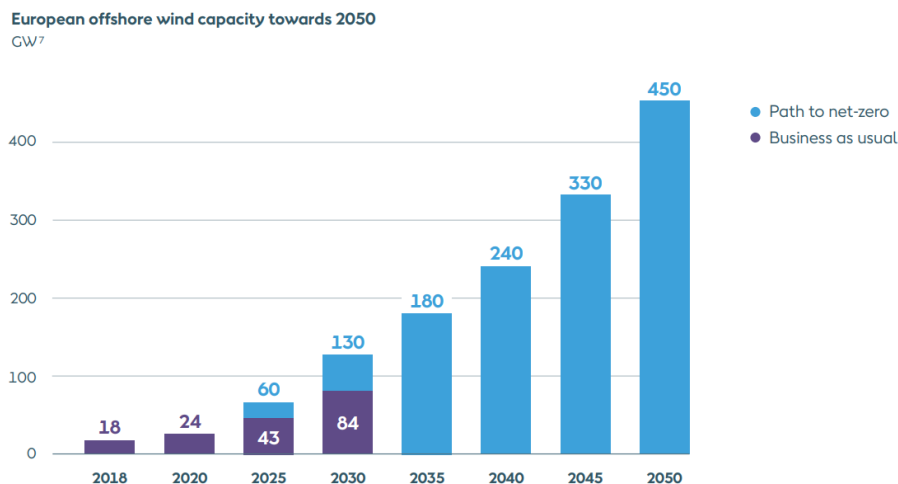


Figura 1. Capacidad de energía eólica offshore en Europa de cara al 2050. Fuente: (Oersted, 2019)

Esto supone un gran reto, tanto tecnológico como social, dado que la potencia total instalada de esta tecnología hoy en día a nivel mundial es de tan solo 57 MW[2]. De acuerdo con la estrategia actual no será posible alcanzar este objetivo, para ello es preciso mejorar los planes de ordenación del espacio marítimo (POEM), tanto a nivel nacional como a nivel europeo, establecer un marco jurídico claro que regule el adecuado desarrollo de la tecnología, así como una serie de mecanismos de cooperación regional, entre los que se incluyen el fomento de la cadena de suministro paneuropea [3].

Mientras tanto dentro del marco nacional, aunque España se sitúe internacionalmente como una de las principales potencias exportadoras de tecnología eólica, siendo el tercer país de Europa en fabricación de aerogeneradores y el quinto del mundo (*REOLTEC - Plataforma Tecnológica del Sector Eólico Español*), actualmente no consta de potencia eólica marítima instalada debido a la limitada plataforma continental de sus costas y a la falta de regulación existente en este aspecto, lo que hasta la fecha ha impedido la instalación de tecnología eólica marítima en los 6000 kilómetro de costa. Esto contrasta con los países del norte de Europa que gracias a las características del terreno y al apoyo de sus respectivos gobiernos han podido desarrollar esta tecnología. Hasta el año 2020 Europa era líder global en capacidad eólica offshore instalada, hasta que en 2021 fue superado por China, no obstante, dentro de la Unión Europea países como Reino Unido, Dinamarca, Bélgica, Países Bajos y Alemania concentran el 99% de la capacidad eólica offshore instalada [4] tal y como puede observarse en la Figura 2.

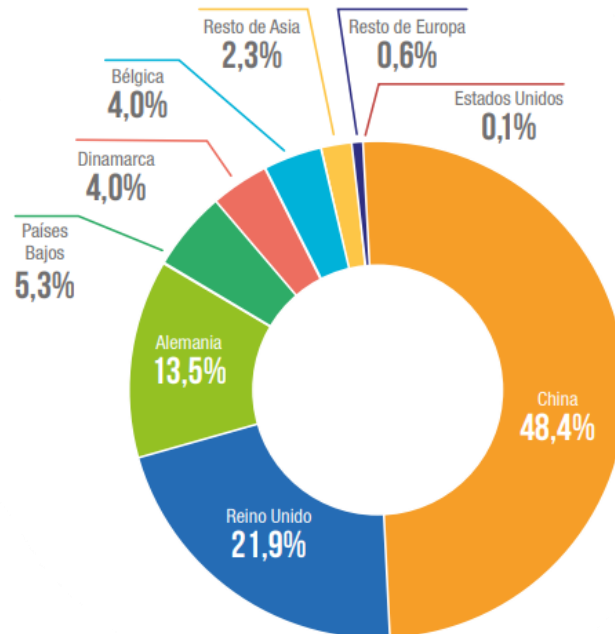


Figura 2. Capacidad instalada porcentual por países. Fuente: GWEC y WindEurope; Elaboración: AE.

Pr tanto, actualmente existe un gran potencial de desarrollo de la eólica offshore en España y, de hecho, la Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina establece como objetivo alcanzar



los 3 GW de potencia eólica marina instalada en 2030 y adicionalmente los 17 GW en 2050 [4].

Esto supone una gran oportunidad para el sector eólico español, que podría aprovechar su extensa experiencia dentro de la industria eólica para participar en el desarrollo de las nuevas tecnologías offshore. Además, el constante desarrollo de la tecnología eólica offshore ha supuesto que la reducción de costes de la tecnología flotante haya superado a la de cimentación fija, lo que supone una gran ventaja para el mercado español dado que por las características del litoral ibérico solo es posible instalar potencia eólica flotante y no de cimentación fija.

De hecho, actualmente las grandes promotoras españolas han participado activamente en proyectos en el extranjero, lo que les confiere la ventaja de poder aplicar su experiencia en el sector español.

2.2. Principales diferencias entre eólica offshore y onshore

Aunque la eólica offshore está intrínsecamente relacionada con la eólica tradicional y los cimientos de su desarrollo se basen en ella, existen una serie de diferencias que son condicionantes para el desarrollo de esta nueva tecnología [[5]:

- i. El recurso eólico marino es de mayor calidad. Esto implica que las velocidades del viento sean mayores, en torno al 20% superiores, además de que el recurso es menos intermitente. Esto supone mayores rendimientos en el caso de la eólica offshore.
- ii. El espacio disponible en el océano es mayor que el disponible en tierra, además de que las áreas terrestres con mayor recurso eólico disponibles ya han sido ocupadas. No obstante, los planes de ordenación del espacio marítimo (POEM) han limitado a 18 áreas repartidas por la costa española los espacios disponibles para este tipo de instalaciones basándose en diversos criterios, como respetar el entorno marítimo o la competitividad con otras industrias, como la pesquera.
- iii. El impacto acústico y visual es menor al situar las turbinas alejadas de la costa. Esto junto con la mayor disponibilidad de espacio, permite que los aerogeneradores instalados puedan tener un mayor tamaño y mayor área de barrido, lo que permite aprovechar el recurso eólico en mayor medida. En concreto, las turbinas eólicas terrestres de media tienen una capacidad de unos 3 MW mientras que las marinas pueden llegar a alcanzar los 8 MW [6].
- iv. Debido a la mayor complejidad de la instalación de las centrales eólicas offshore se crearían más puestos de trabajo que en las centrales eólicas convencionales. Además, la instalación de este tipo de centrales supone una nueva oportunidad para las infraestructuras portuarias ya existentes, a las que podría darse un nuevo uso.

- v. Se conseguirán mayores velocidades del viento a menores alturas debido al menor factor de rozamiento con la superficie, dado que la rugosidad del mar es inferior a la de la tierra.
- vi. Aunque el diseño de los aerogeneradores marinos se fundamenta en los mismos principios que el de los aerogeneradores convencionales existen varios aspectos característicos que los diferencian, como la necesidad de materiales resistentes a la corrosión en ambientes húmedos o la necesidad de soportes, fijos o flotantes.

En definitiva, todas estas diferencias condicionan que la eólica offshore tenga un factor de capacidad un 30 % superior que la eólica terrestre. Además, con el adecuado desarrollo tecnológico se espera que alcancen 40 % en condiciones de viento moderado, o incluso del 50 % cuando el recurso eólico sea elevado, lo que permitiría a esta tecnología competir incluso con las tecnologías fósiles [4]. No obstante, esto no implica que la tecnología marítima vaya a competir con la terrestre, si no que ambas deberán coexistir para garantizar un consumo energético sostenible.

2.3. Elementos de una central eólica offshore

Aunque el corazón de toda central eólica, tanto marina como terrestre son los aerogeneradores, por ser los equipos capaces de transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica, en el caso de la eólica offshore también cabe destacar la importancia de los sistemas de cimentación y de los sistemas de transmisión de energía.

La siguiente figura muestra el esquema básico de una central eólica marina que emplea aerogeneradores soportados mediante estructuras flotante y que se encuentra conectada a la red eléctrica terrestre mediante un sistema de transmisión:

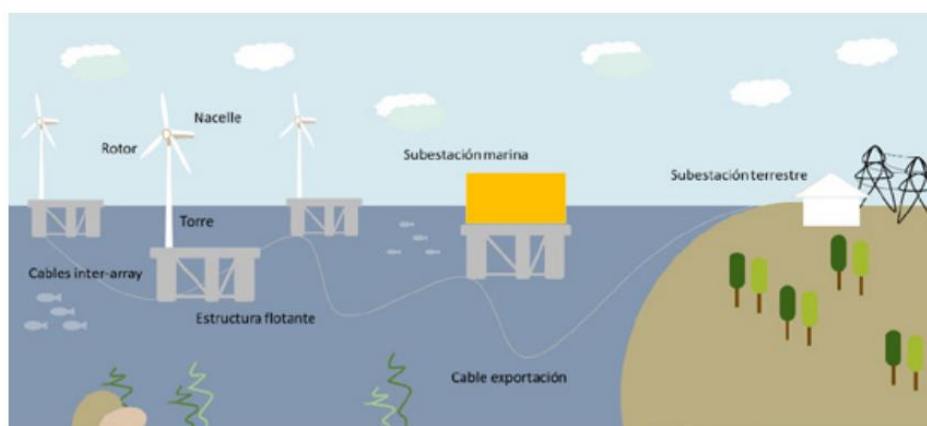


Figura 3. Esquema de una central eólica flotante. Fuente: DELOITTE

2.3.1. Tipos de soporte: cimentación fija y flotante.

Por otro lado, las características de la costa española condicionan el diseño de las centrales eólicas marinas. La estrechez de la plataforma continental implica que la profundidad del mar sea muy elevada a pequeñas distancias de la costa, este es uno de los principales motivos por los que no se han podido instalar aerogeneradores de cimentación fija. Las plataformas de cimentación fija más extendidas son las de apoyo por gravedad, monopilote y las jackets o trípode, que fijan los aerogeneradores directamente al suelo marino a profundidades en torno a los 10 m, 30 m o 60 m, respectivamente [5]. Profundidades inferiores a las disponibles en el litoral ibérico es lo que deriva en la necesidad del desarrollo de la tecnología flotante.

Actualmente, existen al menos cuatro tipos de plataformas flotantes que han superado la fase experimental de su desarrollo y que resultarían rentables a nivel industrial. Estas plataformas permitirían la instalación de centrales eólicas offshore a profundidades de entre 60 y 300 m de profundidad. La elección y el diseño de las distintas plataformas depende de diversos factores como las velocidades de los vientos o el tamaño de los aerogeneradores a soportar. Las plataformas más desarrolladas a nivel tecnológico son [7]:

- i. Monopilar flotante o spar. Se trata de una boya cilíndrica, que concentra la mayor parte de su peso en la zona inferior para dotar así de estabilidad a la estructura, y que está anclada al suelo mediante cadenas o cables. Como existe una tendencia ascendente del tamaño de los aerogeneradores estos soportes deben ser cada vez de mayor tamaño, por lo que su diseño, transporte e instalación es cada vez más complicado.
- ii. Plataforma semisumergible. Semejante a las plataformas petrolíferas flotantes, su diseño se basa en la búsqueda de una mínima superficie de contacto y el máximo volumen de agua desplazado para garantizar la estabilidad de la plataforma.
- iii. Plataforma de apoyo en tensión o TLP (*tension leg platform*). Está enfocada a su instalación en aguas de alta profundidad. Por ello, cuenta con una serie de cables tensionados que anclan la plataforma al sustrato marino.
- iv. Barge o barcaza en español. Se diseñan de forma análoga a los barcos, en este caso se busca una mayor área de contacto para garantizar la estabilidad.

No obstante, aunque la tecnología flotante presente un menor grado de desarrollo que la de cimentación fija, lo que implica mayores costes de fabricación, también cuenta con una serie de ventajas. En primer lugar, debido al carácter de la naturaleza de las zonas en las que es viable instalarla, a mayor profundidad y distancia de la costa, el recurso eólico al que accede es más intenso y de mayor constancia, de modo que presenta un mayor factor de capacidad. Por otro lado, supone una alternativa viable para aquellas naciones que no cuenten con la geografía adecuada para las plataformas de cimentación fija. Además, la instalación de la eólica marina



flotante permite una mayor compatibilidad con otros usos del mar, debido a la mayor flexibilidad para la instalación de estos aerogeneradores.

2.3.2. Turbinas eólicas

La elección de una adecuada turbina eólica es fundamental a la hora de diseñar el parque dado que de esta dependerán entre el 20 % y el 30 % de los costes de operación y mantenimiento [8]. En particular, lo que condiciona dichos costes es el tipo de generador eléctrico dado que de este depende el tamaño de la góndola y por extensión de la turbina en su conjunto. Para la selección del generador más adecuado para una central de generación de energía mediante eólica offshore hay que considerar varios aspectos: i) que el equipo sea apto para su empleo en entornos marinos; ii) su eficiencia energética; iii) su capacidad para verter la energía eléctrica a la red; y iv) los costes asociados a su fabricación y mantenimiento.

Actualmente, son tres los tipos de generadores orientados a aplicaciones offshore más extendidos:

- i. DFIG (double fed induction generator). El generador de inducción doblemente alimentado consta un convertidor de frecuencia capaz de transformar la corriente alterna en corriente continua, característica que permite a la máquina de inducción asíncrona controlar el flujo de potencia vertido a la red eléctrica. Esto permite un mayor rango de operación de la velocidad del rotor, no obstante, a pesar de esta ventaja, los costes de operación y mantenimiento son más elevados debido a la complejidad de la máquina.
- ii. Los generadores de inducción de jaula de ardilla, o SCIG por sus siglas en inglés (squirrel cage induction generator), permiten un menor tamaño de rotor debido a la posibilidad de variar el número de pares de polos para operar dentro de un mayor rango de velocidades. No obstante, su principal desventaja es que consumen potencia reactiva de la red, por lo que deben instalarse conjuntamente con bancos de condensadores en paralelo.
- iii. Generadores síncronos multipolos o SPMG (synchronous permanent magnet generator). Cuentan con un elevado número de polos, lo que permite reducir la velocidad de giro del rotor y eliminar la caja multiplicadora. Esto permite que operen a velocidad variable, es decir, se necesita un convertidor de frecuencia para conectar el aerogenerador a la red lo que supone el aumento de los costes.

A nivel europeo el nivel de penetración de cada uno de estos tipos de turbinas es del 48,11 % de la tecnología SCIG, 48,62 % de DFIG, 3,16 % de PMSG y 0,11 % de otras tecnologías [9]. Esto



se debe al mayor grado de madurez de las dos primeras tecnologías frente al incipiente desarrollo del resto.

2.3.3. Sistemas de transmisión.

El sistema de transmisión es el encargado de transportar la energía producida en la estación eólica offshore hasta una subestación eléctrica en tierra mediante una serie de cables ubicados en el fondo del mar. La optimización del sistema de transmisión juega un papel fundamental dentro de la reducción de costes del parque eólico.

De forma general, aquellas centrales de eólica marina ubicadas en zonas cercanas a la costa emplean un sistema de transmisión de alta tensión y corriente alterna (HVAC). No obstante, en el caso particular del litoral ibérico, la distancia de las centrales a la costa es mucho mayor, por lo que el coste de transporte mediante este método aumenta debido al incremento de las cargas capacitivas asociadas al transporte de corriente alterna, lo que limita el transporte de corriente activa. Como solución a este problema, aquellas centrales ubicadas a mayor distancia de la costa emplean sistemas de alta tensión y corriente continua (HVDC), evitando así las pérdidas capacitivas y disminuyendo la caída de tensión.

Existen dos posibles configuraciones a la hora de emplear un sistema de transmisión HVDC: un convertidor de línea conmutada (LCC) o un convertidor de voltaje (VSC). El primero consiste en un colector de corriente alterna ubicado en la subestación marina con líneas de corriente continua que lo conecten con la subestación terrestre. Esta configuración ha sido ampliamente empleada para sistemas convencionales de eólica terrestre, lo que lo convierte en una tecnología madura y de moderado coste. No obstante, en el caso de la eólica marina está expuesta a fallos de conexión, de este modo los elementos ubicados en el mar son ajenos a los posibles cambios que sufra la red de distribución terrestre y viceversa. Por otro lado, en el caso del HVDC-VSC se emplea una tecnología capaz de solventar este problema, pero a un elevado coste de producción y una menor capacidad de transmisión [10].

Existe una tercera posible configuración del sistema de interconexión: de baja frecuencia y corriente alterna (LFCA). La potencia a baja frecuencia generada en el parque es transportada mediante un cable de alta tensión desde la subestación offshore hasta la subestación en tierra según muestra la Figura 4. En comparación con la del sistema HVAC esta disposición implica menores pérdidas y mayor capacidad de transmisión. Además, los costes de mantenimiento de este tipo de subestaciones offshore son menores. No obstante, debido a las características del convertidor de alterna de la subestación terrestre estos suelen tener un elevado coste, por lo que habrá que encontrar un compromiso entre ambas. Para que la reducción de pérdidas de

energía se vea compensada por el coste de la instalación de este tipo de equipos la distancia del parque marítimo debe superar los 100 Km a la costa [11].

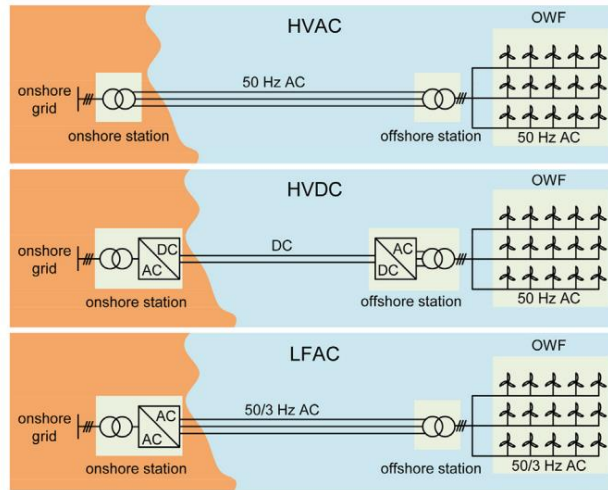


Figura 4. Sistemas de transmisión. Fuente: [10]

3. Objetivos

El objetivo principal de este Trabajo Fin de Grado es llevar a cabo el diseño de una central eólica offshore flotante de 500 MW dentro de la demarcación noratlántica (NOR_5) especificada por los planes de ordenación del espacio marítimo. La necesidad de desarrollar es tipo de centrales surge del reto actual al que se enfrenta la sociedad por desarrollar tecnologías verdes, alternativas a las convencionales, reduciendo así su huella de carbono y llevando a cabo una transición justa hacia una economía más sostenible.

La central contribuirá a la satisfacción de la creciente demanda energética, tanto de forma local en Galicia como a nivel nacional, además jugará un papel clave dentro de la transición energética de acuerdo con los objetivos fijados por el estado español, que pretende alcanzar los 3 GW de potencia instalada de esta tecnología para el año 2030. Para que esto sea posible será preciso llevar a cabo una serie de objetivos secundarios, que han sido desarrollados a lo largo de la solución técnica del proyecto:

- Selección de la ubicación de la planta, esto contempla tanto cuestiones de regulación como análisis de la batimetría del terreno y del recurso eólico.
- Análisis de los vientos y estudio de potencia disponible en la zona seleccionada. Para ello se emplearán estudiarán diversos parámetros clave para el diseño del parque eólico como son: la potencia disponible en el viento, la distribución de frecuencias de la velocidad y dirección (rosa de los vientos), la variación de la velocidad del viento estacionario con la altura y, por último, la función de distribución de velocidades, también conocida como función de probabilidad de Weibull.
- Elección del tipo de tecnología: aerogeneradores, plataformas flotantes, sistemas de catenarias.
- Interconexión con la red eléctrica.

4. Solución Técnica

4.1. Bases del Proyecto

En el presente trabajo se estudiará la viabilidad técnica de un proyecto de eólica marina en las costas de la península ibérica. En caso de que el proyecto fuera viable este contribuiría a la cobertura de la creciente demanda eléctrica en España, así como a la satisfacción de los objetivos fijados por el Gobierno de España de instalar 3 GW de esta tecnología para el año 2030.

En primer lugar, será preciso seleccionar la zona del litoral ibérico más adecuada para la instalación de un parque de 500 MW de potencia. Una vez seleccionada la zona donde se realizará la instalación será preciso profundizar en el análisis sobre el recurso eólico. Una vez se haya determinado si el recurso eólico es explotable se calcularán los parámetros pertinentes para seleccionar la turbina eólica adecuada y se realizará un breve análisis económico para determinar la rentabilidad de la misma.

En función de las dimensiones de la turbina y de las características del emplazamiento ya seleccionado, se determinará cuál es el sistema de soporte más adecuado. Y finalmente, se estudiará el sistema de interconexión con la red eléctrica.

4.2. Selección de la ubicación

En este apartado se analizarán las posibles ubicaciones de la planta y se seleccionará la alternativa más adecuada en base a una serie de criterios. Para ello se atenderá a diversas consideraciones, tanto técnicas como ambientales y económicas, que quedan recogidas en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), Real Decreto publicado el pasado 28 de febrero y que estará vigente hasta el año 2027.

4.2.1. Terreno disponible

Según el Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITECO) la finalidad de los POEM es garantizar un aprovechamiento sostenible del entorno marino que simultáneamente garantice tanto la protección de los ecosistemas y hábitats que este incluye, así como una adecuada coexistencia entre los diversos usos y aplicaciones tanto futuros como actuales. Esta planificación se ha llevado a cabo por primera vez con la colaboración de las comunidades autónomas y se han diferenciado entre cinco demarcaciones marinas en España: Sudatlántica, Noratlántica, Levantino-balear, Canaria, del Estrecho y Alborán [12]. Estas zonas quedan plasmadas en la siguiente figura:



Figura 5. Demarcaciones Marinas en España. Fuente: MITECO-IDAE

Cabe destacar que estas no todas estas demarcaciones cuentan con zonas disponibles para instalar energía eólica. La región Noratlántica cuenta con el mayor espacio disponible siendo este de 2688,61 kilómetros cuadrados, seguida de la región del Estrecho y Alborán donde se han reservado 1222,61 kilómetros cuadrados, en la Canaria, 561,87 y, por último, en la Levantino-baleares disponen de 474,99 kilómetros cuadrados [13].

A parte de diferenciar entre las zonas de la costa española sujetas a la gestión del entorno marino, el POEM diferencia entre dos zonas clave [12]:

- Zonas de uso prioritario (ZUP). Aquellas destinadas a salvaguardar las actividades de interés general, como la conservación de la biodiversidad, la protección costera y del patrimonio cultural o las actividades portuarias y de defensa nacional entre otros aspectos.
- Zonas de alto potencial (ZAP). Estas zonas además de garantizar la adecuada coexistencia con las actividades previamente mencionadas contemplan el desarrollo de las energías marinas. En el caso concreto de la energía eólica offshore, estas zonas se clasifican como zonas de alto potencial para la energía eólica marina (ZAPER).

Aquellas zonas consideradas aptas para la instalación de potencia eólica marina deben cumplir una serie de requisitos [13]:

- Adecuado recurso eólico con velocidades medias superiores a los 7,5 m/s a los 100 m en la península y a los 140 m en las Islas Canarias para garantizar elevados factores de capacidad [14].
- Consideración de la batimetría del terreno, la profundidad no debe superar los 200m de profundidad para que sea viable tecnológicamente.

- Que la superficie disponible sea elevada (150-200 Km²), esto se debe a cuestiones de economía de escala, a mayor tamaño del proyecto mayor reducción de costes.
- Distancia razonable con la costa. Es preciso encontrar un compromiso entre diversos factores a la hora de determinar la distancia con la costa, dado que a mayores distancias mejor es el recurso eólico y menor es el impacto visual, pero más caro se vuelve el proyecto, debido al aumento de los costes del cableado y a la mayor dificultad de acceso a la planta.
- Necesidad de acceso a un punto de evacuación de la electricidad, o por lo contrario alternativas de almacenamiento disponible. Es preciso que existan en sus proximidades nudos calificados como de transición justa que garanticen la conexión a la red eléctrica, o en el caso de que esto no sea posible, se debe garantizar la posible hibridación de la central con sistemas de almacenamiento.
- Por último, es preciso que las centrales sean accesibles mediante embarcaciones marítimas para garantizar su mantenimiento. Esto viene condicionado por las ventanas temporales de estados del mar.

Teniendo en cuenta todos los requisitos previamente mencionados se han determinado 18 polígonos disponibles para la instalación de energía eólica, los cuales se muestran en la Figura 6, sombreados en azul:

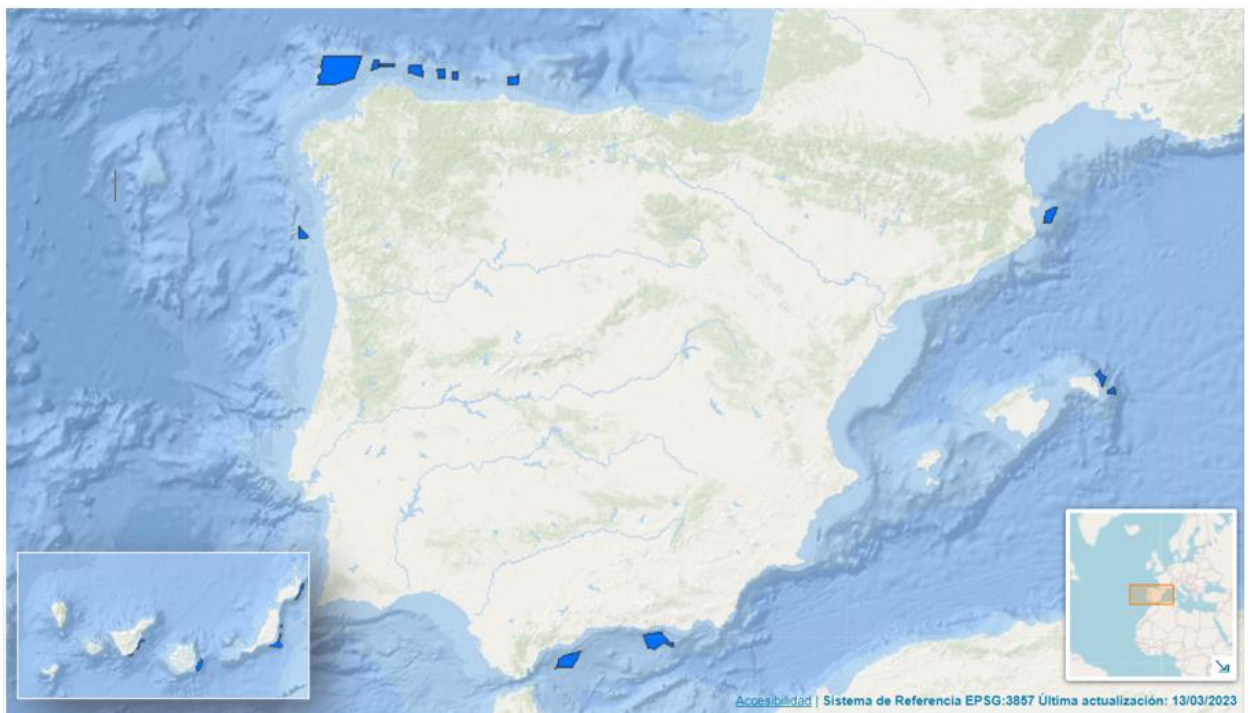


Figura 6. Mapa de polígonos disponibles para eólica offshore. Fuente: Visor Informar. MITECO-IDAE

Por otro lado, aunque estos espacios se hayan contemplado como idóneos para la instalación de eólica marina algunos de ellos se encuentran en zonas donde la biodiversidad está protegida. Como se puede observar en la figura 7, dentro de esta clasificación se diferencian las zonas de restricción, señaladas de color amarillo, y las zonas de prohibición, de color rojo.

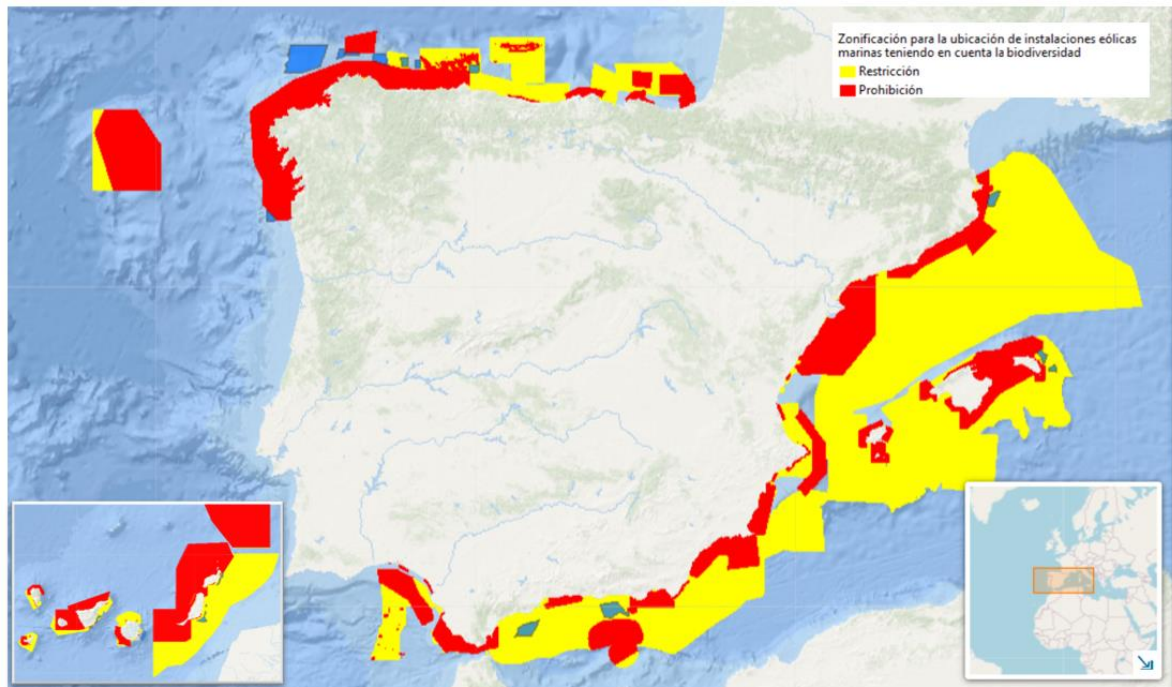


Figura 7. Zonificación de la eólica marina considerando la biodiversidad. Fuente: Visor Informar. MITECO-IDAE.

Por tanto, todos aquellos polígonos contenidos en zonas de prohibición o restricción se descartarán como zonas de posible emplazamiento para la central. Esto restringe las zonas disponibles a seis, cinco de ellas ubicadas en la demarcación Noratlántica y una en las Canarias.

4.2.2. Filtrado de zonas por batimetría del terreno

Otro de los principales aspectos determinantes a la hora de seleccionar la ubicación de la central es la profundidad del terreno, debido a las limitaciones de la tecnología eólica flotante actual no permite su instalación a profundidades superiores a los 200 m. Según la leyenda de la siguiente figura todas aquellas zonas señaladas con colores más fríos superarían los 200 m y quedarían descartadas, mientras que las zonas con colores más cálidos se corresponden con zonas a menor profundidad y, por tanto, estas sí garantizan la viabilidad técnica del proyecto.

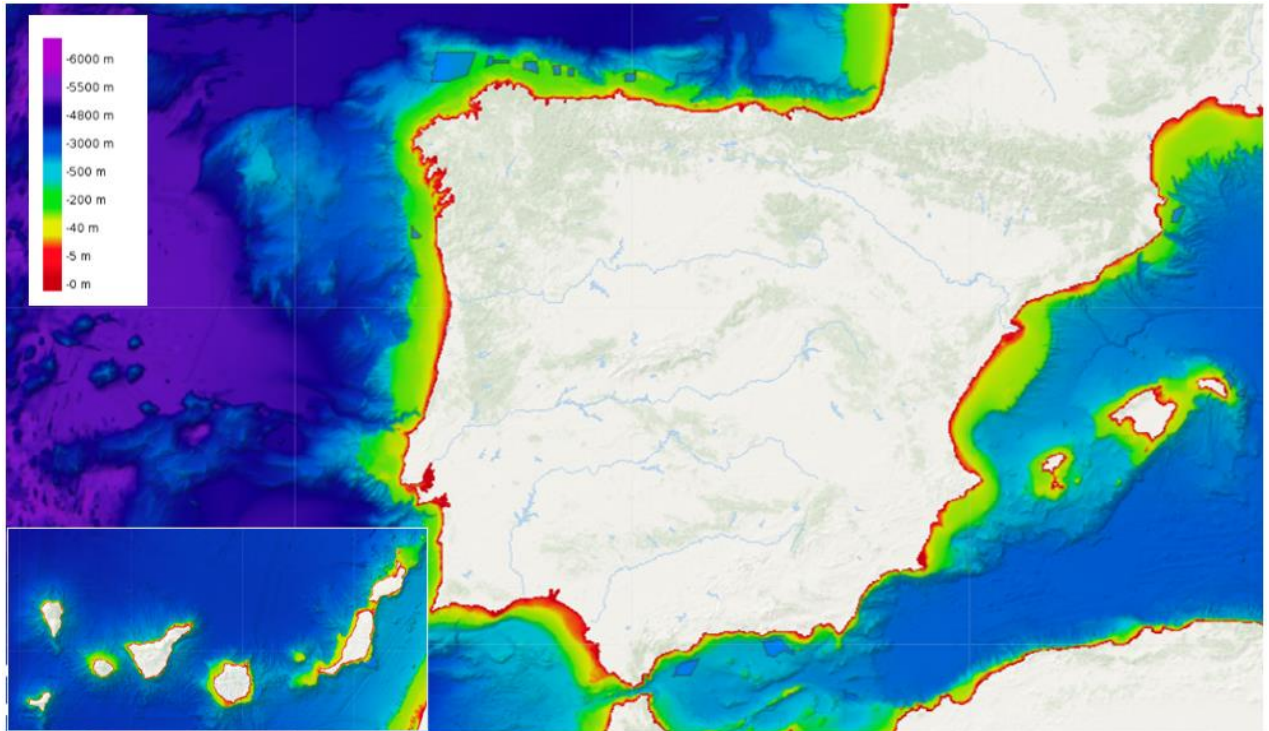


Figura 8. Batimetría del terreno. Fuente: Visor Informar. MITECO-IDEA

Las cinco zonas remanentes de la demarcación noratlántica, después del filtrado realizado en el apartado anterior, se encuentran en su mayoría a profundidades aptas según el criterio establecido, mientras que el polígono restante de las canarias se encuentra a profundidades superiores, motivo por el cual será descartado como posible emplazamiento.

4.2.3. Filtrado de zonas por velocidades del viento

El último de los requisitos que debe cumplir el área seleccionada es que las velocidades del viento sean superiores a los 7,5 m/s a los 100 m de altura. La siguiente figura distingue la velocidad del viento a dicha altura, todas aquellas zonas sombreadas cumplen este requisito:

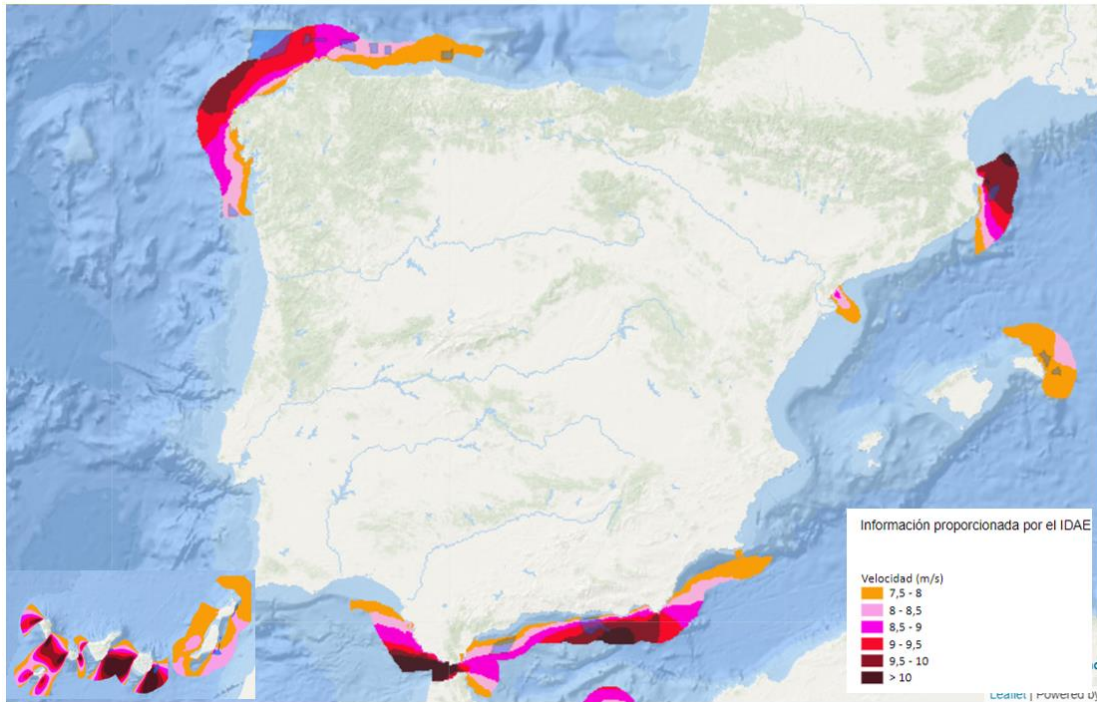


Figura 9. Velocidad del viento a 100 m. Fuente: Visor Informar. MITECO-IDEA

Teniendo en cuenta todas las consideraciones previamente mencionadas, finalmente se ha seleccionado el polígono destacado en la Figura 10, dado que cumple todos los requisitos necesarios para ser adecuado para la instalación de eólica offshore, es decir, se encuentra en su totalidad a profundidades inferiores a los 200 m, la velocidad del viento media oscila entre los 8 y los 9 m/s, no entra en conflicto con las zonas restringidas por cuestiones de protección de la biodiversidad y su ubicación está a menor distancia de la costa que el resto de los polígonos restantes. Además, todas aquellas marcas rojas se corresponden con puertos autonómicos, mientras que los círculos grises son puertos de interés general. En la siguiente figura se distingue el área donde se instalará la planta de color verde:

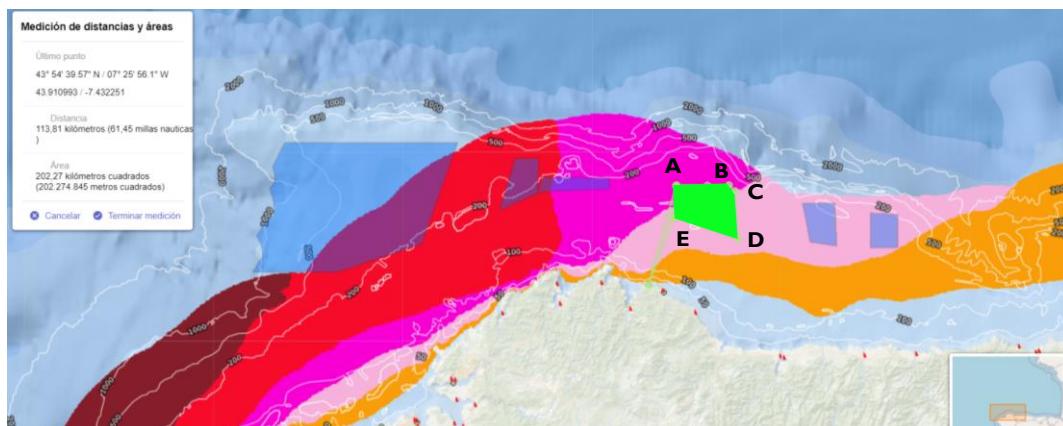


Figura 10. Polígono definitivo. Fuente: Visor Informar. MITECO-IDEA

La zona seleccionada cuenta con 236,29 Km² de superficie disponible y se encuentra situada a más de 24 millas náuticas (aproximadamente 45 Km) de la costa, requisito impuesto para reducir el impacto visual de este tipo de centrales, en concreto se encuentra a 61,45 millas náuticas (113,81 Km). Según la ordenación del espacio marítimo esta zona es de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina denominada NOR_5. Este polígono queda delimitado por las siguientes coordenadas según el sistema de referencia EPSG:3857 y coordenadas UTM WGS84:

Tabla 1. Coordenadas de la NOR_5.

Vértice	X	Y
A	44,00	-7,42
B	44,00	-7,22
C	43,99	-7,20
D	43,99	-7,20
E	43,91	-7,43

Por otro lado, el puerto que se encuentra más próximo al área seleccionada es el de San Cibrao, que opera bajo la gestión de la autoridad portuaria de Ferrol-San Cibrao. Este organismo se ha posicionado a favor de la instalación de energía eólica offshore dado que ha mostrado su apoyo al proyecto, ya en curso, de Nervión Naval-offshore, incluso han declarado su intención de convertir el puerto en un faro para la energía verde [15]. Además, este puerto cuenta con diferentes servicios de remolque y transporte de mercancías pesadas que resultarían de gran utilidad a la hora de instalar la central.

4.3. Análisis del recurso eólico

En este apartado se llevará a cabo un estudio del recurso eólico disponible en la zona seleccionada. Para ello, se realizarán distintos análisis que incluyen: i) distribución de frecuencias de la velocidad y su dirección, ii) estudio del efecto de la altura sobre el recurso eólico según la Ley de Hellman y iii) estudio probabilístico de las frecuencias del viento de acuerdo con la distribución de Weibull.

Esta evaluación se ha hecho en base al análisis de del recurso eólico recogido por el atlas eólico de España [16]. Este documento recopila la información obtenida a través de un modelo de simulación meteorológica y de prospección del recurso eólico a largo plazo en todo el territorio español, los resultados de este modelo han permitido elaborar un sistema de información geográfica de consulta pública a partir del cual se ha obtenido la información necesaria para el análisis del recurso eólico que concierne a este proyecto de fin de grado. En el Anexo I quedan



recogidos todos los aspectos relacionados con dicho estudio que condicionan directamente este proyecto.

4.3.1. Potencia disponible en el viento

Los aerogeneradores son capaces de aprovechar la energía cinética del viento, esta consta de energía dado que se trata de una masa en movimiento a una determinada velocidad. Esta energía viene dada por la siguiente ecuación:

$$E = \frac{1}{2} m \cdot v^2$$

Ecuación 1. Energía cinética del viento

Donde: m masa del aire y v velocidad del viento. La masa del aire se puede calcular a su vez como el producto de la densidad de este por el volumen de aire que atraviesa el aerogenerador:

$$m = \rho \cdot V$$

Ecuación 2. Masa de aire.

Donde V es el volumen barrido por las palas del aerogenerador, y se puede calcular como el volumen de un cilindro imaginario de largo L y área A, que se corresponde con el área circunferencial que comprenden las palas del aerogenerador:

$$V = A \cdot L$$

Ecuación 3. Volumen de barrido.

A su vez la longitud del cilindro puede calcularse según la siguiente ecuación:

$$L = v \cdot t$$

Ecuación 4. Longitud del cilindro.

Donde v es la velocidad del viento en m/s y t el tiempo que tarda el aire en atravesar el aerogenerador en segundos. Finalmente sustituyendo todas las expresiones anteriores en la ecuación 1 se obtiene que la energía cinética del viento es función de la densidad y velocidad del aire, el área comprendida por las palas del aerogenerador y el tiempo que el aire tarda en atravesar el mismo. Por tanto:

$$E = \frac{1}{2} m v^2 = \frac{1}{2} \rho V v^2 = \frac{1}{2} \rho v^2 A L = \frac{1}{2} \rho v^2 A v t = \frac{1}{2} \rho v^3 A t$$

Ecuación 5. Energía cinética en función de las características del viento.

Dado que la potencia se calcula como la energía por unidad de tiempo, la potencia disponible en el viento es:

$$P_d = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \rho v^3 A$$

Ecuación 6. Potencia disponible.

No obstante, de toda esta potencia eólica disponible en el viento el aerogenerador solo es capaz de transformar en potencia eólica útil una fracción según la siguiente expresión:

$$P_u = \eta_e \cdot \eta_c \cdot C_p \cdot P_d$$

Ecuación 7. Potencia útil.

Donde η_e es el rendimiento del generador eléctrico, η_c el rendimiento de la caja multiplicadora y C_p es el coeficiente de potencia del aerogenerador.

Para conocer la potencia útil primero será preciso conocer la velocidad media del viento, así como su densidad, el área barrida por las palas del aerogenerador y sus curvas de potencia.

4.3.2. Distribución de frecuencias de la velocidad y dirección: Rosa de los Vientos.

La rosa de los vientos es un diagrama polar que consiste en un círculo dividido en 16 sectores marcados por los puntos cardinales y que proporcionan información sobre la velocidad del viento en cada una de las direcciones. Este tipo de diagramas están destinados a determinar la dirección predominante del viento de cara a elegir la orientación de los aerogeneradores. La sección central del diagrama permite visualizar el porcentaje para el cuál el viento se encuentra en calma.

La Figura 11 muestra la rosa de los vientos característica de la zona de estudio. Se puede observar cómo la dirección dominante del viento es el este, vientos procedentes de esta dirección se dan con una frecuencia del 16 % de las horas anuales, siendo estos en su mayoría inferiores a los 18 m/s y superiores a los 6 m/s. Por el contrario, la segunda dirección en la que el viento soplan con mayor frecuencia es el oeste, en este caso, aunque los vientos soplen con menores frecuencias (inferiores al 12 % de las horas anuales) las velocidades medias son mayores.

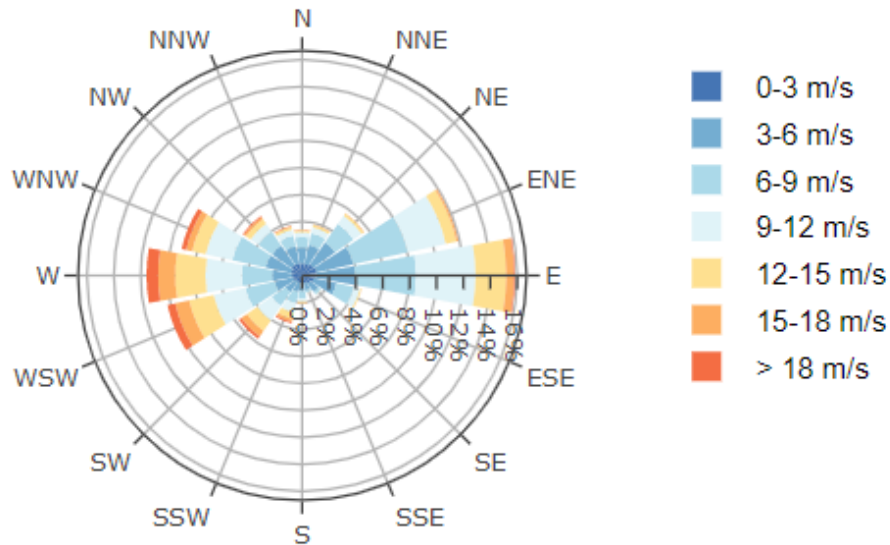


Figura 11. Rosa de los vientos a 1006m. Fuente: Mapa Eólico Ibérico.

Los resultados obtenidos plantean la duda de si el parque de aerogeneradores debería orientarse hacia el este o el oeste, dado que para aprovechar en mayor medida la energía procedente del viento las palas del aerogenerador deben encontrarse de forma perpendicular al mismo. Existen dos posibles disposiciones del rotor respecto al viento, barlovento o sotavento, en función de si el rotor se encuentra antes o después de la torre respectivamente.

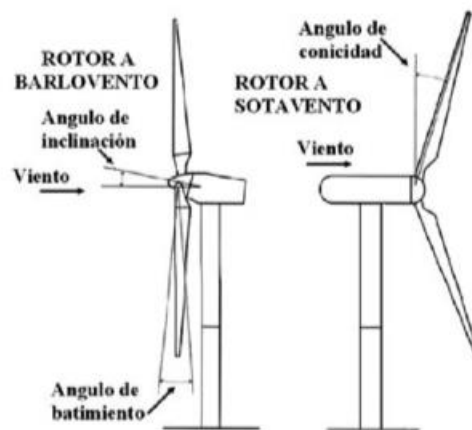


Figura 12. Posibles disposiciones del rotor respecto al viento. Fuente: Ingeniería de la Energía Eólica (Villarrubia, 2013)

De modo que la orientación del parque dependerá tanto de la dirección del viento como del tipo de aerogenerador, dado que los rotores a barlovento cuentan con sistemas de orientación que mantienen en todo momento el rotor perpendicular al viento, mientras que los rotores a sotavento no requieren este tipo de sistemas debido a la naturaleza de su estructura cónica [17].

4.3.3. Variación de la velocidad del viento estacionario con la altura.

La velocidad del viento varía con la altura debido al efecto provocado por la rugosidad del terreno y por la temperatura. Respectivamente, estos efectos provocan turbulencias de tipo mecánico y térmico.

La velocidad del viento va aumentando según lo hace la distancia desde la superficie, dado que teóricamente en la zona inmediata a la superficie existe una capa límite donde la velocidad del viento es nula y según se asciende se deja atrás, tanto la capa límite como el resto de los obstáculos de la superficie. De acuerdo con la tipología del terreno existe una clasificación de las zonas en función de la rugosidad, la cual categoriza las zonas acuáticas como clase de rugosidad 0 debido al bajo factor de rugosidad del terreno. La zona de estudio es de clase 0 dado que su longitud de rugosidad se considera 0,0002 m, esto implica que el perfil vertical de velocidad del viento seguirá una tendencia vertical, más abrupta que si se tratase de una superficie con mayor rugosidad.

Tabla 2. Clases de rugosidad del viento. Fuente: Ingeniería de la Energía Eólica (2013).

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad z_0 (m)	Índice de energía (%)	Tipo de terreno
0	0,0002	100	Agua, terreno abierto y superficie lisa
0,5	0,0024	73	Pistas de hormigón, césped...
1	0,03	52	Campos abiertos sin cercados ni setos. Edificios muy dispersos. Colinas suavemente redondeadas.
1,5	0,055	45	Campo con algunas casas arbolado de hasta 8m de altura situado como mínimo a 1250 m.
2	0,1	39	Campo con algunas casas arbolado de hasta 8m de altura situado como mínimo a 500 m.
2,5	0,2	31	Campo con algunas casas arbolado de hasta 8m de altura situado como mínimo a 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, bosques y terreno accidentado y desigual.
3,5	0,8	18	Ciudades con edificios altos.
4	1,6	13	Grandes ciudades con edificios muy elevados.

De modo que la velocidad del viento a una determinada altura vendrá condicionada tanto por la rugosidad del terreno como por la altura, esta relación la establece la siguiente ecuación:

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{\ln\left(\frac{z_2 - d}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1 - d}{z_0}\right)}$$

Ecuación 8. Expresión logarítmica de la cizalladura del viento. Fuente: Atlas Eólico de España.

Donde v_1 y v_2 son las velocidades del viento a cada una de las alturas z_1 y z_2 , d es la altura del desplazamiento y z_0 es la altura de la rugosidad. La altura de rugosidad determina la distancia para la cual se cumple que la velocidad del viento es nula, mientras que la altura de desplazamiento indica a que altura la velocidad del viento se hace 0 en la expresión de cizalladura, esto se cumple cuando $z_2-d=z_0$.

Según esta expresión se obtiene el perfil vertical medio de la velocidad del viento, que estudia el efecto de la altura sobre la velocidad. Para una altura de 100 m, que suele ser la altura típica del rotor, la velocidad media es de 8 m/s, valor superior a los 7,5 m/s mínimos requeridos para garantizar la viabilidad técnica de la instalación. En la siguiente figura se observa la evolución de la velocidad con la altura:

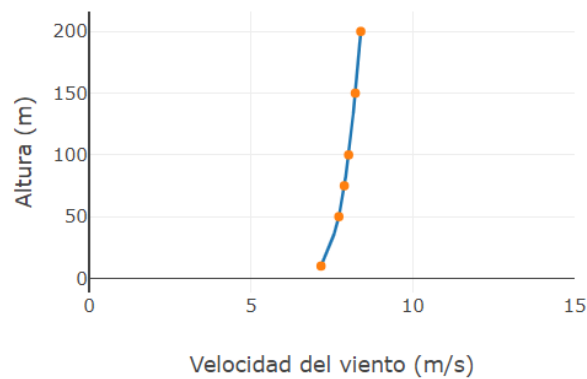


Figura 13. Perfil vertical medio de la velocidad del viento. Fuente: Mapa Eólico Ibérico.

Al tratarse del perfil de velocidad de una zona con bajo rozamiento para alturas moderadas ya se observan velocidades de 7,7 m/s a los 50 m. Esto supone que a esa altura ya existe recurso eólico explotable, esto implica que será posible reducir el tamaño del aerogenerador lo que favorece a la reducción de costes de instalación.

4.3.4. Función de distribución de la velocidad: función de probabilidad de Weibull

A la hora de diseñar un parque eólico es crítico conocer la función de distribución de la velocidad del viento, dado que los aerogeneradores deben ser diseñados para soportar determinadas cargas ejercidas sobre sus palas. Para llevar a cabo este estudio se emplea una función probabilística, el ajuste Weibull, esta función calcula la probabilidad que hay de que se den distintas velocidades del viento, es decir, la frecuencia de las distintas velocidades. Esta distribución atiende a la siguiente ecuación [18]:

$$f(v) = k \frac{v^{k-1}}{c^k} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right)$$

Ecuación 9. Distribución de Weibull.

Donde:

- $f(v)$: es la probabilidad asociada a cada velocidad del viento
- k : es un parámetro de forma adimensional, en la zona de estudio tiene un valor de 1,88
- v : es la velocidad media anual del viento
- c : es un parámetro de escala, con valor próximo a la velocidad media, en este caso es de 9,03

Esta función se ha calculado para una altura de 100 m, que es la altura media que suelen tener los aerogeneradores offshore. Al aplicar dicha fórmula se obtiene la siguiente la distribución de frecuencias mostrada en la Figura 14 donde se puede apreciar de forma más visual como con mayor frecuencia las velocidades que se dan están en torno a los 7 m/s, en concreto la velocidad media es 8,32 m/s, mientras que velocidades superiores a los 18 m/s son poco frecuentes, lo que implica la menor probabilidad de que se den velocidades elevadas.

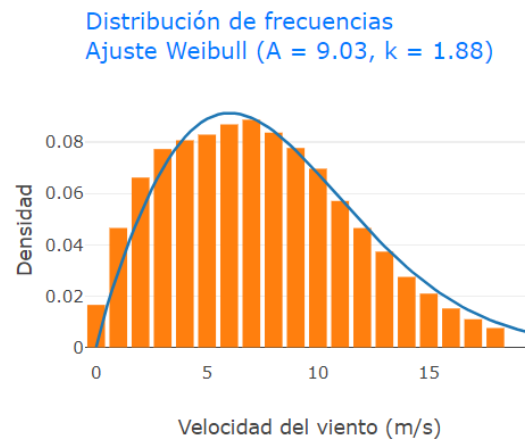


Figura 14. Distribución de frecuencias. Ajuste de Weibull (c=9,03, k=1,88). Fuente: Mapa Eólico Ibérico.

Como se ha mencionado en el apartado anterior la velocidad del viento varía con la altura, por tanto, su función de probabilidad también variará con la altura. Justus Y Mihail [19] desarrollaron una correlación empírica que permite calcular los parámetros k y c de la expresión de probabilidad de Weibull en función de la altura a través del parámetro β . Estas ecuaciones son solo aplicables para alturas en torno a los 100 m y para zonas de baja rugosidad como es el caso.

Será necesario calcular la función de distribución de Weibull a la altura del buje del aerogenerador a partir de las siguientes ecuaciones.

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln(c)}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{z}{10}\right)}$$

Ecuación 10.

$$k' = k \left(\frac{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{z}{10}\right)}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{z'}{10}\right)} \right)$$

Ecuación 11. Parámetro de forma a la altura z'.

$$c' = c \cdot \left(\frac{z'}{z}\right)^\beta$$

Ecuación 12. Parámetro de escala a la altura z'.

Donde z , c y k hacen referencia a la altura, el parámetro de escala y el de forma a 100 m y z' , c' y k' a la altura que se quiera conocer la nueva distribución.

4.4. Selección de la turbina eólica

Como criterio para seleccionar la turbina eólica más adecuada se considerarán los principales parámetros que condicionan el funcionamiento de un aerogenerador: la energía producida por la turbina, el rendimiento eléctrico global, el factor de carga o capacidad y las horas equivalentes a plena carga.

4.4.1. Curvas de potencia de los aerogeneradores disponibles

Las curvas de potencia de los aerogeneradores representan la potencia producida por el aerogenerador en función de la velocidad del viento. Este tipo de curvas son elaboradas por los fabricantes en base a la norma IEC 61400-1, y se realizan para condiciones atmosféricas estándar (15 °C y 1,013mbar), lo que implica que la densidad del aire sea 1,225 Kg/m³. Como la densidad es función de la temperatura del aire y de la altitud habrá que introducir un factor de corrección.

La situación ideal sería comparar el mayor número de turbinas posible y estudiar cuál de todas es la más adecuada para este tipo de aplicación. No obstante, debido a la prematuridad de esta tecnología sólo ha sido posible encontrar las curvas de potencia de dos aerogeneradores offshore, dado que para la gran mayoría de turbinas los datos sobre sus rendimientos son de carácter privado. En concreto se estudiarán los modelos V112-3.0 y el SG 8.0-167 DD cuyas principales características se resumen en la *Tabla 3*. Las curvas de potencia proporcionadas a partir de los fabricantes se encuentran en el *Anexo II*.

Tabla 3. Modelos de aerogeneradores offshore con curva de potencia disponible

MODELO	FABRICANTE	POTENCIA NOMINAL (KW)	ALTURA DEL BUJE (M)	DIÁMETRO (M)	ÁREA DE BARRIDO (M ²)
V112-3.0	Vestas	3000	94	112	9852
SG 8.0-167 DD	Siemens Gamesa	8000	92	167	21 04

4.4.2. Cálculo de la potencia extraída del viento

La energía producida por el aerogenerador dependerá simultáneamente de su curva de potencia y de la distribución de Weibull a la altura del buje, dado que el área comprendida bajo la intersección entre ambas curvas será la cantidad de energía producida. Por tanto, la potencia media generada por el aerogenerador será la energía aprovechable en un determinado periodo de tiempo, esta viene dada por la siguiente expresión:

$$P = \frac{E}{T} = \int_{V_a}^{V_d} p(v) \cdot P(v) \cdot dv$$

Ecuación 13. Potencia eólica.

Se establecen como límites de integración la velocidad de arranque del aerogenerador ($V_a = 3$ m/s) y la de desconexión ($V_d = 25$ m/s), y se calcula la integral que surge del producto entre la función de distribución de probabilidades a la altura del buje ($p(v)$) y de la curva de potencia del aerogenerador ($P(v)$). Esta integral puede descomponerse en dos, considerando las características de la curva de potencia, un primer intervalo comprendido entre la velocidad de arranque y la nominal, y un segundo intervalo desde la velocidad nominal hasta la de desconexión. Resultando en la siguiente expresión:

$$P = \int_{V_a}^{V_n} p(v) \cdot P(v) \cdot dv + \int_{V_n}^{V_d} p(v) \cdot P(v) \cdot dv$$

Ecuación 14.

La primera integral del primer sumando se resuelve según un método de discretización de funciones mediante el cual la integral pasa a ser:

$$\int_{V_a}^{V_n} p(v) \cdot P(v) \cdot dv = \sum_i^n p_i \cdot P_i \cdot \Delta v_i$$

Ecuación 15.

Mientras que para el segundo sumando puede sacarse la potencia como constante, dado la potencia nominal es constante una vez se alcanza la velocidad nominal, y se integra la función de probabilidad de Weibull resultando en la siguiente ecuación:

$$\int_{v_n}^{v_d} p(v) \cdot P(v) \cdot dv = P_N \cdot (e^{-\left(\frac{v_n}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_d}{c}\right)^k})$$

Ecuación 16.

Tras calcular la distribución de Weibull a la altura del buje según se explica en el apartado 4.3.4 y aplicando las ecuaciones 4 y 5, según el ejemplo de cálculo recogido en el Anexo II se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 4. Resultados del cálculo de la potencia extraída del viento.

Modelo	P_N (kW)	P_e (kW)
VI 12-3.0	3000	1838
SG 8.0-167 DD	8000	4005

Dado que estos resultados surgen del cálculo de la integral del producto entre la función de distribución de Weibull y de la curva de potencia del aerogenerador, aquel modelo con una mayor área bajo su curva de potencia será capaz de producir mayor energía eléctrica.

4.4.3. Rendimiento eléctrico global

El rendimiento eléctrico global determina la relación entre la energía generada por la turbina (E_e) y la disponible en el viento (E_d) para un periodo de tiempo determinado.

$$\eta = \frac{E_e}{E_d} = \frac{P_e}{P_d}$$

Ecuación 17. Rendimiento eléctrico global.

La potencia extraída del viento (P_e) es la calculada en el apartado 4.4.2, mientras que la potencia disponible se calcula según la ecuación 6. De modo que los resultados obtenidos para el cálculo del rendimiento eléctrico quedan recogidos en la tabla 5.

Tabla 5. Resumen de potencia extraída, disponible y resultados del rendimiento.

Modelo	P_e (kW)	P_d (kW)	η
VI 12-3.0	1838	4264,46	0,430
SG 8.0-167 DD	4005	9346,87	0,428



Aunque el modelo de Siemens Gamesa sea capaz de generar mayor potencia su rendimiento es ligeramente inferior. Esto se debe a que el modelo de Vestas, aunque produzca menos energía es más eficiente a la hora de aprovecharla.

4.4.4. Factor de carga

El factor de carga o de capacidad establece la relación entre la potencia eléctrica producida por la turbina del aerogenerador y la potencia nominal del mismo. Por tanto, este factor representa la relación entre la energía eléctrica producida por la turbina y la que se habría producido si este operara bajo régimen nominal.

$$FC = \frac{P_e}{P_N}$$

Ecuación 18. Factor de carga.

Los factores de carga calculados para los modelos estudiados vienen en la siguiente tabla.

Tabla 6. Resultados para el cálculo del factor de carga.

<i>Modelo</i>	<i>FC</i>
V112-3.0	0,61
SG 8.0-167 DD	0,50

Por tanto, el modelo V112-3.0 trabaja a máxima potencia entorno al 61 % del tiempo mientras que el SG 8.0-167 DD lo hace el 50 % del tiempo.

4.4.5. Horas equivalentes a plena carga

Las horas equivalentes a plena carga se corresponden con el número de horas que debería trabajar el aerogenerador para conseguir generar la misma potencia si operara a plena carga, es decir, si operara bajo régimen nominal.

Las horas equivalentes se calculan como el cociente entre la energía específica producida por la máquina y la potencia nominal, como la potencia es energía por unidad de tiempo se puede sustituir en la ecuación el factor de carga calculado previamente de la siguiente manera:

$$HE = \frac{E}{P_N} = \frac{P_e(t)}{P_N} = 8760 \cdot FC$$

Ecuación 19. Horas equivalentes.

Donde 8760 es el número de horas de un año, parámetro conocido como factor de operación de la planta durante un determinado periodo de tiempo.

Aplicando la ecuación 19 se obtienen los resultados recogidos en la tabla 7.

Tabla 7. Resultados obtenidos del cálculo de horas equivalentes.

Modelo	HC (h/año)
V112-3.0	5311
SG 8.0-167 DD	4340

Dado que el modelo de Vestas contaba con un mayor factor de carga también contará con un mayor número de horas equivalentes a plena carga.

4.4.6. Factor de corrección de la densidad

Los cálculos realizados hasta ahora se han realizado asumiendo el valor de la densidad en condiciones estándar (1,225 Kg/m³). Dado que se está trabajando en condiciones distintas a la estándar será preciso introducir un factor de corrección para calcular los valores reales.

$$k_d = \frac{288}{t + 273} \cdot e^{-\frac{h}{8435}}$$

Ecuación 20. Factor de corrección de la densidad.

Donde h es la altura sobre el nivel del mar en metros y t la temperatura media anual en la zona en grados centígrados.

Por tanto, la energía real se calculará como el producto entre la energía calculada previamente y el factor de corrección de la densidad.

Tabla 8. Resultados obtenidos al aplicar el factor de corrección de la densidad.

Modelo	k_d	$Pe'(kW)$	$Pd'(kW)$	$P_N (kW)$	η	FC'	$HE' (h/año)$
SG 8.0-167 DD	0,998	3936,6	9326,4	8000	0,42	0,5	4331,3
V112-3.0	0,997	1833,3	4254,13	3000	0,43	0,61	5298,2

Tras introducir el factor corrector de la densidad se observa como los valores de potencia extraída del viento y potencia disponible disminuyen ligeramente respecto a los valores calculados previamente.

4.4.7. Selección del modelo adecuado

Desde el punto de vista de características técnicas el modelo V112-3.0 presenta mayor rendimiento, mayor factor de carga y mayor número de horas equivalentes de operación, por lo que en principio resultaría la opción más favorable. No obstante, desde el punto de vista de rentabilidad económica del proyecto la plataforma flotante y suponen un gran porcentaje de los

CAPEX según muestra la *Figura 15*, por tanto, cuanto mayor sea el número de elementos fijos instalados mayor será el coste de la instalación.

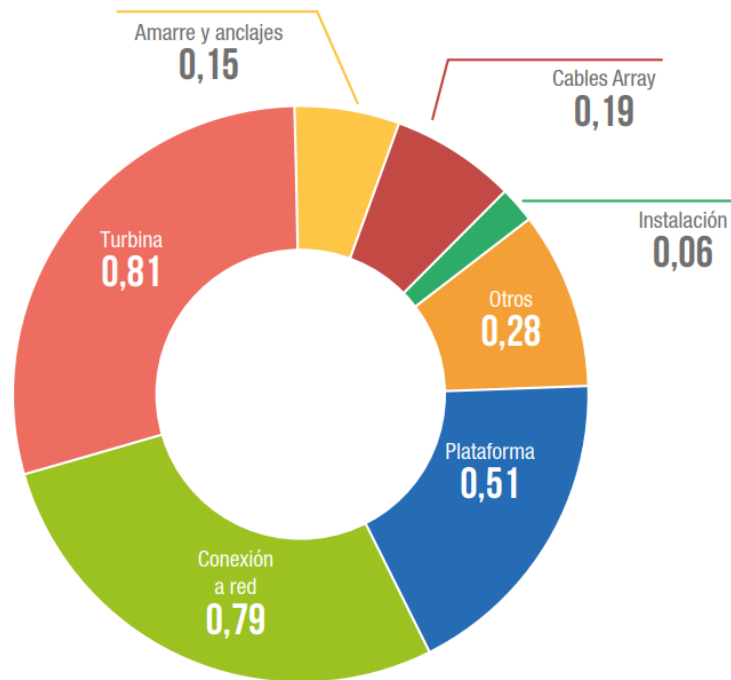


Figura 15. Desglose CAPEX para el año 2025 de una central eólica marina offshore de 500 MW (Millones de euros/MW instalado). Fuente: AEE.

Según la agencia internacional de las energías renovables (IRENA) actualmente los costes de producción oscilan entre los 180-200 €/MWh para proyectos comerciales de pequeña escala y los 80-100 €/MWh para los proyectos a escala comercial, como es el caso de estudio [20]. Para llevar a cabo la estimación de precios se empleará el caso más pesimista y se considerará que los costes de producción son de 100 €/MWh.

De modo que el coste total de la instalación durante el primer año se calcularía como el producto entre la capacidad a instalar, el coste por megavatio y las horas equivalentes de producción de la planta:

$$CAPEX = 100 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot 500 \text{ MW} \cdot HE \text{ (h/año)}$$

Ecuación 21. Estimación de los CAPEX.

Siendo CAPEX los costes de operación, calificados así por su traducción al inglés: capital expenditures.

Para calcular el desglose por categorías (turbina y plataforma son las más destacables para este estudio) se aplican los porcentajes asociados a cada una de ellas que vienen en la *Figura 15*. Los resultados obtenidos vienen recogidos en la siguiente tabla:

Tabla 9. Resumen de los costes.

Modelo	HE (h/año)	CAPEX (M€)	Coste aerogeneradores (M€)	Coste plataforma (M€)	Número de aerogeneradores
SG 8.0-167 DD	4331,32	216,5	175,41	110,44	63
V112-3.0	5298,22	264,91	214,57	135,10	167

Por tanto, y según era de esperar de acuerdo con la tendencia del mercado actual que cada vez emplea aerogeneradores de mayor capacidad [20], será preferible emplear el modelo SG 8.0-167 DD.

4.5. Selección del sistema de flotación, amarre y anclaje

Dado que los sistemas de flotación suponen una elevada fracción del coste de la instalación eólica su selección se hace en base al coste del ciclo de vida de la instalación. Para este análisis la Universidad de la Coruña ha desarrollado una metodología que calcula el coste de la instalación en base a diversos grupos de variables independientes. Estos grupos incluyen el modelo de la turbina, de la plataforma flotante, el sistema de anclaje, el tipo de sustrato y otras variables de interés para el cálculo de los costes totales.

En particular, se estudiaron los tres tipos de plataforma flotantes más extendidos en el mercado: plataforma semisumergible, spar y TLP. El estudio concluyó que los costes del ciclo de vida de cada plataforma oscilaban en torno a los 348M€ para la semisumergible, 444 M€ para la TLP y 370 M€ para la plataforma spar [21].

Este estudio también determinó que el material más apropiado para el sistema de amarre es la fibra de carbono para zonas de alta profundidad como es el caso. Adicionalmente, se determinó que la disposición más económica de las catenarias es cuando forman un ángulo de 90° respecto del fondo marino, dado que así su longitud es menor según se muestra en la *Figura 16 (c)* y, por tanto, se requiere menos material para construirlas. Aunque en los aspectos relacionados con el diseño de estos elementos se realizarían en etapas posteriores de ingeniería.

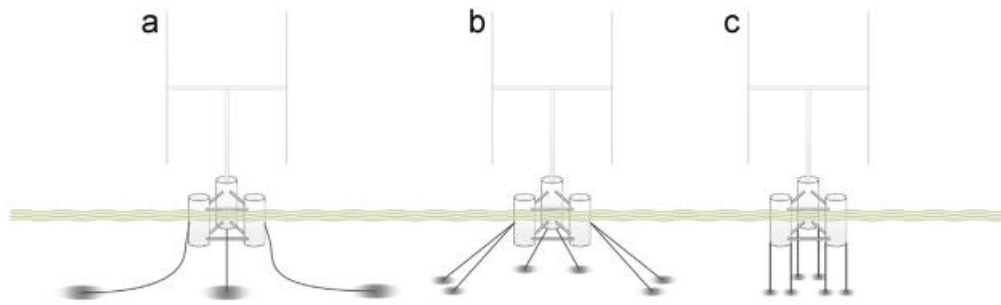
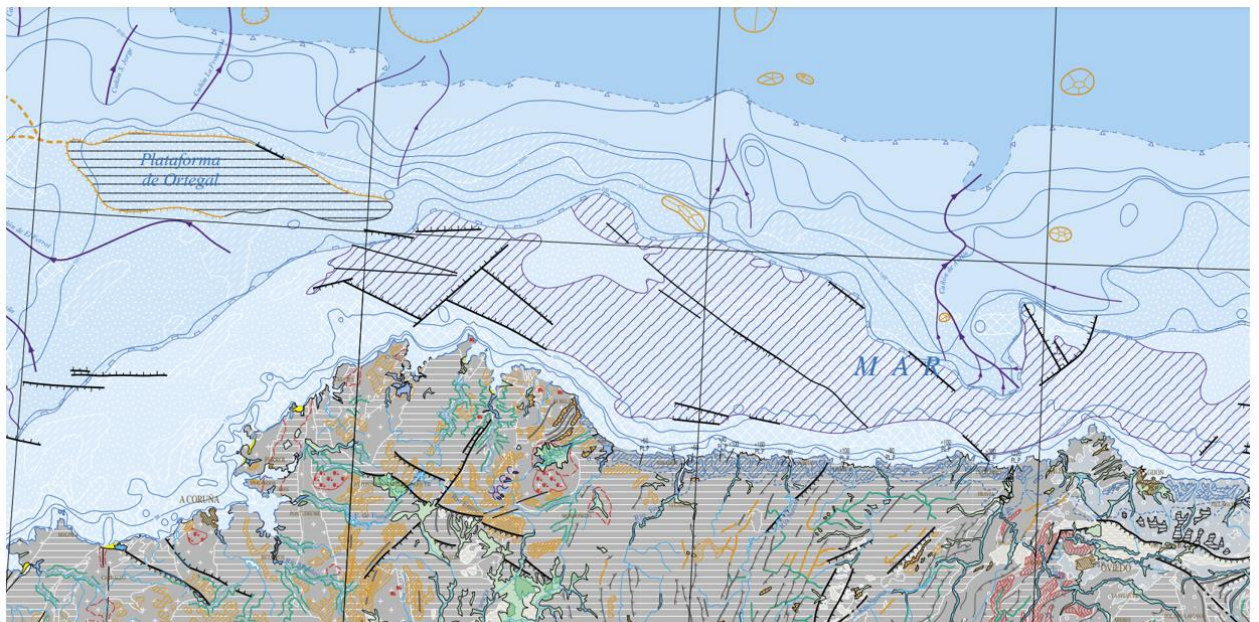


Figura 16. Sistemas de anclaje y catenarias para plataformas semigumegibles: a) Sistema de líneas catenarias b) Sistema de catenarias tensionadas/inclinadas c) Sistema de catenarias verticalmente tensionadas. [22]

Por otro lado, en cuanto al sistema de anclaje habrá que conocer las características y composición del fondo marino para determinar la tecnología más adecuada. Según el mapa geomorfológico elaborado por el Instituto Geológico y Minero de España (IGME) (Figura 17) la zona de estudio está principalmente formada por arenas y gravas, de cara a la instalación del sistema de anclaje este tipo de terreno, junto con las arcillas, son los más adecuados, mientras que habrá que evitar aquellas zonas en las que afloren formaciones rocosas [23]. Para una mejor visualización del mapa se proporciona una imagen expandida en el Anexo IV.










a)




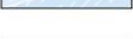



**ZONA SUMERGIDA
OFFSHORE AREA**

**FONDO MORFOESTRUCTURAL
MORPHOESTRUCTURAL BACKGROUND**

UNIDADES FISIAGRÁFICAS
PHYSIOGRAPHIC UNITS

	V	Infralitoral y Plataforma continental <i>Infralittoral and Continental shelf</i>
		Ruptura de la Plataforma continental <i>Continental shelf break</i>
	VI	Talud continental <i>Continental slope</i>
		Base del Talud continental <i>Foot of Continental slope</i>
	VII	Ascenso continental <i>Continental rise</i>
		Base del Ascenso continental <i>Foot of Continental rise</i>
	VIII	Llanura abisal <i>Abissal plane</i>

LITOLOGIAS
LITHOLOGIES

	h	Gravas en el infralitoral y plataforma continental y en el talud continental <i>Graves on infralittoral and continental shelf and continental slope</i>
	i	Arenas en el infralitoral y plataforma continental <i>Sands on infralittoral and continental shelf</i>
	i	Arenas en el talud continental y en el ascenso continental <i>Sands on continental slope and continental rise</i>
	f	Fangos en el infralitoral y plataforma continental y en el talud continental <i>Muds on infralittoral, continental shelf and continental slope</i>
	f	Fangos en el ascenso continental y en la llanura abisal <i>Muds on continental rise and on abissal plane</i>
	k	Rocas en el infralitoral, plataforma continental y talud continental <i>Rocks on infralittoral, continental shelf and continental slope</i>
	l	Rocas volcánicas en el infralitoral, plataforma continental y talud continental <i>Volcanic rocks on infralittoral, continental shelf, and continental slope</i>

b)

Figura 17. a) Litología del fondo marino en la zona de estudio. b) Leyenda Fuente: IGME-CSIC [24]

Si se siguiera exclusivamente el criterio del coste de ciclo de vida de la instalación para seleccionar el tipo de plataforma se escogería la plataforma semisumergible o la SPAR debido a que sus costes son considerablemente más bajos que los de la TLP. Esto se debe a que el proceso de instalación de la última es excesivamente complicado (los costes de instalación representan el 16 % del coste total de la plataforma, en comparación con el 5 % en el caso de las otras alternativas), de modo que de forma general los expertos desaconsejan el uso de este tipo de plataformas.

Otro aspecto que resulta determinante para la selección de la plataforma es la densidad de tráfico marítimo [25]. Las plataformas de tipo SPAR se aconsejan para zonas con elevado tráfico marítimo y las semisumergibles para zonas de menor densidad de circulación. La costa gallega cuenta con un elevado tráfico marítimo, según refleja la Figura 18, dado a que se trata de una zona con un desarrollado tejido naval.

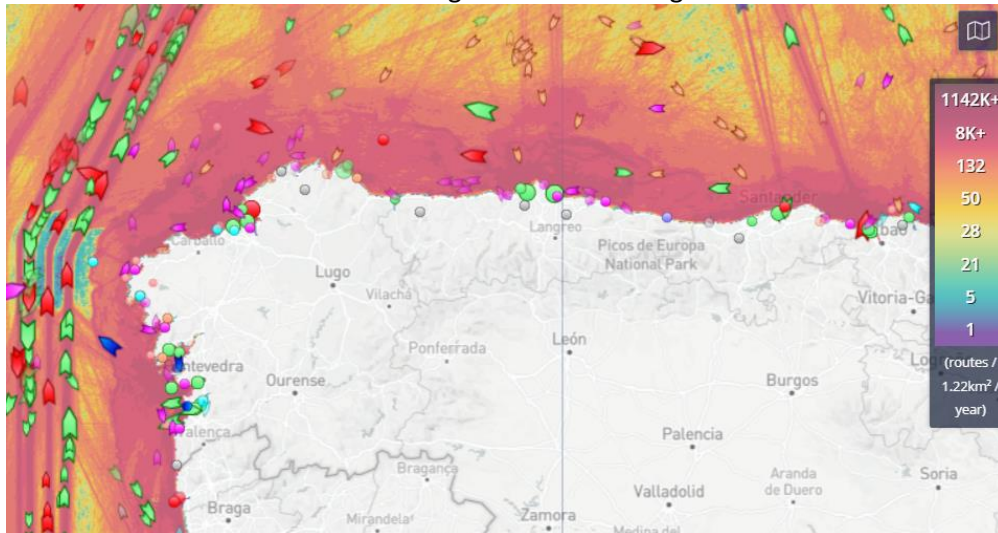


Figura 18. Densidad de tráfico marítimo en la costa gallega. Fuente: marinetraffic.com

En base a este criterio la opción preferente sería la plataforma SPAR. No obstante, dado que la zona de instalación del parque se trata de una zona de uso prioritario para la instalación de energía eólica marina podría contemplarse la opción de establecer rutas alternativas para el tráfico marítimo que evitasen dicha zona, aunque esto debería realizarse de acuerdo con las autoridades locales competentes.

Además, la tecnología semisumergible es una tecnología mucho más madura, dado que se trata de una adaptación de los sistemas empleados en plataformas petrolíferas flotantes. Este mayor grado de madurez implica que sus costes de instalación y mantenimiento son mucho menores que el de su competidora. Por otro lado, también puede soportar cargas mayores (llega a soportar turbinas de 14 MW) sin sufrir efectos de arrastre ni movimientos de sobretensión y cabeceo provocados por las olas, como sucede con la SPAR [26].

En definitiva, por todas las características expuestas se escogió como sistema de flotación más adecuado el semisumergible. En el Anexo V se proporciona una tabla comparativa de las principales ventajas y desventajas asociadas a cada opción.

El sistema seleccionado ya ha sido empleado previamente, un ejemplo práctico de su aplicación es el proyecto WindFloat Atlantic, una planta eólica offshore de 25 MW de potencia que emplea tres aerogeneradores offshore de 8,4 MW cada uno. Para este proyecto se empleó el modelo de plataforma semisumergible WindFloat desarrollado por la empresa Principle Power. Esta plataforma se encuentra anclada al lecho marino mediante catenarias y adquiere su estabilidad gracias a un sistema de “placas de trampa de agua” en la base de cada una de sus tres columnas. La Figura 19 se corresponde con una imagen de la instalación real.



Figura 19. Proyecto WindFloat. Fuente: EDP

De cara a etapas posteriores de ingeniería de detalle que profundicen sobre las características de diseño de la plataforma, cabe destacar los parámetros en los que será preciso centrarse por su relación con la estabilidad de la plataforma.

En primer lugar, para reducir el movimiento provocado por las olas se diseñarán las columnas lo más alejadas posible del centro de gravedad, además interesa que el centro de gravedad esté ubicado a alturas bajas respecto a la altura total de la plataforma para dotar de estabilidad a la estructura, para esto se emplean lastres o contrapesos que desplacen a mayores profundidades el centro de gravedad.

Por otro lado, desde el punto de vista de la reducción del movimiento también resulta interesante reducir la superficie de contacto con el agua, es decir, una reducida superficie de flotación. Para ello se aumentan los diámetros de las columnas por debajo de la línea de flotación, consiguiendo así una reducción de los movimientos ascendentes y descendentes provocados por el oleaje [27].

4.6. Interconexión offshore-onshore

El sistema de interconexión será el encargado de recolectar toda la corriente alterna de baja tensión producida los aerogeneradores y elevar su tensión mediante transformadores para reducir el coste de transmisión y las pérdidas de energía durante su transporte y vertido a la red eléctrica. Para que esto sea posible será necesario un sistema de cableado submarino y una subestación eléctrica marina. La selección de la tecnología durante esta etapa es de crucial

importancia de cara a la reducción de costes, y la principal variable de decisión para este proceso será la distancia a la costa [28].

4.6.1. Sistema de transmisión

Existen tres posibles configuraciones del sistema de transmisión en función del voltaje, la frecuencia y la corriente empleadas: HVDC, HVAC y LFAC.

La primera de ellas, la HVAC, no es una opción viable para el parque sujeto a estudio dado que sólo resulta económicamente rentable hasta distancias de 50 Km [29]. Esto se debe a que este tipo de sistemas presentan dos limitaciones técnicas: en primer lugar, la capacidad de transmisión de potencia del cable viene limitada por su corriente reactiva, que depende de la longitud del cable, de la frecuencia y de la capacitancia del cable según la ecuación 21; en segundo lugar, este tipo de conductores presentan un valor de caída de tensión límite que pueden sufrir entre sus extremos.

$$P_{max} = \sqrt{S_G^2 - (\omega \cdot C \cdot l \cdot U^2 \cdot 10^{-5})^2}$$

Ecuación 22. Fuente: [30]

Donde S_G es la potencia aparente en uno de los extremos del cable (MVA), P_{max} es la potencia máxima recibida en el extremo opuesto del cable, ω es la frecuencia angular (rad/s), C es la capacitancia específica del cable ($\mu\text{F}/\text{km}$), l es la longitud del cable en kilómetros (km) y U el voltaje (kV).

De este modo se ve que la máxima capacidad de transmisión de potencia está directamente relacionada con la longitud del cable, de modo que según aumente la longitud del cable mayor será la potencia reactiva y menor será la capacidad de transmisión de potencia reactiva, lo que supone el principal inconveniente de este tipo de tecnología.

Para solventar este problema se plantean dos alternativas: disminuir la frecuencia para conseguir así una disminución de la potencia reactiva y, por ende, un aumento de la máxima capacidad de transmisión, o emplear corriente continua para reducir así la impedancia de la línea solo al término de resistivo, lo que la desaparición de las corrientes de carga [10].

Al modificar la corriente alterna por corriente continua surgió el modelo HVDC (por sus siglas en inglés high voltaje direct current). Este sistema resulta económico para líneas de hasta 600 km [29] y opera mediante un colector que interconecta la red eléctrica de los aerogeneradores trabajando bajo frecuencias de entre 50/60 Hz, la corriente alterna que llega a dicho colector es posteriormente transformada a corriente continua en la subestación eléctrica offshore. La necesidad de transformar de corriente alterna a corriente directa encarece mucho la instalación,



dado que estas instalaciones son difícilmente accesibles y en caso de parada supondrían una amenaza para la estabilidad del sistema, además de llevar asociados elevados costes de operación y mantenimiento.

Existen dos alternativas dentro del sistema HVDC: el sistema de transmisión de alto voltaje corriente continua y convertidor de línea conmutada (HVDC-LCC) y el convertidor de fuente de voltaje (HVDC-VSC). Aunque la primera de las tecnologías es la que más se emplea en eólica terrestre, su hermana la eólica marítima se ha decantado por emplear la segunda alternativa debido a sus atractivas características. De modo que, aunque la tecnología LCC sea más madura que la VSC de cara a las aplicaciones marítimas la presencia de un sistema de control y regulación mediante semiconductores que permita la activación remota del sistema ha resultado crucial para su instalación dentro del entorno offshore [30].

Como se ha mencionado, tradicionalmente los sistemas más empleados por excelencia en el entorno offshore de larga distancia hayan sido los HVDC-VSC, por su capacidad de transmisión a grandes distancias. No obstante, la necesidad de una estación de conversión de corriente offshore supone un encarecimiento de la instalación, de modo que se adaptó la tecnología para minimizar tanto los costes de la instalación como el número de elementos físicos involucrados en el sistema de transmisión. De esta necesidad surgió la tecnología LFAC, que aprovecha la corriente alterna de baja frecuencia, entre los 3 y los 16,7 Hz, para transportar la energía a tierra donde hay una estación convertidora que adapta la frecuencia a la red, eliminando así la necesidad de una subestación offshore [31]. Teniendo en cuenta que esta tecnología se sustenta en la capacidad de los aerogeneradores de producir corriente alterna a baja frecuencia, se necesitaría un convertidor específico. Típicamente los aerogeneradores operan a 50/60 Hz por lo que para implantar esta tecnología habría que adaptar su régimen de producción.

4.6.2. Sistema de cableado

El sistema de cableado en las centrales eólicas offshore comprende una elevada fracción dentro de los CAPEX por lo que su selección es crucial desde el punto de vista de la reducción de costes.

Los cables empleados en centrales alejadas de la costa están enterrados a profundidades de entre 1 y 13 m en función de la necesidad de proteger el cable frente al tráfico marítimo u otras posibles afecciones. La principal característica de este tipo de cables es que deben ser resistentes a la humedad, dado que se encuentran en un entorno marítimo de alta humedad y salinidad. Adicionalmente, cuánto menores sean las pérdidas de energía y menor sea el mantenimiento requerido por el cable mayor será su atractivo de cara a su utilización. Por cumplir todas las características mencionadas los cables de tipo dieléctrico extruidos con aislamiento de polietileno (XLPE) son los más extendidos en el mercado [28].

Estos cables suelen estar fabricados de cobre, aunque según uno de los estudios consultados para el caso particular de una central eólica offshore de 1200 MW y a 200 Km de la costa la alternativa más económicamente atractiva es el aluminio [11]. Además de la posibilidad de que el material varíe la configuración del cable también lo hará en función de si el sistema de interconexión es de tipo AC o DC, esta diferencia es apreciable en la Figura 19.



Figura 20. Cables submarinos de tipo XLPE. a) HVAC b) HVDC. Fuente: ZMS cables

En etapas posteriores de ingeniería habría que realizar un estudio detallado de diversos parámetros relacionados con el cable. De cara a su dimensionamiento se hace en base a la capacidad eólica disponible, dado que de esta dependerá la energía transportada por el cable. Adicionalmente también habrá que considerar parámetros como las pérdidas energéticas y la capacidad de transmisión.

4.6.3. Nodo de interconexión

El punto de acceso a red se ubica en la subestación de 400 kV de Xove, en la provincia de Lugo, la última ampliación de su capacidad tuvo lugar en el año 2022, aunque actualmente no cuenta con capacidad disponible [32]. Esto no debería de suponer un problema de cara a la futura instalación de la planta dado que Red Eléctrica está desarrollando un plan de desarrollo destinada a ampliar la red de transporte de energía eléctrica de cara al año 2026. Este plan contempla una ampliación de la capacidad de la subestación de Xove destinada a la generación y al almacenamiento, y limita este acceso a aquellas energías de origen renovable [33].

5. Conclusiones

Tras la realización del presente trabajo destinado a estudiar la viabilidad técnica del desarrollo de una central eólica marina en la demarcación noratlántica de la península ibérica, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Se seleccionó la zona denominada NOR_5 por los POEM como la zona con mejores cualidades para instalar una central eólica marina. Esta zona ha sido calificada como óptima debido a que encuentra en su totalidad a profundidades inferiores a los 200 m, la velocidad del viento media oscila entre los 8 y los 9 m/s de modo que cuenta con recurso eólico explotable, no entra en conflicto con las zonas restringidas por cuestiones de protección de la biodiversidad según lo establecido en los POEM y su ubicación está a menor distancia de la costa que el resto de los polígonos restantes. Adicionalmente, cuenta con el puerto de San Cibrao en sus proximidades, punto a su favor de cara a las operaciones de construcción y mantenimiento dado que las autoridades portuarias se han declarado a favor de la instalación de eólica marina en sus costas.
- Del estudio del recurso eólico se concluye que la dirección dominante del viento es el este, con el 16 % de las horas anuales según esta dirección, y que la velocidad media es de 8,32 m/s a los 100 m de altura por lo que el recurso eólico es aprovechable dado que supera los mínimos requeridos para garantizar la viabilidad técnica de la instalación.
- Se escoge una turbina SG 8.0-167 DD que, aunque presentara valores menos atractivos desde el punto de vista del rendimiento, potencia extraída y factor de carga que el modelo VI 12-3.0, económicamente resulta más rentable dado que al instalar un menor número de turbinas los costes asociados a la instalación son menores.
- Por último, cabe concluir que los dos modos de interconexión con la red eléctrica son el HVDC y el LFAC, dado que son los únicos capaces de trabajar a largas distancias. Y aunque el segundo de ellos resulte prometedor de cara a futuras instalaciones por sus menores costes de instalación asociados, se optó por aplicar la tecnología HVDC-VSC dado que, según especifica la ficha técnica del aerogenerador este opera a frecuencias de 50/60 Hz y no a bajas frecuencias como requiere la otra tecnología.

6. Bibliografía

- [1] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2022,” 2022. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [2] Asociación Empresarial Eólica, “Libro Blanco de la Industria Eólica Marina en España,” 2022.
- [3] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Hoja de ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España,” 2021.
- [4] Asociación Eólica Española, “Anuario Eólico 2022,” 2022.
- [5] E. Rosales-Asensio, D. Borge-Diez, J. J. Blanes-Peiró, A. Pérez-Hoyos, and A. Comenar-Santos, “Review of wind energy technology and associated market and economic conditions in Spain,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 101, pp. 415–427, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.11.029.
- [6] I. Pineda and W. Pierre Tardieu, “Annual combined onshore and offshore wind energy statistics WindEurope,” 2018.
- [7] Iberdrola, “La energía eólica marina flotante: un hito para impulsar las renovables gracias a la innovación.”
- [8] A. Colmenar-Santos, J. Perera-Perez, D. Borge-Diez, and C. Depalacio-Rodríguez, “Offshore wind energy: A review of the current status, challenges and future development in Spain,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64. Elsevier Ltd, pp. 1–18, Oct. 01, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.05.087.
- [9] Z. Zhang, A. Chen, A. Matveev, R. Nilssen, and A. Nysveen, “High-power generators for offshore wind turbines,” *Norwegian University of Science and Technology*, 2013.
- [10] Y. Meng *et al.*, “Comparative economic analysis of low frequency AC transmission system for the integration of large offshore wind farms,” *Renew Energy*, vol. 179, pp. 1955–1968, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.07.137.
- [11] S. Karamitsos, E. Olsen, U. Axelsson, A. Canelhas, and S. Karamitsos, “Low Frequency AC Transmission on large scale Offshore Wind Power Plants. Achieving the Best from Two Worlds?,” Sep. 2014. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/280491636>
- [12] MITECO, “El Gobierno aprueba los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo,” Madrid, Feb. 2023. [Online]. Available: www.miteco.gob.es
- [13] Asociación Empresarial Eólica, “El sector eólico español celebra la aprobación del Real Decreto que regula los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM),” Feb. 2023. Accessed: Mar. 20, 2023. [Online]. Available: <https://aeeolica.org/el-sector-eolico-espanol-celebra-la-aprobacion-del-real-decreto-que-regula-los-planes-de-ordenacion-del-espacio-maritimo-poem/>
- [14] MITECO-Gobierno de España, *Real Decreto 150/2023*. 2023. [Online]. Available: <http://www.infomar.miteco.es/>



- [15] Autoridad Portuaria de Ferrol-San Cibrao, “<https://www.apfsc.com/francisco-barea-se-marca-el-objetivo-de-convertir-el-puerto-de-ferrol-en-el-faro-de-la-energia-verde/>,” AGAFAC, Jun. 2022.
- [16] A. G. O. L. L. M. M. S. P. Meteosim Truewind: Joan Aymamí, “Análisis del Recurso. Atlas Eólico de España. Estudio Técnico PER 2011-2020.,” 2011.
- [17] Miguel Villarrubia López, *Ingeniería de la Energía Eólica*, Alfaomega Grupo. Barcelona: Marcombo SA, 2013. Accessed: Apr. 09, 2023. [Online]. Available: <https://online.anyflip.com/xzcp/pugt/mobile/>
- [18] E. Hernandez, E. Cordoba, and G. Garcia, “Comparative Analysis of the Weibull Model and Observed Wind Data in the City of Floridablanca, Colombia.,” *TECCIENCIA*, vol. 13, no. 25, pp. 72–82, Sep. 2019, doi: 10.18180/tecciencia.2018.25.8.
- [19] C. G. Justus, W. R. Hargraves, Amir Mikhal, and Denise Graber, “Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions,” 1977.
- [20] I. – International Renewable Energy Agency, *FUTURE OF WIND Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects A Global Energy Transformation paper Citation About IRENA*. 2019. [Online]. Available: www.irena.org/publications.
- [21] L. Castro-Santos, “Decision variables for floating offshore wind farms based on life-cycle cost: The case study of Galicia (North-West of Spain),” *Ocean Engineering*, vol. 127, pp. 114–123, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.oceaneng.2016.10.010.
- [22] M. Borg, M. Collu, and A. Kolios, “Offshore floating vertical axis wind turbines, dynamics modelling state of the art. Part II: Mooring line and structural dynamics,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39. Elsevier Ltd, pp. 1226–1234, 2014. doi: 10.1016/j.rser.2014.07.122.
- [23] B. Cerfontaine, D. White, K. Kwa, S. Gourvenec, J. Knappett, and M. Brown, “Anchor geotechnics for floating offshore wind: Current technologies and future innovations,” *Ocean Engineering*, vol. 279, p. 114327, Jul. 2023, doi: 10.1016/j.oceaneng.2023.114327.
- [24] “MapaGeomorfologico_1000”.
- [25] A. Alkhalidi, H. Kaylani, and N. Alawawdeh, “Technology Assessment of offshore wind turbines: Floating platforms – Validated by case study,” *Results in Engineering*, vol. 17, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.rineng.2022.100831.
- [26] Abhinav Sultania and Lance Manuel, “Extreme Loads on a Spar Buoy-Supported Floating Offshore Wind Turbine”.
- [27] E. Edwards, A. Holcombe, S. Brown, E. Ransley, M. Hann, and D. Greaves, “Evolution of floating offshore wind platforms A review of at-sea devices,” Nov. 2022.
- [28] J. Díaz-Puerto Zarick and C. Ángeles -Camacho, “Generalidades de sistemas de generación eólica marina.,” Ciudad de México .



- [29] A. Kalair, N. Abas, and N. Khan, "Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59. Elsevier Ltd, pp. 1653–1675, Jun. 01, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2015.12.288.
- [30] Z. A. Styczynski, K. Rudion, A. G. Orths, P. B. Eriksen, and Z. A. Styczynski, "First Steps in Developing a Future North-Sea Offshore Grid." [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/266232944>
- [31] J. Ruddy, R. Meere, and T. O'Donnell, "Low Frequency AC transmission for offshore wind power: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56. Elsevier Ltd, pp. 75–86, Apr. 01, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2015.11.033.
- [32] M. Para, L. T. Ecológica, Y. El, and R. Demográfico, "Disposición 19471 del BOE núm. 281 de 2022," 2022. [Online]. Available: <https://www.boe.es>
- [33] Red Eléctrica España, "PLAN DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA. PERÍODO 2021-2026".
- [34] Emerging Technology From The Arxiv, "The Large Scale Impact of Offshore Windfarm Structures on Pelagic Primary Production in the Southern North Sea.," *MIT technology review*, Oct. 2017.

7. Anexos

Anexo I. Datos relacionados con el análisis del recurso eólico.

Tabla 10. Datos de la función de probabilidad de Weibull.

Velocidad (m/s)	Densidad (%)
0	0,0145
1	0,0413
2	0,0609
3	0,0723
4	0,0778
5	0,0824
6	0,0862
7	0,0883
8	0,0842
9	0,078
10	0,0709
11	0,069
12	0,04898
13	0,04
14	0,03
15	0,0228
16	0,0178
17	0,0135
18	0,0101

Anexo II. Curvas de potencia y cálculos relacionados con los aerogeneradores.

- Curva de potencia del modelo V112-3.0

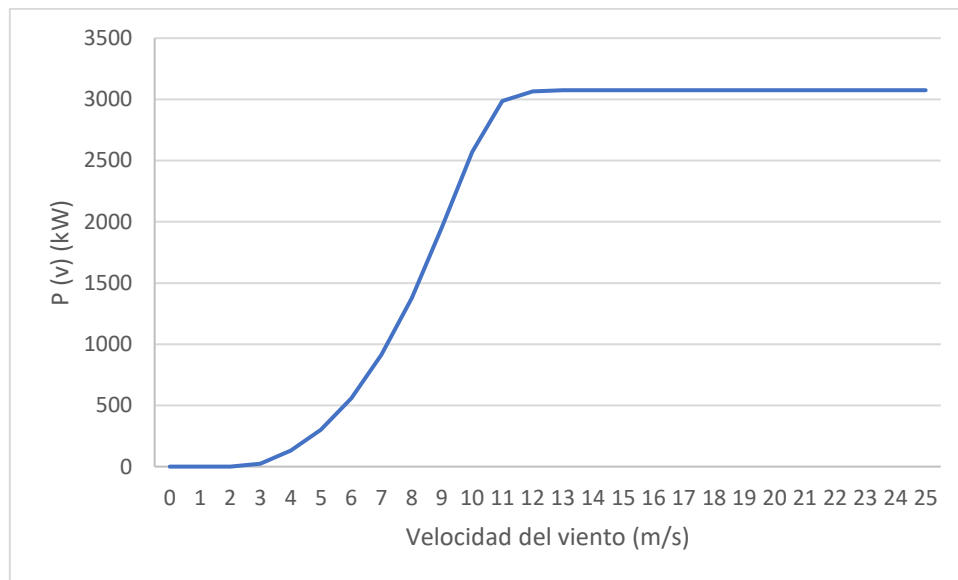


Figura 21. Curva de potencia del modelo V 112-3.0

- Curva de potencia del modelo SG 8.0-167 DD

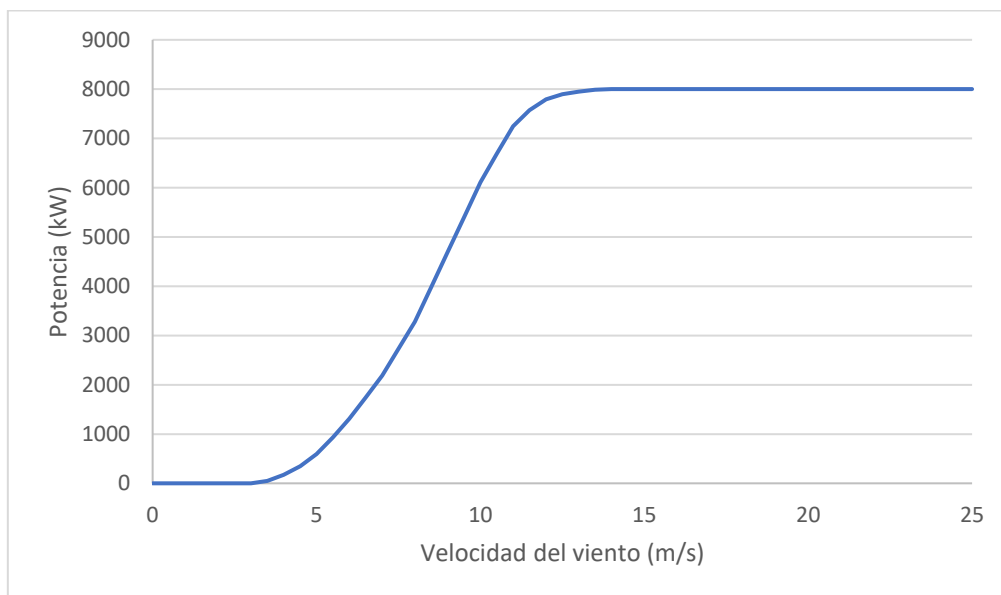


Figura 22. Curva de potencia del modelo SG 8.0-167 DD

- Intersección entre la función de Weibull a la altura del buje y la curva de potencia para cada modelo de estudio:

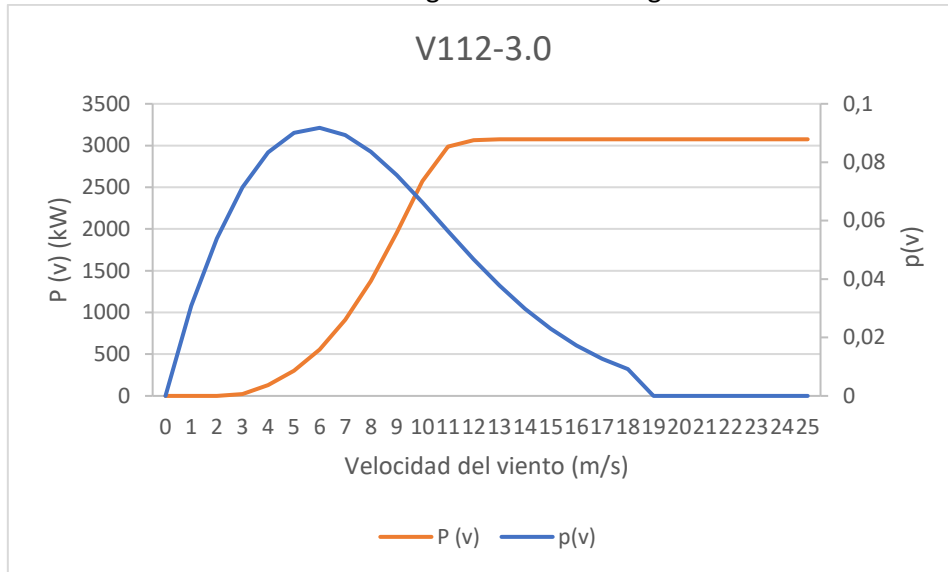


Figura 23. Intersección curvas modelo VI 12-3.0

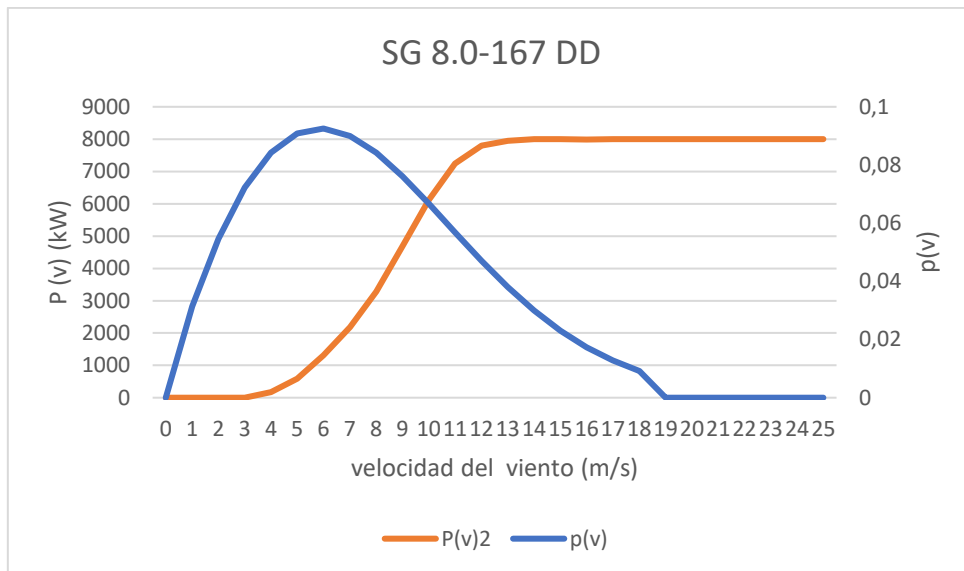


Figura 24. Intersección curvas modelo SG 8.0-167 DD



- Ejemplo de cálculo de la potencia generada por el modelo VI I2-3.0

En primer lugar, se calculan los parámetros k' y c' de la función de distribución de Weibull a 94 m a partir del parámetro β :

$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln(9,03)}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{100}{10}\right)} = 0,22$$

$$k' = 1,88 \cdot \left(\frac{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{100}{10}\right)}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{94}{10}\right)} \right) = 1,867$$

$$c' = 9,03 \cdot \left(\frac{94}{100}\right)^{0,22} = 8,9$$

Los resultados obtenidos para los parámetros recalculados en función de la altura por tanto son:

Tabla 11. Parámetros de la función de Weibull a diferentes alturas.

Altura (m)	β	k'	c'
92	0,221	1,862	8,865
94	0,221	1,867	8,907

Una vez se conoce tanto la función de distribución como la curva de potencia se calculan por separado cada uno de los sumandos de la ecuación 14.

El primer sumando (ecuación 15), se calcula como el sumatorio de cada uno de los productos para cada intervalo de velocidad, y queda recogido en la siguiente tabla. Se muestra como ejemplo la contribución al sumatorio para la velocidad de arranque (3 m/s):

$$p_3 \cdot P_3 \cdot \Delta v_3 = 0,07 \cdot 23 \cdot (3 - 2) = 1,64 \text{ kW}$$



<i>Velocidad del viento (m/s)</i>	<i>P (v)</i>	<i>p(v)</i>	<i>Integral 1</i>
0	0	0	0
1	0,00	0,03	0,00
2	0,00	0,05	0,00
3	23,00	0,07	1,64
4	130,00	0,08	10,85
5	301,00	0,09	27,11
6	557,00	0,09	51,12
7	912,00	0,09	81,47
8	1377,00	0,08	115,14
9	1954,00	0,08	147,77
10	2572,00	0,07	170,51
11	2988,00	0,06	168,71
12	3065,00	0,05	143,46
13	3075,00	0,04	116,29
14	3075,00	0,03	91,68
15	3075,00	0,02	70,59
16	3075,00	0,02	53,12
17	3075,00	0,01	39,09
18	3075,00	0,01	28,15
19	3075,00	0,00	0,00
20	3075,00	0,00	0,00
21	3075,00	0,00	0,00
22	3075,00	0,00	0,00
23	3075,00	0,00	0,00
24	3075,00	0,00	0,00
25	3075,00	0,00	0,00
	Sumatorio		1316,711409



Mientras que el segundo término se calcula sustituyendo los valores de potencia y velocidad nominales y de desconexión en la ecuación 16:

$$\int_{v_n}^{v_d} p(v) \cdot P(v) \cdot dv = 3000 \cdot \left(e^{-\left(\frac{12}{8,9}\right)^{1,87}} - e^{-\left(\frac{25}{8,9}\right)^{1,87}} \right) = 521,04 \text{ kW}$$

Por tanto, la potencia eléctrica generada por este modelo es la suma de ambas:

$$P_e = 1316,71 + 52,041 = 1837,75 \text{ kW}$$

Una vez calculada la energía eléctrica producida por el aerogenerador podrá compararse con la potencia extraíble del viento según el rendimiento y con la potencia nominal de la máquina según el factor de carga.

En primer lugar, se calcula la potencia extraíble del viento según la ecuación 6:

$$P_d = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \cdot 1,224 \cdot 8,9^3 \cdot 9852 = 4264461,15 \text{ W} = 4264,46 \text{ kW}$$

Una vez conocidas ambas potencias se calcula el cociente entre ambas según la ecuación 17:

$$\eta = \frac{P_e}{P_d} = \frac{521}{4264} = 0,4309 = 43,1\%$$

De forma análoga se calcula el factor de carga según la ecuación 18:

$$FC = \frac{P_e}{P_N} = \frac{521}{3000} = 0,612$$

Por último, es preciso introducir el factor de corrección de la densidad dado que se asumió un valor de 1,225 Kg/m³. Este factor depende de la altura respecto al nivel del mar, que en este caso coincide con la altura del buje; y la temperatura, que se toma la temperatura media anual es de 12,5 °C (Fuente: AEMET):

$$k_d = \frac{288}{12,5 + 273} \cdot e^{-\frac{94}{8435}} = 0,997$$

Para calcular los nuevos valores simplemente se multiplica el valor ya calculado por el factor de corrección.

Anexo III. Fichas técnicas aerogeneradores.

Tabla 13. Especificaciones técnicas modelo SG 8.0-167 DD. Fuente: Siemens Gamesa

SG 8.0-167 DD	
IEC class	S (1B)
Nominal power	8,000 kW
Rotor diameter	167 m
Blade length	81.4 m
Swept area	21,900 m ²
Hub height	Site specific
Power regulation	Pitch-regulated, variable speed

Grupo electrógeno

planear:	synchronous permanent
número:	1
Velocidad, máx.:	12.0 U/min
Voltaje:	690.0 V
conexión a la red:	IGBT
frecuencia de red:	50 Hz

Tabla 14. Especificaciones técnicas modelo SG 8.0-167 DD (2). Fuente: The Wind Power

Main data

Rated power: 8000 kW
Rotor diameter: 167 m
Available
Class: IEC S/1B
Offshore model: yes
Commissioning: 2019

Rotor

Number of blades: 3
Type: Pitch
Swept area: 21904 m²
Power density: 2.74 m²/kW

Gearbox

Direct drive

Generator

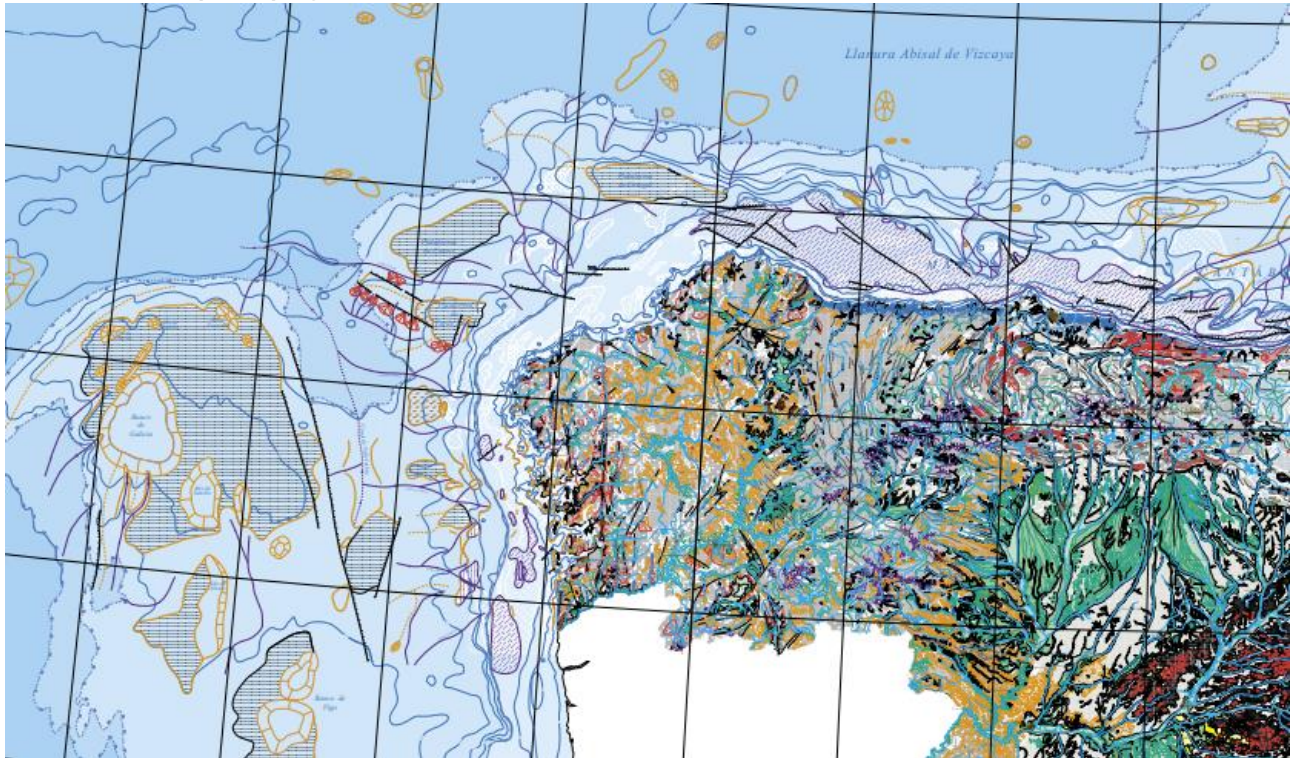
Type: SYNC PM
Number: 1
Voltage: 690 V

Tabla 15. Especificaciones técnicas modelo V112-3.0. Fuente: Vestas

Technical specifications

POWER REGULATION OPERATIONAL DATA		Pitch regulated with variable speed	GEARBOX	
Rated power	3,450kW		Type	two planetary stages and one helical stage
Cut-in wind speed	3m/s		TOWER	
Cut-out wind speed	25m/s		Hub heights	69 m (IEC IA) and 94 m (IEC IA)
Re cut-in wind speed	23m/s		HUB DIMENSIONS	
Wind class	IEC IA		Max. transport height	3.8m
Standard operating temperature range	from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C		Max. transport width	3.8m
SOUND POWER			Max. transport length	5.5m
(Noise modes dependent on site and country)			BLADE DIMENSIONS	
ROTOR			Length	54.7m
Rotor diameter	112m		Max. chord	4m
Swept area	9,852 m ²		Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders		SUSTAINABILITY METRICS	
NACELLE DIMENSIONS			Carbon Footprint	5.3g CO ₂ e/kWh
Height for transport	3.4 m		Return on energy break-even	5.4 months
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9 m		Lifetime return on energy	45 times
Length	12.8 m		Recyclability rate	86%
Width	4.2 m		Configuration: 94m hub height and wind class IECIB. Depending on site-specific conditions. Metrics are based on an externally reviewed Life Cycle Assessment available on vestas.com	
ELECTRICAL				
Frequency	50/60 Hz			
Converter	full scale			

Anexo IV. Mapa topográfico de la zona de estudio.



**ZONA SUMERGIDA
OFFSHORE AREA**

**FONDO MORFOESTRUCTURAL
MORPHOESTRUCTURAL BACKGROUND**

UNIDADES FISIOGRAFICAS
PHYSIOGRAPHIC UNITS

	V Infrafitoral y Plataforma continental <i>Infratidal and Continental shelf</i>
	Ruptura de la Plataforma continental <i>Continental shelf break</i>
	VI Talud continental <i>Continental slope</i>
	Base del Talud continental <i>Foot of Continental slope</i>
	VII Ascenso continental <i>Continental rise</i>
	Base del Ascenso continental <i>Foot of Continental rise</i>
	VIII Llanura abisal <i>Abisal plane</i>

LITOLOGIAS
LITHOLOGIES

	h Gravas en el infrafitoral y plataforma continental y en el talud continental <i>Gravas on infratidal and continental shelf and continental slope</i>
	i Arenas en el infrafitoral y plataforma continental <i>Sands on infratidal and continental shelf</i>
	i Arenas en el talud continental y en el ascenso continental <i>Sands on continental slope and continental rise</i>
	f Fangos en el infrafitoral y plataforma continental y en el talud continental <i>Muds on infratidal, continental shelf and continental slope</i>
	f Fangos en el ascenso continental y en la llanura abisal <i>Muds on continental rise and on abisal plane</i>
	k Rocas en el infrafitoral, plataforma continental y talud continental <i>Rocks on infratidal, continental shelf and continental slope</i>
	l Rocas volcánicas en el infrafitoral, plataforma continental y talud continental <i>Volcanic rocks on infratidal, continental shelf and continental slope</i>

**ELEMENTOS Y FORMAS DEL RELIEVE
RELIEF ELEMENTS AND FORMS**

ESTRUCTURALES
STRUCTURALS

	078 Plataforma marginal <i>Marginal platform</i>
	079 Alineación morfológica por falla <i>Fault alignment</i>
	080 Escarpe por falla normal <i>Normal - fault scarp</i>
	081 Escarpe por falla inversa o cabalgamiento <i>Inverse-fault or thrust scarp</i>
	082 Alineación morfológica por falla direccional <i>Transcurrent fault alignment</i>
	083 Domo <i>Dome</i>
	084 Diapir <i>Diapir</i>
	085 Volcán de fango <i>Mud volcano</i>
	086 Área de depresiones por escape de fluidos <i>Fluids escape areas</i>

Figura 25. Mapa geomorfológico de la zona de estudio.

Anexo V. Tabla resumen de las ventajas y desventajas de cada plataforma flotante.

	Advantages	Disadvantages
TLP	<ul style="list-style-type: none"> • Small heave and pitch motion • Small seabed footprint • Can work in many water depths • Light and small structure, meaning lower material costs 	<ul style="list-style-type: none"> • Usually requires special purpose-built vessel to install because unstable under tow • Expensive mooring lines and anchors with high vertical load • If one mooring line fails, it could be catastrophic • Currently has a low TRL; not a proven technology for FOWTs • Low/no deck space (for maintenance) • Difficult to use in an area with large tidal range
Spar	<ul style="list-style-type: none"> • Usually relatively simple to make and manufacture • Proven technology (30 MW in operation using this type of design today) • Small heave motion 	<ul style="list-style-type: none"> • Hard to tow out and install: Requires a deep dock or sheltered area and large offshore crane to install turbine • Requires deep operational water, especially for larger turbines • Heavy and large structure • High fatigue load on base • Large seabed footprint • Larger pitch and roll motion (relative to others) • Low deck space (for maintenance)
Semi-sub/barge	<ul style="list-style-type: none"> • Does not require deep dock or specialist equipment for tow-out and installation • Proven technology (70 MW in operation using this type of design today) • Less material than spar • Not dependent on water depth • Lower pitch and roll motions (relative to spar) • More deck space (for maintenance) 	<ul style="list-style-type: none"> • More difficult to manufacture than spar • Large seabed footprint • Larger heave motion (relative to others)

Anexo VI. Análisis de impacto ambiental.

En este último apartado se realiza un breve análisis de estudio del impacto ambiental del caso de estudio dado que según el IRENA este tipo de evaluaciones requieren de diversos perfiles, que incluyan aspectos, jurídicos, sociales y diferentes aspectos técnicos. Los costes de capital humano requeridos para este tipo de estudio, tanto para un parque de 200 como de 500 MW, vienen recogidos en la siguiente tabla:

RECURSOS HUMANOS PARA LAS TAREAS DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (PERSONAS-DÍAS)	PARQUE EÓLICO MARINO	
	200 MW	500 MW
Tripulación de abordó	5.456	8.084
Operarios	466	691
Aspectos ambientales	1.146	1.699
Aspectos administrativos, contables y de gestión	103	154
Aspectos jurídicos y sociales	101	150
Ingeniería	233	346
Técnicos	364	540
TOTAL	7.871	11.664

Tabla 16. Capital humano requerido para la realización de la evaluación de impacto ambiental. Fuente: IRENA y GWEC

Partiendo de la base de que este tipo de todas las tecnologías eólicas, la eólica flotante permite una mayor reducción de los impactos, tanto ambientales como visuales, debido a su mayor distancia de la costa.

Este breve estudio se centrará en estudiar la interferencia de la zona de trabajo con aquellos espacios protegidos por la Red Natura 2000, esta distingue entre dos zonas:

- ZEC: Zonas Especiales de Conservación.
- ZEPA: Zonas de Especial Protección para las Aves.

Es preciso prestar especial atención a las zonas ZEPA, dado que este tipo de instalaciones a parte de suponer un riesgo de impacto para estos seres también puede afectar a sus rutas migratorias, lo que resultaría un impacto altamente perjudicial tanto para las aves como para el ecosistema involucrado en su conjunto [2].

En la siguiente imagen puede apreciarse una zona ZEPA en las proximidades de la zona NOR_5 sujeta a estudio:

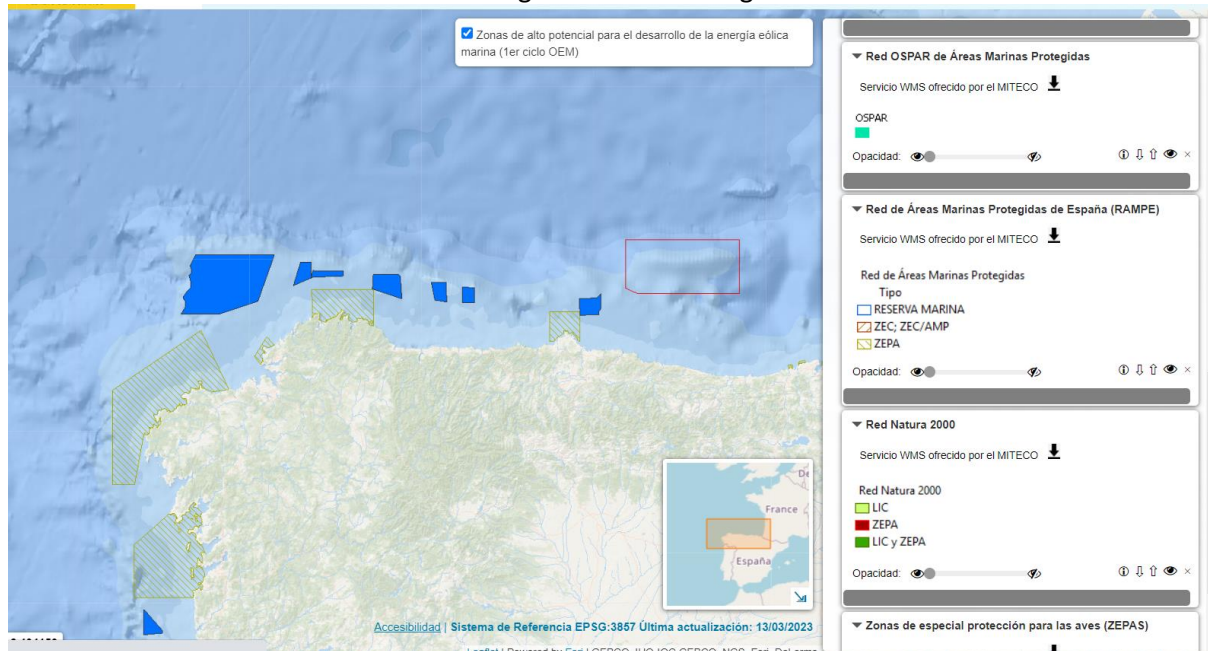


Figura 26. Zonas RED Natura 2000. Fuente: MITECO-IDEA

Debido a la proximidad de esta zona con la zona de instalación del parque sería preciso un mayor desarrollo del estudio del comportamiento de las aves en esta zona de la mano de expertos en la materia, con el fin de determinar el impacto ambiental asociado a este efecto.

Por otro lado, también cabe destacar que los parques eólicos offshore se están mimetizando con su entorno a modo de arrecifes artificiales que sirven como nuevos núcleos para el desarrollo y la vida de la biodiversidad marina. De este modo los cimientos de los aerogeneradores se están transformando en complejos ecosistemas que albergan principalmente mejillones, lo que tiene un impacto altamente positivo porque estos atraen otras especies marinas, como es el caso de las focas y del bacalao, que prefieren estos entornos frente a los arrecifes naturales [34].