



Universidad de Cantabria
Escuela Politécnica de Minas y Energía



TRABAJO DE FIN DE GRADO

Para acceder al título de
GRADO EN INGENIERÍA DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS

ESTUDIO DE IMPLANTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE FLOTANTE EN LA COSTA DE CANTABRIA

Autor: Iker de Prado González

Tutor: Pablo Bernardo Castro

Coordinador: Raúl Husillos Rodríguez

Febrero 2018

En primer lugar, dar las gracias a todas aquellas personas que de una forma u otra han estado presentes en el desarrollo de esta etapa.

A mi tutor, Pablo Castro, por la paciencia, el apoyo y la dedicación de su tiempo, por sacar siempre un hueco para los alumnos y recibirnos con una sonrisa. A Raúl Husillos por sus ánimos y no dejar que nos rindamos. Y al resto de miembros de la Escuela y a mis diferentes compañeros en estos años, gracias por toda la ayuda recibida.

A mis amigos y a Katia por estar siempre presentes y a sus múltiples distracciones, en ocasiones muy útiles y en otras no tanto, pero que en definitiva formaban parte de este juego.

Por último, dar las gracias en especial a mis padres y a mi hermano. Sin su apoyo incondicional todo esto habría sido seguro muy diferente. Gracias por aguantarme en las épocas en las que uno estaba más desagradable de lo normal, también en las que prácticamente no paraba en casa, gracias por cuidarme tan bien durante estos 23 años.

Contenido

1- Introducción	4
1.1. Evolución histórica	5
1.2 Situación eólica en el mundo	7
1.3 Industria eólica	10
1.4 Energía eólica offshore.....	12
1.4.1 Ventajas de la energía eólica offshore	12
1.4.2 Inconvenientes de la energía eólica offshore	13
1.5 Situación mundial de la energía eólica offshore	13
1.6 Energía eólica marina en Europa.....	15
1.6.1 Hywind Scotland Pilot Park	19
1.7 Energía eólica marina en España.....	22
1.8 Energía eólica en Cantabria.....	22
2- Justificación del estudio	24
3- Objetivos y alcance.....	27
4- Estado del Arte.....	29
4.1 Tecnología eólica offshore	29
4.1.1 Aerogeneradores.....	29
4.1.2 Cimentaciones	33
4.1.3 Conexión eléctrica	60
4.1.4 Buques instaladores	67
4.1.5 ROVs	71
4.1.6 Torres meteorológicas.....	71
4.2 Desarrollo eólico offshore actual	72
5- Análisis y estudio.....	76
5.1. Conceptos generales	76
5.2. Localización óptima	77
5.2.1 Recurso eólico	77
5.2.2 Profundidad del lecho marino.....	80
5.2.3 Fondo marino	82
5.2.4 Restricciones medioambientales	82
5.2.5 Conflictos con otros usos	83
5.2.6 Conexiones eléctricas	84
5.2.7 Infraestructuras	85
5.2.8 Elección del emplazamiento.....	86
5.3 Elección de la estructura soporte de los aerogeneradores.....	92
5.3.1 Plataforma Hywind Scotland, Statoil (Spar)	93
5.3.2 Plataforma WindFloat, Principle Power (Semi-sub).....	95
5.3.3 Plataforma GICON® SOF (TLP)	97
5.3.4 Comparativa de las diferentes tecnologías	100
5.3.5 Plataforma seleccionada	102
5.4 Diseño del parque eólico.....	104
5.4.1 Selección de aerogeneradores y potencia nominal del parque	104



5.4.2 Disposición de los aerogeneradores	107
5.4.3 Sistema de conexión y transporte eléctrico	116
5.5 Previsión de la producción	126
5.5.1 Método basado en la curva de potencia.....	126
5.6 Viabilidad socio medioambiental	138
5.6.1 Aspectos sociales.....	138
5.6.2 Aspectos medioambientales	139
5.6.3 Conclusiones.....	140
5.7 Viabilidad económica	141
5.7.1 Introducción	141
5.7.2 Consideraciones generales.....	143
5.7.3 Base del análisis de costes del ciclo de vida	146
5.7.4 Resultados LCOE.....	155
5.7.5 Conclusiones.....	157
6. Conclusiones.....	159
6.1 Diseño del parque	159
6.2 Conexión eléctrica	160
6.3 Previsión de la producción	160
6.4 Resumen de los resultados.....	161
7. Bibliografía.....	163



1- Introducción

En la actualidad, tal y como están constituidas las grandes sociedades a lo largo de la tierra, la energía constituye uno de los pilares que hacen posible el desarrollo de la vida tal y como la conocemos. En el último siglo, esta necesidad se vio resuelta mediante el consumo de grandes cantidades de combustibles fósiles, recursos no renovables cuyas reservas se han visto mermadas de manera extraordinaria en este tiempo. Asimismo, la mayor fuente contribuidora al denominado cambio climático, es el aumento de la presencia de gases de efecto invernadero en la atmósfera, producida por el dióxido de carbono (CO_2) principalmente generado por la combustión de dichos combustibles fósiles para conseguir energía. De esta forma queda evidenciado que el problema climático puede ser considerado un problema energético.

La gran alarma social generada por estos hechos en las últimas décadas, unida a la posibilidad de desarrollo de estrategias energéticas/económicas que puedan favorecer la seguridad de suministro de energía, evitando la dependencia de recursos energéticos de otros países, ha favorecido la aparición de una corriente energética que lleva a la utilización y desarrollo de diferentes energías renovables. Un ejemplo de esta puede observarse en el compromiso adquirido por un gran número de países al firmar el protocolo de Kioto en 2005, por el que se acordaba la reducción de emisión de agentes contaminantes que contribuyen al efecto invernadero con el fin de llevar a cabo un desarrollo sostenible con el cual poder satisfacer las necesidades actuales sin comprometer la calidad de vida de generaciones futuras. La resolución de este compromiso, supuso la búsqueda y aparición de diferentes alternativas para producir energía, hallándose la solución en las energías renovables.

Se consideran fuentes de energía renovable aquellas cuyos recursos no se agotan en el tiempo. Por lo tanto al hablar de energías renovables nos referiremos a aquellas que utilizan este tipo de fuentes. Las diferentes energías renovables que encontramos en la actualidad son: solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, biomasa e hidráulica.

La energía eólica, es la obtenida del viento con el objetivo de posteriormente aprovechar la misma con diferentes aplicaciones.

La energía del viento es consecuencia indirecta de la energía del sol, éste es el artífice del movimiento de las masas de aire caliente que se desplazan desde zonas de alta presión atmosférica a otras contiguas de más baja presión a unas velocidades, que dependen proporcionalmente del gradiente de presión (entorno a un 1 o 2% de la energía irradiada por el sol por hora se convierte en energía eólica).

El relieve del terreno, determina en gran medida los vientos que pueden ser aprovechables, pero también han de tenerse en cuenta otras variables como la rugosidad del mismo. En un terreno rugoso, encontramos altas concentraciones de árboles, edificios u obstáculos en general causantes de turbulencias que en definitiva provocan un frenado del viento, con la consiguiente necesidad de instalar dispositivos, denominados aerogeneradores, de mayor altura. Los terrenos lisos sin embargo, como pueden ser los formados por agua, arena o nieve, facilitan el desplazamiento del viento.

En orden a obtener un aprovechamiento máximo del recurso viento, se antoja necesario disponer de un gran conocimiento de los vientos, así como su comportamiento estacional, además de variaciones diurnas y nocturnas.

La energía cinética del viento es “recolectada” por turbinas eólicas, cuya misión es la de generar o bien energía mecánica o electricidad. Generalmente las turbinas eólicas primero convierten la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica que hace rotar un eje encargado de la generación de electricidad.

De manera más específica los mecanismos encargados del aprovechamiento del recurso eólico se denominan aerogeneradores. Estos como se ha señalado anteriormente son capaces de traducir la energía cinética del viento, que hace girar las palas de los aerogeneradores al entrar en contacto con estas, en energía mecánica. El movimiento de las palas provoca la rotación del eje, posibilitando la transformación de esta energía mecánica en energía eléctrica mediante fuerzas y campos electromagnéticos.

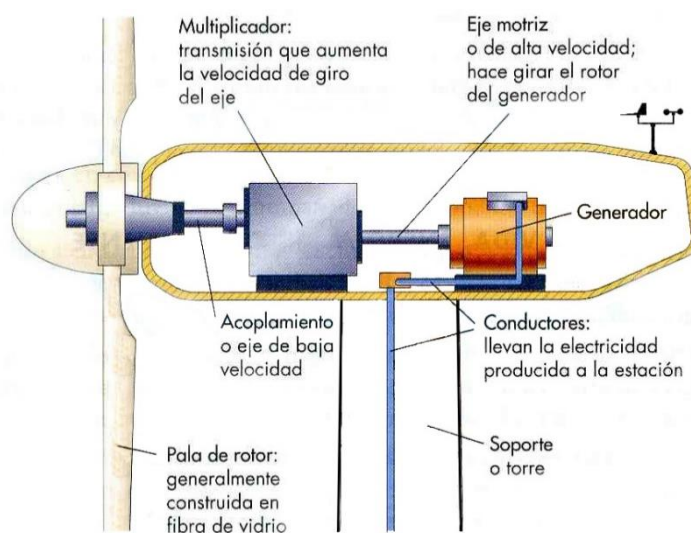


Figura 1: Esquema de un aerogenerador [2]

En la figura anterior, se muestra el esquema general de un aerogenerador, pudiéndose observar los principales mecanismos que forman parte del proceso de aprovechamiento eólico.

El aerogenerador comenzará a producir energía eléctrica solo cuando el viento alcance una determinada velocidad mínima (denominada en inglés cut-in wind speed) a partir de la cual, un aumento de velocidad supondrá un aumento importante de la energía producida. Sin embargo si la velocidad del viento supera un cierto valor, conocido como cut-out wind speed, el aerogenerador será forzado a permanecer parado para prevenir posibles averías mecánicas. Por supuesto, estos límites dependerán del modelo de aerogenerador pero valores orientativos pueden tomarse entre los 2 m/s de velocidad mínima y 40 m/s de máxima.

1.1. Evolución histórica

El aprovechamiento del recurso eólico no supone ningún hecho novedoso o idea innovadora, por el contrario, con la energía térmica es el uso de la energía más antiguo conocido.



A modo de esquema, podemos señalar los siguientes hitos en la historia:

- 5.000 a.C. la energía del viento era utilizada para propulsar barcos en el río Nilo.
- 200 a.C. el uso de molinos de viento en China para el bombeo de agua fue documentado.
- Edad Media, aplicaciones primarias para la molienda de cereales y el bombeo de agua.
- Entre 1850 y 1970, más de seis millones de pequeños molinos eólicos fueron instalados en Estados Unidos para convertir la energía eólica en energía mecánica.
- 1973, la OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries) genera la primera crisis del petróleo. La energía eólica sufre un gran aumento cuando varios países comienzan a invertir en tecnologías relacionadas con el aprovechamiento eólico.
- Principios de 1980, aparece un nuevo mercado para la energía eléctrica eólica, los parques eólicos.

El viento como fuerza motriz se ha utilizado desde la antigüedad, las primeras aplicaciones conocidas consistían en velas para mover embarcaciones por el Nilo en el antiguo Egipto, datando las primeras velas del 5000 a.C. en Egipto y Mesopotamia. Las embarcaciones a vela sustentaron el traslado marítimo de materiales y personas hasta el siglo XIX, siglo en el que fueron sustituidas por las máquinas de vapor, quedando relegadas únicamente a actividades deportivas o comerciales-turísticas.

La referencia más antigua que se tiene de un molino de viento, fue uno usado para hacer funcionar un órgano en el siglo I d.C. Los primeros molinos de uso práctico fueron construidos en la antigua región de Sijistán (entre Irán y Afganistán) en el siglo VI d.C. Estos molinos fueron de eje vertical con hojas rectangulares, formados por entre seis y ocho aspas tipo vela y fueron utilizados para bombear agua y moler grano.

En el siglo XI d.C. la explotación del recurso eólico mediante molinos era habitual en el medio oriente, que con motivo de las cruzadas permitió su importación a Europa en el siglo XIII. Los molinos eólicos fueron utilizados a finales del siglo XV para la producción de aceite, papel y para el procesado de madera. Al igual que ocurrió con los barcos de vela, con la Revolución Industrial se abandonó el uso de estas máquinas que fueron sustituidas por la máquina de vapor. La aparición de nuevas alternativas más económicas como la máquina térmica o los motores eléctricos, contribuyeron a su lenta desaparición.

Sin embargo, el uso de la energía eólica para la producción eléctrica, a diferencia de los usos anteriormente mencionados, es bastante reciente. A finales del siglo XIX el inventor, emprendedor y filántropo estadounidense Charles Francis Brush diseñó en 1880 una turbina eólica de 12 kW, esta era capaz de producir electricidad en corriente continua, que se almacenaba en 12 baterías. En Europa, el danés Paul La Cour fue el primer investigador y potenciador de la fabricación de aerogeneradores. Este, produjo una turbina eólica capaz de producir la electrolisis para circuitos eléctricos. Más tarde, el ingeniero también danés Johannes Jull a mediados del siglo XX introdujo dos modificaciones de importancia en el campo de las turbinas eólicas. La primera modificación introducida por Jull, consistió en la producción de electricidad en corriente alterna en lugar de en

corriente continua mediante modificaciones efectuadas en los motores. La segunda, hace referencia a los diseños realizados por el ingeniero danés capaces de orientarse siguiendo la dirección del viento, permitiendo la optimización en el aprovechamiento de la energía cinética del viento.

Finalmente, y lo que supuso el desarrollo masivo del aprovechamiento de la energía eólica, se produce el cuarto hito histórico señalado anteriormente, la primera crisis del petróleo (1973) que junto con la segunda (1979), provocaron la subida de los precios del crudo desatando una crisis que provocó el aumento de la búsqueda de alternativas de abastecimiento energético.

En España, la primera turbina eólica que entró en operación fue instalada en Tarifa en 1981, esta era de 100 kW para una velocidad del viento de 12 m/s. La aparamenta estaba formada por un aerogenerador de eje horizontal unido a tres palas de fibra de vidrio y poliéster de 20 m. de diámetro. Los primeros aerogeneradores conectados a la red llegaron 6 años después en el Ampurdán, en la provincia de Gerona y en Granadilla (Tenerife).

La introducción hasta 1991 fue lenta, pero la llegada del Plan Energético Nacional elaborado ese año, marcó el objetivo de instalar 175 MW con el horizonte de 2000 MW (objetivo alcanzado a mitad de los años noventa).

La concienciación medioambiental de la sociedad se fue incrementando de manera radical a partir de la década de los 80, influyendo plenamente en el progreso de la energía eólica.

Las ventajas de las energías renovables, entre las que se encuentra la eólica, frente a las tecnologías hasta entonces existentes, como pueden ser su carácter no finito y seguro, sin producción de residuos dañinos y difíciles de procesar, su consumo totalmente limpio, llevó a que las Administraciones Públicas del Estado apostasen por ellas mediante la Ley del Sector Eléctrico de 1997. Esta da prioridad a las energías de Régimen Especial (eólica, solar fotovoltaica, minihidráulica, cogeneración y biomasa) sobre las fuentes convencionales a la hora de conectarse a la red. La incentivación se realizó mediante una prima económica por cada unidad de energía suministrada al sistema eléctrico de potencia español, causando un aumento exponencial en la construcción de parques eólicos durante los últimos años.

1.2 Situación eólica en el mundo

La energía eólica experimento en 2015 un nuevo record, con más de 63 GW añadidos a la red – un incremento del 22% al mercado de 2014- que hace un total de unos 433 GW. Más de la mitad de la capacidad eólica mundial se ha añadido durante los últimos 5 años. A finales del 2015 más de 80 países han registrado actividad comercial eólica, donde 26 de ellas tenían más de 1 GW en operación. El viento, como recurso, lidera la nueva capacidad de generación en Europa y en los Estados Unidos colocándose segundo en China.

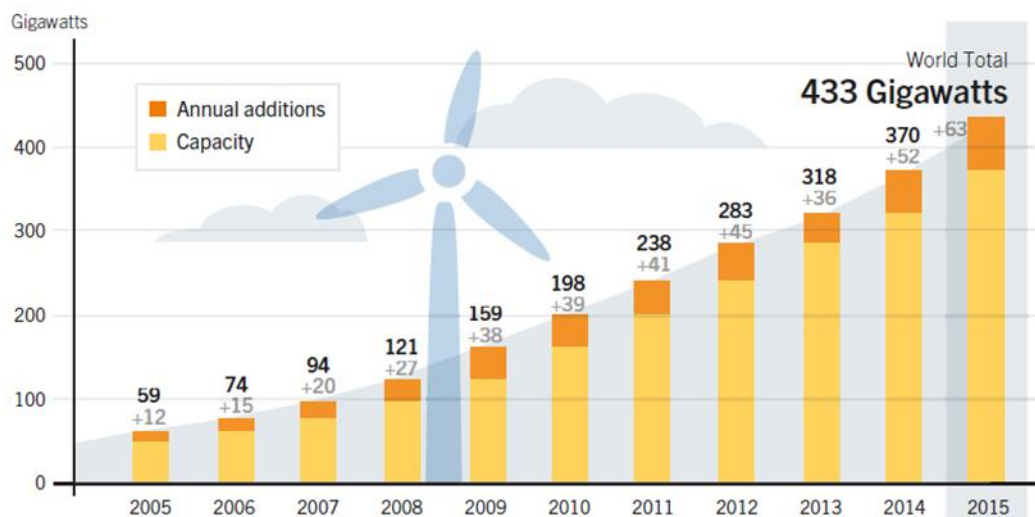


Figura 2: Capacidad eólica global y adiciones anuales, 2005-2015 [4]

China es el país líder en cuanto a nuevas instalaciones, seguida distanciamiento por los Estados Unidos, Alemania, Brasil e India. Los países fuera de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) nuevamente fueron responsables de la mayoría de las nuevas instalaciones, estando la mayoría de ellas localizadas en China aunque se están abriendo nuevos mercados a lo largo de África, Asia, América del Sur y Oriente medio. Durante 2015 Guatemala, Jordania y Serbia instalaron sus primeros parques eólicos a gran escala y Samoa contribuyó al aumento de la capacidad eólica con su primer proyecto.

A finales de 2015, los países líderes de capacidad eólica por habitante eran Dinamarca, Suecia, Alemania, Irlanda y España que se sitúa en quinta posición.

El crecimiento en algunos de los mayores mercados ha estado marcado por cambios políticos inciertos, aunque la expansión eólica también se ha visto afectada positivamente por las mejoras sufridas por el sector empezando a poder competir a nivel económico y por motivos medioambientales entre otros. La energía eólica se ha convertido en la opción más económica o una de las más económicas en varios mercados a la hora de instalar nueva capacidad generadora.

Asia continúa siendo el mayor mercado por octavo año consecutivo, contabilizando un 53% de la adición de capacidad, seguida de la Unión Europea con un 20,1% y de Norte América que supuso un 16%, mostrando todas las regiones del mundo, excepto África, un crecimiento del mercado eólico respecto a 2014.

China añadió unos asombrosos 30,8 GW en 2015, a un total de 145 GW, lo que supone más que en la unión Europea. A finales de año, en la región de Mongolia Interior se encontraba el 18,7% de la capacidad total de China, seguido de las provincias de Xinjiang (12,5%), Gansu (9,7%) y Hebei (7,9%). La energía eólica generó 186,3 TWh en China durante 2015, contabilizando un 3,3% de la generación eléctrica en el país, mejorando el 2,8% registrado en 2014.

India instaló unos 2,6 GW, adelantando a España y colocándose en la cuarta posición global lo que supuso un total de casi 25,1 GW a finales de año.

Los Estados Unidos fueron segundos en cuanto a nuevas instalaciones (8,6 GW) y en capacidad total existente, a finales de año (76 GW), manteniéndose en primer lugar en lo que a la producción de energía eólica se refiere (190,9 TWh). Texas lideró el ranking de estados en cuanto a nuevas instalaciones (1,3 GW), seguido de Oklahoma, Kansas y Iowa.

La vecina Canadá añadió 1,5 GW a un total de 11,2GW colocándose sexta en cuanto a nuevas instalaciones y séptima por capacidad total.

La Unión Europea registró un nuevo record de instalaciones anuales, en gran parte gracias a Alemania que supuso cerca de la mitad del mercado de la comunidad. Se instalaron unos 12,8 GW sumando un total de 141,6 GW. Entre 2000 y 2015 la capacidad eólica aumento de un 2,4% a un 15,6% del total.

Alemania instaló más de 6 GW, a un total de casi 45 GW. La generación bruta de energía eólica en Alemania fue de 88 TWh, un 53% más respecto a 2014 debido al aumento de capacidad y las buenas condiciones de viento pasadas.

Después de Alemania, los instaladores líderes en la UE fueron Polonia (1,3 GW), Reino Unido (1 GW) y Francia (1,1 GW). Finlandia, Lituania y Polonia sufrieron las mayores tasas de crecimiento, mientras que España continuo segunda en el total de capacidad instalada (23 GW) a pesar de no haber añadido nada de capacidad eólica durante 2015.

Detrás de Asia, Europa y Norte América, Sur América fue el siguiente gran instalador, con nueve países añadiendo casi 4,4 GW a un total de 15,3 GW. Brasil (2,8 GW) era la responsable de un 57% del mercado aproximadamente, y a pesar de sus aflicciones políticas y económicas se situó a finales de año con 8,7 GW. Brasil fue seguida por México que añadió 0,7 GW de capacidad a un total de algo más de 3 GW, Uruguay que añadió 0,3 GW y Panamá 0,2 GW.

Turquía nuevamente se colocó en el top 10 de nuevos instaladores, añadiendo casi 1 GW a finales de año, alcanzando 4,7 GW. En Oriente Medio, Jordania instalo su primer gran parque eólico comercial, mientras que otras regiones como Irán o Kuwait avanzaban en sus proyectos eólicos.

El mercado eólico Africano en su totalidad disminuyo respecto a 2014, en parte debido a dificultades financieras en Sudáfrica. De cualquier forma, Sudáfrica añadió cerca de 0,5 GW lo que sumaba algo más de 1GW en total, adelantando a Marruecos y liderando el continente que en total contabiliza 3 GW. Egipto añadió 200 MW, Etiopia instaló una gran planta de 153 MW llegando casi a doblar el total nacional previo. Grandes proyectos en Kenia como el del lago Turkana (300 MW) se estancaron debido a disputas territoriales.

Australia fue responsable de casi toda la nueva capacidad instalada en el Pacífico. El país añadió cerca de 0,4 GW para dar un total de 4,2 GW. La energía eólica en Australia constituyo un 5% del consumo del país en 2015.

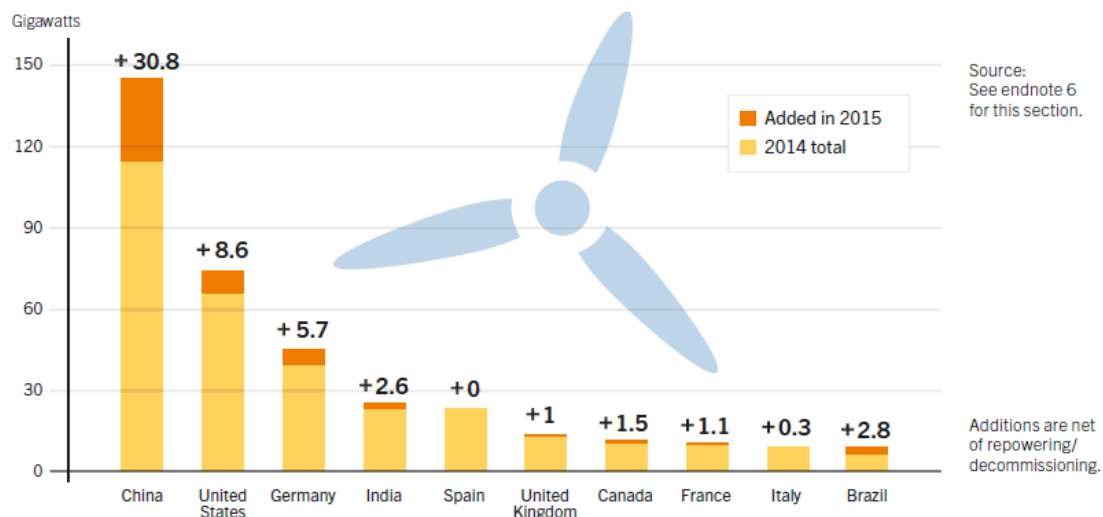


Figura 3: Capacidad eólica y nuevas adiciones de los 10 principales países en 2015 [4]

De esta forma, la energía eólica está jugando un papel principal en el suministro eléctrico en un creciente número de países. En la UE, la capacidad en operación a finales de 2015 era suficiente para cubrir de manera estimada sobre un 11,4% del consumo eléctrico en un año con condiciones eólicas normales. Algunos países dentro de la Unión Europea como son Dinamarca (42%), Irlanda (más de un 23%), Portugal (23%) y España (más de un 18%) se sitúan por encima de la media anteriormente señalada. Más aún, cuatro estados alemanes registraron suficiente capacidad eólica como para proveer más de un 60% de sus necesidades eléctricas. En los Estados Unidos, la energía eólica represento un 4,7% de la generación eléctrica total y dentro de sus estados, en más de 12 representaba por encima de un 10%, incluyendo Iowa (31,3%). Brasil alcanzo un 3% y Uruguay generó cerca de un 15.5% de su energía mediante el aprovechamiento eólico.

De manera global, la capacidad eólica mundial a finales de 2015 podría satisfacer de manera estimada sobre un 3.7% del total de la energía eléctrica consumida.

Fuente: REN21 [4], [5]

1.3 Industria eólica

La industria de la energía eólica vivió otro año excepcional gracias al record de instalaciones sufrido en este. La mayoría de los productores de turbinas rompieron sus propios records, pero la creciente competición en el mercado y la fragmentación de los mercados obligaron a productores y desarrolladores a ser flexibles y a adaptarse a las diferentes condiciones ambientales. Los productores españoles por ejemplo, sobrevivieron exportando el 100% de su producción. Las continuas mejoras tecnológicas que están aumentando los factores de capacidad, junto con las sufridas por las economías de escala (ventajas que, en términos de costos, una empresa obtiene gracias a la expansión) y las innovaciones financieras, continuaron bajando los precios haciendo a la energía eólica competitiva directamente frente a los combustibles fósiles en un creciente número de localizaciones.

Los costes varían ampliamente acorde al recurso eólico, a los marcos regulatorios y fiscales, y a otros factores como la localización. La energía eólica fue en 2015 la mejor opción en la relación coste-

efectividad para añadir nuevas instalaciones a la red en muchos mercados como Canadá, México, Nueva Zelanda, Suráfrica, Turquía, y determinadas partes de Australia, China y de los Estados Unidos.

Con el aumento de la producción de energía eólica y su cuota de generación total en el mercado, también han aumentado los retos relacionados con la conexión de parques a la red en diferentes países. Estos retos incluyen la falta de infraestructura de transmisión, retrasos en la conexión a la red, la necesidad de reconducir la electricidad por países vecinos, falta de aceptación pública y provocando en definitiva el cese de operación en lugares donde los actuales sistemas de gestión imposibilitan la integración de grandes cantidades de energía eólica y otras variantes renovables.

El cese de operación en China costó a la industria del país cerca de 2,7 billones USD (2,5 billones de euros) en 2015, ante lo que el gobierno chino buscó la solución, mientras nuevas líneas de transmisión y plantas de bombeo eran construidas, en el traslado de industrias con grandes necesidades eléctricas a regiones en el noroeste del país y en la transformación de energía eólica en calor (con el beneficio adicional de la posible reducción en el uso de carbón).

La mayor parte de la producción de turbinas eólicas tiene lugar en China, en la Unión Europea y en los Estados Unidos, y esta está concentrada en relativamente pocas empresas. En 2015, algunas estimaciones afirmaron el adelanto de Goldwind (China) a Vestas (Dinamarca) en la carrera de convertirse en el mayor productor mundial. La mayor parte del reciente crecimiento de Goldwind (y del resto de compañías chinas) ha tenido lugar en su propio país, aunque estas están cada vez más activas en nuevos mercados. La durante mucho tiempo líder, Vestas se coloca segunda, seguida de la estadounidense GE, que avanzó una posición en parte gracias a la adquisición de la francesa Alstom. La alemana Siemens cayó dos posiciones y Gamesa desde España se coloca en quinto lugar seguida de la también alemana Enercon.

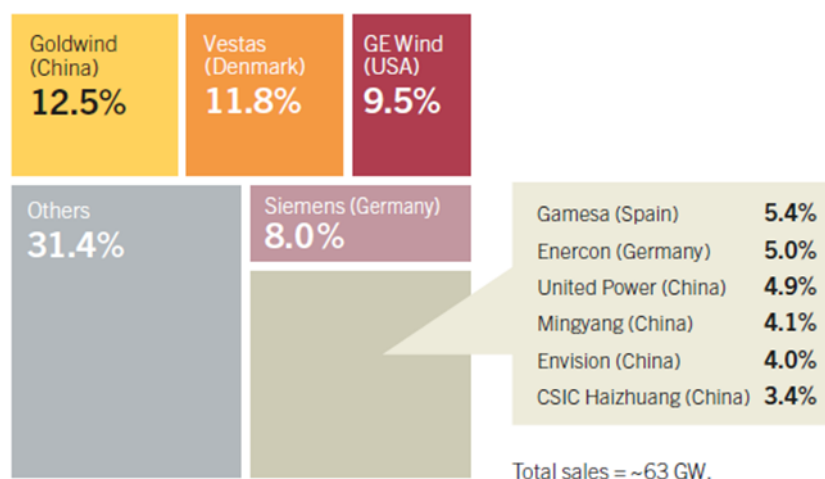


Figura 4: Cuotas de mercado de las 10 principales productoras de turbinas eólicas en 2015 [4]

Estos 10 principales productores, acapararon cerca del 69% del mercado en 2015. Sin embargo, diferentes componentes son suministrados desde diferentes países, por ejemplo la producción de aspas ha desplazado de Europa a América del Norte, al Norte y Sur de Asia y más recientemente a Sudamérica para estar más cerca de los nuevos mercados. En África los principales productores están considerando las nuevas facilidades ofrecidas por Egipto, lo que ha situado las miradas en ella como centro regional de fabricación.



La creciente demanda de turbinas y tecnologías relacionadas ha permitido la construcción de nuevas fábricas en 2015 y futuros planes de desarrollo. En Europa, Vestas ha anunciado planes de comenzar a producir aspas de 80 metros en su nueva planta en la Isla de Wight (Reino Unido), Siemens (Alemania) anunció también la construcción de una nueva gran planta.

La tecnología eólica continúa evolucionando, gracias a diferentes factores incluyendo: competencia global en montaje, esfuerzos para lograr una producción de turbinas más fácil y económica, la necesidad de optimizar la producción eléctrica a velocidades de viento más bajas, etc.

Para ser capaces de soportar vientos mayores y aumentar en gran medida la producción, hay una tendencia a crear máquinas más grandes, con mayores aspas, mayores tamaños de rotor situados a mayores alturas. Estos cambios han generado factores de capacidad significativamente más altos, creando nuevas oportunidades tanto en mercados ya establecidos como en nuevos. Durante 2015, diferentes productores como Gamesa, GE, Nordex, Siemens o Vestas lanzaron al mercado nuevas turbinas de baja velocidad.

La capacidad de los aerogeneradores continuó aumentando en 2015, con turbinas de tamaño medio ligeramente superiores a 2 MW. El tamaño de turbina medio en 2015 fue mayor en Europa (2,7 MW) seguido de África (2,4 MW), América (2,1 MW) y Asia (1,8 MW).

Fuente: REN21 [4], [5]

1.4 Energía eólica offshore

El conjunto de cifras anteriormente mostrado da una imagen bastante positiva acerca del futuro desarrollo de la energía eólica. En el desarrollo de la energía eólica influirá de manera decisiva la introducción de la energía eólica marina (offshore), no habiendo sido esta nombrada hasta ahora pero que constituye el futuro del aprovechamiento eólico.

En la actualidad en gran parte de las zonas con más viento y condiciones más apropiadas de los continentes ya está siendo explotado el recurso eólico, por lo que el foco de desarrollo ha de centrarse en la energía eólica marina.

1.4.1 Ventajas de la energía eólica offshore

En primer lugar uno de los aspectos más llamativos de la energía eólica marina es la frecuencia del viento ya que en alta mar suele aumentar sobre un 40% y son mucho más regulares que en tierra. Esto implica que la energía eólica en alta mar es mucho más productiva que los parques eólicos terrestres o convencionales.

Otra ventaja que supone un parque eólico en el mar es que resulta mucho más sencillo trasladar los aerogeneradores en barco que en camiones o trenes debido a las grandes dimensiones y peso de cada uno de sus componentes.

Entre sus ventajas, también podemos señalar el menor impacto paisajístico y visual que producen los parques eólicos offshore.

Obviamente al ser una energía renovable que produce electricidad y energía gracias a la energía cinética del viento no produce residuos contaminantes que luego sean emitidos a la atmósfera.

Por otro lado y como se ha señalado anteriormente el relieve y morfología del terreno afectan decisivamente y al colocar los aerogeneradores en el mar se evitan todos los obstáculos para que la energía del viento llegue a estos generadores. En todo caso estos obstáculos se podían deber a accidentes geográficos como colinas, cordilleras, etc., o al efecto del hombre (edificios y demás construcciones que puedan impedir el correcto paso del viento hacia los aerogeneradores).

Los parques de energía eólica marina también ayudan a la conservación de las especies de aves ya que no suelen resultar tan peligrosas para las aves migratorias como los tradicionales parques eólicos terrestres.

Por último señalar que la superficie del mar es tres veces más grande que la de tierra en nuestro planeta por lo que el espacio para construir molinos eléctricos marinos es inmenso y así no hay necesidad de “invadir” zonas rurales.

1.4.2 Inconvenientes de la energía eólica offshore

La principal desventaja de la generación eólica marina son los costes de construcción de las instalaciones necesarias, ya que la dificultad de estas tareas se ve aumentada, pudiendo este hecho hacer que los gastos se eleven al doble de lo que supondría su instalación en tierra a pesar de tener la misma capacidad.

Otra desventaja es que la tecnología eólica offshore está todavía en progreso o en desarrollo, pudiéndose decir que está todavía no ha madurado y poco a poco se van sucediendo nuevos avances tecnológicos que en definitiva pueden suponer grandes cambios en las instalaciones haciéndolas mucho más viables.

El coste de estas instalaciones también se ve aumentado debido a la necesidad de construir sistema de “cableado” bajo el fondo marino capaz de transportar la energía eléctrica proporcionada por los aerogeneradores marinos hasta la costa.

Aunque todavía no se ha demostrado científicamente, es posible que las turbinas y los ruidos de los procesos para el aprovechamiento del recurso eólico marino provoque cambios en los ecosistemas de la zona. Esto puede interpretarse como algo bueno si se atiende a que las aves eviten este tipo de construcciones, pero también tiene aspectos negativos al provocar la migración de especies acuáticas que vivían en la zona donde se han instalado los aerogeneradores.

1.5 Situación mundial de la energía eólica offshore

En 2015 se conectó a la red aproximadamente unos 3,4 GW, cerca del doble de la añadida en 2014, sumando un total de 12 GW mundialmente. La gran mayoría de estas nuevas instalaciones (89%) y del total en operación (91%) se localiza en Europa, donde en este último año se han instalado 3 GW a un total de 11 GW instalados a lo largo de las costas de 11 países.

En 2015 las nuevas instalaciones de aprovechamiento de energía eólica offshore en Alemania supusieron cerca de dos tercios del total (2,2 GW). Detrás de esta y como únicos países que aumentaron la capacidad eólica mundial se sitúan Reino Unido (571 MW), China (361 MW), Holanda (180 MW) y Japón (3 MW).



Aunque cambios de carácter político han supuesto retrasos en su desarrollo, el Reino Unido sigue liderando el continente en capacidad eólica offshore con un total de 5.1 GW a finales de año, seguida de Alemania (3.3 GW), Dinamarca (1.3 GW) y China (1 GW).

El despliegue offshore en Asia y Norte América está siendo relativamente lento, mientras que China se encuentra a unos tres años de su objetivo de contar con 5 GW instalados, este retraso se debe en parte a los altos costes, a las desafiantes condiciones climáticas y asuntos legales y técnicos. Por otra parte, India aprobó en 2015 una política energética relativa a la energía eólica marina que abre la puerta al desarrollo futuro. En los Estados Unidos, en 2015 también, comenzó la construcción del primer proyecto eólico marino (30 MW).

La industria eólica offshore difiere tecnológicamente y logísticamente de la eólica terrestre. Además del desarrollo de las turbinas más grandes (proyectos de investigación apuntaban a turbinas de 10-20 MW) y los proyectos más grandes hasta el momento, la industria offshore continua moviéndose mar adentro en aguas más profundas. A finales de año, la distancia media a la costa y la profundidad media a las que se situaban los proyectos conectados a la red a lo largo de Europa se situaban en 43,3 kilómetros y 27.1 metros respectivamente (aumentando las marcas registradas en 2014, 32,9 kilómetros y 22,4 metros de profundidad), en gran parte debido al gran desarrollo acontecido en Alemania.

La mayoría de las estructuras subacuáticas en Europa en 2015 continuaron siendo monopilotes (97%) seguido de las estructuras tipo jacket (3%). Sin embargo, para tener acceso al recurso eólico en aguas más profundas, principalmente en el atlántico, en el mediterráneo y en las costas de Japón, la industria continua invirtiendo en el desarrollo de plataformas flotantes lo que reduciría los costes de construcción y de otros retos logísticos. A principios de 2015, varios prototipos de turbinas estaban flotando a lo largo de los mares de todo el mundo y a finales de este, la mayor turbina flotante del mundo (7 MW) estaba operando en la costa de Japón. Francia por su parte ha lanzado la primera propuesta mundial de turbinas eólicas flotantes, y la compañía noruega de petróleo Statoil, ha contratado a Siemens para la construcción de un parque eólico offshore de 30 MW en las costas de Escocia.

El desafío más significativo a afrontar por la industria offshore es la falta de estabilidad política en los principales mercados, lo que es importante para alcanzar la escala y el financiamiento a bajo coste, necesarios para reducir los costes a niveles competitivos. En la Unión Europea la falta de coordinación en las regulaciones de los estados miembros está obstaculizando el desarrollo offshore.

La diferencia de precio entre los combustibles fósiles y la generación de energía offshore es aún significativa, y la industria está trabajando para cerrar esta brecha. A principios de 2015, los productores MHI-Vestas y Siemens, y los “desarrolladores” DONG Energy firmaron una declaración conjunta para la creación de un objetivo común, llevar los costes de la generación eólica offshore por debajo de USD 112/MWh (100 €/MWh) para 2020.

Durante 2015, Siemens presentó una nueva solución en corriente continua (CC) para conectar los aerogeneradores offshore a la red a un precio más bajo, incrementando también está la capacidad de transmisión y reduciendo pérdidas. También la compañía adaptó un método existente de carga de buques para el transporte de componentes de las turbinas offshore reduciendo costes y eliminando

la necesidad de una grúa siendo este nuevo buque listo en este presente año. Por último, otro avance importante acontecido en 2015, fue la diversificación de las estructuras financieras utilizadas tanto en construcción como en operación, una especie de bonos para proyectos emergieron en 2015 como una competitiva herramienta en respuesta a la reducción de la percepción de riesgo asociada a los proyectos offshore.

Fuente: REN21 [4], [5]

1.6 Energía eólica marina en Europa

· Instalaciones eólicas offshore:

Durante 2015 en Europa se conectaron a la red 3018.5 MW de nueva capacidad eólica offshore, lo que supone un aumento del 108,3% respecto a 2014 y la mayor adición de capacidad hasta el momento.

- Durante 2015, se ha trabajado en la construcción de 22 parques eólicos offshore en Europa.
- 14 parques fueron terminados.
- El trabajo continuo en dos parques donde varios aerogeneradores han sido ya instalados.
- Los trabajos se han comenzado pero aún no se conectado ningún aerogenerador en otros cinco parques eólicos.
- Dos parques han sufrido el desmantelamiento de aerogeneradores, con un completo desmantelamiento en el parque eólico Yttre Stengrund en Suecia.

El 75,4% de la capacidad instalada en 2015 se localizó en Alemania (2282,4 MW) un aumento del cuádruple en su capacidad conectada a la red comparado con 2014. Esto en gran parte se debe a los retrasos en las conexiones a la red que finalmente tuvieron lugar en 2015 en Alemania.

El segundo gran mercado fue el Reino Unido con 566,1 nuevos MW (18,7%) seguido de los Países Bajos con 180 MW (5,9%).

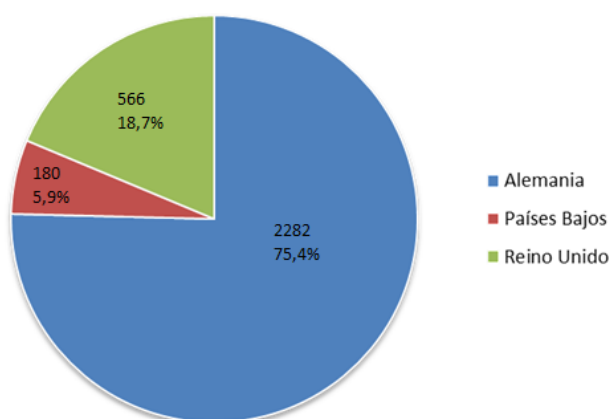


Figura 5: Cuotas netas anuales de capacidad eólica offshore instala por país (MW) [7]



País	Alemania	Países Bajos	Suecia	Reino Unido	Total
Nº de parques	10	2	-1	4	15
Nº de aerogeneradores conectados	546	60	-5	153	754
MW conectados a la red	2282,4	180	-10	566,1	3018,5

Tabla 1: Número de aerogeneradores y MW conectados a la red durante 2015 por países

Del total de 3018.5 MW conectados en aguas Europeas, el 86,1% se situaron en el Mar del Norte, el 9,2% en el Mar Báltico y el 4,7% en el Mar de Irlanda.

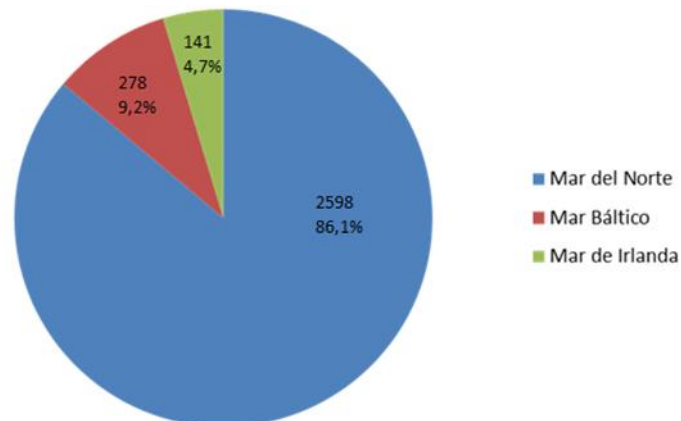


Figura 6: Cuotas netas anuales de capacidad eólica offshore instalada por mares (MW) [7]

· Potencia de los aerogeneradores y tamaño de los parques eólicos:

La potencia media de los 754 aerogeneradores en construcción en 2015 fue de 4,2 MW, un 12,9% mayor que en 2014. Todos los principales productores desarrollaron aerogeneradores de mayores capacidades durante 2015.

El tamaño medio de los parques eólicos offshore en construcción en 2015 es de 337,9 MW, un 8,2% menos que en 2014.

La finalización de un gran número de parques eólicos offshore alemanes diseñados con 288 MW cubre la finalización de grandes proyectos (576 MW) como Gwynt y Môr, o el parque eólico offshore Gemini (600 MW), afectando al tamaño medio de los parques eólicos.

· Profundidad y distancia a la costa:

La profundidad media a la que se sitúan los parques eólicos en construcción en 2015 fue de 27,2 metros, un pequeño aumento respecto a los 22,4 metros de 2014. La distancia media a la costa de estos proyectos fue de 43,3 kilómetros, una distancia bastante mayor que la registrada en 2014 (32,9 kilómetros). Este hecho se debe en gran parte a los numerosos proyectos en construcción y completados en Alemania, donde estos se sitúan mucho más lejos en comparación con otros países.

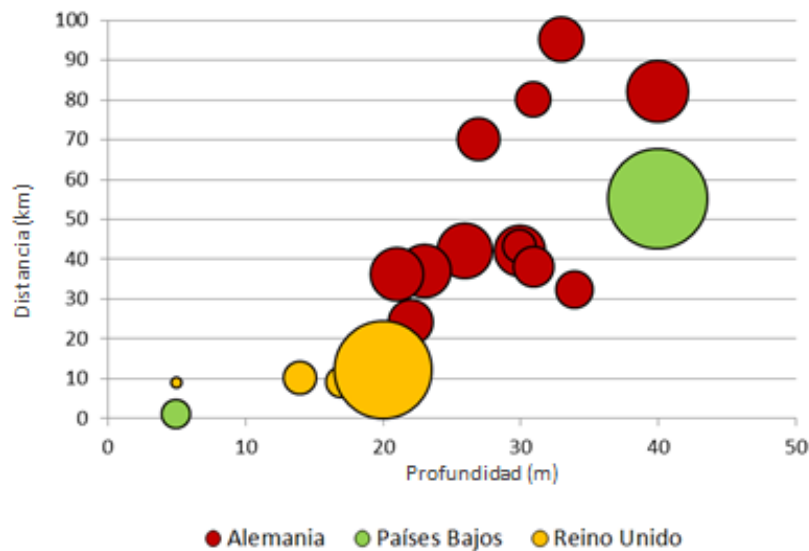


Figura 7: Profundidad, distancia y tamaño de los parques eólicos en construcción durante 2015

· Mercado actual:

Europa acumuló a final de 2015 una capacidad instalada que llegó a los 11027,3 MW en un total de 3230 de aerogeneradores offshore. Incluyendo parques en construcción, actualmente hay 84 parques eólicos offshore en 11 países europeos.

La capacidad instalada es capaz de producir aproximadamente 40,6 TWh con condiciones de viento normales, siendo posible cubrir un 1,5% de la demanda eléctrica total de la Unión Europea.

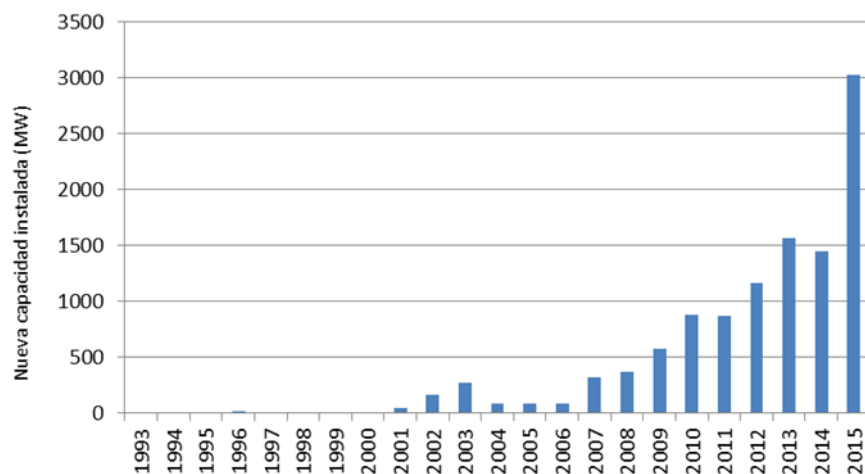


Figura 8: Nuevas capacidades eólicas offshore anuales añadidas en Europa (1993-2015) [7]

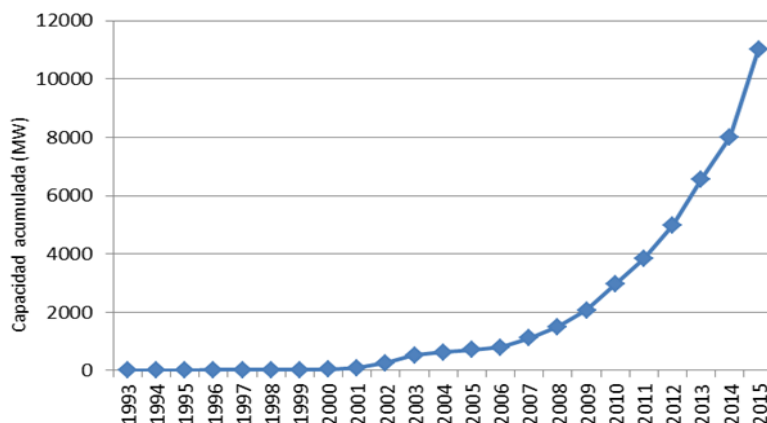


Figura 9: Capacidad eólica offshore total acumulada en Europa (1993-2015) [7]

En Reino Unido, encontramos la mayor la cantidad de instalaciones eólicas offshore en Europa (5060,5 MW) y representa el 45,9% de todas las instalaciones. Le sigue Alemania con 3294,6 MW (29,9%). Con 1271,3 MW (11,5% del total de instalaciones eólicas offshore Europeas) se sitúa Dinamarca, seguida de Bélgica (712,2 MW, 6,5%), Países Bajos (426,5 MW, 3,9%), Suecia (201,7 MW, 1,8%), Finlandia (26 MW), Irlanda (25,2 MW), España (5 MW), Noruega (2 MW) y Portugal (2 MW).

País	BE	DE	DK	ES	FI	IE	NL	NO	PT	SE	UK	TOTAL
Nº de parques	5	18	13	1	2	1	6	1	1	5	27	80
Nº de aerogeneradores	182	792	513	1	9	7	184	1	1	86	1454	3230
Capacidad instalada (MW)	712	3295	1271	5	26	25	427	2	2	202	5061	11028

Tabla 2: Número de parques eólicos offshore, aerogeneradores y MW conectados a la red a finales de 2015

En cuanto a aerogeneradores offshore conectados a la red en Europa, Reino Unido lidera el mercado con 1454 (45%), seguido de Alemania (792, 24,5%), Dinamarca (513, 15,9%), Bélgica (182, 5,6%), Países Bajos (184, 5,7%), Suecia (86, 2,7%), Finlandia (9, 0,3%) e Irlanda (7). Noruega, Portugal y España cuentan con un aerogenerador offshore cada una.

De los 11027,1 MW de capacidad eólica offshore, 7656,4 MW un (69,4%) se encuentran situados en el Mar del Norte. 1943,2 MW (17,6%) están instalados en el Mar de Irlanda, 1402,5 MW (12,9%) en el Mar Báltico y 7 MW en el Océano Atlántico.

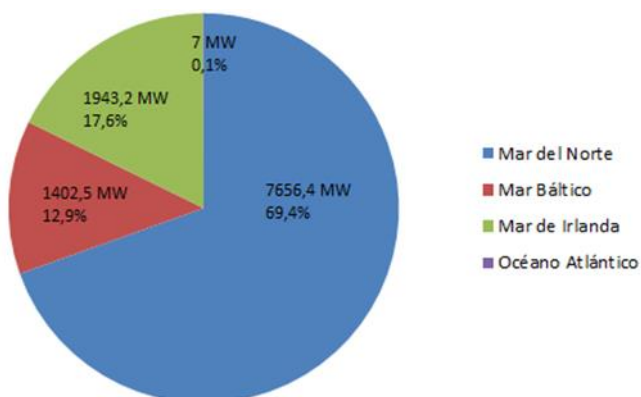


Figura 10: Nº de instalaciones por mares [7]

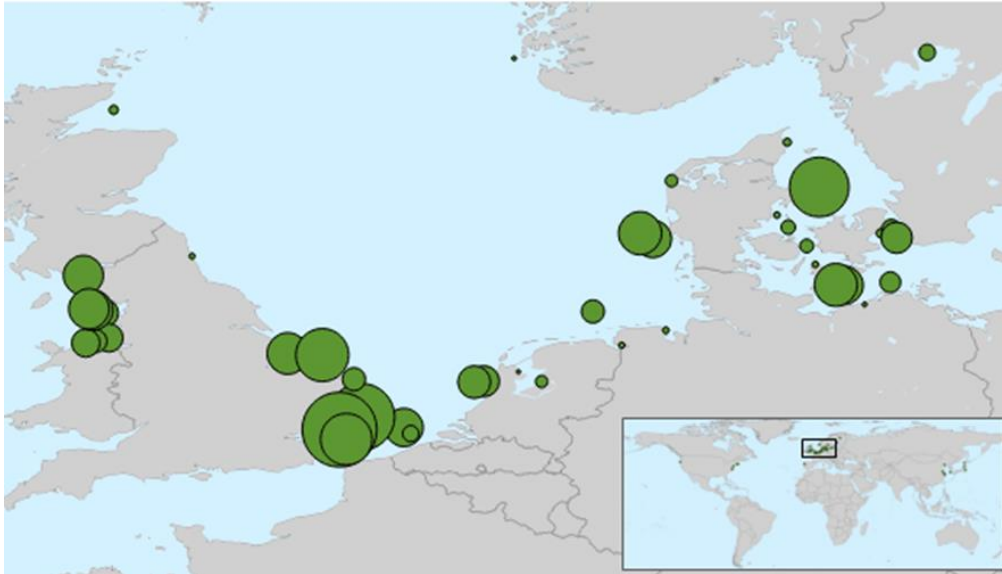


Figura 11: Mapa eólica offshore de Europa [7]

Fuente: EWEA [7]

1.6.1 Hywind Scotland Pilot Park

El pasado 18 de octubre, Hywind Scotland, el primer parque eólico marino flotante del mundo comenzó a suministrar electricidad a la red eléctrica escocesa.

Operado por Statoil, en asociación con Masdar, el parque eólico de 30 MW se encuentra a 25 kilómetros de Peterhead, en Aberdeenshire, Escocia, y abastecerá de forma aproximada a unos 20.000 hogares.

Pudiendo emplearse a profundidades de hasta 800 metros, Hywind a modo de parque piloto pretende abrir nuevas áreas que hasta el momento eran inaccesibles para el aprovechamiento eólico marino.

La plataforma sobre la que se sitúan los aerogeneradores es una estructura del tipo Spar floater, habiéndose instalado el conjunto en tierra o en aguas poco profundas y después traslado el mismo a su ubicación final, obteniendo la estructura las siguientes características:



Figura 12: Parque eólico Hywind Scotland [8]



Detalles e información del proyecto

Información general	Nombre	Hywind Scotland Pilot Park
	País	Reino Unido
	Región	Escocia, Grampian
Parque y aerogeneradores	Potencia total	30 MW
	Modelo de aerogenerador	SWT-500-154 (Siemens)
	Potencia del aerogenerador	6 MW
	Numero de aerogeneradores	5
	Altura total del aerogenerador	178 m
	Altura del eje	101 m
	Diámetro del rotor	154 m
	Cimentación/Plataforma	Flotante, Spar Floater (la estructura Spar mide 80 m de largo, con un elemento de transición de 7,5m de alto y 7,5 metros de diámetro y un peso de 148 tn)
Costes	Costo declarado del proyecto	GBP (mill) 210.00
Ubicación y entorno	Mar	Mar del Norte
	Latitud (centro)	57,484º
	Longitud (centro)	-1,363º
	Área	15 km ²
	Profundidad	95 m - 120 m
	Distancia a costa	25 km
Puertos	Base de instalaciones	Stord base
	Operaciones y mantenimiento	Peterhead - Great Yarmouth (Sala de ctrl)
Conexión eléctrica	Subestaciones offshore	Ninguna
	Punto de conexión a red	Subestación de Peterhead Grange
	Cables de evacuación	1
	Longitud media	27.5 km
	Voltaje nominal	33 kV
	Voltaje máximo	36 kV
Beneficios	Hogares alimentados	21248
	CO ₂ reducido anualmente	42942 toneladas
	SO ₂ reducido anualmente	999 toneladas
	Vida	20 años

Tabla 3: Características parque eólico Hywind Scotland [9]

Más datos sobre el parque y los aerogeneradores:

- Las palas tienen una longitud de 75 metros y pesan 25 toneladas. Teniendo la turbina casi la misma envergadura que un Airbus 380 (79,75 metros).
- Las dimensiones de la góndola permiten situar en su interior a dos de los típicos autobuses de dos plantas londinenses.
- La torre de 83 metros, pesa cerca de las 670 toneladas, con un diámetro de 7,5 metros en su parte más ancha. Fue construida en 4 segmentos y ensamblada en el puerto de Stord. Contiene plataformas, elevadores, puertas para el cableado y ventilación y algunos equipos eléctricos en el segmento inferior.
- La plataforma (tipo Spar) mide 91 metros de largo, con un diámetro de 14,5 metros en su parte más ancha. El peso acero es de 2300 toneladas. Que cuando son volteadas y lastradas/estabilizadas llega a pesar más de 10000 toneladas.
- Los cinco aerogeneradores flotantes, son anclados al fondo marino mediante tres cadenas de amarre conectadas a anclas de succión. Las cadenas de cada amarre tienen una media de 900 metros de longitud, con un diámetro de 50 centímetros, llegando a pesar más de 400 toneladas.
- Las 15 anclas de succión (tres para cada aerogenerador) miden 16 metros de alto y 5 de diámetro, llegando a pesar aproximadamente 300 toneladas cada una.

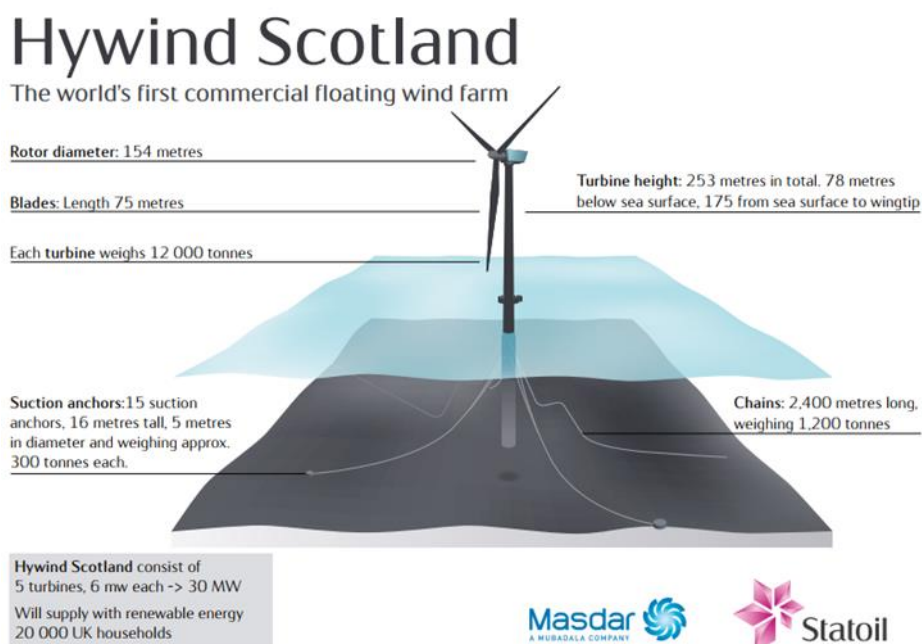


Figura 13: Esquema parque eólico Hywind Scotland [10]

En la siguiente imagen se puede observar las mencionadas plataformas tipo spar empleadas para la instalación de los aerogeneradores. Producidas en España por la empresa Navantia, propiedad de la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI).



Figura 14: Plataformas Spar empleadas en el parque eólico Hywind Scotland [8]

1.7 Energía eólica marina en España

En la actualidad, las costas españolas no cuentan con ningún parque eólico en funcionamiento, pero si es cierto que hay numerosos proyectos propuestos. Con la promulgación del R.D. 1028/2007 de 20 de julio, quedó establecido el marco regulatorio para poder llevar a cabo este tipo de instalaciones en el litoral español y dado que el tiempo estimado para que desde el inicio del proceso mediante los estudios preliminares hasta que el parque entre en operación, es de seis años, inicialmente se estimó que el primer parque eólico offshore español viese la luz en el año 2016 y que para el 2020 estuviesen instalados unos 4.000 MW. Este pronóstico, hasta el momento no se ha cumplido ni parece posible que se cumpla antes del 2018-2019, cuando quizás se haya llevado a cabo el hasta ahora primer y único proyecto eólico marino de España, sometido a información pública, frente a la costa de Gran Canaria.

1.8 Energía eólica en Cantabria

A pesar de la importante capacidad de viento de la comunidad autónoma, el aprovechamiento de la energía eólica en Cantabria es muy escaso. De esta forma Cantabria se encuentra a la cola del desarrollo eólico, junto a Baleares, no augurándose una mejora en el ranking estatal a corto plazo.

La potencia instalada en la comunidad autónoma es de 38 megavatios, el 0,17% del total acumulado en la actualidad en España (23.026 MW), que corresponde al parque de Cañoneras I y II (32,3 MW), situado en la cubre del puerto de Los Tornos, en Soba, y a los molinos experimentales de Vestas (6 MW), uno de ellos ubicado en Campoo de Enmedio. Cañoneras comenzó a funcionar en diciembre de 2007 y años después fue ampliado. Produce la energía suficiente para atender la demanda de unos 80.000 habitantes. Estos datos señalan, que tan solo entre el 1 y el 2% de la energía que se produce en Cantabria procede de aerogeneradores.

Diez años después de aquel hito, sin contar la ampliación que dio lugar a Cañoneras II, todo sigue igual en Cantabria, donde no se ha instalado ni un solo nuevo megavatio.

Cantabria actualmente reúne dos fortalezas en el desarrollo eólico frente a otras regiones, tiene el recurso viento y la evacuación eléctrica. Sin embargo ha sido la tramitación la que ha marcado el

destino de los proyectos, aunque España es el país de la UE en el que más se tarda de media en instalar un parque eólico (6,5 años) en Cantabria esta media se dispara habiendo proyectos en tramitación desde 2002 sin aún estar autorizados del todo.



Figura 15: Fotografía del parque eólico Cañoneras I (Cantabria) [Fuente: www.expansion.com]



2- Justificación del estudio

Ante la problemática constituida por la creciente demanda energética ocasionada por el continuo desarrollo de los países emergentes, por el aumento de la población, por el aumento de la calidad de vida, etc., encontramos una solución con potencial suficiente para resolverla, un mayor aprovechamiento de los recursos energéticos existentes.

Apoyando esta postura, en el Consejo de la Unión Europea en Bruselas los días 8 y 9 de marzo de 2007, la Presidencia, entre otras conclusiones, llegó a que los estados miembros perseguirían los siguientes objetivos:

- Aumentar la seguridad en el abastecimiento energético.
- Garantizar la competitividad de las economías europeas y la disponibilidad de una energía asequible.
- Promover la sostenibilidad ambiental y luchar contra el cambio climático.

De acuerdo a esto, España y el resto de los países miembros se comprometieron a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% para el año 2020 y a que las energías renovables para tal fecha supongan un 20% del mix energético.

De manera global, el aprovechamiento de recursos de carácter renovable, puede constituir una solución a dicha problemática ya que contribuye en los siguientes puntos favorablemente:

- Permite una menor dependencia energética exterior (en España del orden del 80%; en el año 2014 España fue el segundo país de la UE con mayor dependencia energética del exterior, por detrás de Malta, cuando necesitó importar el 72,9% de la energía que consumió ese año) y a su vez una mayor explotación de los recursos nacionales (creando empleo a su vez). Esto como se ve en la siguiente figura supone un aumento del autoabastecimiento, a partir de 2007 unido al aumento de la potencia instalada de fuentes renovables se da un incremento en el grado de autoabastecimiento, el cual posteriormente se ve frenado debido al bajada general sufrida en el sector industrial y de la construcción.

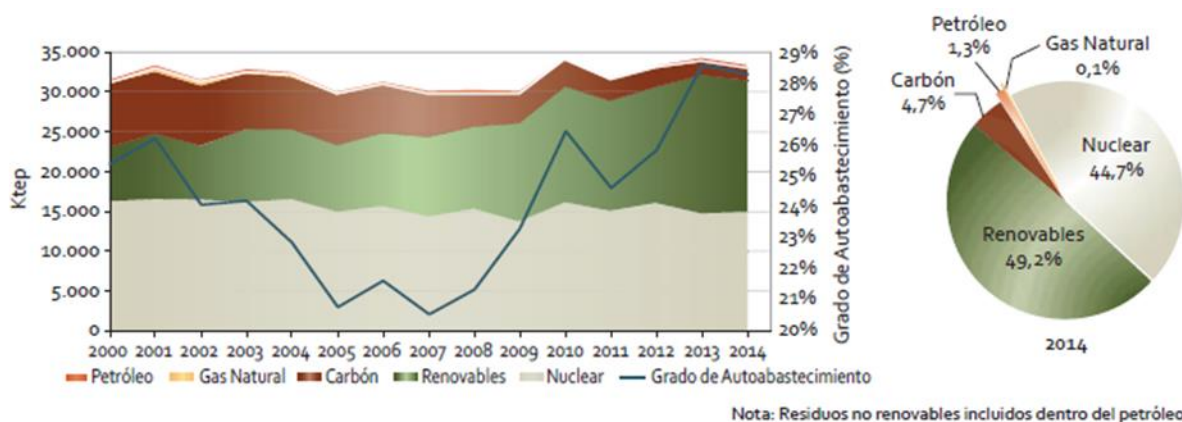


Figura 16: Evolución de la producción interior de energía y del grado de autoabastecimiento, 2000-2014 [15]

- Una reducción de la dependencia de petróleo y gas. Materias primas fuertemente unidas a condiciones desfavorables para la economía como son precios altos y variables, inseguridad de suministro y su condición de materiales finitos.

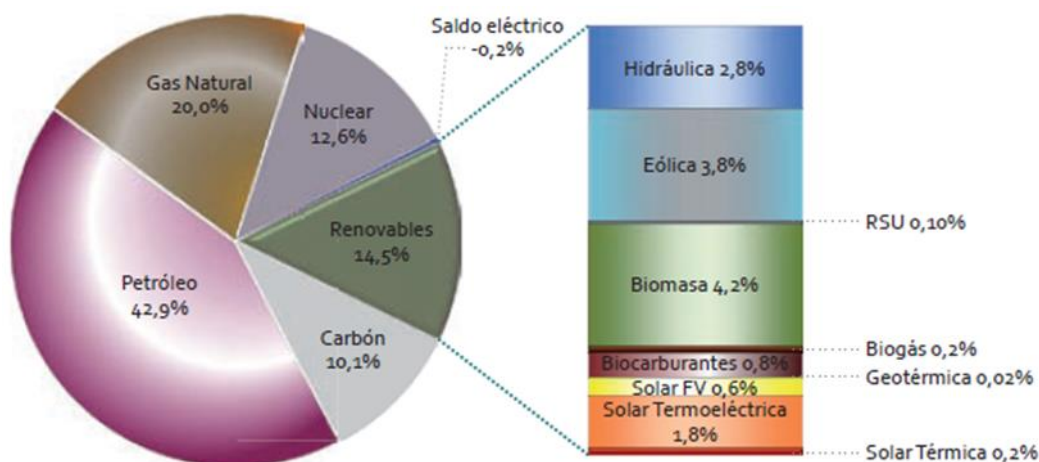


Figura 17: Consumo de energía primaria en España en 2014, contribución por fuentes energéticas [15]

- Desde el punto de vista de emisiones, importante destacar la ventaja ecológica, aunque haya que poner especial atención también a los impactos que este tipo de instalaciones producen en el medio ambiente en muchas ocasiones para nada despreciables.

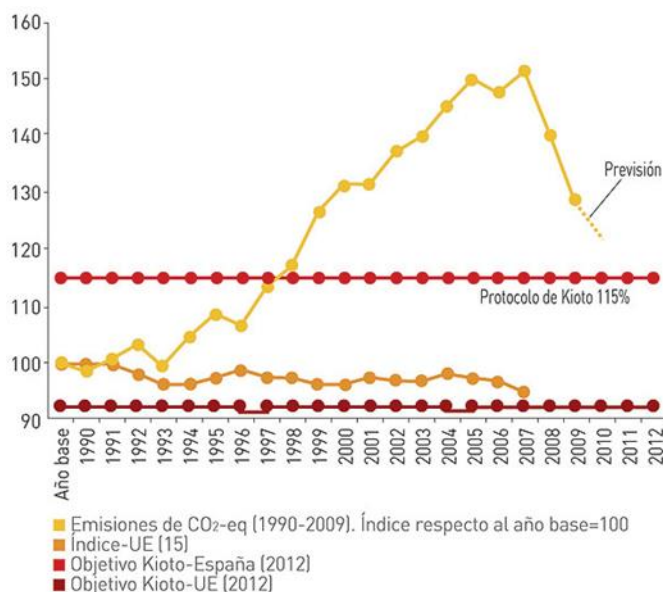


Figura 18: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en España (1990-2009) y en la UE (1990-2007) [16]

De una forma más específica, centrándonos en la energía eólica y más aún en la marina, la energía eólica se ha convertido en la renovable con más presencia en cuanto a potencia instalada. Sorprendentemente en la actualidad en España, puede llegar a aportar en ciertas franjas horarias hasta el 50% de la energía, cuando hace 10 años era un recurso insignificante.



Según la Agencia Europea de Medio Ambiente (EEA), el potencial de la energía eólica marina en 2020 se estima en unos 25000 TWh, entre 6 y 7 veces la demanda prevista en Europa, demostrándose así el enorme potencial del aprovechamiento eólico offshore.

Frente al aprovechamiento eólico convencional, las instalaciones offshore presentan las siguientes ventajas:

- El recurso eólico en el mar es superior al de las costas próximas.
- Menor impacto tanto visual como acústico, permitiendo un mayor aprovechamiento del recurso existente, con máquinas mayores, mayores velocidades de rotación y la posibilidad de usar geometrías más eficaces.
- Mayor creación de empleo en las fases de construcción, montaje y mantenimiento, debido a la mayor complejidad de las tareas durante la instalación y explotación.
- Posibilidad de integración en complejos marinos mixtos.

Al hablar de energía eólica offshore es posible plantearse la viabilidad real de esta energía, o su respeto con el medio ambiente, si actualmente esta tecnología está lo suficientemente desarrollada o cuál podría ser una buena localización, estas posibles preguntas tratarán de ser resueltas a lo largo del presente estudio.

3- Objetivos y alcance

El objetivo del presente estudio es valorar la viabilidad de la instalación de un pequeño parque eólico offshore en la costa de Cantabria.

Para cumplir con esto, podemos señalar los siguientes cuatro puntos a analizar y resolver:

- Localización óptima:

En orden a encontrar la mejor localización posible para la construcción de un parque eólico offshore debemos tener en cuenta entre otros aspectos como:

- Profundidad del lecho marino: esta afectará principalmente a los costes de instalación, tanto de la cimentación o de la estructura flotante a utilizar como al coste de soterramiento de los cables.
- Restricciones/impedimentos medioambientales o de otros usos: representa una problemática importante ya que no se podrá instalar el parque en determinadas áreas del litoral marino.
- Velocidad del viento: cuanto mayor sea la velocidad del recurso eólico, mayores beneficios se podrán obtener.

Como primera aproximación ya observamos que en orden a encontrar la localización optima se debe buscar un equilibrio entre la profundidad del lecho marino y la velocidad del viento, siempre dentro de las áreas libres de restricciones.

- Selección de la estructura soporte de los aerogeneradores:

Ya que existen diferentes tipos tanto de cimentaciones como de estructuras flotantes, se ha de realizar un análisis de necesidades según factores como la profundidad, peso de la turbina eólica, estabilidad de la estructura, comportamiento del mar y mantenimiento necesario entre otras, para seleccionar la estructura adecuada.

- Diseño del parque eólico:

Se tratará de seleccionar la configuración óptima en planta del parque (lineal, circular, etc.) en busca de un mejor aprovechamiento del recurso eólico y/o del espacio.

También se ha de elegir si la subestación asociada al parque eólico se situará igualmente offshore u onshore.

Por otra parte, se ha de elegir el cable submarino a utilizar, y en que subestación se realizaría el conexionado a la red de transporte española, optimizando los metros de cable submarino o aéreo utilizados (preferiblemente cable aéreo).

Por último, ha de seleccionarse el aerogenerador adecuado a las condiciones del parque, en términos de viento y de costes.



- Viabilidad:

Diseñado el parque, se procederá a la realización de la valoración medioambiental y económica del proyecto, determinando la viabilidad del mismo.

4- Estado del Arte

4.1 Tecnología eólica offshore

4.1.1 Aerogeneradores

El avance de la tecnología de las turbinas eólicas offshore se ha centrado en el desarrollo de grandes aerogeneradores que posibilitan el adecuado aprovechamiento de las cimentaciones necesarias, ya que el coste de estas en ocasiones es muy elevado.

Una gran diferencia entre las turbinas onshore y las turbinas offshore, es que estas últimas, debido a las dificultades para situar estaciones transformadoras en los emplazamientos en los que se encuentran, se están dotando de generadores eléctricos que suministran energía en alta tensión. Por otra parte, las condiciones de las góndolas de estas turbinas se han visto mejoradas gracias en especial a mejoras en las tecnologías de deshumidificación, posibilitando así una reducción en los costes de mantenimiento.

En la actualidad, se han planteado aerogeneradores de 10 MW para el período 2015-2020 y de 20 MW en el período 2020-2030.

Otra diferencia que podemos señalar entre las turbinas eólicas offshore y onshore es la diferencia en la consideración del valor medio de carga, siendo este 0,25 en las últimas y de 0,375 offshore, gracias a la existencia de más recursos eólicos mar adentro. Por otra parte, la disponibilidad de las turbinas offshore se considera en torno al 80-95% debido a la aun escasa madurez de la tecnología.

La instalación de un parque eólico marino con los elementos de un parque eólico convencional implicaría la necesidad de realizar una serie de adaptaciones de los aerogeneradores y de los componentes del parque eólico. Por este motivo la mayoría de los fabricantes optan por la creación de turbinas eólicas específicas para su instalación en alta mar. Entre otras, se deberán realizar actividades de protección que supondrán un mayor coste para el promotor.

De manera general, las estructuras deberán estar preparadas para garantizar una protección eficaz frente a la corrosión y la peligrosa entrada del aire marino cargado de sal, la cual puede afectar al equipo eléctrico y al de control del sistema. Este hecho motiva la necesidad de realizar una inversión adicional en los siguientes componentes de los aerogeneradores:

- Góndola y Torre (herméticas).
- Sistemas de deshumidificación.
- Acabados superficiales especiales para evitar la corrosión.
- Instalación de una grúa permanente en la góndola capaz de cargar pequeñas cargas y previsión de un emplazamiento para instalar una grúa de carácter temporal (para necesidades puntuales) de gran capacidad.
- Transformador y equipo informático (dentro de la torre).

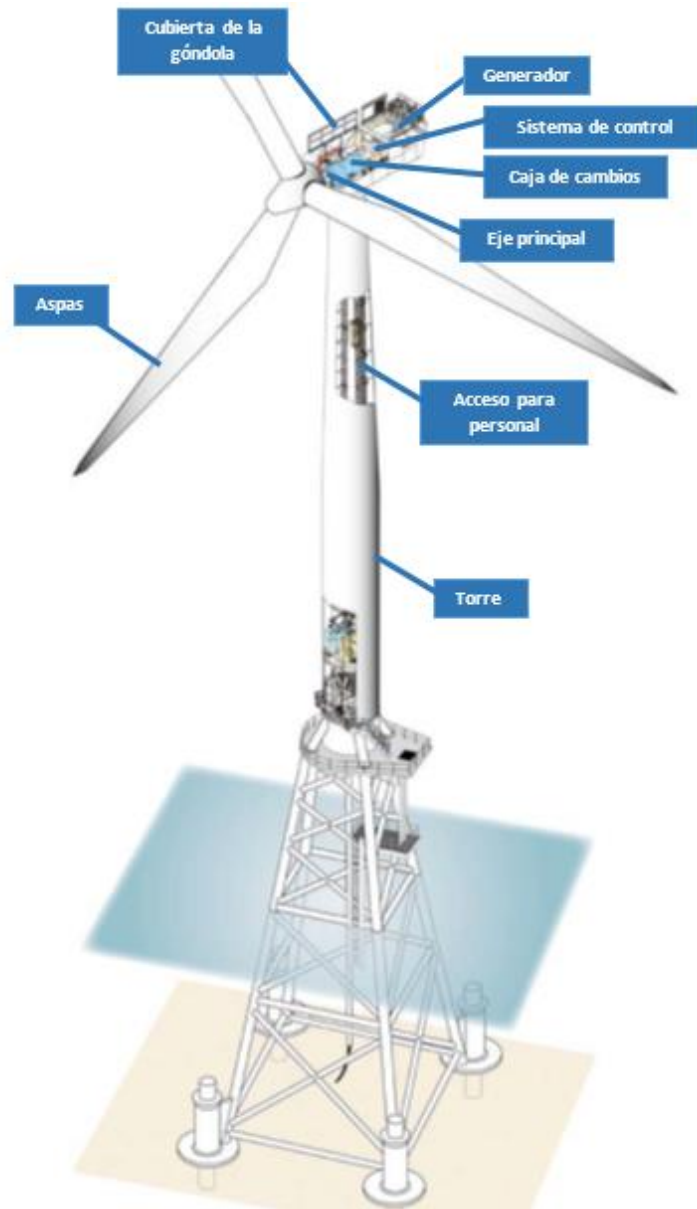


Figura 19: Esquema aerogenerador offshore

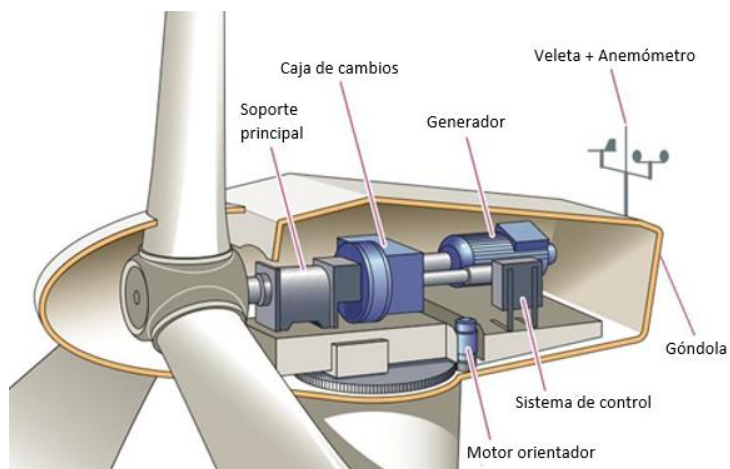


Figura 20: Esquema interior de un aerogenerador



Figura 21: Aerogenerador offshore Senvion 6,2 MW [17]

Constituyen el elemento principal del parque eólico ya que son los encargados de la transformación de la energía. La mayoría de los fabricantes de aerogeneradores offshore partieron sus conocimientos sobre el diseño y fabricación de aerogeneradores onshore. A raíz de lo cual el diseño más habitual seleccionado fue el tipo tri-pala y orientado a barlovento.

A continuación, se describen brevemente los principales componentes de un aerogenerador, así como su funcionamiento. De acorde a esto, se puede subdividir en los siguientes sistemas: de captación, de orientación, de regulación y control, de transmisión, de aprovechamiento y de sustentación.



Figura 22: Subsistemas que conforman un aerogenerador



Subsistema de captación:

El protagonista de este sistema lo constituyen las palas, las cuales tienen la labor de captar la energía del viento y convertir su movimiento lineal en uno rotativo. De forma habitual, nos encontramos con una fabricación mixta llevada a cabo con materiales metálicos para la conexión al buje y fibra de carbono en los extremos.

Para lograr una mayor eficiencia, su diseño ha de ser óptimo, y los parámetros geométricos que lo determinan son:

- Solidez: relación entre la superficie en planta de las palas y el área de barrido de la turbina.
- Relación de aspecto: cociente entre el cuadrado del radio de la pala y la superficie en planta de las palas.
- Relación de cuerdas: cociente entre la cuerda en la punta y la cuerda en la raíz.
- Espesor relativo: cociente entre el espesor del perfil respecto a la cuerda.

Subsistema de orientación:

El objetivo del subsistema de orientación es mantener al aerogenerador en un plano perpendicular al viento, la motivación de este subsistema es lidiar con la dirección cambiante de este. En otras palabras, se encarga de optimizar el aprovechamiento eólico maximizando la superficie a atravesar por el viento.

Existen dos tipos, pasivos (elementos mecánicos) y activos (elementos eléctricos y electrónicos). En las instalaciones offshore los más empleados son los segundos y más concretamente están compuestos por un sensor que observa la dirección del viento, un microprocesador que analiza las variaciones de la posición del generador respecto de la nueva dirección del viento y un motor eléctrico que es accionado por el microprocesador para variar la posición de la turbina.

Subsistema de regulación y control:

La necesidad de este subsistema radica en el aspecto permanentemente variable del plano de velocidades del viento, el cual puede producir acciones indeseables como el embalado del generador eléctrico o pérdidas de velocidad por parte de este.

De acuerdo con esto, las principales técnicas de regulación son dos, por palas fijas o por palas variables. En la actualidad, la más empleada es la técnica de regulación con palas variables que hace que las palas se muevan para así poder bajar o subir la velocidad de la máquina según lo deseado.

Por otro lado, el subsistema de control es el encargado de realizar paradas y arranques del generador según voluntad o para poder parar la máquina en caso de fallo o avería.

Subsistema de transmisión:

El cometido del subsistema de transmisión es el de transferir la potencia desarrollada en el eje al subsistema de aprovechamiento, como pueden ser máquinas eléctricas, etc. La realización de esta transferencia de potencia se puede llevar a cabo de dos formas: a través de una caja multiplicadora o de manera directa. Normalmente la opción más utilizada es la de la caja multiplicadora ya que para

grandes aerogeneradores resulta más económica. Es la encargada de pasar de las bajas velocidades transmitidas de las palas al buje a las altas velocidades necesarias para la generación eléctrica (el uso de este elemento no es necesario cuando se emplean generadores síncronos).

A su vez, el subsistema de transmisión está formado por:

- Trenes de engranajes.
- Sistemas hidráulicos de potencia.
- Árboles de transmisión.

Subsistema de aprovechamiento:

Encargado de transformación de la energía obtenida por la turbina eólica en energía útil. Consta de:

- Sistemas mecánicos:

Constituido principalmente por poleas, bombas hidráulicas y compresores encargados de accionar los sistemas neumáticos.

- Sistema eléctrico:

Existen dos posibilidades:

- Generadores síncronos: en estos es necesario alimentar el campo del rotor mediante un convertidor que absorbe corriente alterna de la red y que la convierte en corriente continua. Son idóneos para su emplazamiento en sitios aislados y como se señaló anteriormente no necesitan caja multiplicadora.
- Generadores asíncronos o de inducción: son los más comunes, aunque requieren el uso de la caja multiplicadora, más mantenimiento, sincronización a la red, tienen velocidad del tipo variable, etc.

Subsistema de sustentación:

Su misión es la de elevar y sustentar el aerogenerador del suelo de manera que este pueda girar y a su vez, poniendo el buje a una altura donde la velocidad del viento es mayor.

De forma general, este subsistema consta de:

- Torre (soporte de la góndola).
- Góndola (en ella se encuentran alojados los subsistemas de transmisión, aprovechamiento, captación y regulación).

4.1.2 Cimentaciones

Una cimentación offshore es una estructura que ha sido diseñada para resistir la carga del viento, de las olas y de las corrientes, así como su propio peso y permanecer estable.

Las cimentaciones son un componente muy importante a la hora de diseñar cualquier instalación offshore y son particularmente más o menos determinantes dependiendo de la profundidad marina.



Las cimentaciones marinas se pueden clasificar en dos grupos: tecnologías de cimentación superficial o a poca profundidad (menos de 50 metros de profundidad) y tecnologías de cimentación profunda (más de 50 metros de profundidad) y ultra profunda (más de 150 metros de profundidad).

Las tecnologías de cimentación marina superficial, en muchos casos corresponden a estructuras fijas, siendo las principales categorías: estructuras directas o fijas, estructuras de gravedad (gravity base structures (GBS)), jackets o estructuras en celosía, estructuras flexibles (compliant structures), monopilotes, tripilotes, etc. El coste de las estructuras fijas aumenta muy importantemente junto con la dificultad de instalación a medida que aumenta la profundidad.

Por otro lado, las tecnologías de cimentación profunda están basadas en estructuras flotantes. Este tipo de estructuras se lleva usando desde los 1970s para la extracción de petróleo. Una estructura flotante puede ser reconocida por el hecho de que el apoyo lo realiza el agua no el fondo marino. Generalmente, el contacto con el fondo marino se lleva a cabo mediante líneas de anclaje, también llamadas líneas de amarre o amarros. Muchos tipos de estructuras flotantes han sido desarrolladas a lo largo de los años, siendo las principales categorías: TLP, FPSO, semi-sumergibles y SPAR.

Actualmente, debido al reciente crecimiento de las energías renovables marinas, nuevas necesidades han emergido en la industria offshore. En los últimos años se han desarrollado las denominadas plataformas multiuso (multiuse platforms (MUPs)), las cuales combinan múltiples funciones dentro de la misma infraestructura, ofreciendo significantes beneficios económicos y medioambientales.

Estas plataformas se diferencian del resto de las plataformas desarrolladas hasta el momento, ya que estas deben cumplir los requerimientos de cada una de las actividades implementadas en ella.

Las MUPs se han clasificado en dos categorías: “híbridos marinos” (Offshore Hybrids) e “islas energéticas” (Energy Islands) de acuerdo a las siguientes definiciones:

- Híbridos marinos: plataformas fijas o flotantes que combinan la acción de aerogeneradores con dispositivos adicionales de aprovechamiento de la energía de las olas o de las mareas.
- Islas energéticas: plataformas multipropósito generalmente de gran tamaño, que aprovechan muchos posibles recursos energéticos renovables de los océanos, como el viento, el sol, las olas, las corrientes marinas, las mareas e incluso aplicaciones relacionadas con la biomasa. Debido al gran espacio libre sobre la plataforma, la combinación con otras actividades es altamente recomendable.



Figura 23: Plataforma MUP Poseidon [20]

La gran mayoría de las instalaciones offshore en el mundo han sido construidas en aguas poco profundas (menos de 25 metros de manera aproximada) y relativamente cercanas a la costa (generalmente a menos de 20 kilómetros). Como se ha señalado anteriormente, el límite de profundidad para la construcción de soportes fijos se establece hoy en día sobre los 50 metros, ya que el precio de la instalación aumenta muy rápidamente al aumentar la profundidad.

El principal problema de los aerogeneradores offshore está relacionado con su cimentación o sujeción al fondo marino, ya que esto encarece mucho su despliegue. Existen hoy en día algunas técnicas ya desarrolladas con este fin, pero es un campo de investigación muy intensa en la actualidad.

Cimentaciones fijas

Aunque las modernas teorías de la ingeniería eólica offshore distinguen entre cimentación y estructura soporte (como se observa en la Figura 24), en este apartado estos términos se usan como un único bloque.

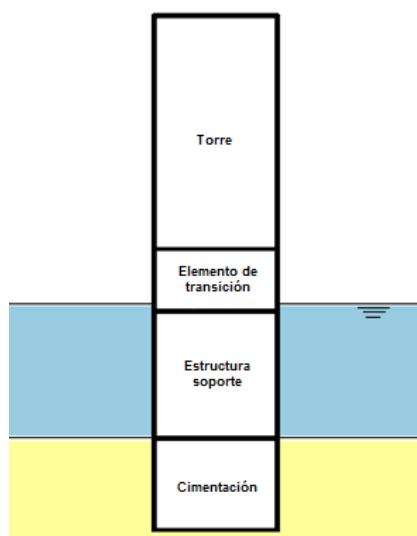


Figura 24: Partes de una estructura offshore para la instalación de un aerogenerador [21]

En este apartado se da una breve descripción de varias de las diferentes cimentaciones fijas utilizadas en la construcción de aerogeneradores offshore. Las diferentes cimentaciones fijas tienen todas en común que las cargas y las fuerzas en estas son ejercidas al fondo marino y que la profundidad adecuada para la instalación de estas no es mayor de 50 metros. Entre las cimentaciones fijas, se incluyen: monopilotes (monopiles), estructuras de gravedad (gravity-base), estructuras en celosía o jacket (jacket), trípodes (tripod), tripilotes (tripile) o estructuras tipo suction bucket.

Las cimentaciones monopilote (monopile foundations) han sido las elegidas para la mayoría de los parques eólicos offshore instalados hasta el momento. Las cimentaciones mediante estructuras de gravedad (gravity-base structures (GBS)) también han sido empleadas en varios proyectos. Con el aumento de tamaño de las turbinas eólicas, su localización ideal se sitúa en aguas más profundas, donde las estructuras en celosía o tipo jacket parecen ser las más atractivas.

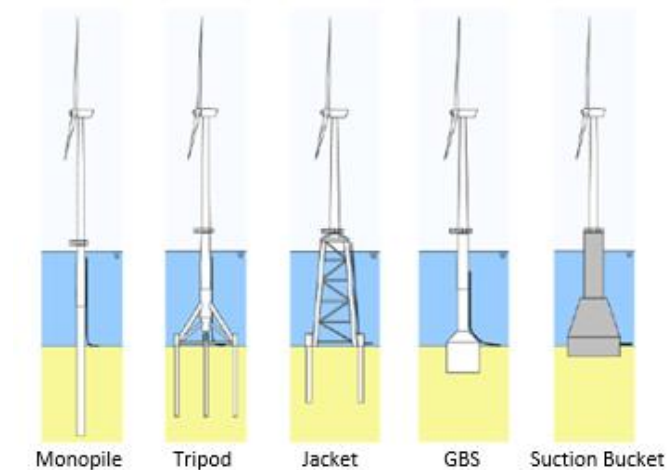


Figura 25: Tipos de cimentaciones fijas para aerogeneradores [21]

La selección del tipo de cimentación depende de varios factores, los cuales pueden ser divididos en limitaciones técnicas, limitaciones económicas y restricciones medioambientales. Estos entre otros incluyen:

- Capacidad del contratista en términos de:
 - Experiencia y confianza general.
 - Elevación y manipulación de estructuras (monopile / jacket).
 - Equipos de transporte y perforación.
 - Límites de fabricación.
- Límites permitidos y regulatorios:
 - Limitaciones de ruido (pilotaje).
 - Impacto sobre el movimiento de sedimentos.
 - Cobertura del fondo marino (huella).
- Tamaño de la turbina eólica (diámetro del rotor, altura del buje, potencia nominal, altura de la góndola).
- Profundidad.
- Posibilidad de hielo marino.
- Condiciones del fondo marino.
- Condiciones meteorológicas y oceánicas.

La decisión final normalmente se toma en base a evaluaciones de coste y riesgo, buscando cual es la solución con el coste más bajo y un riesgo aceptable.

En las siguientes secciones, las cimentaciones offshore para la instalación de aerogeneradores probadas son discutidas en más detalle.

Monopile foundation:

Las cimentaciones monopilote están basadas en las experiencias de diseño de la industria del gas y del petróleo, las cuales han sido adaptadas a la industria de los parques eólicos marinos. Debido a su menor coste, su simplicidad y sus características adecuadas para la instalación en aguas poco profundas (10-30 metros) con carga de oleaje moderada, ha sido el tipo de cimentación más ampliamente utilizado, principalmente en los proyectos en el arenoso fondo del Mar del Norte.

La cimentación monopilote es muy similar a la utilizada en los aerogeneradores onshore. Las cimentaciones monopilote consisten en un tubo cilíndrico de acero introducido profundamente en el fondo (normalmente unos 30 metros) mediante hincas de pilotes o perforación. El pilote soporta el peso de la torre y del aerogenerador, principalmente mediante la fricción de las paredes del pilote y el fondo marino. Las cargas verticales son fácilmente transferidas al suelo mediante fricción y resistencia en punta. Las cargas laterales, en comparación mucho mayores, son transferidas a la cimentación mediante flexión para ser después lateralmente transferidas al fondo. Para proveer la rigidez necesaria el diámetro del pilote deberá ser suficientemente grande, incrementando este con el tamaño de la turbina. Esto atrae cargas hidrodinámicas relativamente altas. En función de las tensiones de carga, el diámetro de la cimentación y la profundidad a la que esta es introducida pueden ser ajustados. La cimentación monopilote, normalmente pesa cerca de 500 toneladas, siendo una de las más ligeras. En las zonas más profundas donde estos han sido utilizados, como en Walney Phase 2 (Reino Unido), los monopilotes pesaron más de 810 toneladas y midieron más de 69 metros de largo.

Los monopilotes típicamente instalados llegan entre unos 5 o 10 metros por encima de la superficie del mar. Para realizar la conexión entre el monopilote y la torre del aerogenerador, se instala un elemento de transición sobre o dentro del monopilote. El elemento de transición permite también la realización de ajustes para poder contar con una mayor tolerancia vertical del monopilote instalado, constituye un apoyo para la estructura de acero secundaria, facilita el atraque de barcos, el trabajo y el acceso a plataformas intermedias. Normalmente, el elemento de transición tiene un mayor diámetro, se sitúa sobre el monopilote, se ajusta a él externamente y se asegura mediante la inserción de lechada (grouting) en el espacio entre el elemento de transición y el pilote. Alternativamente, la torre del aerogenerador puede ser atornillada directamente al borde superior del monopilote.

Las cimentaciones monopilote, son fáciles de producir y de instalar. Sin embargo, durante la instalación, se requiere un equipo de gran capacidad de elevación. Desde la llegada al sitio, la completa instalación de una cimentación puede tardar menos de 24 horas. Una típica secuencia de instalación podría ser la siguiente:

- Transporte de los monopilotes al emplazamiento offshore mediante buques, barcasas.
- Elevación de la parte superior del pilote mediante una grúa situada en el buque, con las convenientes ayudas de flotabilidad si fueran necesarias.
- Los monopilotes, son descendidos a su localización en el fondo marino, el peso del propio pilote produce una penetración inicial en el fondo.



- Instalación de los monopilotes mediante hinca, vibración, perforación o una combinación dependiendo de las condiciones específicas del fondo y de la viabilidad técnica y económica.
- Instalación del elemento de transición, alineamiento y cementación.
- Instalación de equipos auxiliares.

La secuencia se repite para cada cimentación, iniciándose por el posicionamiento del buque en la posición predeterminada de las turbinas. A continuación, se muestran algunas imágenes de la producción, transporte y del proceso de instalación.



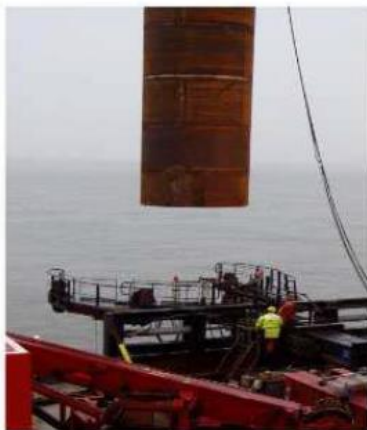
El monopilote llega a puerto.



El monopilote es cargado en el buque.



La grúa inicia el levantamiento del pilote.



Posicionamiento exacto del pilote.



Descenso e hinca del pilote en el fondo.



Instalación completada.

Figura 26: Proceso de construcción-instalación de una cimentación monopilote [21]

Las cimentaciones monopilote son usadas generalmente en aguas de profundidad máxima 25 metros y no es aplicable más allá de esas profundidades ya que la rigidez necesaria obligaría a la utilización de diámetros tan grandes que serían imposibles de construir debido a las limitaciones de tamaño de las placas de acero que pueden ser producidas en las acerías. Esto haría también la instalación más complicada al no haber martillos hidráulicos disponibles en el mercado que puedan llevar esos pilotes al fondo del mar. Por lo tanto, localizaciones de mayor profundidad, condiciones de olas y corrientes más severas, y mayores aerogeneradores requieren la implementación de diseños más complejos y robustos, como las estructuras tipo jacket, tripodes o tripilotes. En localizaciones con

grandes corrientes y gran cantidad de movimientos de arena, buscar protección es también de gran importancia.

Condiciones adecuadas de fondo marino para los monopilotes son los formados por arenas y capas de limos. Son menos adecuados si el fondo marino está constituido por una gran densidad de cantos rodados o en fondos rocosos ya que esto hará el proceso de instalación más complicado. También son adecuados para fondos mixtos de piedra, arenas o arcillas donde haya una capa subyacente.

La principal desventaja de las cimentaciones monopilote es que el tamaño requerido para el monopilote aumenta drásticamente al aumentar el tamaño de la turbina eólica o al estar situado en unas condiciones más complicadas, lo que en definitiva supone un aumento del peso. Por lo tanto, localizaciones en aguas profundas, con condiciones de olas y corrientes más duras y turbinas más grandes requerirán la implementación de diseños más complejos. Otra desventaja es la difícil desmantelación de las cimentaciones monopilote. Por otra parte, los ruidos subacuáticos producidos durante la instalación de los pilotes necesitan un cuidadosa consideración y vigilancia.

Una alternativa a estas cimentaciones monopilote, todavía en desarrollo consiste en un diseño hecho en hormigón armado. Estas estructuras estarían constituidas normalmente por varias secciones cilíndricas de hormigón armado. Estos serían unidos y cementados previamente al transporte a su ubicación final, donde su instalación seguiría la misma secuencia que la descrita para monopilotes de acero, exceptuando que el pilote tras introducirse en el fondo profundizará mediante perforación en el espacio interior de los anillos. Pilotar con martillo no es una técnica adecuada para este tipo de cimentaciones. Los principales motivos por los que esta tecnología ha sido desarrollada son:

- Los monopilotes de hormigón resultan mucho más económicos que los de acero; además el hormigón es menos vulnerable a fluctuaciones de precio.
- Capacidad ilimitada de fabricación y un amplio abanico de suministradores disponible.
- Los ruidos subacuáticos, en parte, pueden ser controlados y eliminados.
- Este método puede ser utilizado con diferentes fondos, incluyendo los rocosos.

El diseño de los monopilotes todavía se encuentra en desarrollo. Siendo posible en un futuro la utilización de combinaciones de acero y hormigón junto con otros cambios que tendrán lugar principalmente en las dimensiones de la cimentación bajo el fondo marino.

En la figura siguiente se da un pequeño resumen de las principales características de este tipo de cimentación, así como sus ventajas y desventajas:

Cimentaciones monopilote

Pueden ser usadas hasta profundidades de unos 25 metros

Hechas de acero, pueden llegar a pesar más de 800 toneladas

Aproximadamente 30 metros de monopilote son introducidos en el fondo marino

Son el tipo de cimentación más utilizado, especialmente en el Mar del Norte

Desde la llegada al punto de instalación, esta puede realizarse en menos de 24 horas



Ventajas	Inconvenientes
Diseño sencillo	Instalación inviable en fondos blandos y profundos
Conocimientos de la estructura de parques eólicos onshore	Necesidad de diámetros de pilote muy grandes en aguas profundas
Menor penetración en el fondo marino necesaria	Necesidad de protección contra la erosión del fondo marino
Bajos costes	Necesidad de grandes equipos de pilotaje/perforación
Fácil fabricación y transporte	Difícil desmantelamiento
Solución más económica para aguas poco profundas	Alto coste de materiales, acero, que además necesita protección frente a la corrosión
Riesgos	Desafíos
Cambios en las condiciones del fondo marino, tienen un gran efecto en la frecuencia natural y la fatiga	Reducción del peso mediante adaptaciones individuales a cada localización
Subestimación de las cargas máximas por oleaje	Reducción de los ruidos producidos en el pilotaje/perforación
	Desarrollo de una estrategia de mantenimiento que evite la fatiga
	Aumento de las dimensiones del pilote (diámetro y grosor)

Tabla 4: Características de las cimentaciones monopilote

Gravity base foundation:

Una alternativa a las cimentaciones monopilote las constituyen las estructuras de gravedad. Las estructuras de gravedad difieren de los monopilotes en que estas no son introducidas en el fondo marino, más bien descansan sobre este. Estas están diseñadas con el objetivo de evitar cargas de tracción (elevación) entre el fondo de la cimentación y el fondo marino. Actualmente, este diseño es el segundo más utilizado después de los monopilotes. Las estructuras de gravedad son utilizadas en aguas poco profundas (con profundidades máximas de 30 metros) y han demostrado ser muy rentables económicamente hablando.

Este tipo de cimentaciones se encuentran situadas directamente sobre el lecho marino y su estabilidad está asegurada por el gran peso que constituye la propia construcción. La base que consiste en un gran recipiente de hormigón o de acero se sumerge hasta el fondo y es relleno hasta la parte superior con piedras, hormigón u otros materiales de alta densidad. La cimentación tiene una gran base plana para resistir los momentos de vuelco ocasionados por el aerogenerador. La estructura puede incorporar también anclajes alrededor del perímetro, que penetran aproximadamente 2 metros en el fondo dependiendo de las condiciones del mismo y ayudan a resistir los movimientos horizontales. El tamaño depende en gran medida de la profundidad a la que está situada y las condiciones del oleaje. Normalmente se instala un cono rompe hielo en aguas donde la presencia de hielo es frecuente, este también podrá ser usado como plataforma de acceso. Las condiciones requeridas por este tipo de cimentaciones son un lecho marino horizontal y que la localización tenga facilidades económicas de transporte. Este tipo de cimentaciones son

especialmente recomendables en áreas sin grandes cambios de marea como puede ser el Mar Báltico.

Las estructuras de gravedad son normalmente instaladas en tierra firme, transportadas después en barcaza o remolcadas por remolcadores, y descendidas a su posición en el fondo marino. Dependiendo de las condiciones geológicas del fondo, este tipo de cimentaciones puede requerir determinadas acciones preparatorias como dragados, rellenos, nivelaciones y construcción de las protecciones adecuadas. Normalmente, la capa blanda superior del fondo marino tiene que ser retirada y nivelada antes de colocar la cimentación, tras está puede requerirse una capa de asiento de roca. Una vez el fondo ha sido preparado, la estructura de gravedad es correctamente posicionada y colocada sobre el lecho marino. Para asegurar la estabilidad final es necesario añadir un lastre, para ello se rellena la estructura de rocas u otros materiales adecuados. Este tipo de cimentaciones suele tener una serie de equipamientos auxiliares incorporados.

El funcionamiento de estas estructuras se basa en un gran apoyo y un enorme peso que contrarrestan las fuerzas ejercidas en el aerogenerador por el viento y las olas. Aunque las estructuras de gravedad pueden llegar a pesar más de 7000 toneladas, pueden ser fácilmente extraídas durante su desmantelamiento. Como en la instalación de la estructura no se requieren perforaciones, la instalación de este tipo de cimentaciones produce menos ruidos.

A continuación se muestran algunas imágenes que muestran el proceso de fabricación e instalación de este tipo de estructuras.



Montaje del encofrado de acero



El encofrado se rellena de hormigón



La estructura de gravedad esta lista



Las cimentaciones se transportan



Una grúa pesada carga las mismas



Las cimentaciones se posicionan



Descenso de la cimentación



Se comprueba la nivelación



Cimentación completada

Figura 27: Fabricación e instalación de una estructura de gravedad [21]



Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, se pueden señalar muchas desventajas asociadas a estas estructuras de gravedad. Como logra la estabilidad gracias a su propio peso, esta es una estructura enorme y pesada que requerirá en su proceso de instalación de elementos especiales como una grúa de gran capacidad. La socavación es un factor importante a tener en cuenta debido a su alta dependencia de la superficie del fondo.

En general, las cimentaciones por gravedad pueden ser instaladas de una forma mucho más barata que las conocidas en acero. Sin embargo esta necesita continuar su desarrollo para poder continuar ascendiendo de escala. A continuación se muestra un resumen de las características de este tipo de cimentaciones así como sus ventajas, desventajas, riesgos y desafíos a cumplir en el futuro.

Estructuras de gravedad

Son preferiblemente empleadas en profundidades máximas de hasta 30 metros

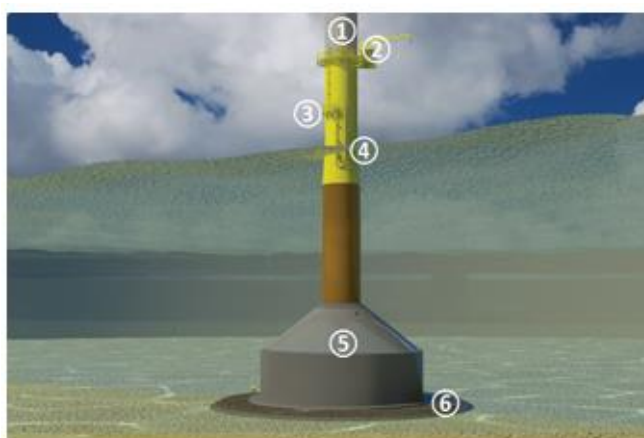
Hechas de hormigón armado, una estructura de gravedad de 15 metros de altura puede llegar a pesar más de 1400 toneladas

Para incrementar el peso y la estabilidad, las estructuras de gravedad son normalmente rellenas con grava o piedras

Desde la llegada a su localización, el ciclo completo de instalación dura menos de 24 horas

Ventajas	Inconvenientes
No existe la necesidad de pilotaje/perforación	Vulnerables frente a la socavación
Es posible su desmantelamiento completo	Pequeño rango de profundidades adecuadas
El hormigón no requiere protección frente a la corrosión	Necesidad de preparar y nivelar el fondo marino
Menos sensible a la fatiga	Dificultad de transporte
Independientes del precio del acero	Necesidad de un gran lugar de construcción
	Es una construcción muy pesada
Riesgos	Desafíos
Vulnerables frente a fuerzas periódicas	Mejora de su diseño
Las condiciones del fondo marino han de garantizar una gran estabilidad en el futuro	Reducción de la necesidad de materiales

Tabla 5: Características de las estructuras de gravedad



1. Torre
2. Plataforma de trabajo
3. Plataforma intermedia
4. Atraque
5. Base
6. Protección frente al socavamiento

Figura 28: Esquema de una estructura de gravedad

Jacket foundation:

Las estructuras tipo jacket o estructuras en celosía se han venido utilizando desde hace mucho tiempo en la industria del gas y del petróleo para la exploración y producción offshore, y actualmente su desarrollo las ha llevado a emplearse en la instalación de aerogeneradores offshore. Se caracterizan por su poco peso y su idoneidad para aguas de hasta más de 20 metros de profundidad. Las más comunes son las de cuatro caras, sin embargo también están disponibles en el mercado jackets de tres caras. Las cimentaciones jacket están hechas de muchas vigas delgadas soldadas y unidas al lecho marino por pilotes situados en cada una de las esquinas de la estructura. Estos pilotes son introducidos en el fondo marino mediante un martillo hidráulico a las profundidades adecuadas (siendo un problema en fondos rocosos y en los formados por grandes rocas). Es muy importante el pilotaje de todos los pilotes a la vez para no generar problemas de estabilidad.

La instalación de este tipo de estructuras normalmente requiere el transporte a su emplazamiento en grandes buques de unidades prefabricadas, con elementos de transición ya colocados en su lugar, su orientación y descenso hasta el lecho marino, no requiriendo este tipo de cimentación o muy poca preparación del fondo. Aunque la cantidad de trabajo necesaria para instalar la estructura es bastante alta, se compensa con una menor necesidad de materiales para alcanzar una determinada rigidez. Por lo tanto, este sistema puede ser rentable a profundidades mayores de 40 metros.

El transporte de estas grandes estructuras tampoco es fácil, en especial si se está instalando un gran número de aerogeneradores, pero por otra parte esta estructura no requiere unos pilotes tan pesados como en el caso de los monopilotes. Por otra parte, el elemento de transición necesario para una estructura en celosía es más complejo y más caro en comparación con el utilizado en los monopilotes, su diseño requiere de importantes consideraciones ya que este va a constituir una gran parte del peso total de la estructura.

Se muestran a continuación algunas imágenes del proceso de fabricación e instalación de este tipo de cimentaciones.



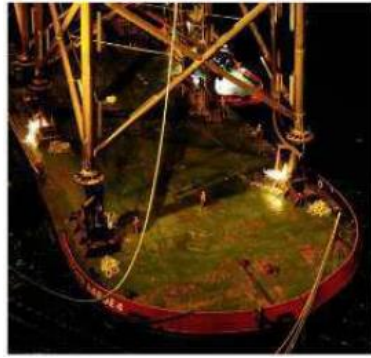
Fabricación de la estructura



Carga en barcasas



Transporte a su emplazamiento



Estructura durante el transporte



Instalación completada

Figura 29: Fabricación e instalación de una estructura tipo jacket [21]

Las ventajas de este tipo de cimentaciones son el no ser muy sensible a la carga de las olas al atraer solo pequeñas partes de estas y que es una estructura muy rígida a la vez que tiene una menor dependencia del fondo. Puede ser instalada en aguas más profundas, en aguas con mayores olas o en sitios con fondos en malas condiciones sin aumentar el peso del acero de la estructura drásticamente. Con este tipo de cimentaciones, se puede alcanzar la instalación de aerogeneradores a mayores profundidades que con el resto de tecnologías. Debido a su geometría, las estructuras en celosía son capaces de ser relativamente ligeras en comparación con la resistencia que ofrecen, pesando aproximadamente 600 toneladas. También es posible en estas la utilización de tubos de tamaño y conexiones estandarizadas, lo que en muchos casos permitirá una reducción de costes a la hora de construir un gran número de cimentaciones en un mismo parque eólico. En general, la protección contra el socavamiento es menos importante que en el resto de tecnologías.

Por el contrario, como desventajas a señalar, resulta más difícil de implementar sistemas secundarios como atraques de barcos, y el proceso de instalación es también más complicado y caro.

En la siguiente figura se muestra un resumen de las características, ventajas y desventajas de esta estructura.

Estructuras en celosía

Pueden ser usadas en aguas de más de 40 metros de profundidad

Hechas de acero, una estructura tipo jacket pesa más de 500 toneladas con una altura total de más de 45 metros

En la fabricación de este tipo de estructuras son necesarias muchas vigas de acero soldadas

Tras los monopilotes y las estructuras de gravedad, son el tercer tipo de cimentación más empleado

Este tipo de cimentaciones también son usada para la instalación de mayores estructuras offshore como pueden ser centros de transformación con pesos superiores a 2400 toneladas

Desde la llegada a su emplazamiento la instalación tarda más de tres días

Ventajas	Inconvenientes
Alta rigidez	Gran número de soldaduras
Resistente ante vuelcos	Complicado transporte
Conocimientos de la industria del gas y del petróleo	Necesidad de pilotar/perforar
Idóneo para profundidades de 40-50 metros	El acero es caro y necesita protección frente a la corrosión
Requiere menor protección frente a la socavación	
Peso ligero	No es práctico en aguas poco profundas

Riesgos	Desafíos
Vulnerabilidad de las vigas de acero (hielo, choques con barcos...)	Reducción de ruidos en el pilotaje/perforación
	Reducción de los costes de soldadura

Tabla 6: Características de las estructuras en celosía

Si la estructura tiene que ser desmantelada, se cortan los pilotes y la estructura de acero es llevada a tierra firme. Una vez que el desarrollo y la producción puedan cubrir los requerimientos de grandes proyectos, este tipo de estructura puede ser perfectamente la predominante en aguas profundas.

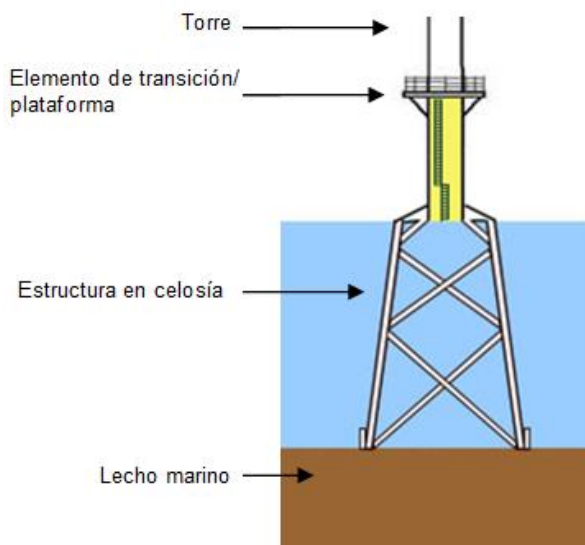


Figura 30: Esquema de una cimentación tipo jacket

Tripod foundation:

Las cimentaciones trípode pueden ser descritas como un monopilote durante la columna de agua hasta cerca del fondo donde se divide en una forma triangular con miembros relativamente delgados en comparación con un monopilote. Debido a la forma triangular las cargas son repartidas a lo largo de múltiples puntos de fijación y en una mayor superficie del fondo marino en comparación con una cimentación monopilote. Esto permite a la cimentación trípode profundizar menos en el fondo marino y ser más ligera que la monopilote. El diseño técnico del trípode difiere bastante entre fabricantes en función de las condiciones existentes y de la profundidad, peso y tipo de fondo. Desde el punto de vista de la instalación, el trípode plantea desafíos al no poder ser transportado tan fácilmente como el monopilote.

Se muestran imágenes del proceso de fabricación e instalación de este tipo de estructura:



Soldado de los trípodes



Levantamiento para ser embarcado



Transporte con remolcadores



Elevación con grúa



Descenso al fondo marino



Instalación completada

Figura 31: Fabricación e instalación de una cimentación tipo trípode [21]

La profundidad adecuada para este tipo de cimentaciones está entre los 20 y 40 metros. Su localización ideal se encuentra en sedimentos no alterados pero es ajustable a otros tipos de fondos. Se requiere protección contra socavamientos en zonas de grandes corrientes. Debido a la necesidad de pilotaje, las estructuras trípode no son una buena alternativa en fondos con grandes rocas. Una de las mayores ventajas de las estructuras trípode es su capacidad para ser instaladas en aguas más profundas en comparación con los monopilotos o las estructuras de gravedad, además de no necesitar preparación del fondo antes de la instalación.

Es importante destacar que la junta principal es un elemento complejo susceptible a fatiga y que requiere mucho esfuerzo de diseño. La configuración con tres apoyos, hace que haya que tener en mayor consideración la dirección del viento y las cargas de las olas a la hora de situarlo.

A continuación se muestra un resumen de las principales características, ventajas, desventajas, riesgos y desafíos a cumplir por este tipo de cimentaciones.

Estructuras trípode

Pueden ser usadas en aguas de más de 40 metros de profundidad

Hechas de acero, una estructura tipo trípode puede pesar más de 700 toneladas con una altura total de hasta 50 metros

Consta de un amplio proceso de fabricación, en el que todas las diferentes piezas del trípode tienen que ser soldadas

Se encuentran todavía en fase de desarrollo y raramente se han utilizado en parques eólicos offshore

Ventajas	Inconvenientes
Adecuadas para un amplio rango de fondos	Necesidad de pilotaje/perforación
Resistente frente al vuelco	Dificultad de desmantelamiento
Alta rigidez	Altos costes debido al diseño de los apoyos
Interesante solución considerando aspectos medioambientales y económicos	Necesidad de protección ante el socavamiento con grandes corrientes
	Vulnerable a cargas tipo hielo
	Difícil transporte
	El acero es caro y necesita protección frente a la corrosión
	No es práctico en aguas poco profundas
	Gran cantidad de trabajo necesaria para la construcción, transporte e instalación
Riesgos	Desafíos
Corrosión debido a la gran cantidad de acero usada	Reducción de ruidos en el pilotaje/perforación
Problemas de socavación	Eliminar los problemas de socavación

Tabla 7: Características de las cimentaciones trípode

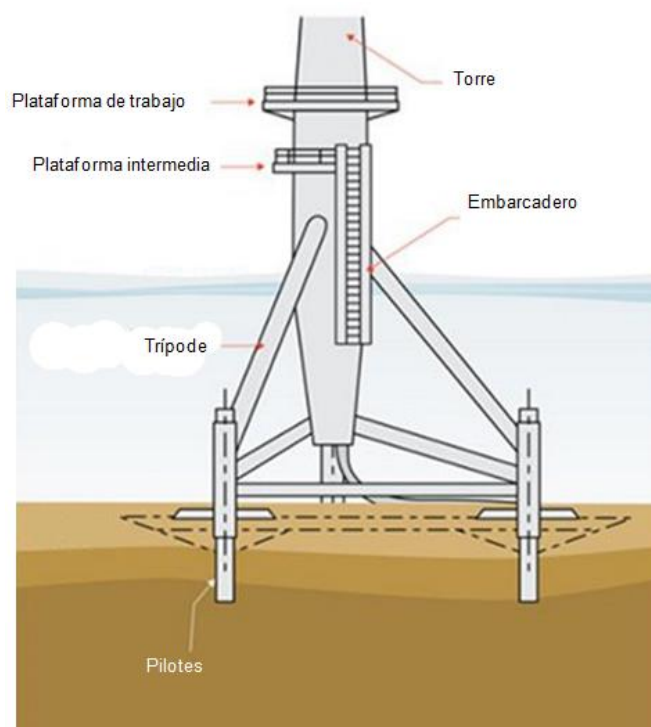


Figura 32: Esquema de una cimentación trípode

Tri-pile foundation:

Ideada y desarrollada por el fabricante de turbinas eólicas alemán Bard, las cimentaciones tri-pilote son una reciente adaptación de la tradicional cimentación monopilote. En vez de un solo pilote, tres pilotes son introducidos en el fondo marino estando estos conectados un poco por encima del nivel del mar a un elemento de transición usando juntas cementadas. Este elemento de transición va



conectado a la base de la torre del aerogenerador teniendo que soportar enormes fuerzas. Por lo tanto, esta fase requiere de una buena soldadura que evite la fatiga, incrementando el coste de la cimentación. El elemento de transición puede llegar a pesar sobre 490 toneladas y requiere un proceso de soldado mucho más largo y complejo que el de los monopilotes.

Cada pilote, dependiendo de las condiciones de profundidad y del fondo marino, puede llegar a medir más de 90 metros y pesar más de 400 toneladas. El incremento de fuerza y la mayor superficie de apoyo que supone la instalación de tres pilotes, permite la instalación de aerogeneradores en aguas de más de 50 metros de profundidad. El diseño tri-pilote es fácilmente adaptable a una gran variedad de condiciones, al poder ser diseñado cada pilote o los tres en conjunto de acuerdo con las características específicas del emplazamiento en concreto, mientras que el elemento de transición puede ser considerado un elemento estándar.

Debido a la separación de sus apoyos, el transporte de este tipo de cimentaciones resulta más complicado. Otro desafío durante su instalación es el correcto posicionamiento de sus tres apoyos. Una vez el posicionamiento ha sido realizado, los pilotes son introducidos uno a uno, con la ayuda de un martillo hidráulico en el fondo marino, siendo este proceso extremadamente ruidoso, por lo tanto debido a los peligros que esto entraña para la salud del ecosistema marino, se han de diseñar nuevas técnicas de instalación para mitigar estos ruidos.

Una vez finalizado esta etapa, la parte superior de los pilotes se eleva por encima del mar, permitiendo llevar a cabo el resto de operaciones necesarias fuera del agua, a diferencia que en los monopilotes donde una gran parte del elemento de transición se situaba bajo el agua. El elemento de transición se instala sobre los tres pilotes.

La primera ejecución de este tipo de cimentaciones corrió a cargo de la empresa que la desarrollo (Bard), consistiendo en la cimentación de un único aerogenerador en Hooksiel, Alemania. Al año siguiente, comenzó la instalación de uno de los mayores parques eólicos offshore del mundo, Bard Offshore 1.



Figura 33: Parque eólico “BARD Offshore 1” (situado a una profundidad de 40 metros) [22]

A continuación se muestran algunas de las principales características, ventajas y desventajas de estas cimentaciones:

Cimentación tri-pilote

La idea principal es dividir el apoyo del aerogenerador en tres pilotes para hacerlo más estable	
Consiste en tres pilotes y un elemento de transición situado por encima del nivel del mar	
Este tipo de cimentaciones son adecuadas para aguas de profundidades entre 25 y 50 metros	
Ventajas	Inconvenientes
Diseño simple	Compleja fabricación
Mayor rigidez en comparación con los monopilotes	Necesidad de una soldadura pesada
Adecuado para un gran abanico de tipos de fondos	Gran cantidad de acero
Alta rigidez	El acero es caro y necesita protección frente a la corrosión
Resistente frente al vuelco	
	Complicado transporte
	Necesidad de pilotaje/perforación
Riesgos	Desafíos
Fatiga en el elemento de transición	Reducción de ruidos durante la instalación
	Reducción de los costes de soldadura

Tabla 8: Características de las cimentaciones tri-pilote

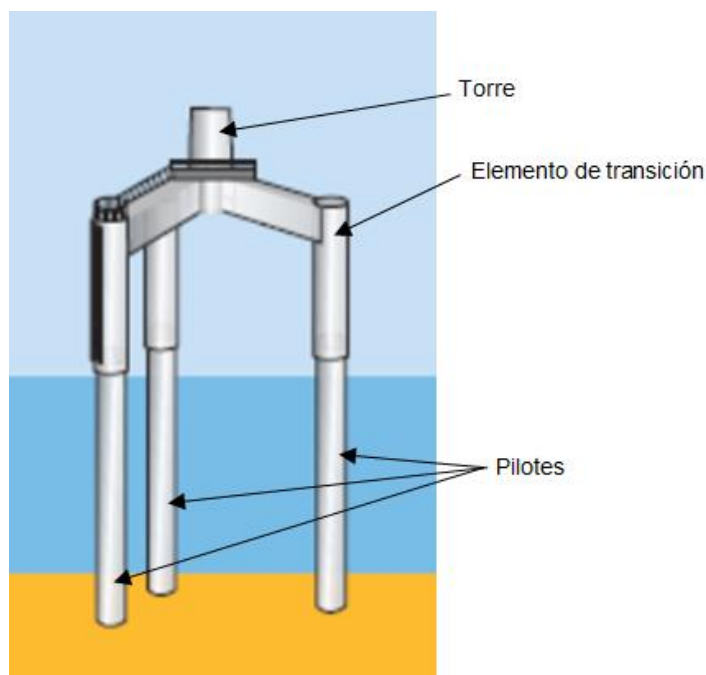


Figura 34: Esquema de una cimentación tri-pilote

Suction bucket foundation:

Las cimentaciones de succión tienen su origen en la industria del gas y del petróleo. La estructura de este tipo de cimentación consiste en un cilindro de gran diámetro cerrado en su parte superior y pueden ser aplicadas en cualquiera de las cimentaciones anteriormente descritas, como una alternativa a la introducción de profundos pilotes en el fondo del mar. Aunque las investigaciones



continúan, el desarrollo de este tipo de cimentaciones sufrió un retroceso debido a un importante fallo acontecido en su fase de demostración en 2007.

En lugar de la introducción de delgados tubos bajo el fondo marino, las cimentaciones por succión emplean cilindros de diámetros mucho más grandes, que no se introducen de manera tan profunda en el fondo, pero que resisten también adecuadamente las cargas debido a su mayor diámetro y a las reacciones con el suelo (han sido diseñados prototipos con diámetros de 12 metros). Dependiendo de las condiciones del fondo en el emplazamiento seleccionado, las cimentaciones por succión pueden ser preferibles frente a los pilotes convencionales por razones económicas y facilidad de instalación. Se requiere suficiente presión hidrostática para hacer este sistema efectivo, por lo que no funciona de forma adecuada en aguas muy poco profundas. Es por lo tanto adecuado, para profundidades de cerca de 40 metros donde la preparación del fondo previa a la instalación de la cimentación es necesaria generalmente.

Una de las principales ventajas de las cimentaciones por succión es que no existe la necesidad de pilotaje durante la instalación, lo que reduce de manera importante los costes de instalación. Como se ha señalado anteriormente estos diseños pueden ser utilizados desde en estructuras con un solo apoyo a otras con múltiples apoyos. Por último señalar que este tipo de cimentaciones pueden ser fácilmente desmanteladas y que prototipos de este tipo de estructuras han sido utilizados en el Mar del Norte y en la costa de Dinamarca.

Cimentación por succión

Adecuadas para profundidades máximas de unos 50 metros	
Ventajas	Inconvenientes
No existe la necesidad de pilotaje/perforación	Alto coste de soldaduras
No es necesario el uso de un elemento de transición	Necesidad de protección frente a la corrosión
Su creciente desarrollo permite su implementación en nuevos tipos de fondos	Proceso de instalación no completamente definido
	Medio de transporte no definido
No necesita protección frente al socavamiento	
Posibilidad de desmantelamiento sencillo y completo	
Riesgos	Desafíos
No adecuado para fondos rocosos	Reducción de la cantidad de acero empleada
	Desarrollo de procesos de instalación sin la necesidad de preparar el fondo marino

Tabla 9: Características de las cimentaciones por succión

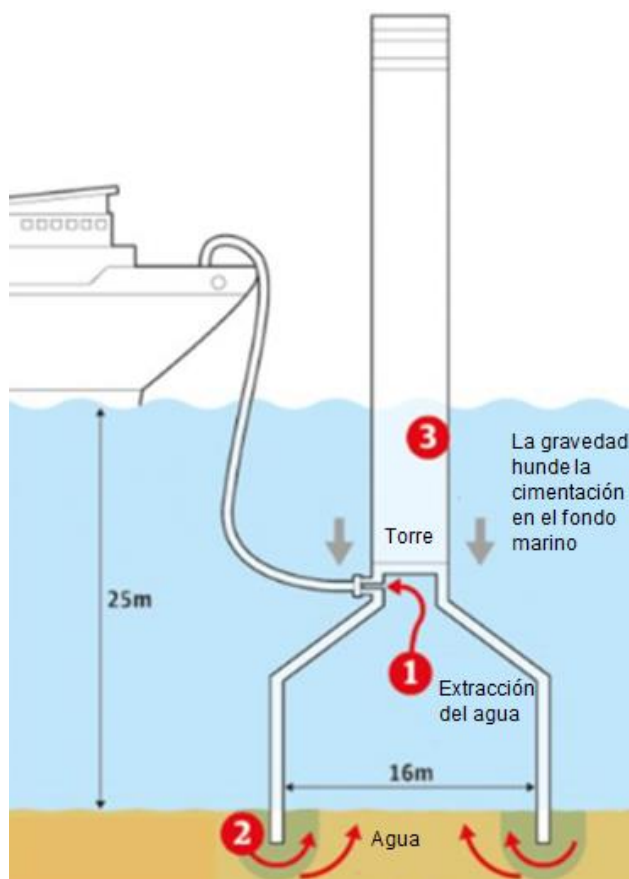
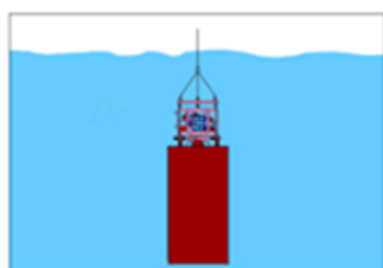


Figura 35: Esquema de una cimentación por succión



Descenso de la estructura y de la bomba de succión.



La estructura toca fondo y penetra en este inicialmente gracias a su propio peso.



Extracción del agua de dentro de la estructura, se desarrolla una depresión en el interior que provoca que prosiga la penetración en el fondo.



La estructura alcanza la profundidad deseada.



Se desconecta la bomba de succión y la instalación se completa.

Figura 36: Ejemplo de instalación de una estructura de succión



Estructuras flotantes

El principal desarrollo de las estructuras offshore flotantes ha sido realizado en la industria del gas y del petróleo. De acuerdo a esto, las principales estructuras o cimentaciones offshore flotantes existentes son: SPAR, semi-sumergible, FPSO, TLP, SeaStar y Min-Doc.

Estas estructuras flotantes pueden ser agrupadas en dos grupos en función de si pueden tener aplicación al aprovechamiento de recursos de carácter renovable. Hasta el momento, solo unos pocos modelos han sido utilizados como estructuras flotantes para el aprovechamiento de energías renovables, estos son la estructura tipo SPAR, la semi-sumergible y las plataformas TLP. Modelos de aplicación sobre buques o similares han sido desarrollados conceptualmente, pero nunca se han llegado a llevar a cabo en una escala real.

A continuación se clasifica las estructuras en tres categorías de acuerdo a sus principios físicos o a la estrategia usada para lograr su estabilidad.

- Plataformas que logran su estabilidad utilizando lastres que cuelgan bajo un tanque de flotabilidad central que crea un momento enderezador y una alta resistencia inercial al cabeceo y balanceo y normalmente suficiente carga para evitar su movimiento. Las plataformas flotantes tipo SPAR utilizan esta estrategia.
- Plataformas que alcanzan su estabilidad utilizando la tensión de líneas de amarre. Las plataformas TLPs (Tension Leg Platform) utilizan esta estrategia para alcanzar su estabilidad.
- Plataformas que alcanzan la estabilidad mediante el uso de boyas o flotadores distribuidos, aprovechando una gran área de flotación para lograr un momento que enderece la estructura. Este es el principio utilizado en buques o en plataformas semi-sumergibles.

Semi-submersible platform:

Las estructuras marinas semi-sumergibles son estructuras bien conocidas en la industria del gas y del petróleo. Estas plataformas son estructuras flotantes con una gran cubierta. Las patas de la estructura están conectadas en su parte inferior, bajo el agua a unos tanques de flotación llamados flotadores.

Estos flotadores generan una gran área de flotación, adecuada para el tránsito de personal y maquinaria, pero cuando se sumergen generan mayores movimientos de amortiguación. Las columnas o patas que conectan los flotadores con la cubierta superior, presentan un menor plano de flotación, adecuado para reducir el movimiento producido por las olas, especialmente durante temporales y tormentas.

Este tipo de estructuras tienen un calado relativamente bajo que las permite ser instaladas en muchas ubicaciones, donde pueden añadirse lastres, para que la estructura alcance la posición adecuada para su operación.

Las plataformas semi-sumergibles presentan las siguientes características:

- Posición estable, con pequeños movimientos.
- Fácil de producir en masa.

- Amarre mediante cadenas o tirantes.
- Posibilidad de reparación fuera del agua.

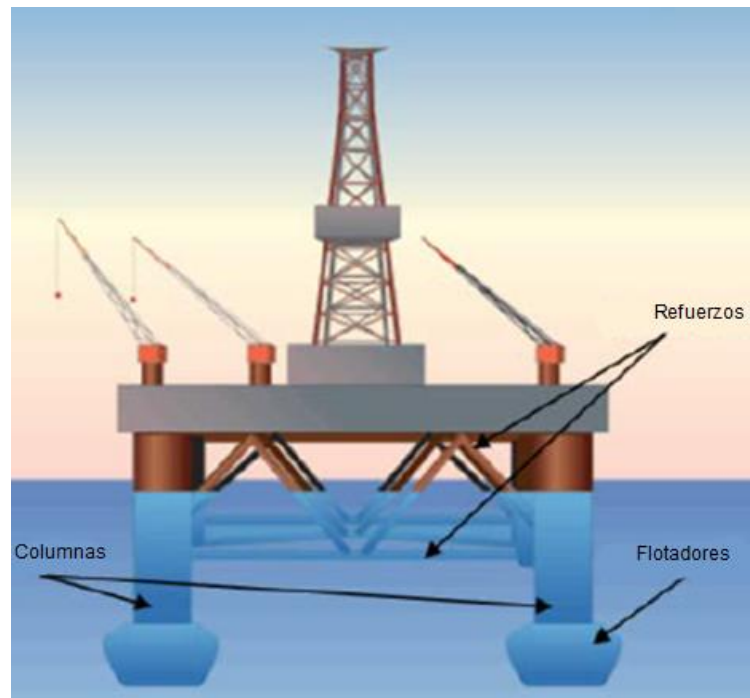


Figura 37: Esquema estructura semi-sumergible



Figura 38: Plataforma semi-sumergible BP Thunder Horse [23]



Figura 39: Aplicación de estructura semi-sumergible a la generación eólica offshore [24]

Barge floater/FPSO:

Las barcazas flotantes o FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) son estructuras con forma de barco con diferentes sistemas de amarre utilizados en la industria offshore del gas y del petróleo para el procesamiento de hidrocarburos y el almacenamiento de petróleo. Dicho de otra manera, son unidades de producción, almacenamiento y transferencia de gas y petróleo construidas a partir de un buque.

El principal problema de las estructuras offshore que operan en aguas profundas es la necesidad de sistemas de flotabilidad que garanticen la estabilidad, quedando resuelta con este sistema de una forma relativamente sencilla. Estas estructuras están ancladas con sistemas de amarre de difusión y en muchos casos estos amarres incluyen cabrestantes internos o externos.

Las estructuras FPSO están presentes en la industria del petróleo y del gas con más de 110 unidades activas. Estas estructuras, por otra parte, son temporales, lo que favorece unos menores costes de instalación y una rápida desconexión, haciendo a su vez a estas estructuras ser menos dependientes de las condiciones del fondo marino.

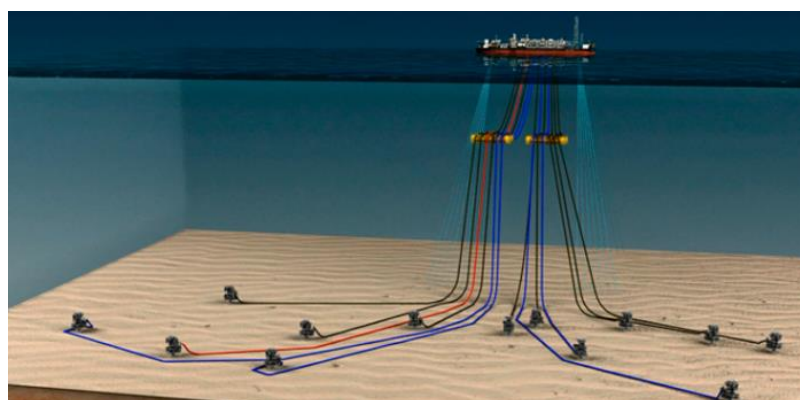


Figura 40: Esquema estructura FPSO



Figura 41: FPSO Kwame Nkrumah [25]

Spar floater:

Las estructuras tipo spar se basan en un cilindro flotante de gran calado, diseñado para soportar las cargas originadas en su lado superior. Su flotabilidad se utiliza para la ubicación de instalaciones por encima de la superficie del mar. Está generalmente anclado al fondo marino por sistemas de anclajes tradicionales para mantener su posición. El empleo de un gran lastre, baja la posición del centro de gravedad de la estructura incrementando así su estabilidad, lo que la dota de unas características ante el movimiento mucho más favorables en comparación con otras estructuras flotantes.

Las estructuras tipo spar, se dividen en tres clases en la industria del gas y del petróleo:

- La estructura spar tradicional, la cual consiste en una estructura cuyo casco está formado por un gran cilindro y pesados lastres ubicados en el fondo de este.
- Las denominadas “truss spar” de características similares a las anteriores salvo por el hecho de que la parte central del casco se sustituye de una estructura en celosía.
- Las tipo “Cell spar”, donde el casco está conformado por un gran cilindro central rodeado de otros de menor tamaño unidos por placas circulares.

Las principales características de las estructuras tipo spar son:

- Diseño estable, con pequeños y lentos movimientos.
- Menos sensibles que las TLPs a la profundidad y carga útil.
- Instalación sencilla.
- Elevado peso.
- Apropiado para grandes profundidades.
- Sensible a olas de gran periodo.



Figura 42: Esquema estructuras tipos spar tradicional y en celosía



Figura 43: Aplicación de la tecnología spar a la energía eólica offshore [26]

Tension leg platform:

El sistema de amarre de las TLPs, el cual va verticalmente unido a una estructura compatible, consiste en una serie de tubos de acero llamados tendones. En cada esquina de la estructura, se sitúan un grupo de tendones que juntos constituyen las denominadas “tension legs”.

El sistema de tendones está altamente tensionado debido al exceso de flotabilidad de la plataforma. Esta alta tensión limita los movimientos horizontales a un pequeño porcentaje de la profundidad. Los movimientos verticales de las TLPs son casi inexistentes debido a la gran rigidez axial y baja elasticidad de los tendones. A esto ha de sumarse que además los movimientos de balanceo y

cabeceo, también son prácticamente despreciables. Por otro lado esta estructura, es vulnerable en dirección horizontal, permitiendo los movimientos laterales.

Las plataformas TLP son muy eficaces una vez han sido instaladas. Sin embargo, el sistema de tendones es fundamental para el rendimiento de la instalación y ha de ser diseñado, fabricado, inspeccionado e instalado cuidadosamente para asegurar su durabilidad y robustez a largo plazo.

Las principales características de las plataformas TLP son:

- Movimientos limitados. Movimiento mejorado frente a las estructuras spar y semi-sumergibles.
- Alto rendimiento.
- Menor peso de acero.
- Pequeño impacto en el fondo marino.
- Limitado a grandes profundidades.
- Alto coste de anclajes.
- El sistema de anclaje vertical, no proporciona control sobre la posición horizontal.
- Difícil instalación y mantenimiento.



Figura 44: Esquema plataforma TLP Hyundai Heavy Industries (HHI) [27]



Figura 45: Aplicación estructura TLP a la energía eólica offshore [24]

Seastar:

Las plataformas tipo Seastar, han sido ampliamente utilizadas hasta la actualidad en la industria del gas y del petróleo. Este tipo de plataformas flotantes podrían describirse como pequeñas TLPs. Dos de las principales y muy importantes ventajas de estas plataformas es su relativamente pequeño tamaño y su bajo coste. Desde el punto de vista de las energías renovables las plataformas Seastar pueden considerarse como plataformas con un único tensor.

La plataforma, consiste en un único elemento flotante, similar al de las plataformas semi-sumergibles. Una peculiaridad de este sistema es que, cuando la plataforma se encuentra perforando, un tanque inferior se llena de agua, incrementando la estabilidad de la plataforma frente al viento y al movimiento del agua. Además del elemento flotante anteriormente citado, las plataformas Seastar incorporan un elemento de amarre de las mismas características que las plataformas TLPs. Este tipo de estructuras son típicamente utilizadas para pequeñas instalaciones en aguas profundas, cuando no resulta económicamente viable construir una de gran tamaño. Pueden operar a profundidades de más de 1070 metros.

Algunas de las ventajas estructurales que poseen las estructuras Seastar podrían resumirse en:

- El sistema de anclaje (tension-leg) elimina prácticamente todos los movimientos verticales, produciendo esta, movimientos mucho mejores en comparación con cualquier otra de tamaño similar que utilice cadenas para su anclaje, siendo estos comparables a los de las mayores TLPs.
- Al atravesar el agua la superficie de una única columna, es posible el diseño independiente y optimizado del casco y de la cubierta.

- Los “tendones” de la plataforma son preinstalados reduciendo en gran medida riesgos durante la instalación.
- El casco de la plataforma puede ser remolcado por el agua o en seco hasta su emplazamiento, donde después de haber sido conectado a los tendones preinstalados, la cubierta puede ser colocada en su lugar.
- Las relativamente grandes dimensiones de la base de la plataforma, incrementan la separación entre tendones, mejorando así la efectividad de la instalación.



Figura 46: Esquema de la plataforma Seastar [28]

Min-Doc:

Hasta la actualidad se han desarrollado diferentes versiones de plataformas tipo Min-Doc con pesos desde 20 a 320 toneladas y situadas a profundidades de desde 450 metros a casi 3050, pudiendo ser la forma de su estructura la rectangular tradicional o triangular (la versión con tres columnas es la preferida en muchas ocasiones por motivos de rendimiento). En definitiva, el diseño de las plataformas Min-Doc consiste en una combinación de las características de las plataformas spar y de las semi-sumergibles.

El sistema de lastres es más sencillo que los tradicionalmente utilizados en los diseños semi-sumergible. Debido a las subdivisiones internas y a las características de estabilidad, resulta posible la aplicación del sistema de lastres de las estructuras spar a este nuevo tipo de plataformas.

Desde el punto de vista de su respuesta dinámica, las plataformas Min-Doc se comportan también más como una plataforma Spar que como una semisumergible, con muy buenos movimientos de balanceo y cabeceo.

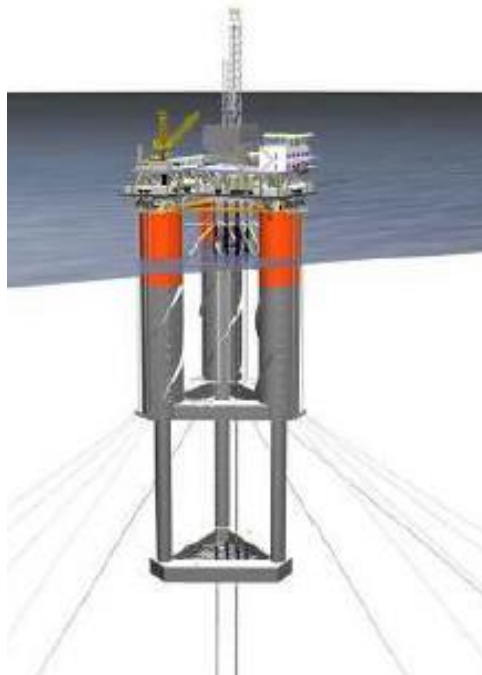


Figura 47: Esquema plataforma Min-Doc [21]

4.1.3 Conexión eléctrica

La conexión eléctrica de un parque eólico, parques eólicos offshore incluidos, hace referencia al enlace de este con el sistema general de transporte de energía eléctrica. Esta consiste principalmente, en un adecuado diseño de líneas eléctricas y subestaciones transformadoras.

Una condición indispensable para que una instalación de aprovechamiento eólico tenga sentido, tanto onshore como offshore, es la capacidad de evacuación de la infraestructura eléctrica existente a la que esta está conectada y en la actualidad este aspecto constituye una de las mayores restricciones ante las que se encuentran estas y cualquier otra instalación de generación eléctrica. Para tratar de minimizar esta problemática en lo que respecta a la generación eólica, diferentes países han tenido que adecuar su infraestructura según la planificación establecida para el desarrollo de la energía eólica.

La conexión eléctrica de un parque eólico offshore generalmente se realiza mediante uno de los dos esquemas que a continuación se describen:

- El transporte de la energía eléctrica generada por los aerogeneradores se realiza por una línea eléctrica hacia una subestación offshore (una subestación transformadora ubicada en el mar). Esta subestación constituye el origen de una nueva línea eléctrica la cual transportará la energía hasta otra subestación situada en tierra (subestación onshore) que en muchas ocasiones suele formar parte de la infraestructura eléctrica existente.
- El transporte de la energía eléctrica producida en los aerogeneradores se realiza directamente por una línea eléctrica desde estos hasta una subestación onshore.

La elección del sistema más adecuado dependerá principalmente, de la potencia total de la instalación y de la distancia al punto de evacuación, ya que las pérdidas de energía eléctrica asociadas a su transporte son proporcionales a ambos parámetros. Aunque la gran mayoría de los parques eólicos marinos que se encuentran en operación actualmente siguen el segundo esquema, se prevé, que en el futuro, ante la tendencia a la instalación de parques eólicos con mayores potencias situados a mayores distancias de la costa (mayores distancias hasta el punto de evacuación en tierra), el esquema más utilizado sea el primero. El motivo de esto es que permite el transporte de la energía eléctrica a mayor tensión, lo que a igualdad de distancia y potencia, conlleva a una reducción de las pérdidas de energía asociadas al transporte.

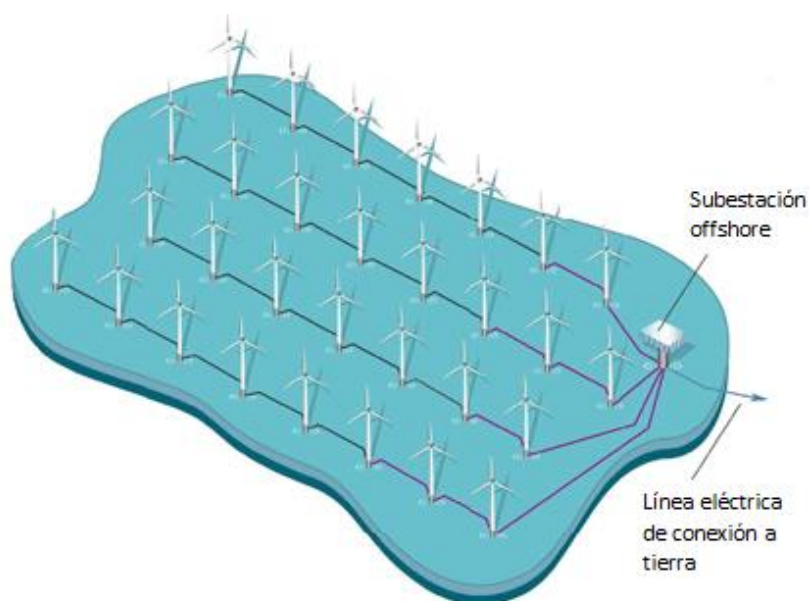


Figura 48: Esquema de conexión eléctrica con subestación offshore

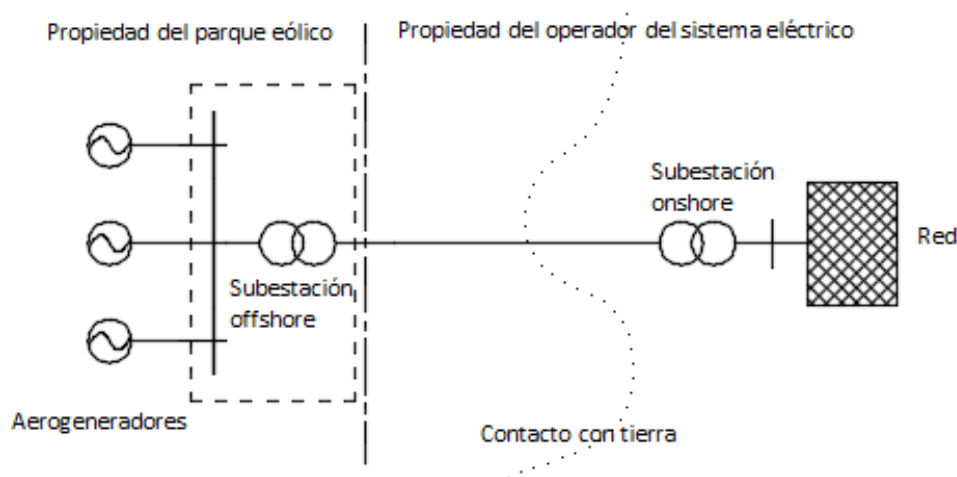


Figura 49: Esquema de la conexión eléctrica de un parque eólico con subestación offshore



Evacuación de la energía

La transmisión de potencia del parque eólico offshore a tierra se realiza por medio de un cable submarino que se caracteriza principalmente por la protección incorporada de aislamiento eléctrico y por un encamisado hecho con metal y plástico. Esto se realiza en busca de proteger el cable frente a la corrosión marina y ante los posibles daños mecánicos que pueda sufrir en su traslado del barco al mar y durante su soterramiento en el fondo.

Un parque eólico, opera a una tensión media de entre 30 KV y 60 KV, mientras que por otro lado la transmisión eléctrica a larga distancia en Europa se realiza a 380 KV. Esto hace necesario que la conexión de estas dos tensiones se realice mediante un cable y un adecuado sistema de conversión.

Existen dos posibilidades de transmisión de la energía eléctrica:

- Corriente alterna trifásica de alta tensión, HVAC (High Voltage three-phase Alternating Current Transmisión), la cual se compone en los siguientes tramos:

Parque eólico marino — Transformador 30-60 KV / 380 KV — Cable submarino c.a. de alta tensión — Transformador en tierra de 380 KV / Tensión red c.a. en tierra

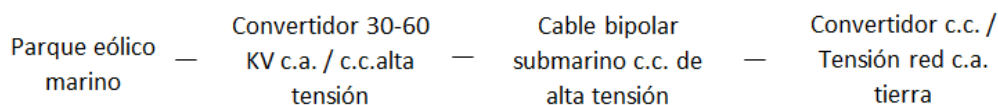
Podemos distinguir entre dos tipos diferentes de cable de c.a.:

- El cable trifásico con tres conductores aislados separadamente formando parte del cable. Cuya ventaja principal es la neutralización del campo magnético de los tres conductores, ya que la suma de las tensiones e intensidades de los mismos es cero (tensión máxima 170 KV, en un futuro 245 KV y potencia máxima 200 MVA, en el futuro 250 MVA). Por el contrario, en la transmisión a grandes distancias, los tres conductores paralelos actúan como un condensador y generan una potencia reactiva, haciendo que el sistema precise de la instalación en los extremos del cable de unidades de compensación, esto limita la distancia de transmisión a unos 120 Km.
- El cable monofásico, que requiere de tres cables separados, proporcionando una gran capacidad de transmisión al sistema (tensión máxima 420 KV – potencia máxima 1200 MVA).



Figura 50: Cable HVAC [29]

- Corriente continua de alta tensión, HVDC (High Voltage Direct Current transmisión). Este sistema, es el preferente para el transporte de energía eléctrica a grandes distancias. Consta de los siguientes tramos:



Existen dos variantes según el empleo de tiristores HVDC o tiristores bipolares de puerta abierta aislada.

- Tiristor HVDC. Como ventaja principal se puede señalar la transmisión de altas tensiones, del orden de los 800 Kv, con una potencia de entre 800 a 1000 MW, con un cable bipolar de dos conductores. Por el contrario, su desventaja principal, es el no poder generar la tensión y la frecuencia de la red en el propio parque. También para el arranque de los aerogeneradores, se requiere la alimentación de estos con una tensión en c.a., por lo que es necesaria la utilización de un generador diesel o la instalación de un cable adicional de c.a. en paralelo con el cable de c.c., que a continuación podrá ser utilizado como cable auxiliar para ampliar la potencia del parque eólico.

- Tiristor bipolar de puerta abierta aislada, IGBT (Insulated gate bipolar transistor) también llamados sistemas HVDC Light (ABB) o HVDC plus (Siemens). Puede conmutarse en la mitad de la onda de c.a., posibilitando al inversor generar tensiones sinusoidales en operación en los cuatro cuadrantes de la onda, haciendo posible a su vez la transferencia de energía en ambas direcciones, así como en la zona inductiva y capacitiva. Esta característica, permite proporcionar tensión y frecuencia a los aerogeneradores, sin necesidad de instalar un generador diesel o un cable auxiliar de conexión c.a.



Figura 51: Cable HVDC [29]

La transmisión eléctrica mediante el cable submarino de c.c. al no inducir ni tensiones ni corrientes, no sufre pérdidas de potencia a través de las camisas de metal, a diferencia que el



cable de c.a., pero produce un campo magnético que puede afectar a la vida marina y a la navegación marítima. Para evitar esto, los dos polos del sistema deben instalarse paralelos y no muy alejados, de forma que los campos magnéticos se neutralicen entre sí (transmisión bipolar). En contraste, en el sistema monopolar, un conductor conecta al mar, las dos estaciones convertidoras, mientras que en el fondo del mar actúa como el conductor de retorno. Los electrodos del conductor de retorno producen electrolisis, por lo que el sistema monopolar no es empleado en la transmisión de energía de los parques eólicos marinos.

Para la selección del cable, se requiere conocimiento de las olas, mareas y de la posibilidad de movimientos sísmicos de la zona. También es un factor importante el estudio de impacto ambiental que se va a producir al enterrar el cable en el fondo marino. En ocasiones, y para minimizar los impactos producidos en la instalación del cable, puede ser necesario posponer la instalación de este hasta el invierno, cuando la vida marina es menos activa.

Como aproximación la instalación de un cable submarino puede llegar a costar entre 1 y 3 veces el coste del mismo. Esta, se realiza a través de un barco especializado, el cual es capaz de trabajar en aguas someras, y una tripulación con la experiencia adecuada. Dentro del barco, existe espacio para el empalme de cables, la disposición de una bobina de almacenamiento, maquinaria para dar la tensión adecuada al cable y un equipo para abrir las zanjas necesarias en el fondo marino.

Los cables, mediante vehículos submarinos que practican surcos en el fondo de forma mecánica o a través de la utilización de un chorro de agua, se entierran en el fondo marino a entre 1 y 4 metros de profundidad. Así, se reduce el riesgo de los posibles daños que puedan causar los diferentes tipos de barcos, tanto de pesca en sus operaciones, como los restantes en las maniobras de anclaje.

El coste del cable, su instalación y trámites administrativos para permiso y conexión, es para 33kV, aproximadamente, de 0,5 millones de euros y el doble para tensiones más altas del orden de los 72 kV. Con relación al coste total del parque eólico, el equipo de transmisión de energía representa aproximadamente del 10 al 20% de la inversión total.



Figura 52: Barco para la instalación de cable submarino (en operación) [30]

Subestaciones

El fin de una subestación eléctrica es modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, facilitando el transporte y distribución de la energía eléctrica, siendo el equipo principal de estas instalaciones el transformador. Por lo general, están divididas en secciones, normalmente tres principales y el resto derivadas. Estas tres secciones principales están constituidas por:

1. Sección de medición.
2. Sección para las cuchillas de paso.
3. Sección para el interruptor.

De forma general, se pueden señalar las subestaciones eléctricas elevadoras y las reductoras. Estas primera son aquellas situadas en las inmediaciones de las centrales generadoras de energía eléctrica, cuya función es la de elevar el nivel de tensión hasta 132, 220 o incluso 400 kV antes de entregar la energía eléctrica a la red de transporte. Las segundas, reductoras, reducen el nivel de tensión hasta valores habituales de entre 13,2, 15, 20, 45 o 66 kV y entregan la energía eléctrica a la red de distribución. De forma posterior, los centros de transformación son los encargados de reducir los niveles de tensión hasta los valores comerciales de baja tensión, valores aptos para el consumo doméstico e industrial, cuyo valor normalmente es 400 V.



Figura 53: Subestación offshore parque eólico "alpha ventus" situada en el Mar del Norte [31]



Figura 54: Transformador de alta tensión utilizado en las subestaciones eléctricas [32]



La razón técnica que justifica él por qué del transporte y la distribución de la energía eléctrica a elevadas tensiones, y en consecuencia también por qué es necesario el uso de las subestaciones eléctricas es la siguiente:

- 1º: Las pérdidas de potencia que se producen en los conductores por los que circula la corriente eléctrica, debidas al Efecto Joule, son directamente proporcionales al valor de esta ($P = I^2 \times R$).
- 2º: La potencia eléctrica transportada es directamente proporcional al valor de su tensión y de su intensidad.
- 3º: Atendiendo a la 2º punto, cuanto mayor sea el valor de la tensión, menor deberá ser el de la intensidad para transmitir la misma potencia y por lo tanto menores serán las pérdidas por Efecto Joule.

Las subestaciones eléctricas, además de transformadores, están dotadas de elementos de maniobra (como son interruptores, seccionadores, etc.), protecciones fusibles, interruptores automáticos, etc. los cuales desempeñan un papel vital en los procesos de mantenimiento y operación de las redes de distribución y transporte.

Subestaciones marinas:

Las subestaciones offshore o subestaciones en alta mar, son utilizadas para la reducción de las pérdidas eléctricas, mediante el aumento de la tensión, para luego llevar esta electricidad hasta la costa.

De forma general, en los parques eólicos offshore, este tipo de instalaciones no son necesarias si se cumple alguna de las siguientes condiciones:

- El proyecto es pequeño (de unos 100 MW o menos).
- Este está situado cerca de la costa (a una distancia de unos 15 km o menos).
- La conexión a la red es la tensión de recogida (p.e. 36 kV).

Por esta razón, los primeros proyectos eólicos offshore, los cuales en general reunían alguna o todas estas características, fueron contruidos sin este tipo de instalaciones. Sin embargo, muchos de los parques eólicos contruidos en la actualidad o los que se planean para el futuro, son más grandes y están más alejados de la costa, por lo tanto es habitual que cada vez sea más habitual la instalación de este tipo de subestaciones.

Estas subestaciones marinas normalmente sirven para elevar el voltaje de la tensión de distribución del sitio (30 a 36 kV) a un voltaje más alto (100 a 220 kV), que normalmente corresponde a la tensión de conexión. Esta acción, además, reduce de manera drástica el número de circuitos de exportación (cables submarinos) entre el parque eólico marino y la costa. Pudiendo este tipo de subestaciones ser configuradas con uno o más circuitos de exportación.

En los grandes proyectos ubicados en alta mar, lejos del punto de conexión a la red, o aquellos de varios cientos de megavatios de capacidad, la transmisión eléctrica en c.a. resulta muy costosa y en un

gran número de casos imposible. En estos casos, se recurre a la transmisión de energía en c.c., sistema que requiere de una estación c.a. / c.c.



Figura 56: Subestación offshore parque eólico “Walney Phase 2” [33]

Subestaciones en tierra:

El diseño de las subestaciones onshore o subestaciones en tierra, puede ser llevado a cabo por el operador de la red, pero algunas decisiones deberán ser realizadas por el promotor del proyecto. De forma general este tipo de subestaciones estarán compuestas por la parte de conmutación, la de medición, los transformadores y la planta asociada. Las subestaciones onshore, también pueden contar con equipos de compensación de energía reactiva dependiendo de los requisitos de la red del operador y el diseño de la red en alta mar.

4.1.4 Buques instaladores

Los buques instaladores de turbinas eólicas, en inglés Turbine Installation Vessels (TIV), utilizan su amplia cubierta para trasladar los componentes necesarios para la instalación de turbinas eólicas en su ubicación mar adentro. Una vez situados en la zona de trabajo, con su situación fija gracias a sus sistemas de posicionamiento dinámico, sus grandes patas los fijan al fondo y los elevan sobre el nivel del mar para que con ayuda de grúas de gran capacidad de elevación coloquen las bases, góndolas o palas de las turbinas eólicas offshore.

Para la instalación de las turbinas del primer parque eólico marino de la historia, instalado en Vindeby, Dinamarca, en 1991, se utilizó una barcaza y una grúa flotante.

Este fue el *modus operandi* durante muchos años, pero el auge de los parques eólicos marinos de los últimos años ha dado lugar a un nuevo tipo de buque, los TIV o buques instaladores de turbinas eólicas, de los cuales el primero fue el *Mayflower Resolution* de la empresa MPI Offshore, construido en los astilleros chinos de Shanhaiguan Shipyard en 2003 según el diseño de los daneses Knud E Hansen, y que sigue en operación hoy en día.



Figura 56: Instalación del parque eólico Vindeby, Dinamarca 1991 [34]

TIV Mayflower Resolution

El buque instalador de turbinas eólicas offshore Mayflower Resolution perteneciente a la empresa MPI Offshore, fue el primer buque auto-elevable para la instalación de turbinas eólicas en el mundo. Este buque, puede subir gracias a sus seis patas entre 3 y 46 metros por encima del mar.

Diseñado para su operación en el Mar del Norte, puede ser utilizado en otras localizaciones si fuera necesario. Tiene una capacidad de transporte e instalación de diez turbinas eólicas. Su sistema de elevación hidráulico, proporciona una plataforma estable de trabajo.

Características generales:

- Peso muerto: 4.857 toneladas.
- Eslora total: 130,5 metros.
- Altura: 68,94 metros
- Calado: 5 metros.
- Velocidad máxima: 10,5 nudos.
- Capacidad: 8.920 toneladas.



Figura 57: TIV Mayflower Resolution [34]

TIV Pacific Orca/Pacific Osprey

Encargados en agosto del 2010, por la compañía con sede en Singapur Swire Pacific Offshore, a los astilleros surcoreanos Samsung Heavy Industries, el Pacific Orca y su gemelo, el Pacific Osprey, son dos buques autoelevables para su uso en la construcción de parques eólicos marinos.

El diseño de estos buques correspondió a la ingeniería danesa Knud E Hansen, centrado en conceptos de seguridad, eficiencia y fiabilidad. Cuando fueron entregados en julio de 2012 marcaron un hito en la industria en cuanto a velocidad, capacidad de izado, posicionamiento y velocidad de elevación, con capacidad para instalar turbinas eólicas de hasta 10 MW de potencia en aguas de hasta 60 metros de profundidad.

Con una eslora de casi 161 metros y una manga de 49 metros estos buques disponen de una cubierta de 4.000 metros cuadrados con capacidad de carga de 15 T/m^2 en la que transportar los diferentes componentes de los aerogeneradores. Sus seis grandes patas, de 105 metros de largo cada una se fijan en el fondo marino y son capaces de levantar el buque hasta 17 metros de altura sobre el agua, a una velocidad de 1,2 metros por minuto, convirtiendo tanto al Pacific Orca como al Pacific Osprey en unas plataformas estables y seguras para el trabajo.

Una vez en posición las dos grúas que poseen cualquiera de estos dos buques, la principal con una capacidad de elevación de 1.200 toneladas a una distancia de 31 metros, y una auxiliar de 35 toneladas de capacidad de elevación a una distancia de 30 metros, son las encargadas de elevar y de colocar las piezas de los aerogeneradores.

La energía necesaria para los sistemas de estos buques y su propulsión se genera en una planta diésel eléctrica compuesta por 8 generadores de 2,8 MW cada uno, formando un total de 22,4 MW. De aquí sale la electricidad encargada de alimentar los cuatro propulsores azimutales de la popa, utilizados para impulsar el buque, de 3,4 MW de potencia cada uno, y que junto a los dos propulsores azimutales retráctiles de proa, de 2,2 MW cada uno, y los dos propulsores en túnel de proa, de la misma potencia que los últimos, forman el sistema de posicionamiento dinámico DP-2 que asegura que el buque se mantenga en posición en todo momento.

Tienen una capacidad para alojar hasta 111 personas en camarotes individuales, que además pueden disfrutar de las diferentes instalaciones que ofrece el buque, entre las que se encuentran una



cafetería para 70 personas, dos salones de descanso y ocio, 2 salas de televisión o un gimnasio. El buque también cuenta con un helipuerto a proa de la superestructura.

Características generales:

- Eslora total: 160,90 metros.
- Eslora entre perpendiculares: 155,60 metros.
- Manga: 49,00 metros.
- Puntal a la cubierta principal: 10,40 metros.
- Calado: 5,50 metros; máximo: 6,00 metros.
- Peso muerto: 8.400 toneladas.
- Velocidad máxima: 13 nudos.



Figura 58: TIV Pacific Orca [35]



Figura 59: TIV Pacific Orca instalando cimentación tipo jacket [35]

4.1.5 ROVs

En ocasiones, será interesante la utilización de este tipo de equipos en las labores previas a la instalación de los aerogeneradores, durante y tras la finalización de esta.

Un ROV, acrónimo del inglés Remote Operated Vehicle (vehículo operado a distancia), consiste en un robot submarino no tripulado, conectado a un barco en superficie por medio de un gran cable a través del cual se envía la energía y las ordenes mediante un mando a distancia. A través de este cable también, pueden transmitirse los datos de las cámaras fotográficas que el ROV incorpora, los datos de los sensores y de los sonares al centro del control del barco.

Asociados a los ROVs se han diseñado una gran variedad de implementos, como brazos manipuladores para realizar trabajos en las profundidades, o simplemente como se ha señalado anteriormente una cámara fotográfica con el fin de captar las imágenes del fondo del mar.

El empleo del cable para la alimentación y conexión del ROV, presenta ventajas e inconvenientes. La fácil transmisión tanto de energía como de datos a través de este es una clara ventaja, mientras que el hecho de que el propio peso del cable requiera una gran cantidad de energía para mover este mismo, podría ser señalado como una importante desventaja.

Atendiendo a la forma de desplazamiento de los ROVs, estos pueden clasificarse en:

- ROVs de buceo libre y conexión con cable.
- ROVs remolcados de fondo y de media profundidad.
- ROVs de arrastre por el fondo.

Actualmente la gran mayoría de los ROVs además de cámaras fotográficas, cuentan con las en ocasiones más útiles cámaras de video. También, aunque algún ROV cuenta con baterías eléctricas a bordo, se suelen seguir alimentando desde la superficie mediante cable.



Figura 60: ROV en trabajo subacuático [36]

4.1.6 Torres meteorológicas

Durante la fase de planificación del proyecto, para la recogida de datos meteorológicos de la zona donde se va llevar a cabo la instalación del parque eólico, procede la instalación de este tipo de



equipos. La instalación de estas será similar a la de los aerogeneradores pero con unas dimensiones considerablemente menores.

La recogida de datos en este tipo de torres se lleva a cabo a diferentes alturas mediante el empleo de anemómetros. Las torres también disponen de sensores encargados de analizar el perfil de vientos, igualmente según la altura, observando velocidades y direcciones. A su vez otros sensores recogen datos de la temperatura oceánica, dirección y velocidad de las corrientes e incluso la presencia de animales marinos entre otros.



Figura 61: Torre meteorológica situada en las costas de Escocia

4.2 Desarrollo eólico offshore actual

En la tabla que se encuentra en las siguientes páginas se describen de manera superficial los ochenta principales parques eólicos instalados en el mundo. En esta, se puede observar sus principales características, tales como nombre, país en el que se encuentra, compañía o empresa encargado de su operación, capacidad instalada, número y modelo de aerogeneradores empleados y tipo de cimentación o estructura que lo soporta.

Gracias a ella podemos contrastar la información anteriormente señalada:

- Principales países con parques eólicos offshore: China, Alemania y Reino Unido
- Capacidad media instalada: 120 MW
- Número medio de turbinas por parque: 36
- Principal estructura de cimentación: Monopilote

Nombre	País	Operador	Capacidad instalada	Nº de Turbinas	Modelo de turbina	Tipo de cimentación
Alpha Ventus	Germany	Stiftung Offshore Windenergie	60 MW	12	AREVA M5000-116/REpower 5M	Tripods/Jackets
Anholt	Denmark	DONG Energy	399.6 MW	111	Siemens SWT-3.6-120	Monopiles
Arklow Bank 1	Ireland	Airtricity	25.2 MW	7	GE 3.6 MW Offshore	Monopiles
Avedore Holme	Denmark	DONG Energy	10.8 MW	3	Siemens SWT-3.6-120	Gravity based
Baltic 1	Germany	Energie Baden-Württemberg	48.3 MW	21	Siemens SWT-2.3-93	Monopiles
Baltic 2	Germany	Energie Baden-Württemberg	288 MW	80	Siemens SWT-3.6-120	Monopiles/Jackets
Bard Offshore 1	Germany	Bard	400 MW	80	Bard 5.0	Tripiles
Barrow	United Kingdom	DONG Energy	90 MW	30	Vestas V90-3.0 MW	Monopiles
Beatrice Demonstration	United Kingdom	SSE Renewables	10 MW	2	REpower 5M	Jackets
Belwind 1	Belgium	Belwind	165 MW	55	Vestas V90-3.0 MW	Monopiles
Belwind 2 Demonstration	Belgium		6 MW	1	Alstom Haliade 150-6MW	Jackets
Blyth	United Kingdom	E.ON	4 MW	2	Vestas V66-2.0 MW	Monopiles
Bockstigen	Sweden	Nordisk Vindkraftservice	2.5 MW	5	Wind World W-3700/500 kW	Monopiles
Borkum West 2	Germany	Trianel	400 MW	80	AREVA M5000-116	Tripods
Breitling Demonstration	Germany	WIND-projekt	2.5 MW	1	Nordex N90/2500 (Offshore)	Gravity based
Burbo Bank 1	United Kingdom	DONG Energy	90 MW	25	Siemens SWT-3.6-107	Monopiles
Choshi Offshore Demonstration Project	Japan	Toyko Electric Power Company	2.4 MW	1	MWT92 2.4 MW	Gravity based
DanTysk	Germany	Vattenfall	288 MW	80	Siemens SWT-3.6-120	Monopiles
Donghai Bridge 1	China	Shanghai Donghai Wind Power	102 MW	34	Sinovel SL3000/90	Gravity based
Egmond aan Zee	Netherlands	Nuon	108 MW	36	Vestas V90-3.0 MW	Monopiles
Ems Emden	Germany	ENOVA	4.5 MW	1	Enercon E-112	Gravity based
Frederikshavn	Denmark	DONG Energy	7.6 MW	3	Nordex N90/2300/Vestas V90-3.0 MW/Bonus 2.3 MW/82	Monopiles/Suction bucket/Monopiles
Global Tech 1	Germany	Global Tech 1 Offshore Wind	400 MW	80	AREVA M5000-116	Tripods
Greater Gabbard	United Kingdom	SSE Renewables	504 MW	140	Siemens SWT-3.6-107	Monopiles
Gunfleet Sands	United Kingdom	DONG Energy	172.8 MW	48	Siemens SWT-3.6-107	Monopiles
Gunfleet Sands 3 Demonstration	United Kingdom	DONG Energy	12 MW	2	Siemens SWT-6.0-120	Monopiles
Gwynt y Môr	United Kingdom	RWE npower renewables	576 MW	160	Siemens SWT-3.6-107	Monopiles
Hooksiel Demonstration	Germany	Bard	5 MW	1	Bard 5.0	Tripiles
Horns Rev 1	Denmark	Vattenfall	160 MW	80	Vestas V80-2.0 MW	Monopiles
Horns Rev 2	Denmark	DONG Energy	209.3 MW	91	Siemens SWT-2.3-93	Monopiles



Hywind Demonstration	Norway	Haugaland Kraft	2.3 MW	1	Siemens SWT-2.3-82 VS	Spar
Irene Vorrink	Netherlands	Nuon	16.8 MW	28	Nordtank NKT 600/43	Monopiles
Jeju Demonstration	South Korea	Korean Institute for Energy Research	2 MW	1	STX 72	Jackets
Kamisu	Japan	Wind Power Ibaraki	14 MW	7	Subaru 80/2.0 MW	Monopiles
Kemi Ajos	Finland	Innower	30 MW	10	WinWind WWD-3	Gravity based
Kentish Flats 1	United Kingdom	Vattenfall	90 MW	30	Vestas V90-3.0 MW	Monopiles
Kitakyushu Demonstration	Japan	Electric Power Development Co (J Power)	2.0 MW	1	JSW J82-2.0	Gravity based
Kårhamn	Sweden		48 MW	16	Vestas V112-3.0 MW	Gravity based
Lely	Netherlands	Nuon	2 MW	4	Nedwind N40/500	Monopiles
Lillgrund	Sweden	Vattenfall	110.4 MW	48	Siemens SWT-2.3-93	Gravity based
Lincs	United Kingdom	Centrica Energy	270 MW	75	Siemens SWT-3.6-120	Monopiles
London Array 1	United Kingdom	DONG Energy	630 MW	175	Siemens SWT-3.6-120	Monopiles
Lynn and Inner Dowsing	United Kingdom	Centrica Energy	194.4 MW	54	Siemens SWT-3.6-107	Monopiles
Meerwind Süd und Ost	Germany	WindMW	288 MW	80	Siemens SWT-3.6-120	Monopiles
Middelgrunden	Denmark	DONG Energy	40 MW	20	Bonus 2.0 MW/76	Gravity based
Nordsee Ost	Germany	RWE Innogy	295.2 MW	48	REpower 6M	Jackets
North Hoyle	United Kingdom	RWE npower renewables	60 MW	30	Vestas V80-2.0 MW	Monopiles
Northwind	Belgium		216 MW	72	Vestas V112-3.0 MW	Monopiles
Nysted 1	Denmark	DONG Energy	165.6 MW	72	Bonus 2.3 MW/82	Gravity based
Ormonde	United Kingdom	Vattenfall	150 MW	30	REpower 5M	Jackets
Pori Offshore 1	Finland	Suomen Hyötytuuli	2.3 MW	1	Siemens SWT-2.3-101	Gravity based
Prinses Amalia Windpark	Netherlands	Eneco	120 MW	60	Vestas V80-2.0 MW	Monopiles
Rhyl Flats	United Kingdom	RWE npower renewables	90 MW	25	Siemens SWT-3.6-107	Monopiles
Riffgat	Germany	EWE	108 MW	30	Siemens SWT-3.6-120	Monopiles
Robin Rigg	United Kingdom	E.ON	180 MW	60	Vestas V90-3.0 MW	Monopiles
Rodsand 2	Denmark	E.ON	207 MW	90	Siemens SWT-2.3-93	Gravity based
Ronland	Denmark	Vindenergi/Harboøre Møllelaug + Thyborøn-Harboøre Vindmøllelaug	17.2 MW	8	Vestas V80-2.0 MW/ Bonus 2.3 MW/82	Gravity based/ Gravity based
Rudong 1 Intertidal	China	China Longyuan Power	48.3 MW	21	Siemens SWT-2.3-101	Other piled
Rudong Intertidal Demonstration	China	China Longyuan Power	30 MW	15	Mingyang MY 1.5s/ Guodian UP82-1500/ SEWIND W2000M / Sany Electric SE9320III-S3/ Envision E82/ CSIC HZ93-2000/ BaoNan BN82-2MW/ Sinovel SL3000/90/ Goldwind GW 100/2.5 MW	Other piled/ Other piled/ Other piled/ Other piled/ Other piled/ Other piled/ Other piled/ Other piled/ Other piled/ Other piled

Sakata	Japan	Summit Wind Power	16 MW	8	Vestas V80-2.0 MW	Other Piled
Samso	Denmark	Samsø Havvind	23 MW	10	Bonus 2.3 MW/82	Monopiles
Scroby Sands	United Kingdom	E.ON	60 MW	30	Vestas V80-2.0 MW	Monopiles
Setana	Japan	Setana Town	1.32 MW	2	Vestas V47-660 kW	Other Piled
Sheringham Shoal	United Kingdom	Scira Offshore Energy	316.8 MW	88	Siemens SWT-3.6-107	Monopiles
Sprogø	Denmark	Sund & Bælt	21 MW	7	Vestas V90-3.0 MW	Gravity based
Suizhong Demonstration	China	China National Offshore Oil Corporation	1.5 MW	1	Goldwind GW 100/1500	Jackets
Teesside	United Kingdom	EDF Energy Renewables	62.1 MW	27	Siemens SWT-2.3-93	Monopiles
Thanet	United Kingdom	Vattenfall	300 MW	100	Vestas V90-3.0 MW	Monopiles
Thornton Bank 1	Belgium	C-Power	30 MW	6	REpower 5M	Gravity based
Thornton Bank 2	Belgium	C-Power	180 MW	30	REpower 6M	Jackets
Thornton Bank 3	Belgium	C-Power	108 MW	18	REpower 6M	Jackets
Tuno Knob	Denmark	DONG Energy	5 MW	10	Vestas V39-500 kW	Gravity based
Utgrunden 1	Sweden	Vattenfall	10.5 MW	7	Enron EW 1.5s	Monopiles
Vindeby	Denmark	DONG Energy	4.95 MW	11	Bonus 450 kW/37	Gravity based
Vindpark Vänern	Sweden	Vindpark Vänern	30 MW	10	WinWind WWD-3	Gravity based
Walney 1	United Kingdom	DONG Energy	183.6 MW	51	Siemens SWT-3.6-107	Monopiles
Walney 2	United Kingdom	DONG Energy	183.6 MW	51	Siemens SWT-3.6-120	Monopiles
WindFloat Demonstration	Portugal	Energias de Portugal	2 MW	1	Vestas V80-2.0 MW	Semi-sub
Xiangshui Intertidal Demonstration	China	Yangtze New Energies Development	4.5 MW	2	SEWIND W2000M / Goldwind GW 100/2.5 MW	Other piled/ Other piled
Yttre Stengrund	Sweden	Vattenfall	10 MW	5	NEG Micon NM72/2000	Monopiles

Tabla 10: Parques eólicos offshore [37]



5- Análisis y estudio

5.1. Conceptos generales

En el presente estudio se pretenden analizar los siguientes puntos:

- Localización óptima:

Atendiendo a criterios tales como:

- Profundidad del lecho marino: esta determinará en gran medida los costes de instalación, afectando tanto al tipo de cimentación o estructura flotante a emplear como al coste asociado al soterramiento de los cables submarinos.
- Restricciones medioambientales o conflictos con otros usos: apartado de vital importancia ya que supondrá una fuerte restricción en cuanto a ciertas áreas donde no se podrá situar el parque eólico offshore.
- Velocidad del recurso eólico: repercutiendo directamente en los beneficios que se obtendrán de su aprovechamiento, se debe encontrar un equilibrio entre la profundidad del fondo marino y la velocidad del viento, siempre dentro de las zonas permitidas.

- Elección de la estructura soporte de los aerogeneradores:

Como se ha señalado en el apartado anterior denominado, Estado del Arte, ante las diferentes posibilidades existentes de cimentaciones y estructuras flotantes, se deberá realizar un análisis de las necesidades acorde a la profundidad, peso del aerogenerador, estabilidad proporcionada a la estructura, comportamiento del mar, mantenimiento necesario, etc. de cara a elegir la estructura idónea.

- Diseño del parque eólico:

Selección de aerogeneradores y de la potencia nominal del parque.

Aunque aún no ha sido mencionado, ante la también existencia de diferentes configuraciones posibles en planta del parque, se deberá estudiar y seleccionar la configuración óptima que en definitiva aproveche mejor el recurso viento o el espacio.

Igualmente se deberá decidir sobre la conveniencia de operación con una subestación offshore u onshore.

La selección del cable submarino y la decisión de a que subestación se realizará la conexión con la red nacional de transporte, tratando de minimizar los metros de cable submarino empleados, preferiblemente se recurrirá al empleo de cable aéreo.

- Viabilidad:

Una vez el parque ha sido diseñado, se debe analizar el presupuesto y la viabilidad económica de éste.

5.2. Localización óptima

Para seleccionar de forma adecuada la ubicación del parque eólico se deberán tener en cuenta aspectos como:

- Recurso eólico estable y de velocidad adecuada.
- Respeto medioambiental.
- Profundidades preferiblemente someras, para evitar una alta complejidad constructiva.
- Facilidades para el suministro de materiales al realizar la instalación.
- Distancia mínima y máxima a la costa establecida por ley, no está permitido situar ningún parque eólico marino a menos de 8 kilómetros de distancia de la costa.

Debido a su importante potencial eólico, se ha elegido el litoral de la comunidad autónoma de Cantabria como lugar para alojar el parque eólico offshore.

5.2.1 Recurso eólico

Puede comprobarse en el siguiente mapa eólico, que aunque no al nivel de otros puntos de la costa española como la costa gallega, parte de la costa andaluza o incluso algunas zonas de la costa de las Islas Canarias, la costa cantábrica posee un interesante recurso eólico, con una velocidad media anual del viento a 80 metros de altura de en torno a 6,5 - 8,0 m/s.



Figura 62: Mapa Eólico de España; Velocidad Media Anual a 80 m de altura [38]

De forma más específica podemos observar el Mapa Eólico de Cantabria, que además de confirmar lo señalado en el mapa anterior nos sirve para comprobar que el recurso eólico en el mar es bastante



superior en general a la mayoría del territorio interior de Cantabria. También ayudan a señalar que la densidad de potencia media del viento a 80 m de altura en la costa de Cantabria ronda los 250 - 450 W/m² en la parte menos alejada de la costa, mientras que mientras nos alejamos de esta llegamos a valores de en torno a los 450 - 600 W/m².

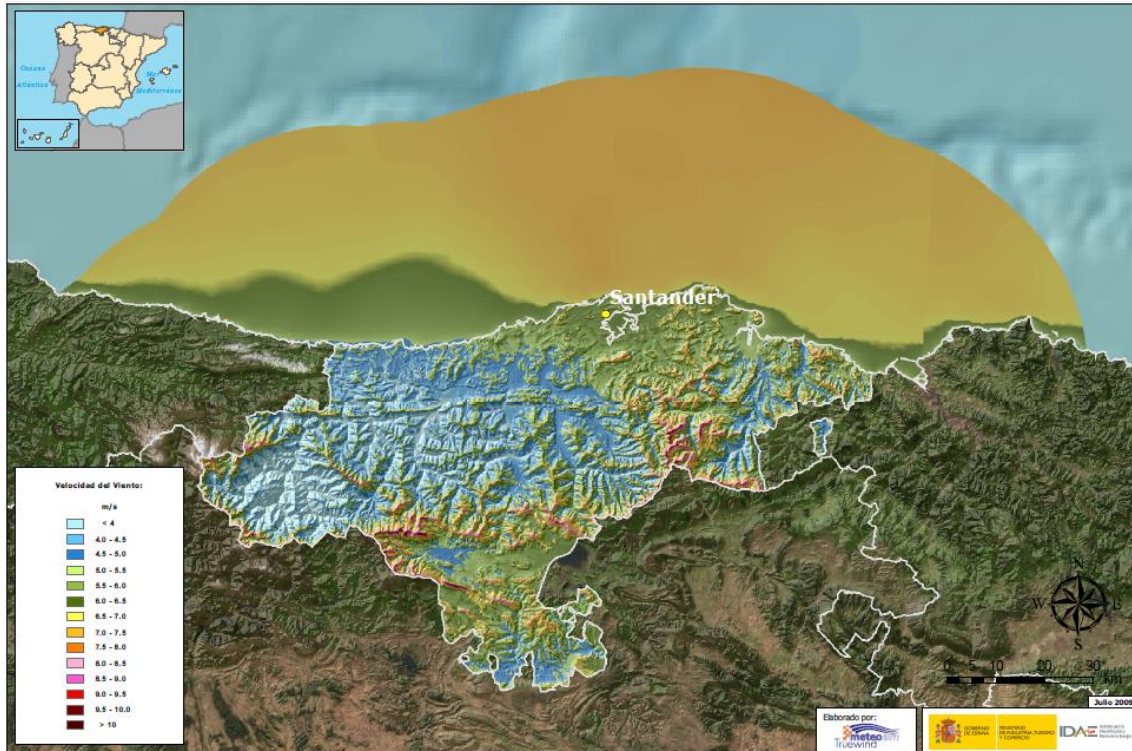


Figura 63: Mapa Eólico de Cantabria; Velocidad Media Anual a 80 m de altura [39]

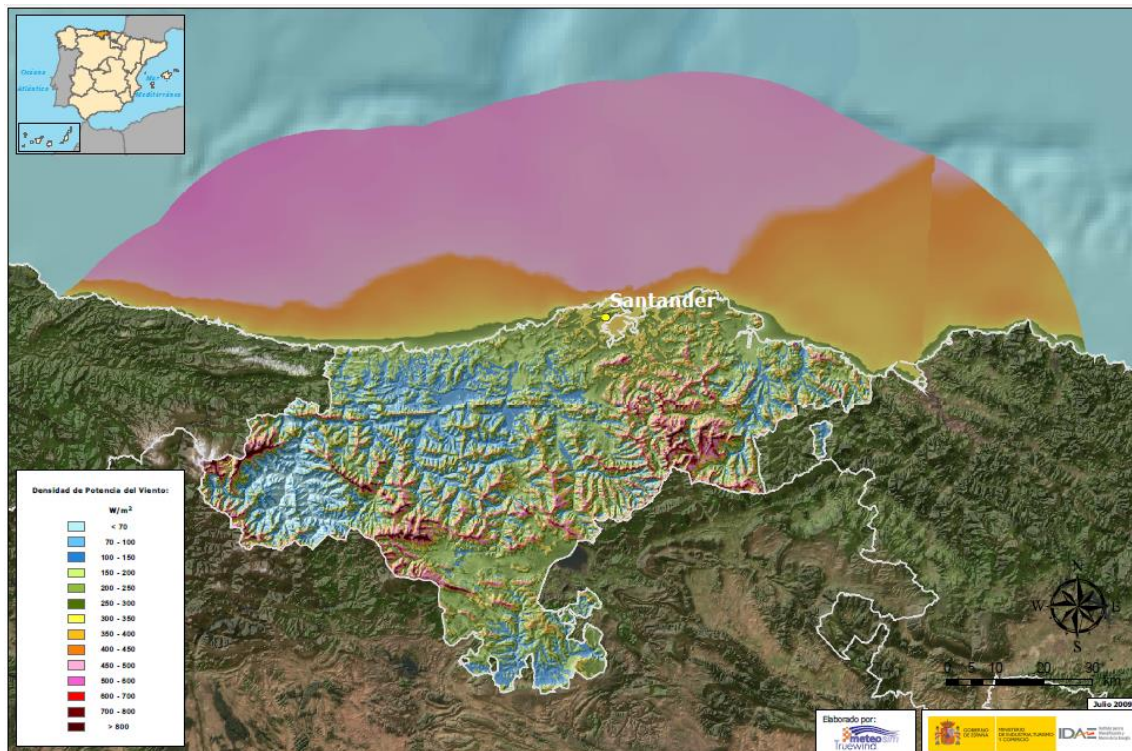


Figura 64: Mapa Eólico de Cantabria; Densidad de Potencia Media Anual a 80 m de altura [40]

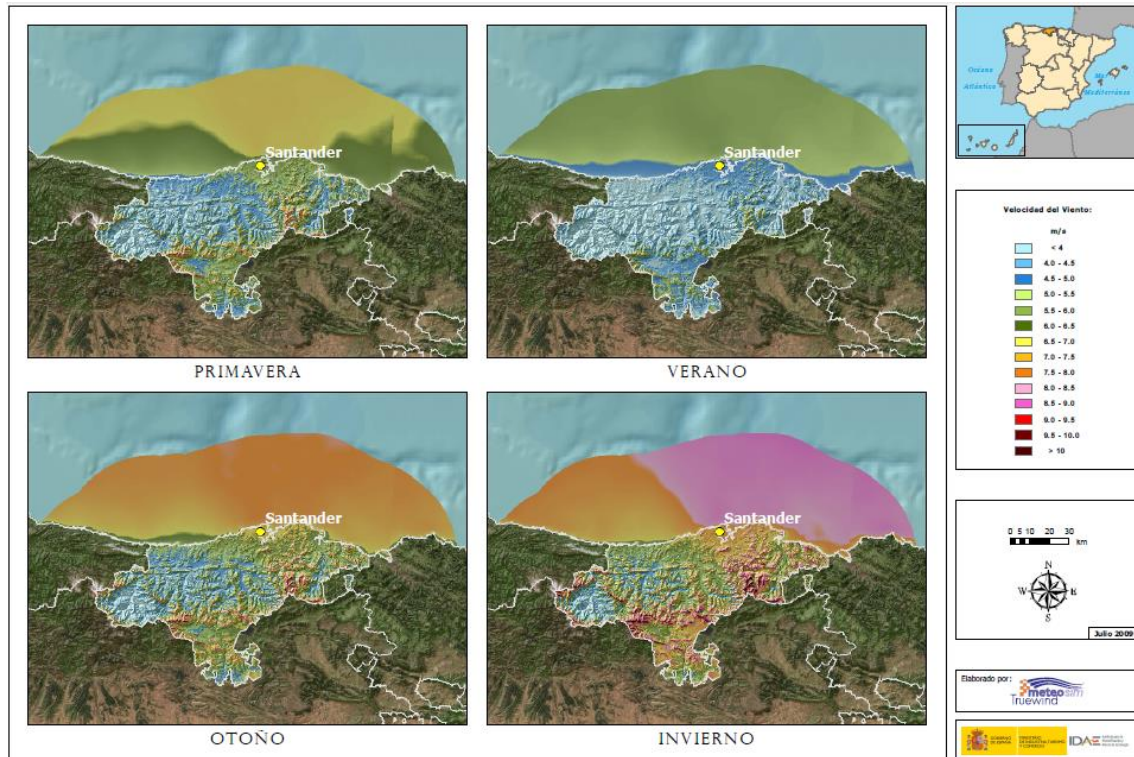


Figura 65: Mapa Eólico de Cantabria; Velocidad Media Estacional a 80 m de altura [41]

En esta última figura podemos observar un fuerte carácter estacional del viento tanto en el mar como en interior. Pudiendo observarse casi como resulta lógico que la velocidad media del viento es mayor en otoño e invierno que en primavera y verano, con diferencias medias de hasta 3 m/s.

El propio Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía publica el siguiente zonificación de la costa española clasificándolas en “Zonas Aptas”, “Zonas con Condicionantes” y “Zonas de Exclusión”. Según este la costa cercana de Cantabria se localiza principalmente como “Zonas con Condicionantes”, excepto la zona del Cabo de Ajo hasta aproximadamente Castro, localizada como “Zona de Exclusión”, mientras que si nos alejamos de la costa mayoritariamente nos encontraremos con “Zonas Aptas”.

Se entiende, que esta zonificación ha sido realizada atendiendo a diversos criterios, entre los que se habrán analizado los usos de ciertas partes del mar, como las rutas marítimas y las zonas de pesca entre otros, algunos de estos tratarán de analizarse a continuación.

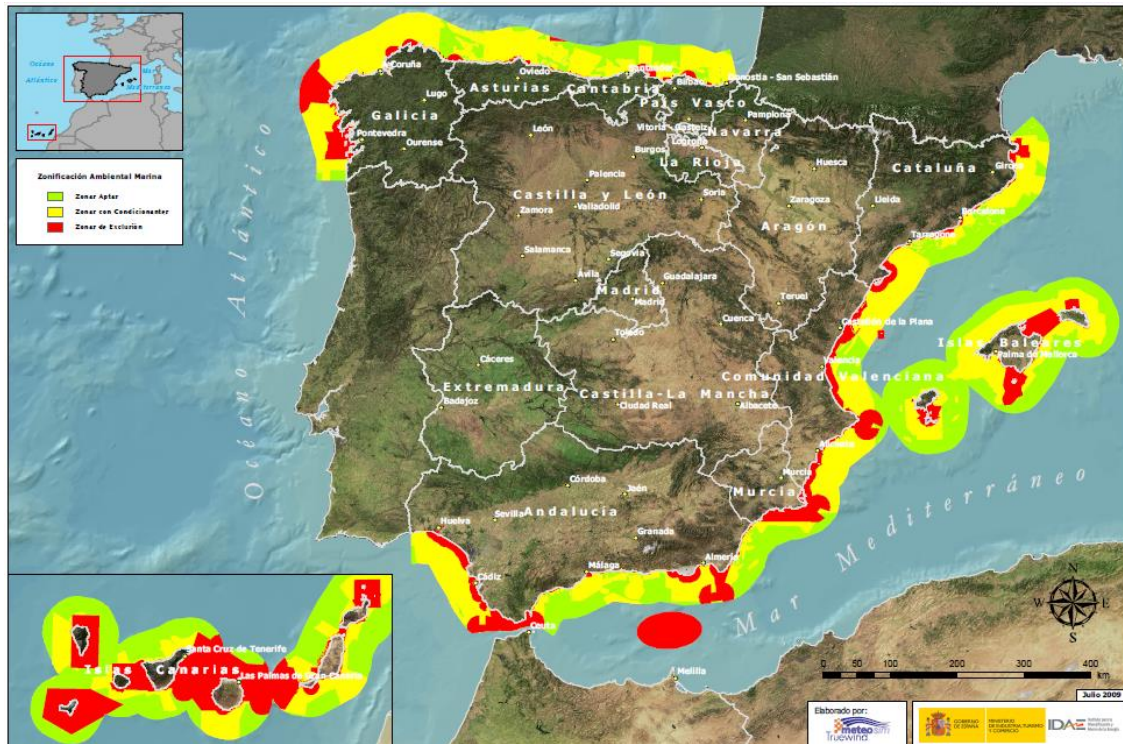


Figura 66: Zonificación Ambiental Marina para Parques Eólicos - España [42]

5.2.2 Profundidad del lecho marino

El siguiente mapa batimétrico sirve para ilustrar de forma inicial la problemática con la que nos encontramos en el Mar Cantábrico y también da explicación al desarrollo eólico marino offshore acontecido hasta la actualidad.

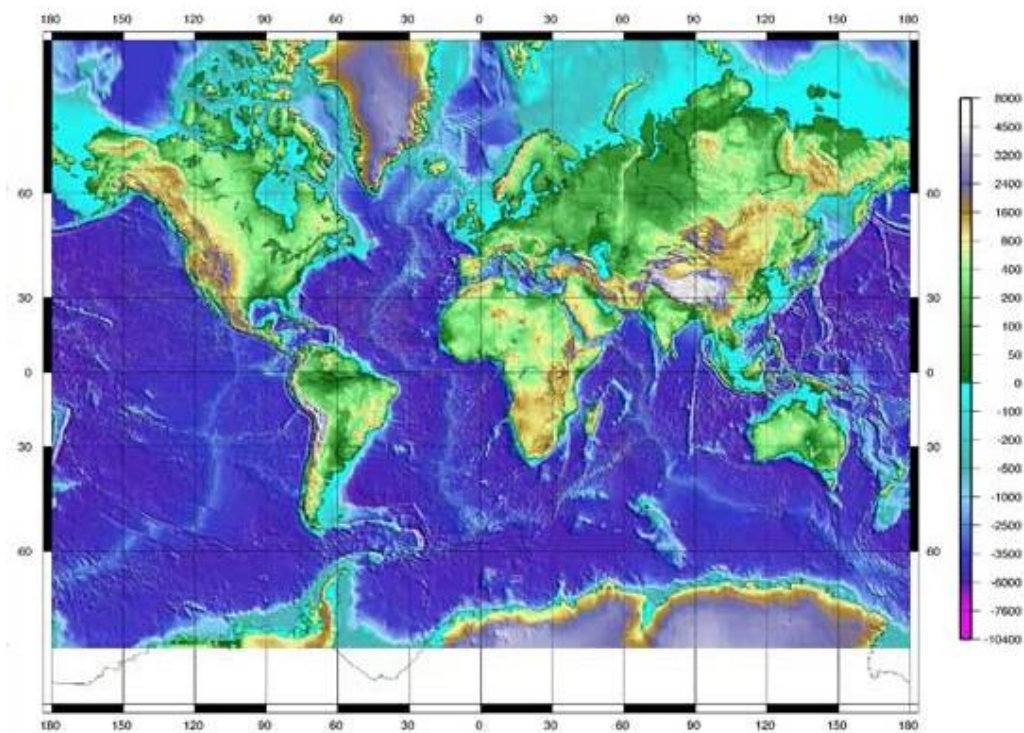


Figura 67: Mapa Batimétrico Mundial [43]

Se puede observar que las zonas en las que actualmente se encuentran construidos parques eólicos marinos, como el Mar del Norte por ejemplo, son áreas en las que se puede encontrar el fondo marino a relativa poca profundidad a distancias importantes de tierra firme. Por el contrario, también podemos observar que la costa norte de España no parece que vaya a tener esa característica tan apreciada.

De forma también aproximada pero ya centrándonos en el Mar Cantábrico esta condición se puede apreciar en la siguiente figura:

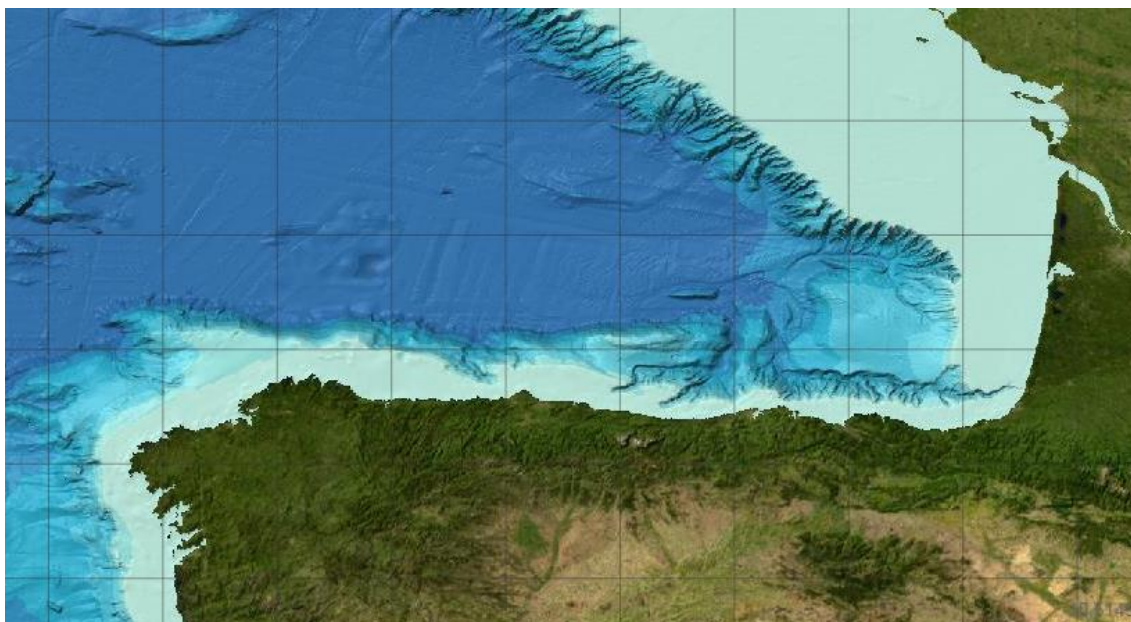


Figura 68: Mapa Batimétrico del Mar Cantábrico [44]

Ya en los siguientes mapas batimétricos de la costa de Cantabria podemos observar y cuantificar el problema de forma más precisa, encontrando puntos del lecho marino que estando a unos 5 kilómetros de distancia de la costa, ya se encuentran a más de 100 metros de profundidad.



Figura 69: Mapa Batimétrico de la costa de Cantabria 1 [45]

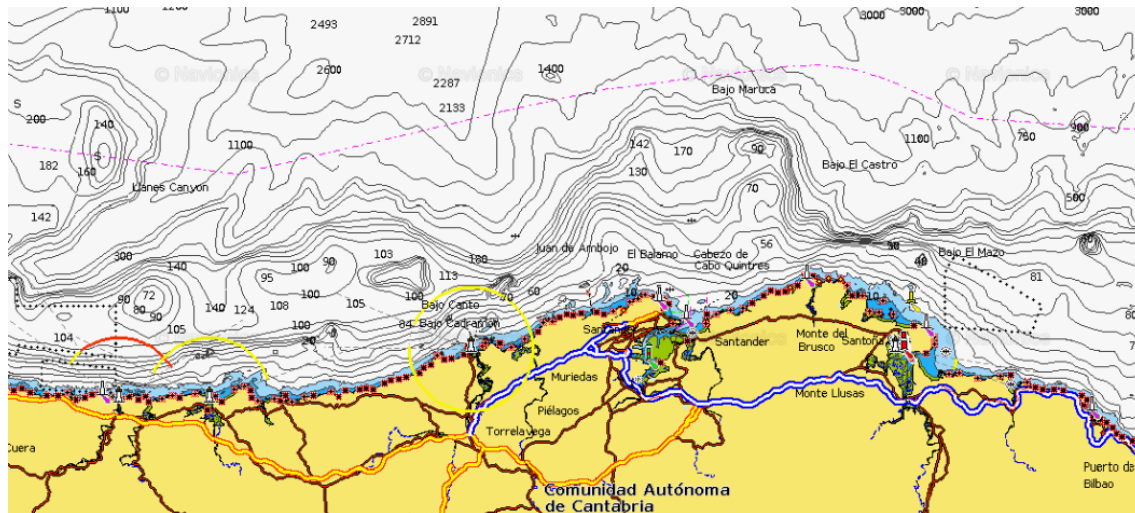


Figura 71: Mapa Batimétrico de la costa de Cantabria 2 [45]

Los parques eólicos marinos que hasta ahora han sido instalados mediante cimentaciones fijas al fondo marino, se sitúan en zonas de alrededor de 50 metros de profundidad. En el Mar del Norte, donde la energía eólica offshore está teniendo su máximo desarrollo, se localiza una gran plataforma continental, que posibilita que a varios kilómetros de la costa la profundidad sea baja. Este caso no se da en el Mar Cantábrico y en España en general, donde la profundidad a poca distancia de la costa ya supera esos 50 metros. Por este motivo y debido a los inconvenientes que esto ocasiona, se recurren a tecnologías flotantes todavía en desarrollo.

5.2.3 Fondo marino

El fondo marino constituirá el soporte de cualquiera de los diferentes componentes de la instalación eólica offshore, esto hará necesario que se conozcan sus características geológicas y propiedades geotécnicas.

Estudios de detalle acerca de la ubicación seleccionada determinarán la idoneidad y la empleabilidad de las diferentes tecnologías disponibles, colaborando en cualquier caso al desarrollo de la solución de mayor fiabilidad con el menor riesgo posible.

5.2.4 Restricciones medioambientales

Este apartado trata de localizar posibles áreas protegidas por razones medioambientales que entren en conflicto con la instalación del parque eólico marino. El Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente publicó la siguiente Red de Áreas Marinas Protegidas de España (RAMPE).

En ella se encuentran identificadas las denominadas Reservas Marinas, ZEC/AMP (Zona de Especial Conservación/Área Marina Protegida) y ZEPA (Zona de Especial Protección para las Aves). Podemos observar que en la costa de Cantabria encontramos las Zonas de Especial Protección para las Aves de las marismas de Santoña, Victoria y Joyel y la Ría de Ajo, de pequeña extensión y muy cerca de la costa. La única Zona de Especial Conservación o Área Marina Protegida que encontramos se trata del espacio marino de El Cachucho. Tratándose de una gran montaña submarina que se eleva bruscamente desde los más de cuatro mil metros de profundidad de la llanura abisal del golfo de

Vizcaya hasta los 425 metros de su cumbre. Localizada en el mar Cantábrico, en la plataforma continental, a unos 65 kilómetros de la costa.

Debido a la obligación de situar los aerogeneradores a más de 8 kilómetros de distancia de la costa, las citadas áreas protegidas no suponen mayor impedimento para la instalación del parque eólico, a excepción del espacio marino ZEC/AMP cuya ubicación se aleja mucho también de nuestro objetivo.

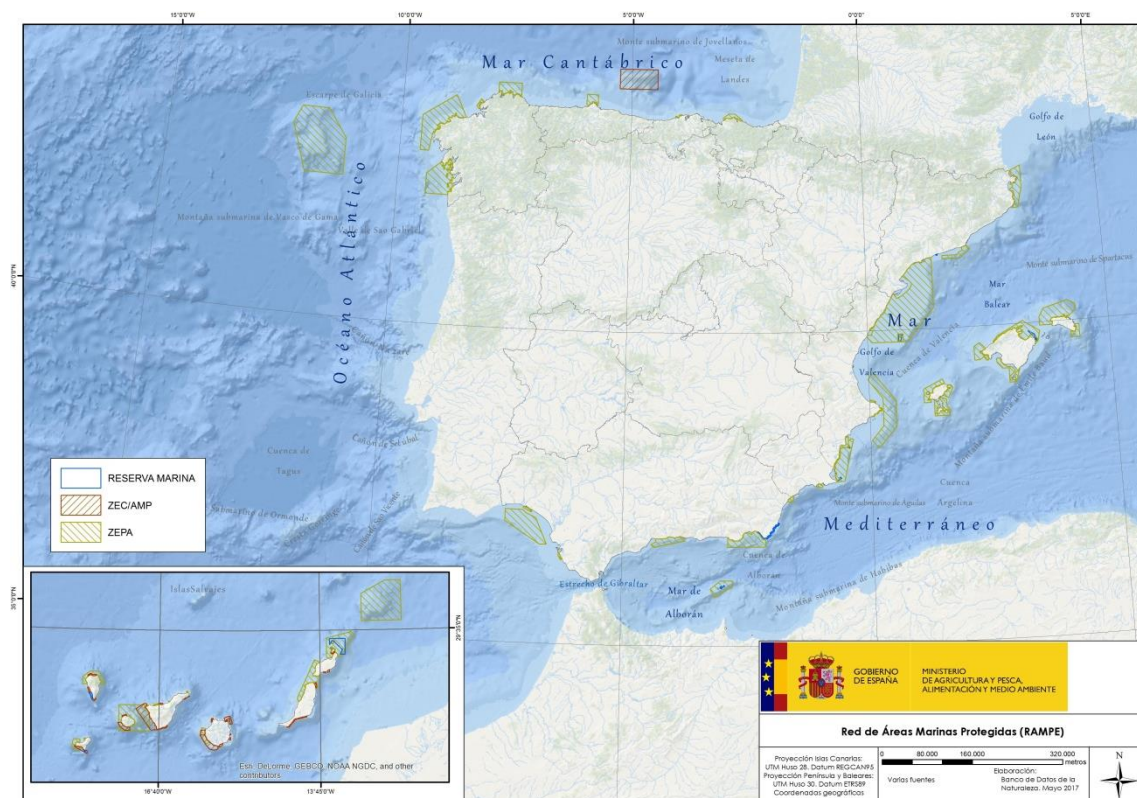


Figura 71: Red de Áreas Marinas Protegidas (RAMPE) [46]

5.2.5 Conflictos con otros usos

Como las principales actividades con las que pueda interferir el parque eólico tanto en su fase de operación como de instalación se consideran la pesca y el transporte marítimo.

En general, se tratará de evitar la instalación del parque en áreas ricas en especies de interés comercial, con el objetivo de minimizar el posible impacto generado. A través del correspondiente EIA (Estudio de Impacto Ambiental) este aspecto deberá tenerse en cuenta de forma más detallada e individualizada.

También deberán de ser estudiados posibles conflictos con el transporte y la navegación marítima. Aunque la distancia y disposición del parque en principio no debieran causar grandes inconvenientes en cuanto a las principales líneas de conexión marítima, algunas rutas determinadas podrían verse obligadas a su modificación.

En cuanto a otros posibles usos, quedan prácticamente descartadas las actividades acuáticas recreativas debido a la alta distancia a la costa.



5.2.6 Conexiones eléctricas

De cara al enganche del parque eólico marino con la red eléctrica del territorio nacional, resulta importante tener en cuenta la infraestructura existente en cuanto al transporte de la energía eléctrica en tierra.

Para poder contemplar este aspecto, puede emplearse el Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico facilitado por Red Eléctrica de España. A la zona de Cantabria le corresponde el Sector 03: Principado de Asturias, Cantabria, País Vasco y Castilla-León. A continuación se muestra el área de interés y su leyenda:

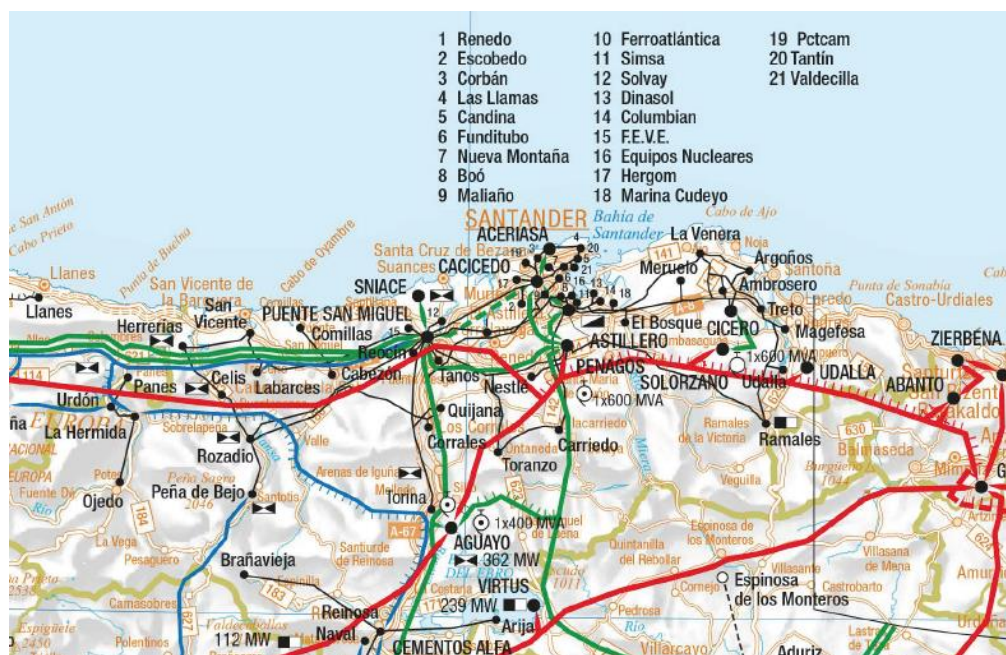


Figura 72: Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico - Sector 03 (Zona de Cantabria) [47]

Lineas - Linhas	Circuitos - Circuitos		Tensiones - Tensões	
	Previstos	Instalados		
En servicio - Em exploração	1	1		400 kV
	2	1		220 kV
	2	2		150 ÷ 220 kV
En construcción y programadas Em construção ou programadas	1	1		60 ÷ 110 kV
	2	1		
	2	2		
En transformación - Em transformação				
Cable subterráneo/submarino Cabo subterráneo/submarino				
En servicio - Em exploração	1	1		
	2	2		
En construcción y programadas Em construção ou programadas	1	1		
	2	2		

Todas las líneas se han dibujado en el color al que funcionan.
En las construidas a tensión distinta esta se indica entre paréntesis (F. 400 kV).
Las líneas de menos de 100 kV del sistema español corresponden a la información facilitada por las empresas distribuidoras.
Algunos elementos se representan simplificados para facilitar su lectura.

Todas as linhas foram desenhadas na cor referente à tensão de funcionamento.
Nossas, construídas para tensões diferentes, esta é indicada entre parêntesis (F. 400 kV).
O traçado das linhas e subestações de tensões inferior a 100 kV são indicados pelas empresas de distribuição.
Alguns elementos poderão estar representados de forma simplificada para facilitar a respectiva legibilidade e interpretação.



Figura 73: Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico – Sector 25 (Leyenda) [48]

Se puede observar en el mapa la gran distribución de subestaciones a una relativa pequeña distancia de la costa, la gran mayoría de ellas asociadas a grandes industrias (sobre todo en el entorno de Santander). En cuanto a líneas de transporte, se observa un importante número de líneas que recorren la costa, encontrándose un mayor número de ellas, en especial líneas de 220 kV en la parte occidental de la comunidad autónoma.

Esta configuración, en una primera aproximación, podría permitir una fácil incorporación de la energía eléctrica producida en el parque eólico a la red.

5.2.7 Infraestructuras

En cuanto infraestructuras, conviene señalar la importante, desde el punto de vista logístico, presencia del Puerto de Santander. Desde este punto se podrán enviar y recibir los diferentes componentes necesarios, así como abastecimiento de materiales y maquinaria necesaria para la constitución del parque eólico.

El puerto de Santander, situado en la propia Bahía de Santander y en pleno mar Cantábrico y se sitúa en los municipios de Santander, Camargo y Marina de Cudeyo. Sus principales mercancías y actividades son los automóviles, el carbón, la pesca, los cereales, y el hierro, así como diferentes cruceros y las líneas de Ferry Santander - Plymouth y Santander - Portsmouth (Brittany Ferries) y Santander - Poole (LD Lines).

Comunicado por carretera desde Asturias y Bilbao a través de la Autovía del Cantábrico, y desde Palencia y Burgos por la Autovía de la Meseta, el enlace con estas se encuentra a unos 300 metros del puerto. Por ferrocarril, el puerto se comunica mediante línea de ancho ibérico de Santander a Madrid por Valladolid y Palencia, y vía de ancho métrico de Santander a Bilbao y a Oviedo y Gijón. El acceso al puerto se realiza por el Complejo Portuario de Raos, disponiendo todos los muelles de acceso al ferrocarril.

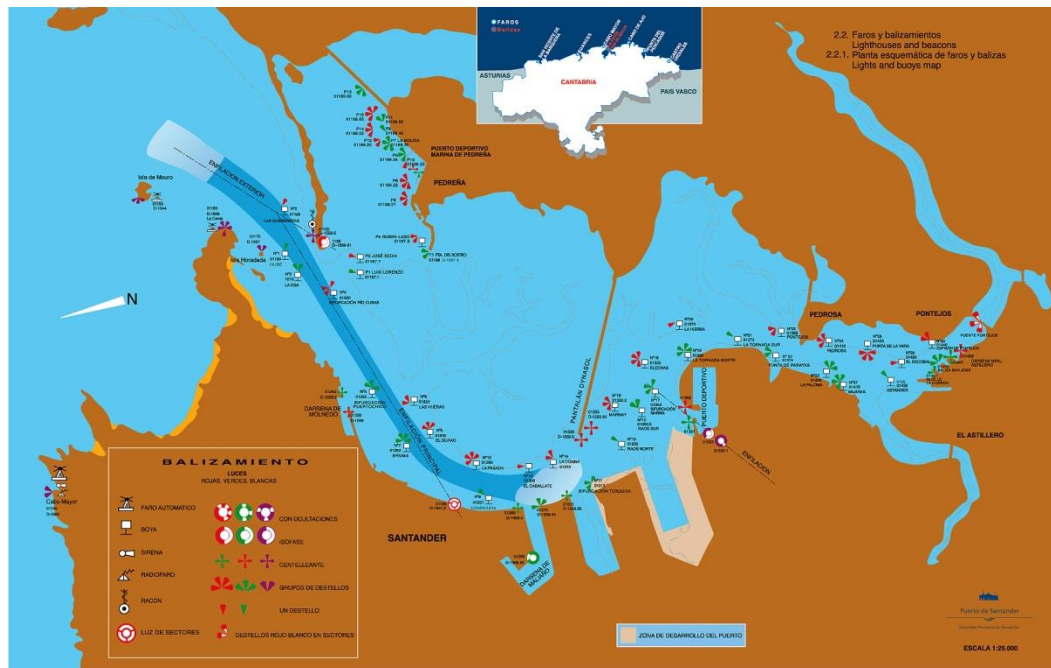


Figura 74: Mapa del Puerto de Santander [50]

5.2.8 Elección del emplazamiento

El recurso eólico marino en la costa de Cantabria es en general bastante uniforme, pudiendo apreciarse en los mapas eólicos mostrados con anterioridad un posible mayor potencial hacia la altura de la zona central de la región.

En cuanto al fondo marino, la gran profundidad que podemos encontrar a distancias moderadas de la costa, imposibilita en gran medida la instalación de cimentaciones fijas al lecho marino debiendo de recurrir para la instalación del parque a estructuras flotantes, aparentemente sin beneficiar a ninguna zona en especial.

Las conexiones eléctricas e infraestructuras existentes favorecen en gran medida la instalación del parque eólico marino a la altura aproximada de la capital autónoma, en orden a aprovechar al máximo las redes de transporte eléctrico y la conexión marítimo-terrestre del Puerto de Santander.

Teniendo en cuenta estos condicionantes, y el carácter del presente estudio, inicialmente no se seleccionará una única ubicación si no que se tomarán cuatro emplazamientos diferentes (“uniformemente” repartidos por la costa de Cantabria), los cuales serán estudiados y analizados, tratando de buscar el emplazamiento más adecuado.

En la historia reciente de la costa de Cantabria, podemos encontrar varias boyas o estaciones meteorológicas, como la Boya Océano-Meteorológica Augusto González de Linares, situada a 22 millas al norte de Cabo Mayor (Santander) y a una profundidad de 2850 metros, o las dos boyas que conforman la Red Vigía (Red de Vigilancia Integral de las Aguas), instaladas en las áreas litorales de la Virgen del Mar (Santander) y Berria (Santoña), a una profundidad de 32 y 38 metros, respectivamente. Se puede interpretar que aun siendo interesantes, los datos ofrecidos por estas boyas son poco útiles de cara a su extrapolación a una teórica ubicación intermedia situada a unos 10 kilómetros de la costa.

Por este motivo, y aunque hubiera sido interesante el empleo de estos datos históricos, se rechazan y en sustitución se emplearan los datos ofrecidos por el Atlas Eólico del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Este, nos ofrece datos eólicos uniformemente repartidos sobre todo el territorio español y sus costas hasta una distancia de unos 45 km de distancia.

El territorio se divide en una malla cuadrada de 2,5 kilómetros de lado, en cuyos nodos se ofrecen los datos de la distribución del viento por direcciones a 80 metros de altura, además de las coordenadas UTM del punto en cuestión, de la siguiente forma:

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
-----------	----------------	-----------------	--------------	-----------------	-----------

Tabla 11: Datos ofrecidos por el Atlas Eólico del IDAE

A parte de esto, en puntos de una red menos densa (situados cada 10 kilómetros) a esta información se añade una representación gráfica a modo de rosa de los vientos.

Según esto, la costa de Cantabria quedaría cubierta de la siguiente forma por las redes-mallas anteriores:

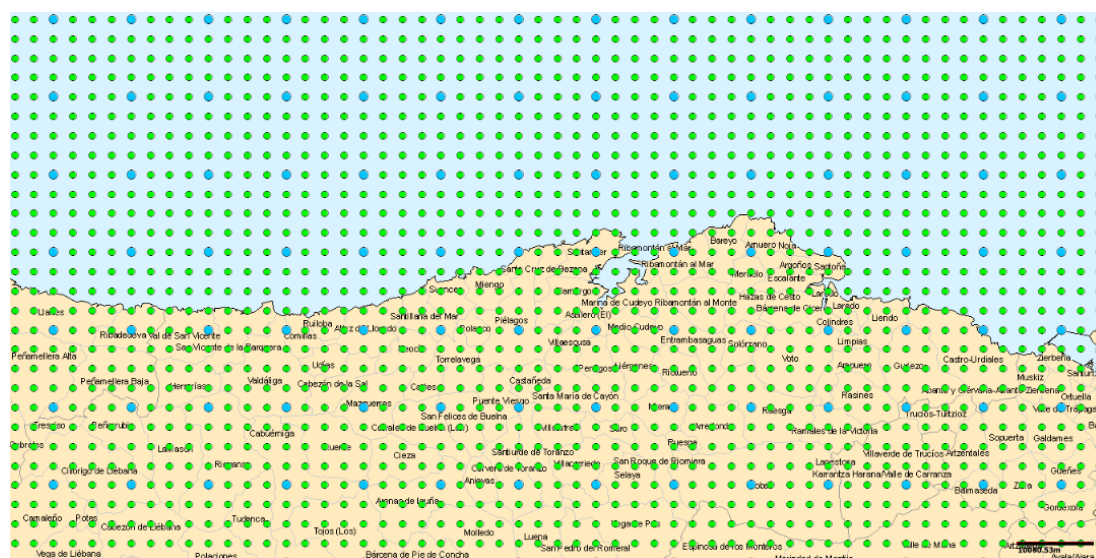


Figura 75: Captura Atlas eólico del IDAE (Zona Cantabria) [51]

En ese sentido, la costa de Cantabria de unos 120 km de ancho podría dividirse en 5 tramos pudiendo seleccionar en ellos 6 posibles localizaciones. En la siguiente figura se muestra una propuesta de estas 5 localizaciones, ubicadas todas ellas a unos 15 kilómetros de la costa.

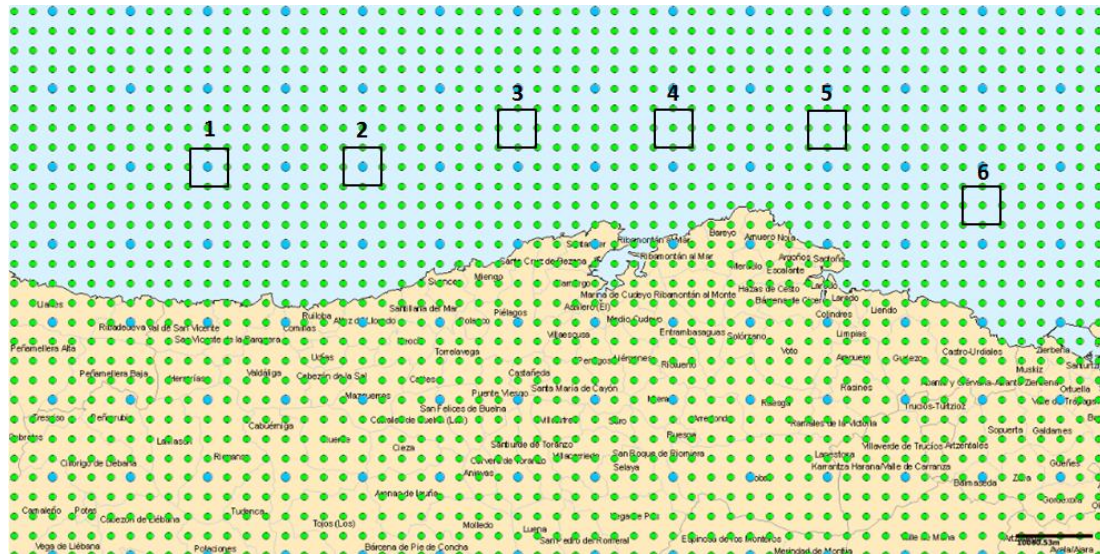


Figura 76: Propuesta de posibles ubicaciones para el parque

En apartados posteriores, se analizará la idoneidad o no de las anteriores localizaciones ubicadas principalmente frente a la costa de San Vicente de la Barquera (1), Alfóz de Llorredo (2), Santa Cruz de Bezana (3), Ribamontán al Mar (4), Santoña (5) y Castro Urdiales (6).

A continuación se muestran los datos ofrecidos por el Atlas Eólico del IDAE para las diferentes ubicaciones seleccionadas:

1.- Costa de San Vicente de la Barquera:

Coordenadas UTM (m)

X = 383445	Y = 4823269
------------	-------------

Distribución por direcciones a 80 m.

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	3,07	4,718	1,3	5,071	1,37
NNE	3,21	4,455	1,13	4,983	1,464
NE	4,89	4,468	1,27	5,079	1,827
ENE	10,44	6,109	6,3	6,777	1,869
E	13,05	7,058	11,36	7,82	1,976
ESE	5,59	5,213	2,45	5,865	1,716
SE	3,6	4,349	1,04	4,866	1,568
SSE	3,05	4,402	0,89	4,939	1,604
S	2,41	4,191	0,66	4,638	1,493
SSW	2,38	3,69	0,4	4,116	1,606
SW	2,85	3,743	0,65	4,219	1,415
WSW	6,96	7,012	7,84	7,842	1,636
W	17,6	9,351	39,06	10,51	1,893
WNW	11,7	7,994	17,71	8,908	1,734
NW	5,57	6,709	5,32	7,387	1,62
NNW	3,65	5,634	2,64	6,152	1,399

Tabla 12: Datos de viento y localización (Posible localización nº1) [51]

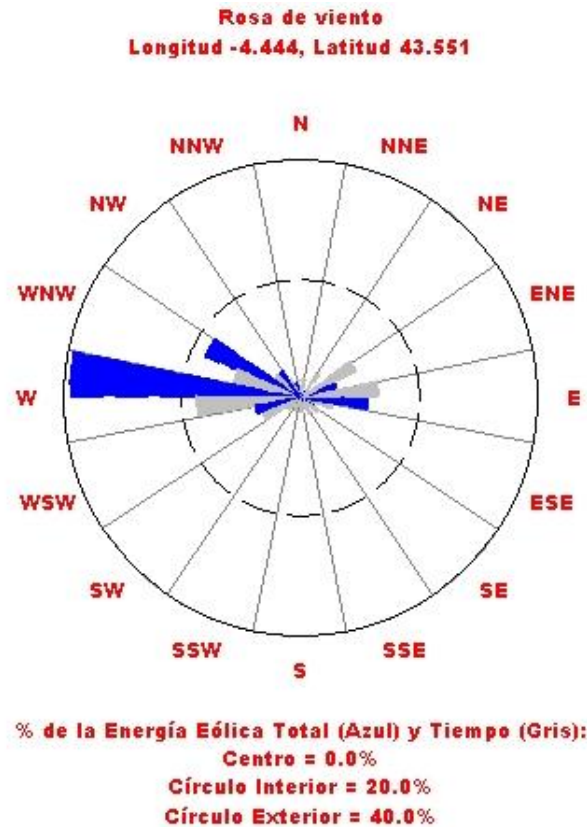


Figura 77: Rosa de viento posible localización nº1 [51]

2.- Costa de Alfoz de Lloredo:

Coordenadas UTM (m)	
X = 403445	Y = 4823269

Distribución por direcciones a 80 m.

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	2,9	4,849	1,22	5,321	1,514
NNE	3,69	4,507	1,28	5,151	1,6
NE	5,39	4,652	1,59	5,328	1,945
ENE	10,45	6,468	7,53	7,235	1,989
E	11,52	6,883	9,89	7,649	1,976
ESE	4,91	5,382	2,61	6,075	1,674
SE	3,02	4,468	0,88	4,959	1,662
SSE	3,1	4,981	1,43	5,579	1,561
S	3,48	5,402	1,8	5,919	1,62
SSW	3,59	4,876	1,39	5,387	1,631
SW	3,81	4,685	1,39	5,336	1,657
WSW	5,88	6,06	5,09	6,88	1,56
W	17,03	9,186	37,03	10,405	1,963
WNW	11,55	7,896	17,67	8,935	1,797
NW	5,78	6,863	6,13	7,501	1,614
NNW	3,9	5,876	3,08	6,548	1,51

Tabla 13: Datos de viento y localización (Posible localización nº2) [51]

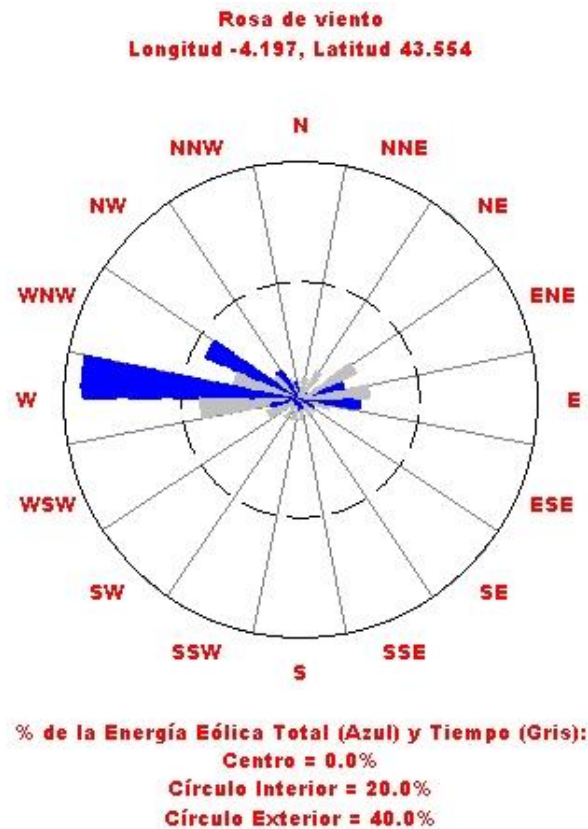


Figura 78: Rosa de viento posible localización nº2 [51]

3.- Costa de Santa Cruz de Bezana:

Coordenadas UTM (m)	
X = 423445	Y = 4828269

Distribución por direcciones a 80 m.

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	3,23	5,365	1,42	6,005	1,595
NNE	4,08	5,075	1,54	5,874	1,684
NE	5,55	5,206	1,73	5,874	1,959
ENE	9,64	6,827	6,32	7,655	2,059
E	10,39	7,37	8,55	8,252	2,05
ESE	5,02	6,284	3,12	7,083	1,767
SE	2,64	4,967	0,89	5,523	1,606
SSE	2,8	5,111	1,04	5,776	1,646
S	4,53	6,987	3,85	7,77	1,721
SSW	5,35	7,045	4,02	7,745	1,874
SW	4,22	5,611	1,95	6,373	1,735
WSW	5,82	6,617	4,76	7,655	1,712
W	15,67	9,883	33,3	11,242	2,012
WNW	10,65	9,101	18,59	10,36	1,924
NW	6,38	7,262	5,95	8,121	1,766
NNW	4,05	6,458	2,95	7,124	1,605

Tabla 14: Datos de viento y localización (Posible localización nº3) [51]

4.- Costa de Ribamontán al Mar:

Coordenadas UTM (m)

X = 443446 Y = 4828269

Distribución por direcciones a 80 m.

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	3,68	5,435	1,69	6,058	1,612
NNE	3,97	5,234	1,79	6,066	1,637
NE	5,63	4,933	1,64	5,758	2,05
ENE	8,12	6,211	4,03	6,95	2,114
E	10,13	6,914	6,53	7,721	2,239
ESE	5,78	6,354	3,32	7,08	1,93
SE	2,61	5,507	1,27	6,18	1,611
SSE	2,12	5,256	0,81	5,774	1,662
S	2,9	6,239	1,94	6,991	1,67
SSW	6,77	8,192	8,85	9,099	1,825
SW	5,88	6,778	4,35	7,599	1,868
WSW	7,19	6,67	5,69	7,696	1,822
W	15,05	9,707	31,76	11,07	2,001
WNW	10,02	8,939	17,61	10,17	1,879
NW	6,02	7,202	5,7	8,037	1,756
NNW	4,14	6,369	3,01	7,137	1,645

Tabla 15: Datos de viento y localización (Posible localización nº4) [51]

5.- Costa de Santoña:

Coordenadas UTM (m)

X = 463446 Y = 4828269

Distribución por direcciones a 80 m.

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	4,07	5,476	1,94	6,197	1,671
NNE	4,14	5,105	1,77	5,971	1,671
NE	5,42	4,777	1,55	5,559	1,93
ENE	7,4	5,797	3,13	6,496	2,072
E	8,99	6,282	4,77	7,127	2,19
ESE	5,97	6,025	2,96	6,795	2,019
SE	3,59	6,175	2,09	6,925	1,841
SSE	2,98	6,438	2,18	7,143	1,667
S	2,45	6,26	1,61	6,933	1,694
SSW	3,91	7,394	3,94	8,314	1,845
SW	6,41	7,993	7,61	8,799	1,855
WSW	7,61	6,945	6,31	7,967	1,955
W	15,09	9,561	30,9	10,908	2,024
WNW	11,06	8,898	19,3	10,157	1,924
NW	6,39	7,223	6,25	8,153	1,802
NNW	4,53	6,567	3,7	7,409	1,669

Tabla 16: Datos de viento y localización (Posible localización nº5) [51]



6.- Costa de Castro Urdiales:

Coordenadas UTM (m)

X = 483446 | Y = 4818269

Distribución por direcciones a 80 m.

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	4,11	4,928	1,99	5,753	1,613
NNE	4,85	4,57	1,73	5,432	1,763
NE	5,46	4,698	1,7	5,47	2,016
ENE	7,75	5,67	3,49	6,234	2,065
E	5,62	5,495	2,61	6,234	2,004
ESE	4,46	4,833	1,43	5,363	1,868
SE	3,45	5,272	1,47	5,936	1,889
SSE	4,09	6,716	3,63	7,487	1,834
S	4,42	7,162	4,66	8,022	1,888
SSW	3,74	6,784	3,44	7,457	1,771
SW	5,33	7,891	7,58	8,702	1,806
WSW	6,99	6,912	6,12	7,755	2,043
W	15,41	8,957	29,5	10,253	2,164
WNW	12,03	8,302	20,02	9,466	1,958
NW	7,13	6,818	7,22	7,755	1,8
NNW	5,17	5,987	3,41	6,716	1,795

Tabla 17: Datos de viento y localización (Posible localización nº6) [51]

5.3 Elección de la estructura soporte de los aerogeneradores

En este apartado se pretende realizar el análisis y posterior selección de las diferentes posibilidades acerca de cimentaciones o plataformas sobre la que se instalaran los aerogeneradores offshore.

Como ya se ha anticipado anteriormente, obligado por la profundidad del lecho marino (aguas profundas), el aerogenerador offshore deberá ser instalado sobre una plataforma flotante.

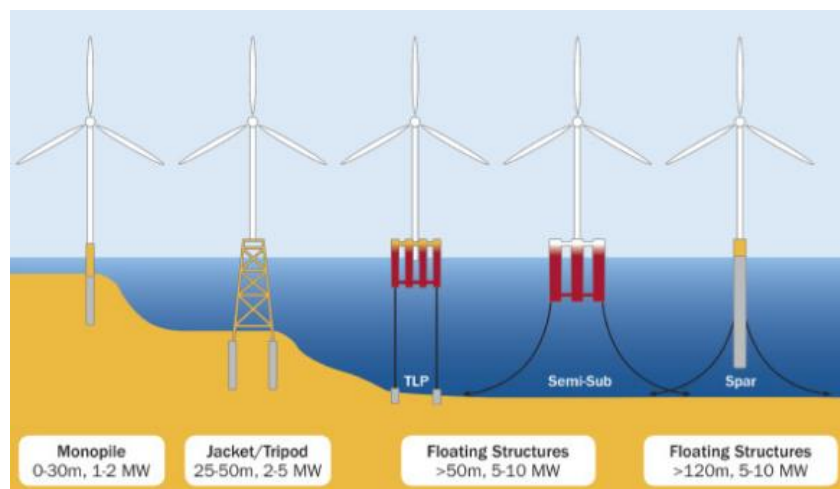


Figura 79: Estructuras soporte de aerogeneradores offshore [52]

Aunque en el apartado correspondiente en el Estado del Arte, se comenta sobre un mayor número de tecnologías, de forma práctica hemos de centrarnos en aquellas que mayor potencial han demostrado, o en las que más se ha trabajado hasta el momento (Spar, Semi-Sub y TLP).

A continuación se presentan las tres principales tecnologías que aparentemente se encuentran cerca de la comercialización, aunque resulta importante destacar que en general todas estas plataformas flotantes se encuentran en etapas aún de desarrollo. Más en concreto, una de ellas acaba de iniciar sus usos comerciales y prototipos de dos de ellas han finalizado ya esta fase y se encuentran en etapas de pre-comercialización.

5.3.1 Plataforma Hywind Scotland, Statoil (Spar)

Constituyendo el primer parque eólico offshore flotante del mundo, Hywind Scotland Pilot Park se basa en el uso de estructuras flotantes tipo Spar. Aunque varios aerogeneradores flotantes han sido propuestos y testados anteriormente, esta es la primera vez (Octubre de 2017) que puede considerarse parque eólico. Haciendo uso de diferentes tecnologías y mercados, el proyecto ya llevado a cabo comenzó en 2001 cuando a alguien de la compañía se le ocurrió una idea innovadora para dotar a sus plantas offshore de petróleo y gas de electricidad generada con el viento.

Con el objetivo de abrir por completo un nuevo mercado para las energías renovables y suplir mercados de una electricidad sostenible a mayor escala, en 2009 se instaló a modo de prototipo en Noruega un pequeño aerogenerador de 2.3 MW. El prototipo a lo largo de los años produjo electricidad con unos resultados excelentes. La idea entonces, de este nuevo parque piloto, es verificar que el concepto realmente funciona en el caso de emplear más de un solo aerogenerador y que todos los aspectos técnicos funcionan de acuerdo a lo esperado.

Situado a unas profundidades de entre 90 y 120 metros, Hywind Scotland está constituido por 5 aerogeneradores de 6 MW, situados en 5 plataformas de tamaño similar a la empleada en aquel de 2.3 MW.

Otro de los objetivos de la compañía (Statoil) en este proyecto, es demostrar el concepto de economía de escala incluso con el aun relativamente bajo número de 5 aerogeneradores. Pudiendo esto ser observado perfectamente desde el punto de vista de los MW, habiendo producido la nueva inversión de algo más de 200 millones de libras (226 millones de euros) grandes reducciones de coste en comparación al proyecto de demostración en Noruega.



Figura 80: Construcción de la plataforma tipo Spar en Navantia [53]

La ubicación del parque, a 25 kilómetros de la costa, tiene unas condiciones de viento bastante buenas, velocidad media de 10,1 metros/segundo, pero también unas condiciones meteorológicas bastante desafiantes, con olas de una altura media de 1,8 metros.

Para la construcción de los aerogeneradores y sus plataformas se han seleccionado proveedores de toda Europa, mientras que los componentes más pequeños y la ingeniería que constituye el proyecto vienen de todas partes del mundo.

Las características especiales de este proyecto, llevaron a cambiar los diseños iniciales de la plataforma Spar, incluyendo motivos como las propias operaciones de instalación en el mar. También destacar, problemas a la hora de subcontratar la fabricación del aerogenerador y la torre en un solo contrato, debido a que la torre en este caso va encaminada a emplazarse en una estructura flotante y los proveedores están acostumbrados a producir torres en serie para cimentaciones fijas. En próximos proyectos y con la anteriormente mencionada economía de escala, la realización de esta en un solo contrato será posible, con el consiguiente ahorro económico.

En esta línea, portavoces de Statoil, han afirmado que con estos avances y todavía mucho que aprender de las tecnologías empleadas en cimentaciones fijas, en una escala comercial, el parque eólico podría abarataarse en más de un 20%.



Figura 81: Ubicación del Parque Piloto Hywind Scotland [55]

Debido al carácter privado del proyecto, todavía se desconocen aspectos clave acerca de la plataforma tipo Spar. Algunos datos generales: la estructura Spar mide 80 metros de largo, con un elemento de transición de 7,5 metros de alto y 7,5 metros de diámetro, con un peso de 148 toneladas. El anclaje de la plataforma se realiza mediante tres líneas de amarre unidas a tres anclas de succión previamente instaladas en el fondo marino.

Algunas especificaciones acerca de la plataforma se muestran en la siguiente tabla:

Statoil's Hywind Scotland	
Potencia nominal	6 MW
Diámetro del rotor	154 m
Altura del eje	101 m
Peso del aerogenerador	12000 Tn
Distancia sumergida de plataforma	78 m
Profundidad operativa	> 95 m
Número de amarres	3 amarres

Tabla 18: Características Plataforma Hywind Scotland [55]

5.3.2 Plataforma WindFloat, Principle Power (Semi-sub)

El prototipo de la empresa Principle Power, ha estado flotando frente a la costa de Portugal en los últimos 5 años, en los que ha producido cerca de 18,000 MWh a través de una turbina Vestas V80 de 2 MW. En este periodo de tiempo la plataforma semi-sumergible ha sobrevivido a las embestidas de varios temporales que dejaron olas de entre 17 y 18 metros de altura y vientos de más de 41 metros/segundo. Su reciente desmantelamiento da comienzo a la segunda fase del proyecto que consiste en la construcción de dos parques eólicos en las costas europeas.

Una de las ventajas de la plataforma WindFloat es su capacidad de ser trasladado de manera relativamente sencilla con los remolcadores disponibles prácticamente en cualquier puerto y la posibilidad de ubicar el aerogenerador en aguas relativamente someras en caso de necesidad de



realizar grandes tareas correctivas no previstas. Siendo esta una de las principales diferencias con respecto a la anterior plataforma, Hywind. El diseño difiere enormemente en que no penetra tan profundamente en la columna de agua, aportando la misma estabilidad, habiendo nacido el diseño de la misma igualmente en la industria del gas y del petróleo.

El desmantelamiento del aerogenerador, relativamente sencillo, consistió en inicialmente desconectar el cable de conexión eléctrica y posteriormente sus amarres. Esta plataforma piloto contaba con cuatro líneas de amarre, una en cada una de las columnas que no sostenían el aerogenerador y dos en la que si estaba ubicado el aerogenerador.



Figura 82: Transporte de la plataforma WindFloat [56]

El presupuesto de menos de 500.000 € para el desmantelamiento del aerogenerador, puede tenerse en cuenta a la hora de estimar costes operativos y de mantenimiento con decenas de aerogeneradores en los que es bastante posible que sea necesario realizar grandes reparaciones o tareas de mantenimiento en alguno de los aerogeneradores.

Tras el desmantelamiento de WindFloat, Principle Power afirma haber cumplido sus objetivos, demostrando y entendiendo aún más cómo funciona el proyecto e identificando puntos para reducir costes en todos los aspectos, e igualmente con los costes y el proceso de desmantelamiento.

Otra ventaja importante, observada durante el correcto desmantelamiento del aerogenerador piloto, fue la no necesidad de esperar a que ninguna barcaza especial estuviese disponible. Lo que en definitiva te da un mayor abanico de opciones a la hora de elegir el puerto desde el que se dirigirán las operaciones, lo que en global posibilita un mayor ahorro económico a la hora de traer los equipos a tierra.



Figura 83: Plataforma WindFloat [56]

El proyecto se encuentra en la fase número dos, una etapa de pre-comercialización en la que se instalará un parque de 25 MW en la costa de Portugal en 2019 y otro de 24 MW se instalará en la costa mediterránea de Francia para el 2020.

Al igual que en el apartado anterior, se está observando como los costes se están reduciendo a medida que el proyecto se mueve hacia la fase de comercialización.

Otra de las ventajas que aporta WindFloat es el hecho de que esta plataforma emplea anclas de arrastre para su amarre al fondo marino, no dependiendo, así, de pilotaje para su instalación.

En la siguiente tabla se muestran las principales características de la plataforma WindFloat, aportadas por el fabricante:

WindFloat	
Potencia nominal	5-10 MW
Diámetro del rotor	120-190 m
Altura del eje	80-110 m
Peso de la góndola	225-315 Tm
Peso de la torre	180-315 Tm
Distancia sumergida de plataforma	10-20 m
Profundidad operativa	> 40 m
Número de amarres	3-4 amarres

Tabla 18: Características plataforma WindFloat [56]

5.3.3 Plataforma GICON® SOF (TLP)

Por último y dentro de las estructuras tipo TLP (Tension Leg Platform) encontramos la plataforma europea GICON® SOF.

La plataforma GICON® SOF se basa en el principio de las plataformas TLP y es asegurada mediante cables a anclas de gravedad en el fondo marino. La flotabilidad de la plataforma es siempre mayor que el peso de la misma, asegurando de esta forma una tensión constante en los cables de amarre que resultan en un nivel de estabilidad equivalente a la que se obtiene con una cimentación fija al fondo marino.

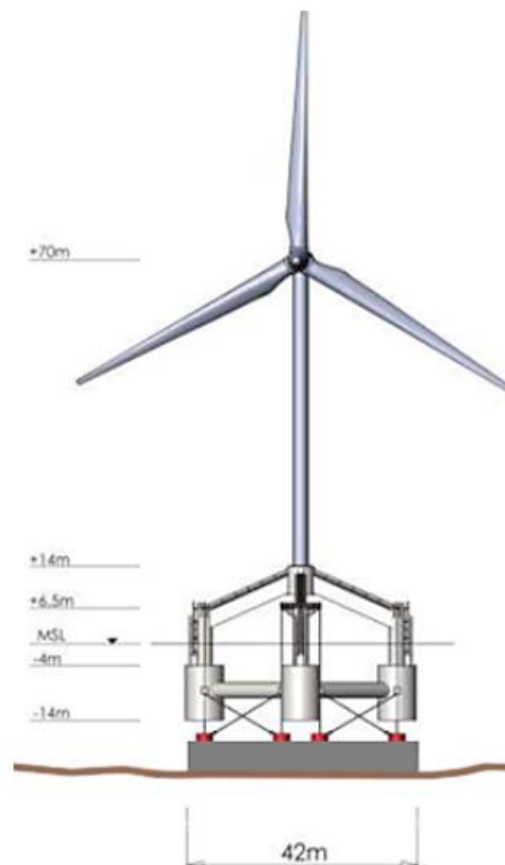


Figura 84: Esquema plataforma GICON® SOF [57]

Esta plataforma puede ser instalada en áreas de profundidades de desde 17 hasta 500 metros de profundidad y por lo tanto en áreas con vientos de velocidades altas y generalmente más constantes.

Toda la estructura, incluyendo la torre y el aerogenerador se ensambla inicialmente en un muelle o puerto desde en el que posteriormente se remolcará hasta su ubicación final en el que ya no serán necesarias ningún tipo de barcaza especial para su instalación. Posibilitando de esta forma que los costes de construcción sean mucho más eficientes en comparación con las cimentaciones tradicionales. Igualmente la instalación de este tipo de plataformas resulta mucho menos intrusiva en el ecosistema marino, evitando en gran medida, entre otras, el impacto ocasionado por el ruido durante el pilotaje o perforación de los grandes elementos de las cimentaciones fijas.

Una vez logrado el diseño estandarizado de la plataforma, esta puede ser utilizada para la construcción de un parque eólico completo. Las diferencias de profundidad entre las localizaciones de los aerogeneradores son fácilmente compensadas mediante el ajuste en la longitud de los cables, mientras que el diseño de la plataforma y sus dimensiones permanecen constantes para cada aerogenerador.

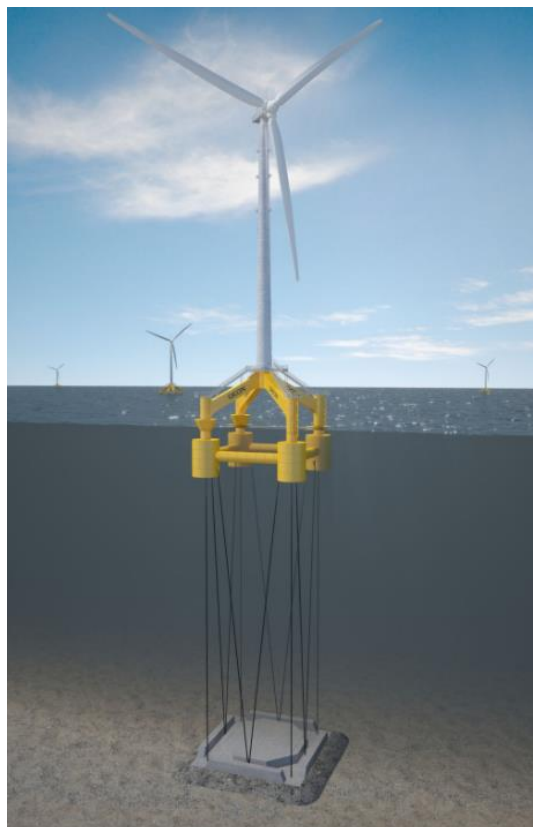


Figura 85: Simulación GICON® SOF [57]

La fabricación completa de la plataforma y ensamblaje del aerogenerador tienen lugar en la costa, de forma que se puede trabajar independientemente de las ventanas de tiempo necesarias para la instalación en alta mar. Resultando el desmantelamiento de la estructura igualmente sencillo y económico, ya que basta con soltar los cables de amarre y la conexión eléctrica para poder trasladar la estructura a tierra firme y finalizar su desmantelamiento.

La flexibilidad en el empleo de diferentes tipos de anclas en función de los diferentes tipos de fondos marinos, también aumenta el rango en el que esta tecnología puede ser empleada. Por otra parte, en caso de ser necesario, la plataforma completa, o incluso el aerogenerador y la torre pueden ser sustituidos fácilmente, de forma que también las grandes labores de mantenimiento pueden ser realizadas en la costa.

Actualmente y desde 2016 GICON, está llevando a cabo una demostración de esta tecnología, habiendo instalado un aerogenerador de 2,3 MW (Siemens SWT-2.3-93) en las costas de Alemania, con resultados aparentemente satisfactorios.

Algunas características se muestran a continuación:

GICON® SOF (FULL SCALE PROTOTYPE 2,3 MW)

Dimensiones de la plataforma (LxWxH)	32x32x28 m
Volumen	2,070 m ³
Peso de la plataforma	742 Tm
Peso total	972 Tm
Número mínimo de puntos de anclaje	8



GICON® SOF (SHOWCASE SERIAL MODEL 6 MW)

Dimensiones de la plataforma (LxWxH)	42x42x43 m
Volumen	3,500 m ³
Peso de la plataforma	1,200 Tm
Número mínimo de puntos de anclaje	8

Tabla 19: Características plataforma GICON® SOF [57]

5.3.4 Comparativa de las diferentes tecnologías

En la siguiente tabla se resume de forma general los principios de las principales plataformas flotantes así como sus ventajas e inconvenientes y los principales desarrolladores y tecnologías disponibles hasta el momento.

Spar

Descripción:

Un cilindro con un plano de área bajo, lastrado para mantener el centro de gravedad por debajo del centro de flotabilidad. La plataforma mantiene su posición debido al empleo de cadenas o tensas líneas de amarre unidas a anclas de succión o de arrastre.

Ventajas:

- Tendencia a generar menos movimientos críticos inducidos por el oleaje
- Diseño simple
- Bajos costes en la instalación de líneas de amarre

Inconvenientes:

- Las operaciones en alta mar requieren grandes y pesadas barcasas con potentes equipos de elevación que actualmente solo pueden operar en aguas profundas relativamente protegidas
- Necesita aguas más profundas que el resto de tecnologías (100 m aprox.)



Figura 86: Plataforma Spar [58]

Tabla 20: Características plataformas Spar

Semi-sub

Descripción:

Varias grandes columnas unidas mediante arriostramientos y flotadores sumergidos. Las columnas aportan la estabilidad hidrostática, y los flotadores flotabilidad adicional. Mantiene su posición gracias a líneas de amarre conectadas a anclas de arrastre.

Ventajas:

- Construido en tierra firme o en dique seco
- La plataforma completamente equipada (aerogenerador incluido) puede flotar durante el transporte con calados menores de 10 metros de profundidad
- El transporte a su ubicación final se realiza con remolcadores tradicionales
- Puede ser instalados en aguas de profundidades de desde 40 metros
- Bajos costes de instalación de líneas de amarre

Inconvenientes:

- Tendencia a mayores movimientos críticos inducidos por el oleaje
- Normalmente requiere mayor cantidad de material y mayores estructuras en comparación con las otras tecnologías
- Fabricación compleja en comparación con los demás plataformas, especialmente con las spar

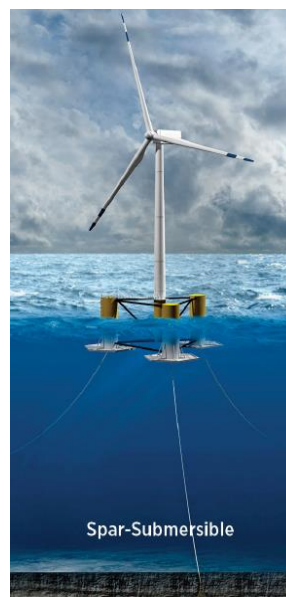


Figura 87: Plataforma Semi-sub [58]

Tabla 21: Características plataforma Semi-sub

TLP

Descripción:

De alta flotabilidad, formada por una columna central y brazos anclados al fondo marino mediante cables tensionados unidos a anclas de succión o perforadas.

Ventajas:

- Tendencia a generar pocos movimientos críticos inducidos por el oleaje
- Bajo peso
- Puede ser instalada en tierra firme o en dique seco
- Puede ser empleado en aguas de profundidades de desde los 50-60 metros dependiendo de las condiciones meteoceanicas

Inconvenientes:

- Resulta complicado mantener la plataforma estable durante el transporte y la instalación
- Dependiendo del diseño, puede ser necesario el empleo de una barcaza de características especiales
- Cierta incertidumbre sobre el posible impacto de efectos dinámicos de alta frecuencia en el aerogenerador
- Mayor coste de instalación de líneas de amarre

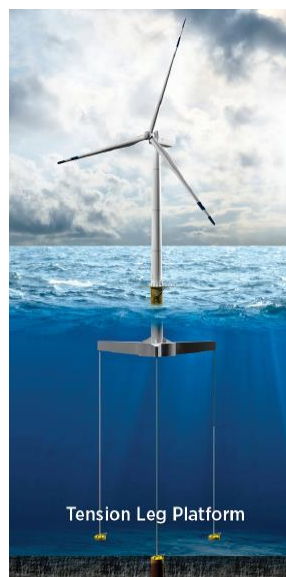


Figura 88: Plataforma TLP [58]

Tabla 22: Características plataforma TLP



Fabricantes		
SPAR	SEMI-SUB	TLP
Pioneros:	Pioneros:	Pioneros:
· Statoil (Hywind)	· Principle Power (WindFloat)	· GICON® SOF
Seguidores:	· Fukushima FORWARD	Seguidores:
· Japan Marine United	Seguidores:	· Gloster Associates (PelaStar)
Otros ejemplos:	· Ideol (Floatgen)	
DeepWind, SeaTwirl, Windcrete	· Hexicon	
	Otros ejemplos:	
	Aerodyn, DCNS/GE, DeepCwind, Floating Power Plant, GustoMSC, NAUTILUS Floating Solutions, Nenuphar/EDF, TetraFloat	

Tabla 23: Principales fabricantes de plataformas offshore por categorías

En la siguiente tabla se ofrece un análisis comparativo de las tres tecnologías, Semi-sub, Spar y TLP, en la que se puede observar fácilmente sus potenciales ventajas e inconvenientes.

	SPAR	SEMI-SUB	TLP
Estabilidad	✓	✓	✓✓
Construcción		✓	✓
Instalación		✓✓	✓
Operación		✓	✓
Profundidad	✓		
Anclaje	✓	✓	

Tabla 24: Comparativa tecnologías Spar – Semi-sub – TLP

De esta podemos concluir, que de forma general, la tecnología con mayores ventajas y menores inconvenientes, es la Semi-sub. Motivo por el cual, posiblemente, haya sido la tecnología por el que un mayor número de compañías estén apostando.

5.3.5 Plataforma seleccionada

Partiendo del análisis anterior y de la conclusión, que sitúa a las plataformas Semi-sub como las que mayores ventajas aportan tanto en su etapa de construcción, como en las etapas de instalación-operación, para el presente estudio se opta por el empleo de la anteriormente señalada marca comercial WindFloat, de Principle Power.

La plataforma constituida por tres columnas situadas en planta de forma triangular, permite la instalación de turbinas de entre 5 y 10 MW de potencia nominal. Esto lleva a equipos con diámetros del rotor de entre 90 y 120 metros situando el eje a una altura de entre 80 y 110 metros. En cuanto a pesos, la estructura posibilita la instalación de una torre de entre 180 y 315 toneladas y una turbina cuya góndola se encuentre entre las 225 y 315 toneladas. Por otra parte, la distancia sumergida de la

plataforma oscila entre los 10 y 20 metros, posibilitando la instalación de la misma a profundidades operativas de a partir de 40 metros y anclada al fondo marino mediante 3-4 amarres.

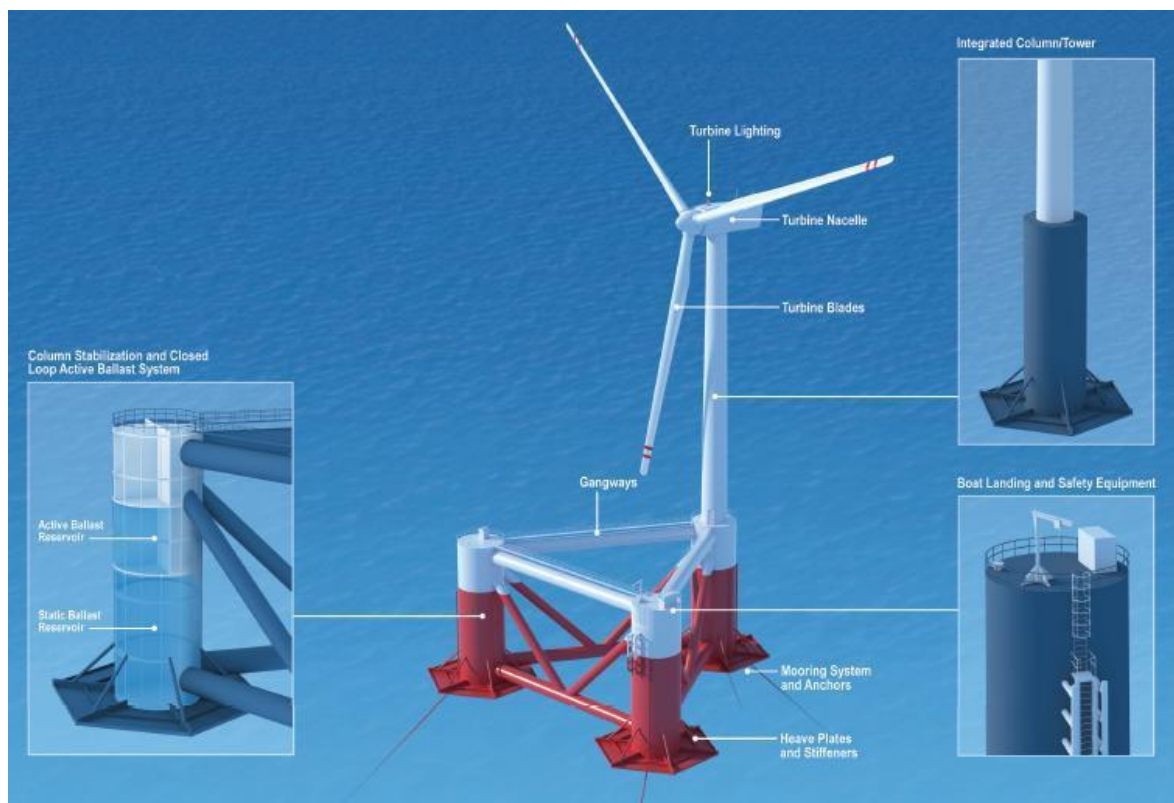


Figura 89: Plataforma WindFloat [56]

De forma general, la plataforma WindFloat presenta tres ventajas. En primer lugar destacar, que su estabilidad estática y dinámica, genera cabeceos suficientemente bajos como para permitir el empleo de turbinas offshore comerciales. En segundo lugar, su diseño y proceso de fabricación permiten el ensamblaje onshore del equipo al completo incluyendo la turbina. En tercer y último lugar, su bajo calado, permite el emplazamiento de la plataforma en aguas poco profundas para posteriormente ser remolcada hasta el punto de instalación.

Sistema de estabilidad

La plataforma está equipada con una serie de placas situadas en la base de cada una de las columnas que retienen y sueltan agua entre ellas en función de las necesidades para mejorar la estabilidad. En definitiva esta agua retenida resulta en la suma de una gran cantidad de masa que unida a los bordes afilados de las placas aumenta la amortiguación viscosa debido al principio de vórtices. En conclusión este sistema de lastres activos de la plataforma WindFloat permite distribuir la masa de agua entre las tres columnas para compensar los empujes variables de la turbina debido a cambios de baja frecuencia en la velocidad y dirección del viento. Este sistema de lazo cerrado, no permite que se pierda o introduzca una nueva cantidad de agua, minimizando la posibilidad de fallo y constituyendo solo una pequeña fracción del total sistema de lastres de la plataforma.

De forma similar a en las plataformas offshore de petróleo y gas, la plataforma WindFloat emplea agua marina como lastre para sumergir aproximadamente dos tercios de la estructura por debajo de



la línea media del agua. Este no costoso y ya disponible sistema de lastre, compensa el exceso de flotabilidad de la estructura (útil durante las operaciones de carga de la plataforma en el muelle) y baja el centro global de gravedad del equipo.

Fabricación

El diseño de la plataforma WindFloat permite el ensamblaje completo de la estructura en tierra, para posteriormente ser remolcada hasta su ubicación final. De esta forma toda la fabricación y cualificación se completa en el muelle en un entorno controlado. Los ahorros en los costos de implementación son significantes si lo comparamos con cimentaciones fijas como los monopilotes o las estructuras tipo jacket, las cuales requieren equipos offshore de alto tonelaje y barcas de gran capacidad para su instalación.

Sistema de amarre

El sistema de amarre de la plataforma WindFloat solo incluye componentes relativamente baratos, actualmente disponibles de forma global y de instalación sencilla. La configuración de los amarres es similar a la que se puede encontrar en las plataformas offshore de petróleo y gas que se encuentran permanentemente ancladas al fondo marino. Anclas de arrastre, permiten la instalación de la plataforma en diferentes tipos de suelos, incluyendo suelos fangosos, arcillosos, de arena y en capas. La instalación de estos es menos dependiente de las condiciones meteorológicas que el resto de alternativas y no requiere estudios geotécnicos completos del fondo marino previos al diseño. Todo esto hace, que el aumento en los costos debido al aumento de profundidad, asociado al sistema de amarre de la plataforma sea mínimo, permitiendo una mayor flexibilidad a la hora de seleccionar la ubicación del parque eólico.

5.4 Diseño del parque eólico

5.4.1 Selección de aerogeneradores y potencia nominal del parque

Constituyendo una de las piezas principales del parque eólico, el aerogenerador o turbina eólica, es el encargado de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica en el eje y posteriormente en energía eléctrica. Históricamente y aunque existen muchos diseños encaminados al aprovechamiento del recurso eólico, para realizar esto a gran escala, en los denominados parques eólicos tanto onshore como offshore, el diseño escogido es el aerogenerador de tres palas y eje horizontal. Esto es debido a que frente al resto de tecnologías, este diseño destaca por su buen funcionamiento, sencillez y robustez. Más allá, dentro de este tipo de aerogeneradores, existe una multitud de variantes entre las que escoger.

La característica principal y factor determinante en la elección del aerogenerador, es la potencia (P) del mismo. Dependiente de varios factores, como la densidad del aire (ρ), el área de barrido del rotor o su diámetro (A) y la velocidad del viento (v), a los que para obtener la potencia real hay que añadir otros factores relacionados con la eficiencia. Estos son el Coeficiente de Potencia (C_p), que determina la cantidad de energía aprovechada del total disponible en el viento y que puede alcanzar un máximo de 0,6; la eficiencia del generador eléctrico (ε_g) que puede tomar valores de hasta 0,8 y la eficiencia mecánica (ε_m) cuyos valores oscilan entre 0,94 y 0,97. Así, la fórmula empleada para el cálculo de la potencia del aerogenerador es la siguiente:

$$P = (C_P * \varepsilon_g * \varepsilon_m) \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1)$$

El dato normalizado para la densidad del aire seco a nivel del mar, a una presión normal y a 15°C, es de 1,225 Kg/m³.

De todos los anteriores, el único valor que se puede escoger es el diámetro del rotor, que en definitiva, cuanto mayor sea, más potencia nominal tendrá el aerogenerador. Con el paso de los años y la consolidación de la tecnología, el tamaño de los rotores y en definitiva la potencia de las turbinas ha ido en aumento. Actualmente, se están llevando a cabo estudios con turbinas de más de 7 MW, con la existencia ya de prototipos de hasta 10 MW y programas de investigación bastante avanzados trabajando en el desarrollo de aerogeneradores de hasta 15 MW.

El aerogenerador escogido para realizar el estudio es el denominado Gamesa Offshore G128-5.0MW. Se trata de una turbina convencional de eje horizontal (HAWT) de 3 palas, con velocidad y ángulo de ataque variable. En la siguiente tabla se resumen algunas de sus características principales:

Propiedades de la turbina Gamesa Offshore G128-5.0MW

Datos operativos	
Potencia nominal	5.000,0 kW
Velocidad de arranque del viento	2,0 m/s
Velocidad nominal del viento	14,0 m/s
Velocidad de corte del viento	27,0 m/s
Peso	270 toneladas
Rotor	
Diámetro	126 m
Área de barrido	12.468 m ²
Clase	IB
Palas	
Número de palas	3
Longitud	62,5 m
Tipo	Enteriza
Material	Composite de matriz orgánica reforzado con fibra de vidrio/fibra de carbono
Torre	
Tipo	Acero
Altura	80 - 94 m, específica de cada ubicación
Multiplicadora	
Tipo	2 etapas planetarias
Ratio	1:41,405
Generador	
Tipo	Generador síncrono de imanes permanentes con cuatro módulos independientes paralelos
Potencia nominal	5.0 MW
Tensión	690 V AC
Frecuencia	50 Hz/60 Hz



Clase de protección	IP 54
Velocidad de giro	490 rpm
Factor de potencia	0,9 CAP - 0,9 IND*

* Medición en los terminales de salida del generador, en el lado de baja tensión antes del transformador, a la tensión nominal de la red.

Tabla 25: Características aerogenerador Gamesa Offshore G128-5.0MW [59]



Figura 90: Prototipo del aerogenerador Gamesa G128-5.0MW Offshore instalado en el muelle de Arinaga (Islas Canarias, España) [59]

Para obtener la producción del aerogenerador, diseñado y fabricado por la empresa española Gamesa, se necesita la curva de potencia de la turbina, la cual se muestra a continuación:

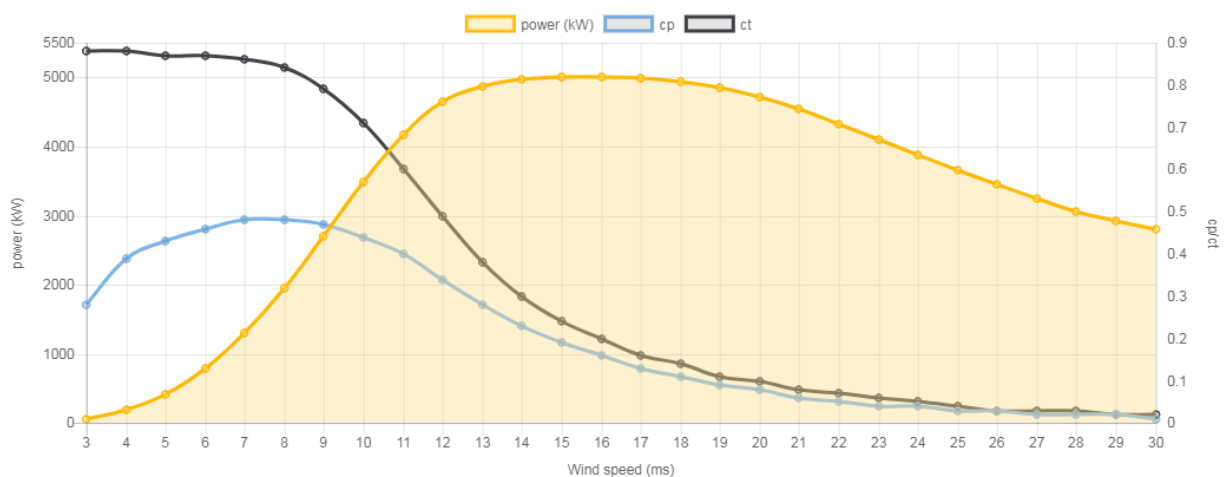


Figura 91: Curva de potencia del aerogenerador G128-5.0MW [60]

Seleccionado esto, el siguiente paso es dimensionar el parque eólico. En el presente estudio se considerará un parque eólico formado por 25 turbinas de 5 MW cada una, es decir, el parque tendrá una potencia nominal de 125 MW en total.

5.4.2 Disposición de los aerogeneradores

Efecto estela

Uno de los principales puntos a tener en cuenta a la hora de maximizar la producción energética de un parque eólico, es la disposición de las turbinas unas respecto de otras y de estas respecto a la dirección predominante del viento.

Como las turbinas producen energía a partir de la energía del viento, el viento que deja atrás el aerogenerador debe tener un contenido energético menor que el que inicialmente llegó a la turbina. Esto, se puede deducir de forma directa aplicando el principio de conservación de la energía, ya que esta ni se crea ni se destruye.

De esta forma, un aerogenerador siempre crea un abrigo en la dirección a favor del viento. Lo que se traduce en una estela tras la turbina, una larga cola de viento bastante turbulenta y ralentizada en comparación con el viento que llega a la turbina. Esta puede ser observada claramente si se añade humo al aire que va a pasar a través de la turbina. Este fenómeno, denominado efecto estela, también pudo ser observado bajo unas muy especiales condiciones meteorológicas (condensación del aire muy húmedo) en el parque eólico offshore Horns Rev, en el mar del Norte en febrero de 2008.



Figura 92: Efecto estela en el parque eólico offshore Horns Rev [61]

En los parques eólicos para evitar que el efecto de estas turbulencias alrededor de los aerogeneradores corriente abajo sean excesivas, cada uno de los aerogeneradores suele estar separado una distancia equivalente a unos cuatro diámetros del rotor del resto. Siendo estas distancias aún mayores en la dirección dominante del viento.

Así el efecto estela de cada aerogenerador, ralentizará el viento que lo atraviesa al obtener energía de él para convertirla posteriormente en electricidad. Entonces, idealmente según esto, lo adecuado sería separar las turbinas lo máximo posible en la dirección dominante del viento. Mientras que por otro lado, si se tiene en cuenta el coste del terreno (en parques onshore) y de las conexiones de los aerogeneradores a la red eléctrica, es recomendable instalar las turbinas más cerca unas de otras.



Como se ha señalado anteriormente, de forma común la separación entre turbinas en un parque eólico es de entre 5 y 9 veces el diámetro del rotor en la dirección dominante del viento y de entre 3 y 5 diámetros del rotor en la dirección perpendicular al viento dominante.

Si se conoce el rotor del aerogenerador, la rosa de los vientos del emplazamiento, la distribución de Weibull y la rugosidad en las diferentes direcciones, se puede calcular la pérdida de energía debida al efecto estela entre aerogeneradores, típicamente situada alrededor del 5 por ciento.

Analizando la estela producida por una turbina eólica se diferencian tres regiones dentro de la misma. Localizadas a diferentes distancias tras el paso del aire por la turbina, de menor a mayor se encuentran las regiones de expansión, estela cercana y estela lejana, cada una de ellas con unas características determinadas.

El viento al alcanzar la turbina, sufre una pérdida de velocidad y aumento de presión. Inmediatamente después de atravesar la turbina, en la primera de las regiones, región de expansión, la presión cae de forma repentina hasta alcanzar la presión atmosférica, aumentando el radio de la estela hasta que la presión alcanza valores atmosféricos y la velocidad disminuye. La longitud de esta región es de aproximadamente entre una y dos veces el diámetro del rotor.

En la región intermedia, estela cercana, el valor de la presión se mantiene constante a niveles atmosféricos durante una longitud aproximada de dos a tres veces el diámetro del rotor.

Por último, en la estela lejana, con una longitud de más de cinco veces el diámetro del rotor, la velocidad aumenta gradualmente hasta alcanzar su valor inicial, antes de llegar a la turbina.

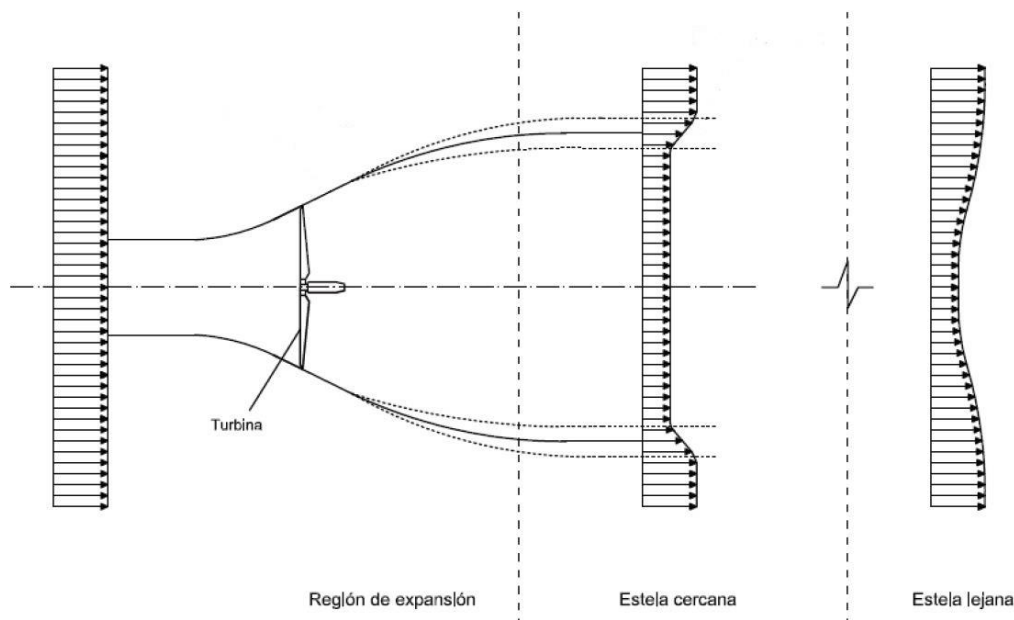


Figura 93: Regiones de la estela de un aerogenerador

Existiendo varios modelos para estimar la pérdida de velocidad del viento con motivo del efecto estela, uno de los más empleados es el Modelo Cinemático de Jensen, los cuales emplean únicamente la ecuación del momento para estimar la misma. Este considera despreciable la región que se encuentra más próxima a la turbina, asumiendo así que la totalidad del flujo de la estela es

turbulento. Otro factor que tampoco se tiene en cuenta en este modelo es la variación de la intensidad de la turbulencia, lo que hace que en estudios más detallados, este modelo se use en conjunto con otros sistemas que si abarcan este punto.

Se asume también, que la expansión del flujo de la estela es lineal, que la pérdida de velocidad únicamente depende de la distancia al rotor y que el coeficiente de empuje, C_T , es estable a lo largo de todo el proceso. Considerando que el momento en todo un volumen de control a lo largo de la estela se conserva, aumentando así linealmente el radio en función de la distancia.

Si consideramos el efecto de un único aerogenerador, al que llega el flujo de aire de forma directa y sin interferencias. Entonces, la ecuación que define la ley de conservación del momento para las turbinas eólicas es:

$$\pi r_0^2 v + \pi(r^2 + r_0^2) \times v_0 = \pi r^2 v_1 \quad (2)$$

Siendo:

- r_0 el radio de la turbina
- r el radio de la estela a una distancia x
- v la velocidad del viento justo detrás del aerogenerador
- v_0 la velocidad del viento antes de alcanzar la turbina
- v_1 la velocidad del viento dentro de la estela a una distancia x

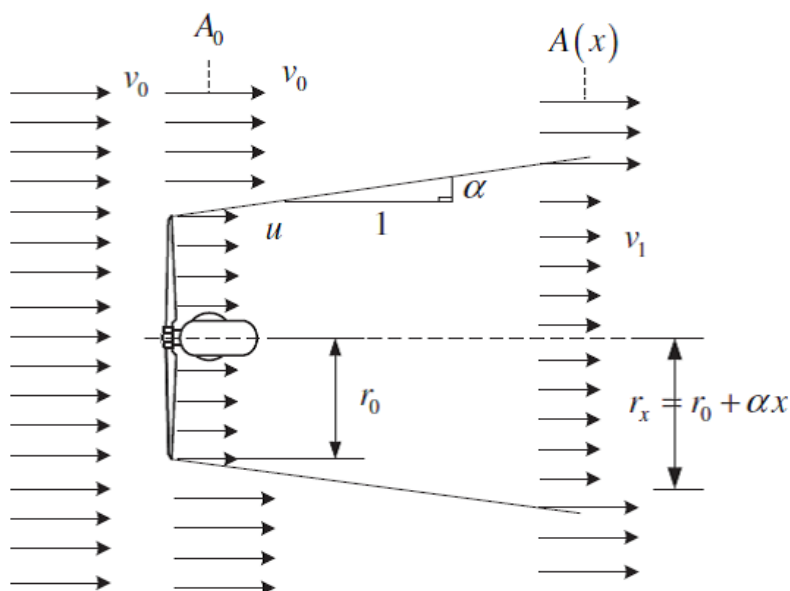


Figura 94: Esquema de la expansión lineal de la estela [65]

En una primera aproximación, el modelo de Jensen para el cálculo de la velocidad a una cierta distancia, propone las siguientes ecuaciones para puntos más lejanos que la región de expansión:

En función de α :



$$v_1 = v_0 \times \left(1 - 2a \left(\frac{r_0}{r_0 + \alpha x}\right)^2\right) \quad (3)$$

En función de C_T :

$$v_1 = v_0 \times \left[\left(1 - \left(\frac{r_0}{r_0 + \alpha x}\right)^2\right) (1 - \sqrt{1 - C_T}) \right] \quad (4)$$

Donde α es la constante de decaimiento, cuyo valor es de 0,075 en parques onshore y 0,04 en parques offshore, y x es la distancia al rotor.

Considerando la velocidad v justo detrás del aerogenerador:

$$v = v_0 \times (1 - 2a) \quad (5)$$

Siendo a el factor de velocidad axial inducida, que toma un valor de 1/3 según el límite de Betz.

Resultando de todo esto, el radio a lo largo de la estela:

$$r = \frac{d \times (1 - 2ax)}{2} \quad (6)$$

Donde d es el diámetro del rotor.

Considerando diferentes velocidades de partida (v_0), una constante de decaimiento (α) de 0,04 (offshore) y un radio de la turbina (r_0) de 75 m, para una distancia al rotor de entre 0 y 100 veces el diámetro del rotor, la gráfica de recuperación de velocidad resulta:

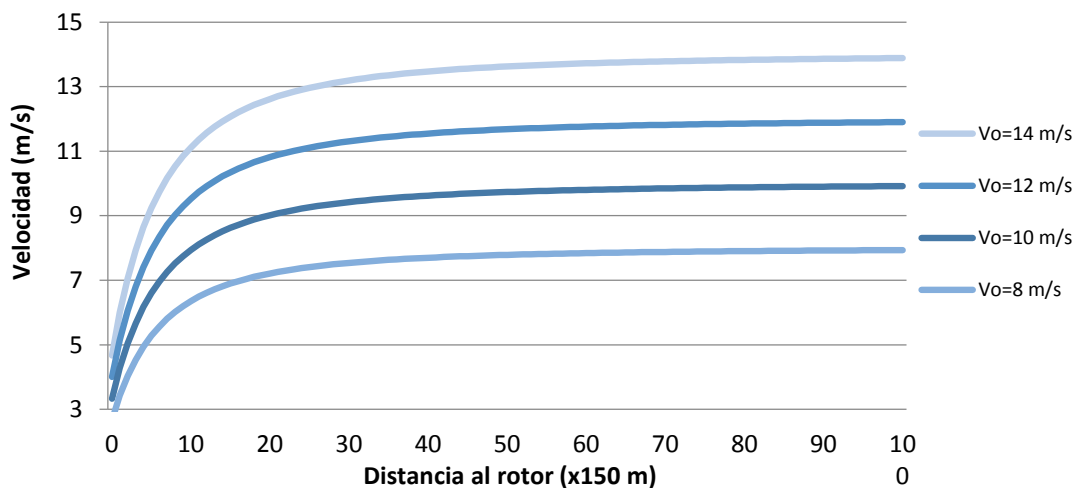


Figura 95: Gráfica de recuperación de velocidad del viento en la estela de un aerogenerador

Todo esto, resulta una simplificación, ya que solo consideramos los efectos de una única turbina y para la obtención de unos cálculos y valores más reales sería preciso tener en cuenta el efecto de todos los aerogeneradores que forman el parque en conjunto.

Si buscamos una aproximación más real, las turbinas se encontraran alineadas de alguna forma unas detrás de las otras, por lo que el efecto de las estelas es bastante mayor, como se puede observar en la siguiente figura:

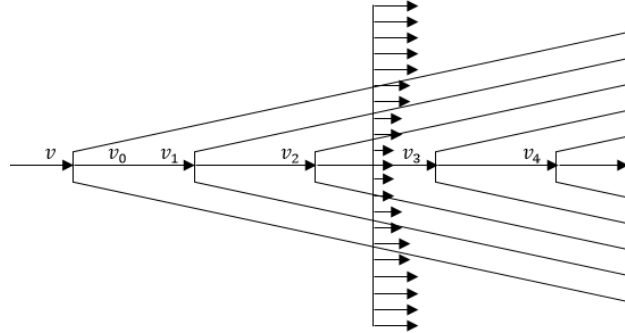


Figura 96: Efecto estela en varios aerogeneradores alineados

Así, la velocidad que alcanza el aerogenerador número 3 (v_2) se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$r_0^2 \frac{1}{3} v_1 + (r^2 - r_0^2) \times \bar{v}_1 = r^2 v_2 \quad (7)$$

Siendo $\bar{v}_1$ la velocidad ponderada del aire arrastrado desde la estela 1 a la 2 de camino del aerogenerador 2 al 3 y r el radio de la estela del aerogenerador de la turbina 2 a la 3.

Partiendo de la ecuación anterior, para el cálculo de la velocidad a una cierta distancia fuera de la región de expansión:

$$v_1 = v_0 * \left(1 - 2a \left(\frac{r_0}{r_0 + \alpha x} \right)^2 \right) \quad (8)$$

Si sustituimos $2a = 1 - \frac{1}{3} \times \frac{v_1}{v_0}$ por $1 - \frac{1}{3} \times \frac{v_1}{v_0}$, se obtiene la expresión:

$$\frac{v_2}{v_0} = 1 - \left(1 - \frac{1}{3} \times \frac{v_1}{v_0} \left(\frac{r_0}{r_0 + \alpha x} \right)^2 \right) \quad (9)$$

Que de forma genérica se puede expresar:

$$\frac{v_n}{v_0} = 1 - \left(1 - \frac{1}{3} \times \frac{v_{n-1}}{v_0} \left(\frac{r_0}{r_0 + \alpha x} \right)^2 \right) \quad (10)$$

Que si se simplifica con:

$$Y_n = \frac{v_n}{v_0} ; K = \left(\frac{r_0}{r_0 + \alpha x} \right)^2 \quad (11)$$

Resulta:

$$Y_n = 1 - K \left(1 - \frac{1}{3} \times Y_{n-1} \right) \quad (12)$$



De forma general Y_n resulta:

$$Y_n = Y_{n-1} - 2 \left(\frac{K}{3} \right)^n \quad (13)$$

Y si se combinan las dos anteriores:

$$Y_n = 1 - 2 \frac{K}{3} \times \frac{1 - (K/3)^n}{1 - (K/3)} \quad (14)$$

Como se indicó de forma breve anteriormente, la distancia óptima entre aerogeneradores, comúnmente medida en diámetros de rotor, es por lo general menor en la dirección perpendicular al viento que en la dirección de este, pues el efecto de la estela es bastante menor en la primera. Así, tomando como referencia los parques existentes, la distancia entre turbinas de la misma fila (dirección perpendicular al viento) suele estar entre los 3 y 5 diámetros, aumentando a entre 5 y 9 diámetros la distancia entre filas (misma dirección del viento). Una distancia bastante habitual son 7 diámetros del rotor, pues a partir de esta, la diferencia en la velocidad del viento con el aumento de los metros es pequeña.

Hasta ahora se han estudiado casos realmente idealizados en los que el viento llega a los aerogeneradores en una dirección completamente perpendicular a ellos y en las que todas las filas de aerogeneradores se encuentran perfectamente enfrentadas al viento, pero esto no es siempre así ya que el viento cambia de dirección. Cuando el viento cambia de dirección el área de influencia de las estelas de los aerogeneradores también varía, como se observa en la siguiente figura, siendo el parámetro determinante en este caso el ángulo que forman las turbinas entre sí y la diferencia respecto a la dirección predominante del viento. Por ese motivo hay que poner especial cuidado a la orientación que se da al parque, perpendicular a la dirección predominante del viento, para lo que se ha de tener en cuenta la rosa de los vientos de la ubicación del parque.

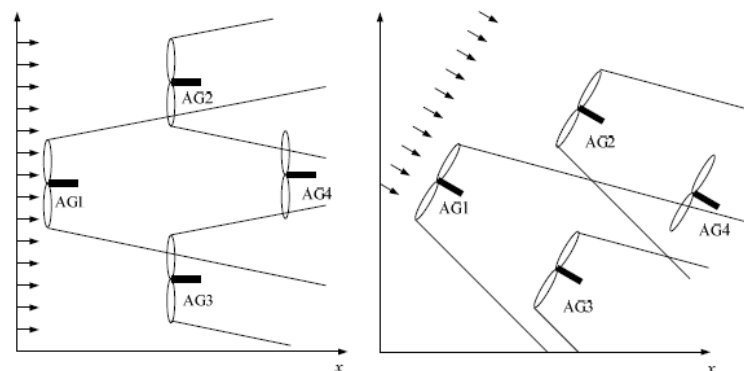


Figura 97: Cambio del efecto estela con la dirección del viento [62]

Principales disposiciones

Teniendo en cuenta lo señalado en el apartado anterior, las principales disposiciones o diseños en planta para el aprovechamiento eólico a gran escala son los siguientes:

- Disposición nº 1: Lineal con filas y columnas paralelas
- Disposición nº 2: Lineal al tresbolillo por filas

- Disposición nº 3: Lineal al tresbolillo por columnas
- Disposición nº 4: Lineal al tresbolillo por filas y columnas
- Disposición nº 5: Circular
- Disposición nº 6: Circular al tresbolillo

De forma simplificada, y como muestra la siguiente figura, para los siguientes esquemas lineales la distancia entre turbinas de una misma fila se denominará “X”, mientras que la distancia entre filas se denominará “Y”, el desplazamiento en el caso de los diseños al tresbolillo en la mayoría de los casos será de la mitad de la distancia entre filas o columnas.

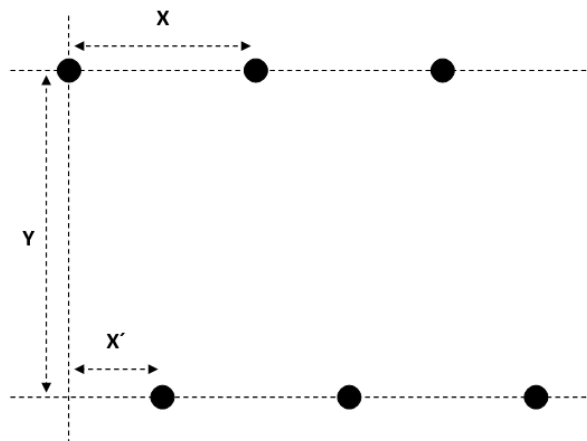


Figura 98: Distancias en disposiciones lineales

Mientras que en las disposiciones circulares, se encuentran dos parámetros adicionales, el radio de la teórica circunferencia, “R” y el ángulo que forman las turbinas entre si desde el centro de la circunferencia, “a”.

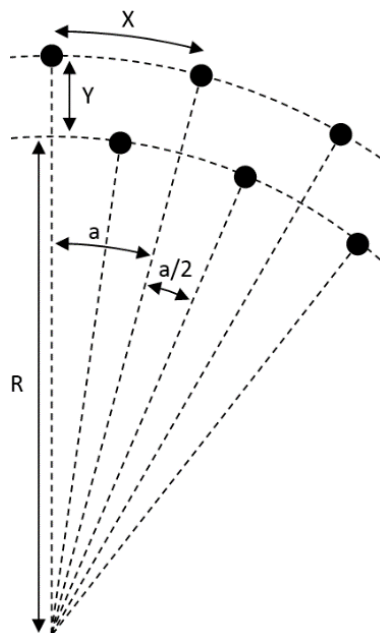


Figura 99: Distancias en disposiciones circulares



Empleando como base de medida el diámetro del rotor, 128 m para el aerogenerador Gamesa Offshore G128-5.0MW. Considerando la distancia entre aerogeneradores de la misma fila de 7 veces el diámetro del rotor y la distancia entre filas de 4 veces el diámetro del rotor, se tiene para el parque en estudio formado por 25 turbinas y un total de 125 MW:

Propiedades					
Modelo		X	Y	X'	Y'
Disposición nº 1	Lineal paralelo	4	7	-	-
Disposición nº 2	Lineal tresbolillo (filas)	4	7	2	-
Disposición nº 3	Lineal tresbolillo (columnas)	4	7	-	4
Disposición nº 4	Lineal tresbolillo (doble)	4	7	2	2

Tabla 26: Propiedades de las diferentes disposiciones lineales

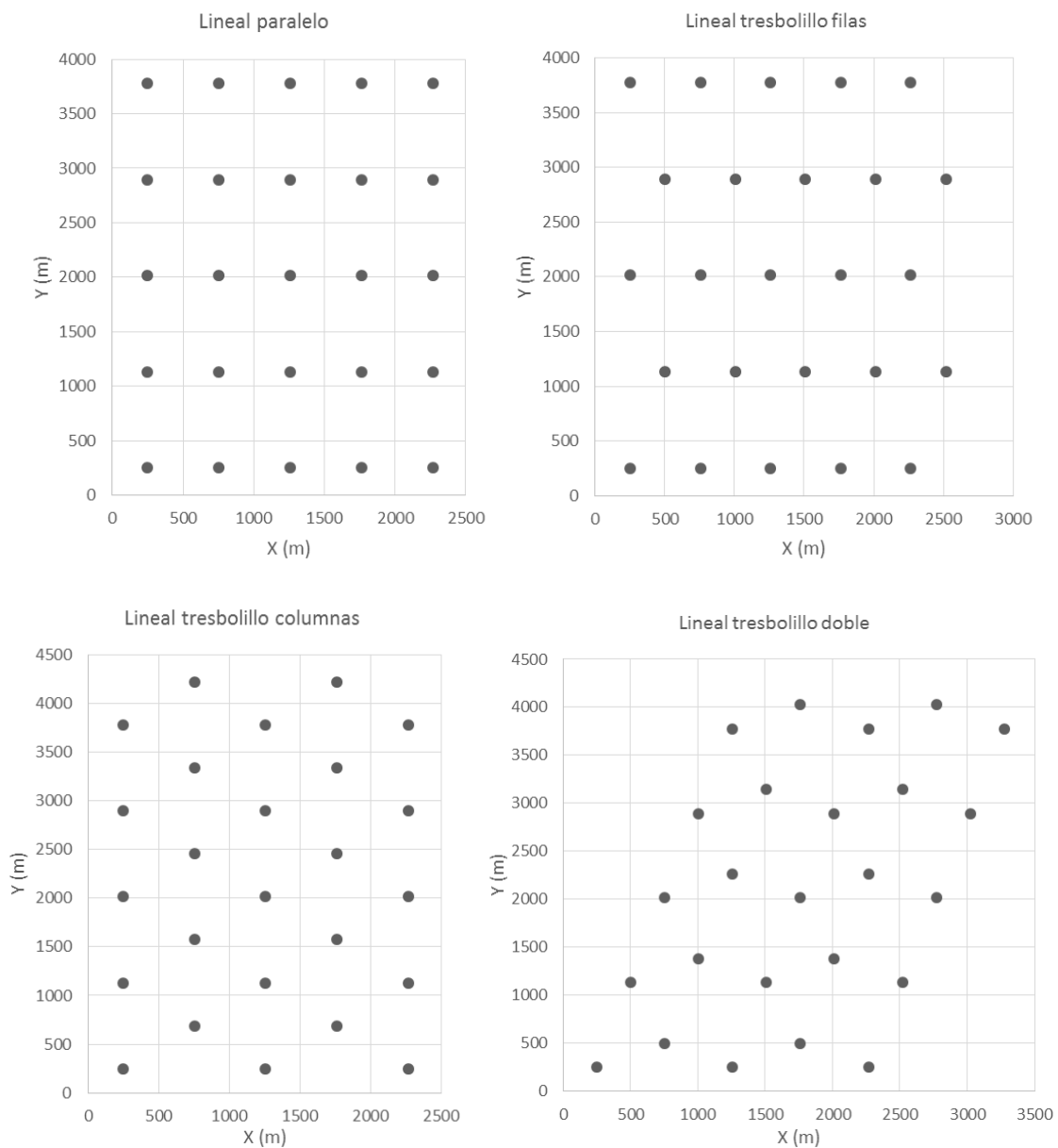


Figura 100: Esquemas de las diferentes disposiciones lineales

En el caso de las disposiciones circulares, se considera un radio de 3000 metros y un ángulo medio de 9,6°.

CARACTERÍSTICAS

Modelo		X	Y	R	a	a/2
Disposición nº 5	Circular	4	7	3000	9,6	-
Disposición nº 6	Circular tresbolillo	4	7	3000	9,6	4,8

Tabla 27: Propiedades de las diferentes disposiciones circulares

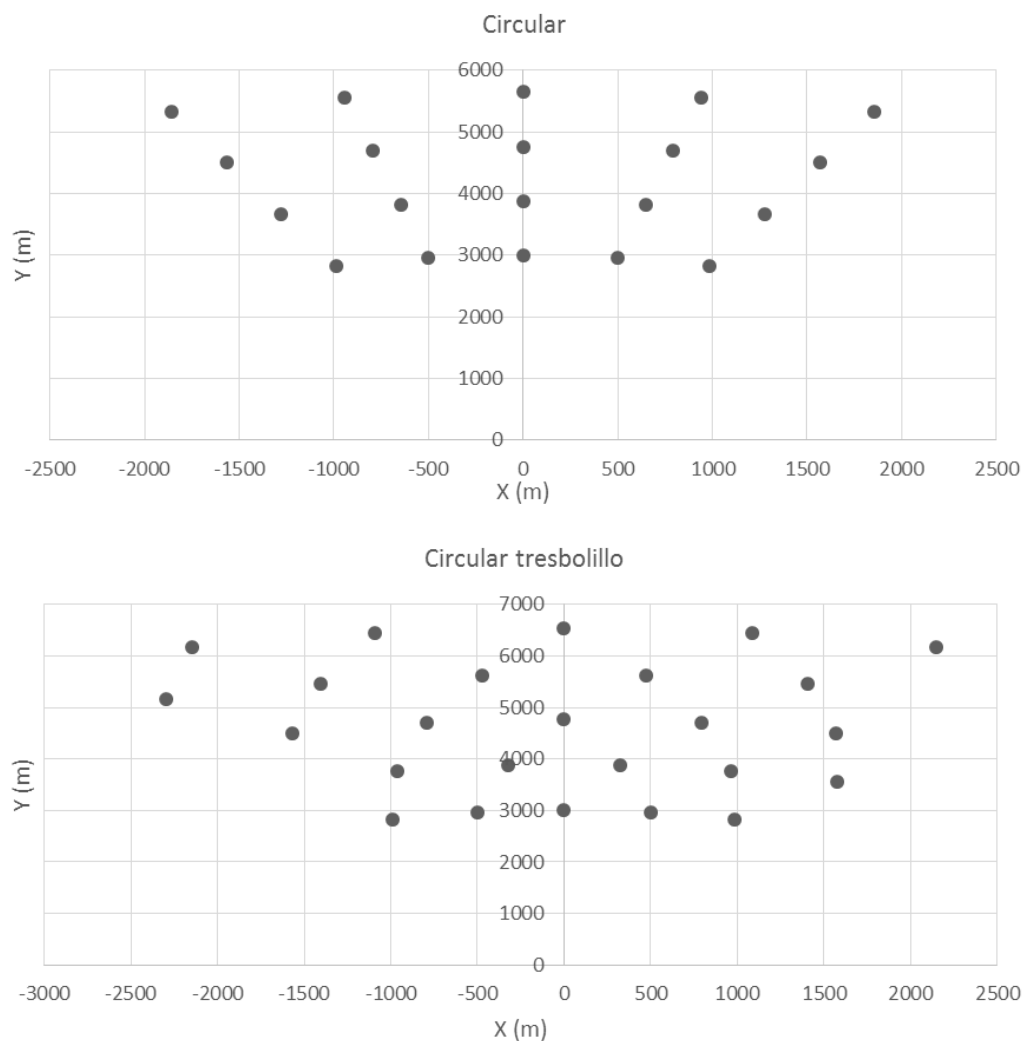


Figura 101: Esquemas de las diferentes disposiciones circulares

Disposición seleccionada

Aunque en condiciones determinadas a través de estudios más detallados se puede determinar la idoneidad del empleo de una de estas disposiciones en concreto o incluso alguna modificación o variante de las mismas, para el caso general, la disposición más empleada y que aporta en la gran mayoría de los casos un rendimiento aceptable para vientos con un fuerte carácter direccional, como es el caso de estas ubicaciones es la disposición lineal con los aerogeneradores de las diferentes filas colocados al tresbolillo.



Así, finalmente se situaran de acuerdo a esto los veinticinco aerogeneradores en dos filas separadas una distancia de siete (7) veces el diámetro del rotor y disminuyendo hasta los cinco con ocho (5,8) diámetros de separación entre turbinas de la misma fila. Siendo esta última distancia ligeramente superior a las habitualmente empleadas con el objetivo de simplificar cálculos posteriores como se verá más adelante, dando lugar al siguiente diseño en planta del parque eólico:

CARACTERÍSTICAS					
Modelo		X	Y	X'	Y'
Disposición nº 2	Lineal tresbolillo (filas)	5,8 (730,8 m)	7 (882 m)	2,9 (365,4 m)	-

Tabla 28: Propiedades de la disposición seleccionada

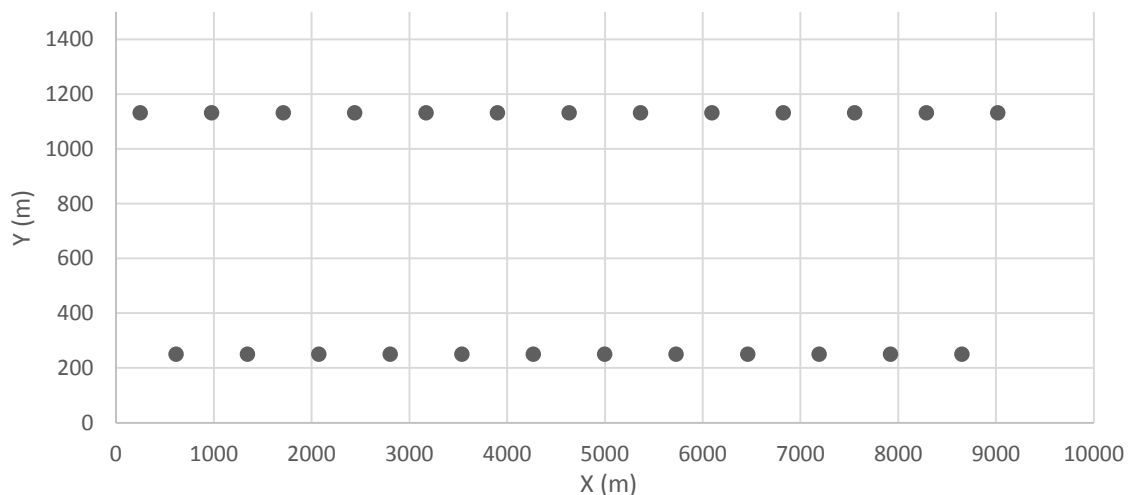


Figura 102: Esquema de la disposición seleccionada

En cuanto a la orientación del parque eólico, esta será perpendicular a la dirección predominante del viento en la localización concreta en la que este vaya a ser emplazado (W).

5.4.3 Sistema de conexión y transporte eléctrico

De forma general, para ese tipo de proyectos resulta sencillo diferenciar todo el aparato eléctrico en tres tramos:

- Baja tensión: Los aerogeneradores producen electricidad a una media de cerca de los 950 V, tensión insuficiente e inadecuada en todos los aspectos para incluso una mediana distancia de transporte de la electricidad. Para ello, cada aerogenerador tiene acoplado a cada uno de ellos un transformador que se encarga de elevar la tensión hasta los 33 KV. Este tramo entonces hace referencia a la propia conexión de la turbina con estos transformadores de potencia.
- Media tensión: Hace referencia al transporte eléctrico desde los aerogeneradores (transformador) hasta la subestación.
- Alta tensión: En la subestación se eleva de nuevo la tensión hasta los 132 KV para a continuación ya transportar la energía hasta los puntos de distribución de la red.

Las relativamente bajas distancias a la costa, justifican prescindir de la instalación de una subestación offshore, y realizar así el transporte a 33KV a la costa, donde la subestación podrá ser más fácilmente instalada. Esto supone una reducción importante en la inversión inicial, ya que en los proyectos en los que esto no es posible, los costes asociados a la transformación y transporte eléctrico constituyen un alto porcentaje del total.

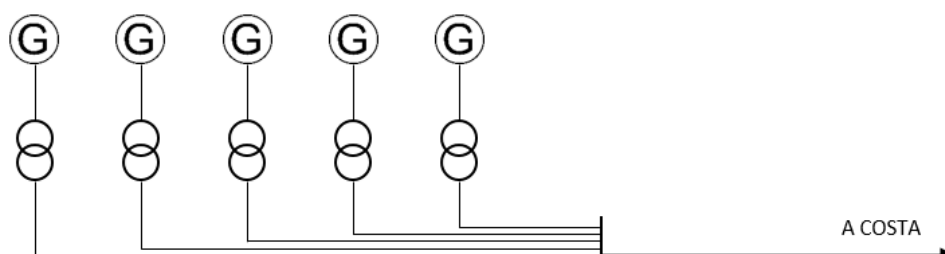


Figura 103: Esquema general de conexión eléctrica

Línea submarina de conexión a costa

Una vez obtenida energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento, esta debe ser transportada hasta tierra firme para poder después ser distribuida a los distintos centros de consumo. Esta operación se realiza mediante una línea submarina de conexión con la costa.

El correcto estudio y elección de este sistema de conexión determina de forma importante la rentabilidad del parque. Mientras que una buena elección puede suponer importantes ahorros, la elección de una tecnología inadecuada para unas concretas condiciones puede suponer grandes pérdidas energéticas y una inversión de dimensiones bastante importantes.

En primer lugar, destacar que los cables submarinos, para tratar de evitar posibles daños e interferencias causadas por equipos de pesca, impactos al ecosistema marino, etc., se entierran a profundidades de entre 1 a 4 m en el fondo marino. Para esta operación, resulta necesario el empleo de maquinaria y equipos específicos que en general implican altos costes y la necesidad de una buena planificación para evitar esperas y tiempos muertos en la ejecución del proyecto. Siendo la opción más económica la de sumergir el cable en el lecho marino si esto fuese posible.

Las dos tecnologías existentes ya mencionadas anteriormente para la evacuación de la energía eléctrica son las líneas HVDC (High Voltage Direct Current) y HVAC (High Voltage Alternating Current), en definitiva, líneas de alta tensión que transmiten en corriente continua o en corriente alterna.

Actualmente la tecnología HVAC es la empleada en la mayoría de los proyectos situados a distancias relativamente pequeñas de la costa, mientras que si la distancia a la costa aumenta la tecnología HVDC resulta más atractiva en términos de inversión y costes operativos. El punto de equilibrio entre estas dos opciones se en términos de distancias, se encuentra entre los 60 y 100 km de forma aproximada.

Dado que las localizaciones del parque en estudio se encuentran todas a una distancia próxima a los 10 km de la costa, resulta relativamente evidente recurrir a la transmisión en corriente alterna (HVAC) para la evacuación de la energía.

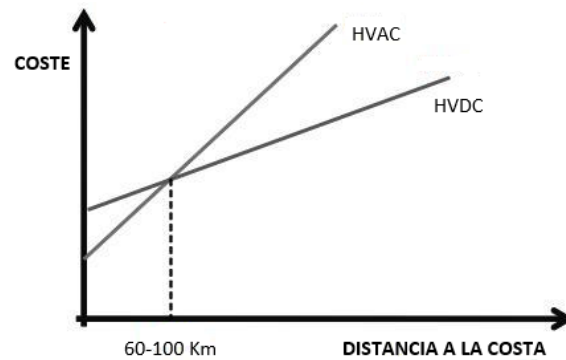


Figura 104: Gráfica distancia – coste para líneas HVAC y HVDC

Interconexión de los aerogeneradores

Con el objetivo de garantizar una mayor fiabilidad en las conexiones eléctricas del parque eólico y poder asegurar la operatividad del mayor número de aerogeneradores posible en caso de fallo o avería de la forma, también, más económica posible, existen, en general, tres formas de realizar la conexión:

- Radial: Todos los aerogeneradores, están conectados a la misma línea eléctrica, con solo un punto de evacuación común. Consiste en la configuración más sencilla y económica, sin embargo, también la que menos fiabilidad aporta. En el caso que una turbina, en un parque conectado de forma radial, sufra una avería o se encuentre en mantenimiento, el resto del parque quedaría inutilizado desde ese punto en adelante.
- En anillo: Según esta forma de realizar la conexión, los aerogeneradores están conectados entre sí y con el punto de evacuación por dos de sus extremos, a diferencia que en el caso anterior en el que únicamente se realizaba por uno. Esto significa que en caso de que un aerogenerador esté fuera de servicio, el resto del parque podría funcionar de manera normal. El único problema aparecería en el caso de que dos o más aerogeneradores no consecutivos sufran una avería, entonces todos aquellos que se encontrasen entre estos, quedarían inutilizados.
- Mallado: Solución intermedia a las dos anteriores, grupos reducidos de aerogeneradores o incluso cada aerogenerador, en casos extremos, conectados de forma independiente con el punto de evacuación. Constituye la forma de conexión más segura de todas, pero a su vez es la de mayor coste.

Las pequeñas dimensiones del parque, justifican el mallado del parque en pequeños grupos. De acuerdo con la siguiente figura, se unen los aerogeneradores en grupos de cinco, de forma que por cada rama se evacue 25 MW de potencia.

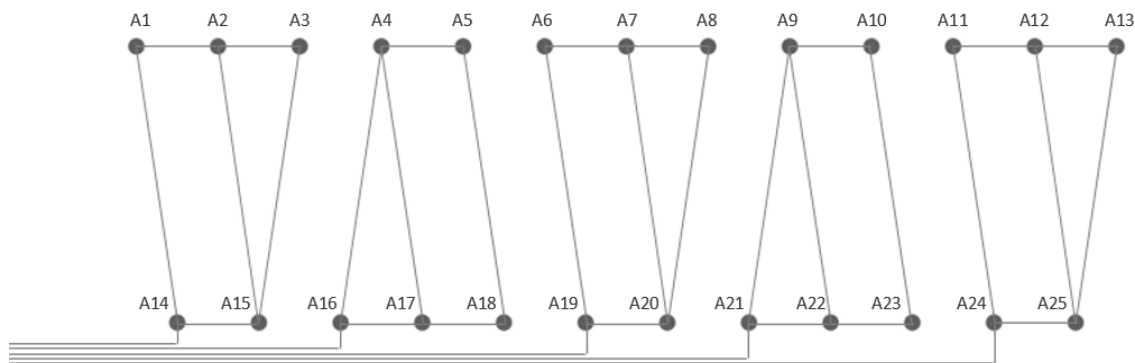


Figura 105: Esquema de la conexión eléctrica del parque

Equipamiento eléctrico de BT

Transformador BT/MT:

La generación eléctrica en la turbina Gamesa Offshore G128-5.0MW se realiza a una tensión alterna de 690 V y una frecuencia de 50 Hz/60 Hz. En cada uno de los aerogeneradores, esta tensión se eleva hasta los 33 KV mediante la instalación de un centro de transformación, en los que la energía eléctrica será transportada hasta la subestación.

Los transformadores empleados en este tipo de equipos, debido a los requerimientos especiales de durabilidad, resistencia y fiabilidad, por lo general son de tipo seco encapsulado al vacío. Operativamente, además de no necesitar prácticamente mantenimiento, este tipo de transformadores presenta la ventaja de resultar medioambientalmente seguro, evitando cualquier tipo de derrame de aceite o similar, con un muy inferior riesgo de incendios e impacto ambiental en el entorno. Sus características resultan idóneas para trabajar en ambientes marinos, ya que son capaces de funcionar con humedades superiores al 95 % y a temperaturas menores de -25 °C, soportando perfectamente, también, la salinidad. De forma adicional, también son capaces de operar en condiciones de altas vibraciones y balanceos, presentando altas resistencias a cortocircuitos y sobrecargas.

Celdas de protección:

Localizadas entre el transformador y la subestación, sus funciones son las de servir de protección a la turbina frente a posibles fallos y de conexión con la red. A su vez, permiten que se lleve a cabo labores de mantenimiento de forma individual de alguna de las turbinas sin afectar al funcionamiento del resto.

Aunque su configuración puede variar, de forma general incluye, de forma compacta, dentro de un armario los elementos de medida, corte y protección necesarios, aislados en hexafluoruro de azufre. (SF6). De esta forma se consigue una reducción del espacio necesario para emplazar estos equipos y su aislamiento de las agresivas condiciones atmosféricas. Por otra parte, el carácter modular de este tipo de equipos, permite el fácil reemplazamiento o mantenimiento de todos sus componentes.

De forma comercial, para operar de forma suficiente con los 33 KV de tensión máxima que genera cada turbina, se dispone de celdas capaces de soportar hasta 36 KV de tensión.



Material de seguridad:

De forma paralela, como en todos los centros de transformación deberán estar presentes ciertos elementos de seguridad, como son:

- 1. Señalización de riesgo eléctrico en la entrada al CT.
- 2. Instrucciones básicas de primeros auxilios.
- 3. Esquema de la instalación (unifilar).
- 4. Guantes aislantes (en este caso de 36 KV).
- 5. Extintor contra incendios.
- 6. Pértigas y banquetas/alfombras aislantes (si fuesen necesarias).
- 7. Verificador de tensión.
- 8. Sistema de alumbrado correspondiente.

Dimensionamiento de MT

Comprendiendo, todo el tramo desde la salida de los transformadores (33 KV) hasta la subestación (132 KV), incluyendo las interconexiones entre aerogeneradores, el sistema de conexión de media tensión al ir enterrado en el lecho marino, debe tener unas características especiales para ambientes submarinos.

Para este tipo de ambientes, a la hora de realizar el cálculo de la línea eléctrica se deberán tener en cuenta los mismos factores de corrección que para cables enterrados, calculándose en base a la intensidad admisible indicada por el fabricante. La intensidad nominal de trabajo para una potencia instalada de 125 MW se calcula mediante:

$$I_n = \frac{P (KW)}{\sqrt{3} \times V(KV)} \quad (15)$$

Siendo:

- I_n la intensidad nominal (A)
- P la potencia (KW)
- V el voltaje nominal (KV)

Así:

$$I_n = \frac{125 \times 10^3 (KW)}{\sqrt{3} \times 33 (KV)} = 2186,93 A$$

Teniendo en cuenta la conexión eléctrica mostrada anteriormente en la figura 107, mallando los aerogeneradores en grupos de cinco turbinas, por cada grupo se evacuaran 25 MW, circulando por cada extremo de salida una intensidad cinco veces menor a la calculada en el apartado anterior (437,386 A).

A continuación se muestra el catálogo de cables de transmisión submarinos del grupo francés Nexans, para una tensión de hasta 36 KV, el cual va a servir como base para la realización de los posteriores cálculos.

(F)2XS2Y>c<RAA 18/30(36) kV										Constructional Data
1	2	3	4	6		7	8	9	10	11
Nominal cross sectional area of conductor	Conductor copper round stranded diameter over conductor	Insulation XLPE wall thickness	Screen copper wires and counter helix cross sectional area	Core sheath PE black wall thickness	diameter	Bedding wall thickness	Armour steel wires round galvanized diameter	Serving bitumen fib. material incl. colour strip wall thickness	Outer diameter of cable	Cable weight
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(t/km)
50	8.2	8.0	6	2.0	32	2	4.0	3.5	88	10.0
70	9.9	8.0	6	2.0	35	2	4.0	3.5	94	11.6
95	11.5	8.0	6	2.1	37	2	4.0	3.5	98	12.8
120	13.0	8.0	6	2.1	38	2	4.0	3.5	101	13.9
150	14.5	8.0	8	2.2	40	2	4.0	3.5	104	15.3
185	16.1	8.0	8	2.2	42	2	4.0	3.5	110	17.2
240	18.6	8.0	8	2.3	44	2	4.0	3.5	113	18.9
300	20.6	8.0	8	2.4	46	2	4.0	4.0	119	21.6

(F)2XS2Y>c<RAA 18/30(36) kV										Electrical Data
1		2	3	4	5	6	7	8	9	
Nominal cross sectional area		Conductor resistance DC 20 °C	Conductor resistance AC 90 °C	Screen resistance 20 °C	Capacitance	Inductance	Current rating	Losses	1s short circuit current after full load at 90 °C conductor temperature	
conductor (mm ²)	screen (mm ²)	(Ω/km)	(Ω/km)	(Ω/km)	(µF/km)	(mH/km)	(A)	(W/m)	conductor (kA)	screen (kA)
50	6	0.387	0.49	1.05	0.15	0.46	214	70	7.1	1.1
70	6	0.268	0.34	1.05	0.17	0.44	256	70	10.0	1.1
95	6	0.193	0.25	1.05	0.19	0.42	305	72	13.6	1.1
120	6	0.153	0.20	1.05	0.20	0.40	346	74	17.1	1.1
150	8	0.124	0.16	0.77	0.22	0.39	386	76	21.4	1.5
185	8	0.0991	0.13	0.77	0.23	0.38	435	79	26.5	1.5
240	8	0.0754	0.098	0.77	0.26	0.36	499	82	34.3	1.5
300	8	0.0601	0.079	0.77	0.27	0.35	554	84	43.3	1.5

Figura 106: Especificaciones técnicas del cable submarino Nexans tipo XLPE hasta 36 KV [68]

La realización de los cálculos se lleva a cabo con el conductor de sección teóricamente inferior a la requerida para la intensidad nominal en cuestión, 185 mm², obteniendo así una también importante minimización de costes. La distancia media del parque a la costa es de 10 km, longitud para la cual el transporte eléctrico a la tensión del parque (33 KV) resulta la opción más adecuada y rentable, evitando así la construcción de una subestación offshore. Debido a esto, en cuanto a distancias, se considerará la misma hasta el punto más cercano en costa y 500 metros más hasta la posible subestación en tierra, lo que hace un total de 10500 metros de forma aproximada.

De acuerdo a lo señalado anteriormente, para cables submarinos, se tiene en cuenta los mismos factores de corrección que para cables enterrados. Siendo, los tres factores aplicables, dependientes de la temperatura (K_T), de la profundidad de enterramiento (K_P) y de la resistividad del terreno (K_R).

Factor de corrección por temperatura (K_T):

Depende de la temperatura en servicio del cable y de la temperatura ambiente o del terreno. La primera es de 90°C al tener el cable un recubrimiento de XLPE, mientras que para la segunda consideraremos una temperatura de 15 °C. Resultando así K_T , de un valor de 1,07 de acuerdo a la tabla mostrada a continuación.



Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Figura 107: Factores de corrección por temperatura [68]

Factor de corrección por enterramiento (K_P):

Por norma general y como ya se mencionó anteriormente, los cables submarinos van enterrados en el lecho marino a una profundidad de entre 1 y 4 metros. Suponiendo que estos van enterrados a 1 metro de profundidad, el factor de corrección K_P , toma un valor de 0,97 de acuerdo a la siguiente tabla:

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Figura 108: Factores de corrección por profundidad de enterramiento [68]

Factor de corrección por resistividad térmica (K_R):

Los conductores de forma general atraviesan dos zonas claramente diferenciadas, la primera de estas es el lecho marino, considerado completamente inundado, para después atravesar otro tramo, aunque bastante más corto, hasta la subestación considerado como al aire. El suelo completamente inundado tiene una resistividad térmica de 0,40 K·m/W, mientras que la resistividad del aire es mucho mayor. Teniendo en cuenta este cambio brusco en las condiciones de enterramiento, que justifica no usar el valor mínimo de resistividad del terreno y lo señalado en la tabla siguiente, el valor del factor K_R resulta de 1,23.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm²	Resistividad térmica del terreno, K·m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Figura 109: Factores de corrección por resistividad térmica del terreno [68]

Así, si a la inicial intensidad teórica admisible del cable según el fabricante, para una sección de 185 mm², se le aplica estos factores de corrección, se obtiene la intensidad admisible del cable para estas condiciones en concreto.

$$I_{admisible}^* = I_{admisible} \times K_T \times K_P \times K_R = 435 \times 1,07 \times 0,97 \times 1,23 = 555,33 \text{ A}$$

Corriente capacitiva máxima admisible:

La potencia generada en corriente alterna, se dividen en dos tipos, activa y reactiva. La potencia activa es la potencia útil, mientras que la reactiva sin ser aprovechable es necesaria para el funcionamiento del sistema. Con el aumento de la distancia, la generación de potencia reactiva también crece pudiendo llegar a hacer que la línea se comporte como un gran condensador e impedir el correcto transporte de la energía. Esto motiva que en ocasiones en las que los conductores son demasiado largos se opte por la transmisión en corriente continua, cuya potencia no tiene ninguna componente reactiva. Al estar trabajando con distancias relativamente pequeñas, este supuesto no será posible y no resulta necesario el transporte en corriente continua pero, deberá ser tenido en cuenta y controlado para que el valor de esta no supere el 10% de la corriente nominal por línea (44 A).

La carga capacitiva que supone la línea se calcula mediante:

$$Z_c = \frac{1}{C \left(\frac{\mu f}{km} \right) \times L(km) \times 2\pi f \left(\frac{rad}{s} \right)} j (\Omega) \quad (16)$$

Donde:

- Z_c es la reactancia capacitiva (Ω)
- C es la capacitancia $\left(\frac{\mu f}{km} \right)$, dato proporcionado por el fabricante
- L es la longitud de la línea (km)
- $2\pi f$ es la pulsación (velocidad angular) $\left(\frac{rad}{s} \right)$

$$Z_c = \frac{1}{0,23 \times 10^{-6} \left(\frac{\mu f}{km} \right) \times 10,5(km) \times 2\pi \times 50 \left(\frac{rad}{s} \right)} j = 1318,05j (\Omega)$$

La intensidad capacitiva resultante es:

$$I_c = \frac{V(V)}{\sqrt{3} \times Z_c(\Omega)} (A) \quad (17)$$

Siendo:

- I_c la intensidad capacitiva (A)
- V el voltaje nominal (V)
- Z_c la reactancia capacitiva (Ω)



$$I_c = \frac{33000 (V)}{\sqrt{3} \times 1318,05j(\Omega)} = 14,45 (A)$$

Se puede observar que como se requería anteriormente esta intensidad capacitiva es inferior al 10% de la intensidad nominal. Entonces la intensidad total que deberá soportar el conductor seleccionado deberá ser la suma de la intensidad nominal y la capacitiva.

$$I_t = I_n + I_c = 437,386 + 14,45 = 451,1 (A)$$

Pudiendo comprobar así que 451,1 A es menor que la intensidad admisible del conductor en las condiciones de estudio (555,33 A) y por lo tanto apto para realizar el transporte eléctrico hasta la subestación en la costa.

Caída máxima de tensión admisible y pérdidas:

Con motivo de la resistividad que ofrece el cable al paso de la corriente, se presentan una serie de pérdidas que crecen con la longitud del mismo. El máximo admisible se fija en un 5% de la tensión nominal, es decir una caída de 1650 V, no siendo aceptable la llegada de menos de 31.350 V a la subestación.

En primer lugar, se debe calcular la resistencia de la línea. Para ello se considerará la conductividad estándar del cobre a 40º, que toma un valor de 49 m/Ω·mm².

$$R = \frac{L(m)}{\sigma \left(\frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right) \times S(mm^2)} (\Omega) \quad (18)$$

Con:

- R la resistencia de la línea (Ω)
- L la longitud de la línea (m)
- σ la conductividad eléctrica del cobre $\left(\frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right)$
- S la sección del cable (mm²)

$$R = \frac{10500(m)}{49 \left(\frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right) \times 185(mm^2)} = 1,158 (\Omega)$$

Que permitirá calcular las pérdidas en el conductor mediante:

$$P(W) = 3 \times R(\Omega) \times I(A)^2 \quad (19)$$

Siendo:

- P las pérdidas por efecto Joule (W)
- R la resistencia de la línea (Ω)
- I la intensidad de la línea (A)

$$P = 3 \times 1,158(\Omega) \times 437,386(A)^2 = 664771(W) = 664,77(KW)$$

Dado que el sistema de transporte eléctrico consta de 5 líneas que evacúan 25000 KW cada una, estos 664,77 KW, suponen una caída de tensión del 2,65%, pérdidas admisibles según el criterio anterior. A modo global en la totalidad del parque:

$$Pérdidas\ totales = 0,665\ MW \times 5\ líneas = 3,325\ MW$$

Transformación MT/AT

Tras la llegada a tierra de la energía eléctrica producida en el parque eólico a una tensión de 33 KV, es necesario elevar esta tensión para poder ser incorporada a la red de alta tensión. Esta función se lleva a cabo en la subestación correspondiente donde la tensión es elevada hasta los 132 KV.

Como se ha comentado en el apartado anterior e incluido en los cálculos, sin definir la localización de la subestación correspondiente a cada teórico emplazamiento, se considera que esta se sitúa a una distancia aproximada de 500 metros de la costa.

En la siguiente tabla se muestran las características generales con las que deberá contar la teoría subestación:

Características generales	
Potencia	125 MW
Relación de tensiones	33/132 KV
Frecuencia	50 Hz
Tipo de corriente	Alterna

Tabla 29: Características generales subestación de transformación MT/AT

De forma general, la subestación estará formada por el sistema de 132 KV, la aparamenta necesaria, el grupo transformador de potencia y el sistema de 33 KV.

Siendo los transformadores de potencia o el grupo transformador el equipo principal de la subestación, este o estos deberán tener capacidad suficiente para transformar los 125 MW de potencia del parque. La instalación modular facilitaría una posterior ampliación del parque o conexiones ajenas al proyecto. Mientras que una configuración con varios grupos en paralelo, permitiría que la instalación no se quedase sin capacidad de evacuación en caso de avería de uno de ellos. Debido a las altas tensiones de transformación a las que se verá sometido, por lo general serán transformadores trifásicos en baño de aceite. Estos presentan ciertas ventajas frente a la variante de tipo seco, tales como un menor precio unitario o menores pérdidas de vacío, mientras que en comparación presentan la necesidad de instalar un sistema de protección frente a incendios.

Otra característica especial de los mismos, es la necesidad de funcionar de forma inversa a la habitual durante el arranque del parque eólico, suministrando energía eléctrica a los aerogeneradores, transformando esta desde los 132 KV a 33 KV, para posteriormente en los transformadores propios de cada aerogenerador llegar a los 690 V.



5.5 Previsión de la producción

Uno de los puntos clave a la hora de realizar el estudio de un posible parque eólico, tanto offshore como en tierra, es el cálculo de la predicción de la energía eléctrica generada por las turbinas que conforman el parque.

Para la realización de esta importante tarea, existen a grandes rasgos tres métodos, los cuales se comentan a continuación de menor a mayor sencillez y accesibilidad. También el más exacto de todos aunque con los inconvenientes señalados, el CFD es un método empleado en dinámica de fluidos computacional de aplicación dentro de un sistema más complejo, es decir, no se emplea para modelar parques eólicos en su totalidad. En un punto intermedio, se encuentra el modelo numérico empleado mayoritariamente a la hora de calcular producciones eólicas, denominado BEM. El Blade Element Momentum, debe su éxito principalmente a la gran relación encontrada entre la precisión de los datos obtenidos y la sencillez de cálculo. Por último, la curva de potencia proporcionada por el fabricante del aerogenerador, permite una primera aproximación a la realidad, muy útil en etapas previas al diseño del parque.

En la siguiente tabla se muestra un análisis comparativo de los tres métodos:

Característica	CFD	BEM	Curva de Potencia
Precisión	↑↑↑↑	↑↑	↑
Sencillez	×	✓	✓✓
Practicidad	×	✓	✓
Accesibilidad	€€€	€	€
Coste	€€€	€€	€
Aplicación industria eólica	×	✓	pre-diseño
Uso en investigación	✓✓	✓	×

Tabla 30: Comparativa CFD – BEM – Curva de Potencia

Aunque con el crecimiento del sector eólico, se han planteado nuevos métodos de cálculo, estos no están completamente desarrollados y su implementación aún es baja. Este es el caso del GDW (Generalized Dynamic Wake theory), cuyo creciente desarrollo lo llama a ser un modelo a emplear en el futuro.

En este contexto y de acuerdo al objetivo del presente estudio, el método que mejor se ajusta a nuestras necesidades es el de la curva de potencia.

5.5.1 Método basado en la curva de potencia

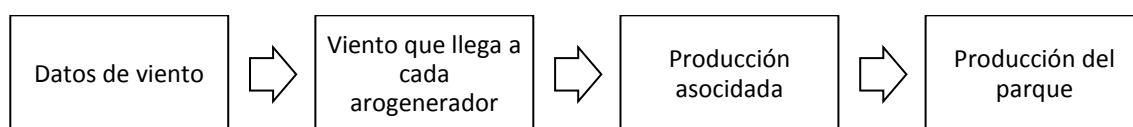
A partir de medidas experimentales en campo, el fabricante de aerogeneradores es capaz de realizar y distribuir un gráfico que, de forma fácil e intuitiva, indica la potencia eléctrica disponible en la turbina para las diferentes velocidades del viento. Los valores obtenidos no son exactos debido a que entre otros la potencia disponible en el aerogenerador no es siempre la misma para el mismo viento, por lo tanto, se realiza una media. También, existe un cierto error en la medida de la velocidad del viento, pudiendo llegar este a valores de hasta el 3%. Teniendo en cuenta el carácter cubico de este factor en la fórmula del cálculo de la potencia del aerogenerador, se pueden llegar a errores de hasta el 9%.

De forma general, a cada velocidad de viento le corresponde un valor de potencia. Dependiendo de la velocidad inicial del viento y de la dirección del mismo, se estima el valor de la velocidad que llega a cada uno de los aerogeneradores sumándose las potencias individuales hasta completar el parque completo.

Para la aplicación del método de la curva de potencia, se realizan las siguientes simplificaciones a la hora de realizar los cálculos de la potencia:

- El viento se considera estable durante todo el periodo del cual se tienen datos.
- Se supone que el aerogenerador se encuentra en estado estacionario, de forma que su comportamiento no varía durante las transiciones entre vientos, etc.

Partiendo de los datos del viento, obtenidos a través del Atlas Eólico del IDEA, para cada dato de viento se obtendrán otros 24, correspondientes a cada turbina, en función de la rosa de los vientos y del efecto estela. Por lo tanto, se tendrán 25 velocidades de viento, que corresponderán a un único valor de potencia, obteniendo así la producción total sumando los valores calculados para cada turbina, para cada velocidad de viento.



Datos de viento

Ya mostrados anteriormente, para cada posible ubicación el atlas eólico del IDAE proporciona la distribución del viento por direcciones a 80 metros de altura. Para diferentes direcciones del viento, repartidas cada 22,5° (N, NNE, NE, ENE, E, ESE, SE, SSE, S, SSW, SW, WSW, W, WNW, NW, NNW) ofrece datos acerca de la frecuencia con la que el viento sopla en esa dirección (%), la velocidad media (m/s), el porcentaje de potencia que constituye (%), y los parámetros C (m/s) y K de la distribución de Weibull.

Considerando aplicables los datos de viento para cada posible ubicación, al total del parque en el caso de no tener en cuenta el efecto estela. Haciendo coincidir el teórico punto del que se disponen datos, con el centro del parque eólico.

Viento que llega a cada aerogenerador

En el caso de los aerogeneradores que en ciertas direcciones del viento se vean afectados por el efecto estela de otras turbinas, se tendrá en cuenta la disminución en la velocidad del viento ocasionada y consecuentemente el efecto en la producción energética del mismo, de acuerdo al modelo de Jensen.

Realizando un pequeño análisis de los datos disponibles, se llega a la conclusión de que para todas las ubicaciones el viento se comporta más o menos de forma constante a grandes rasgos, siendo el viento predominante el oeste (W) y el que con menos frecuencia sopla y energía aporta el sursureste (SSE) y sureste (SE) respectivamente.

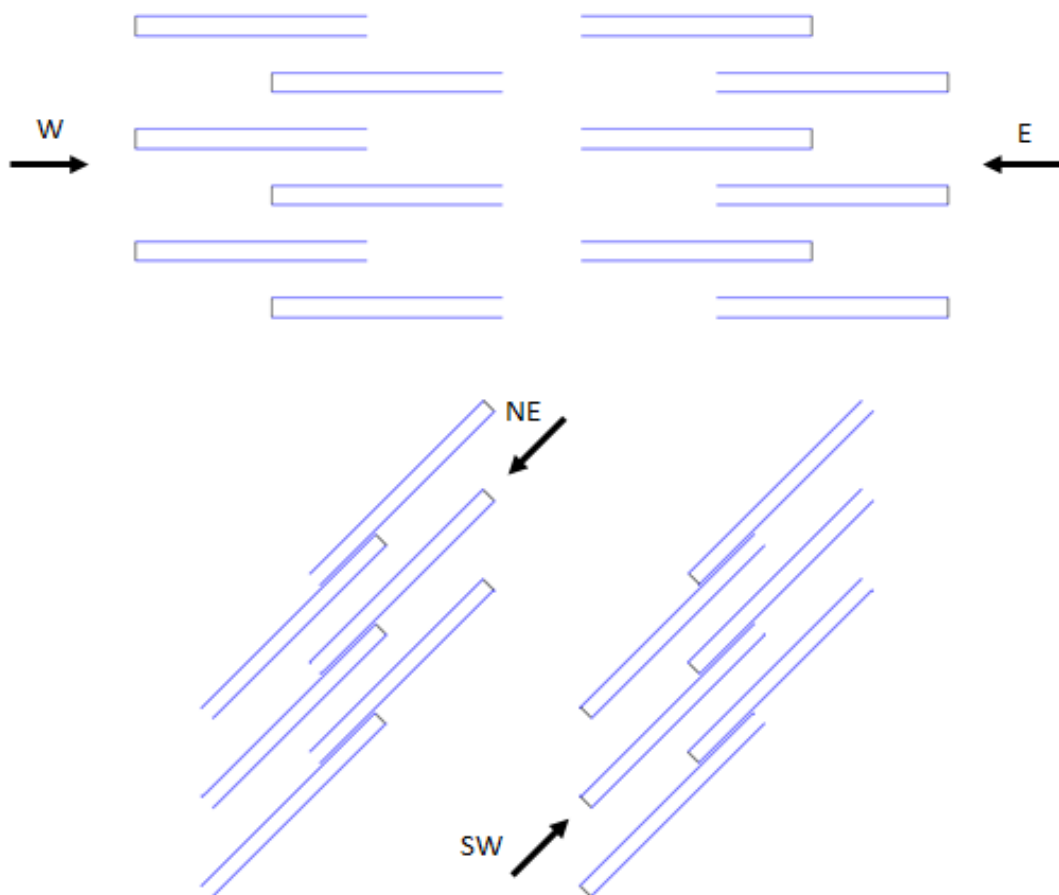


Estando el parque orientado hacia la dirección predominante del viento, el oeste (W), para observar de una forma clara los aerogeneradores afectados por el efecto estela para cada dirección del viento se muestran las siguientes figuras, en las que se muestra de forma esquemática los aerogeneradores, con sus correspondientes estelas de viento en función de la dirección en la que sopla el viento, considerando como simplificación adicional que el diámetro de la estela es constante e igual al diámetro del rotor del aerogenerador, es decir, que el ángulo de expansión de la estela de 0 grados.

El cálculo se realizará de forma simplificada, de acuerdo a la idealización desarrollada en el propio apartado del efecto estela, favoreciendo la distancia fijada entre turbinas a que la dirección del viento en los casos en los que el efecto estela afecta a otros aerogeneradores a que se encuentren perfectamente alineados con la dirección del viento.

A continuación se muestran los esquemas anteriormente mencionados para todas las direcciones ya clasificados en tres grupos en función de la forma en la que afecta el efecto estela al resto de aerogeneradores.

Grupo 1: No afecta el efecto estela (Direcciones NE - E - SE - SW - W - NW)



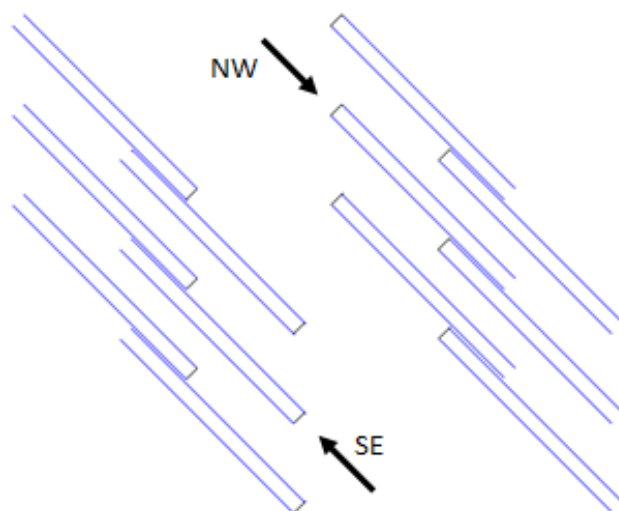
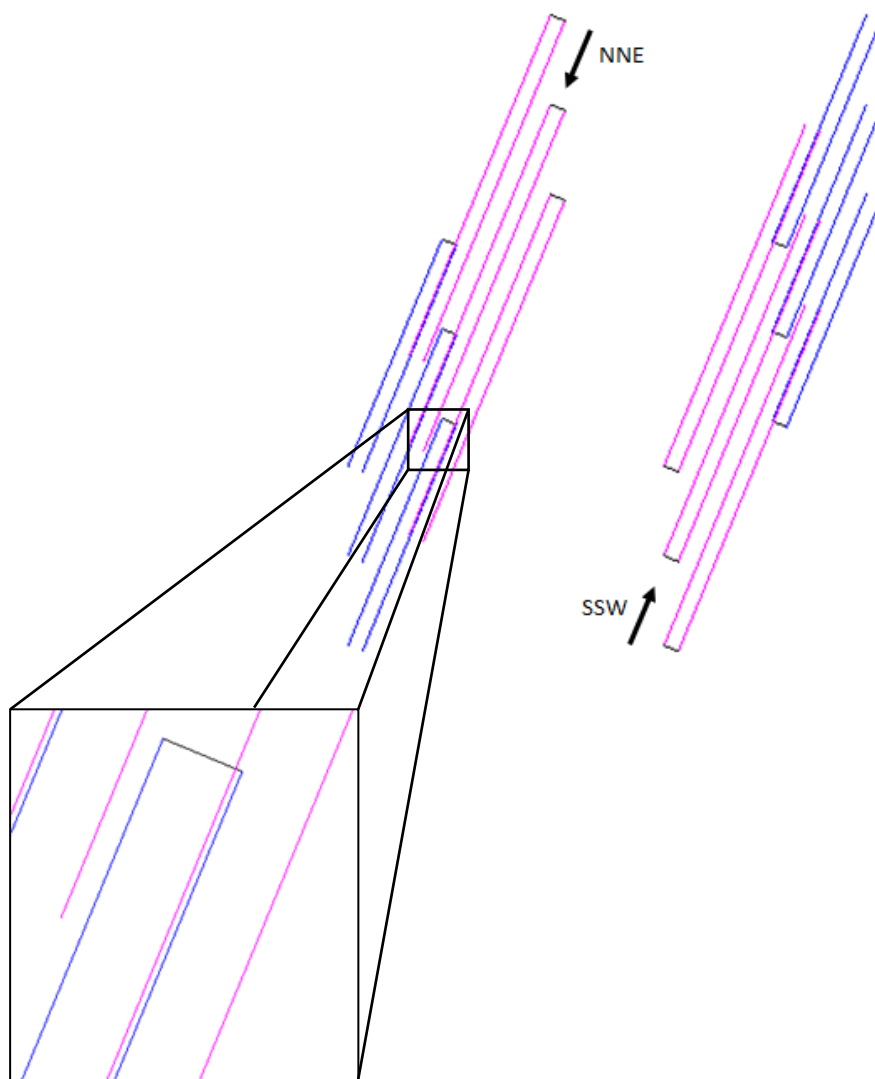


Figura 110: Representación del efecto estela en las direcciones NE - E - SE - SW - W - NW

Grupo 2: Efecto estela despreciable (Direcciones NNE – SSE – SSW - NNW)



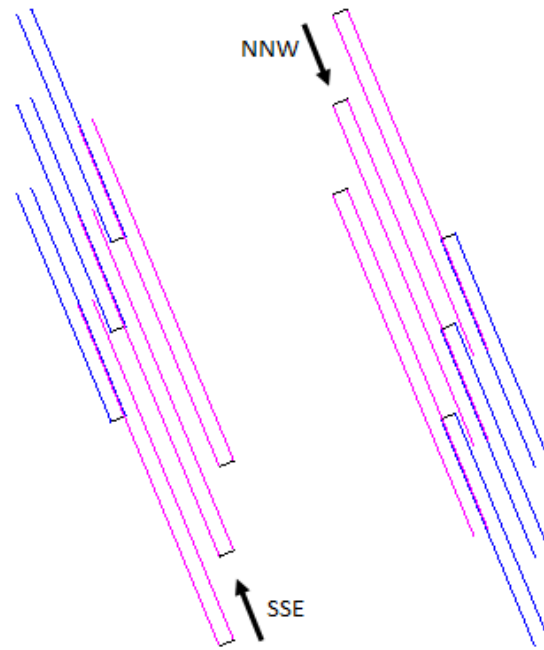
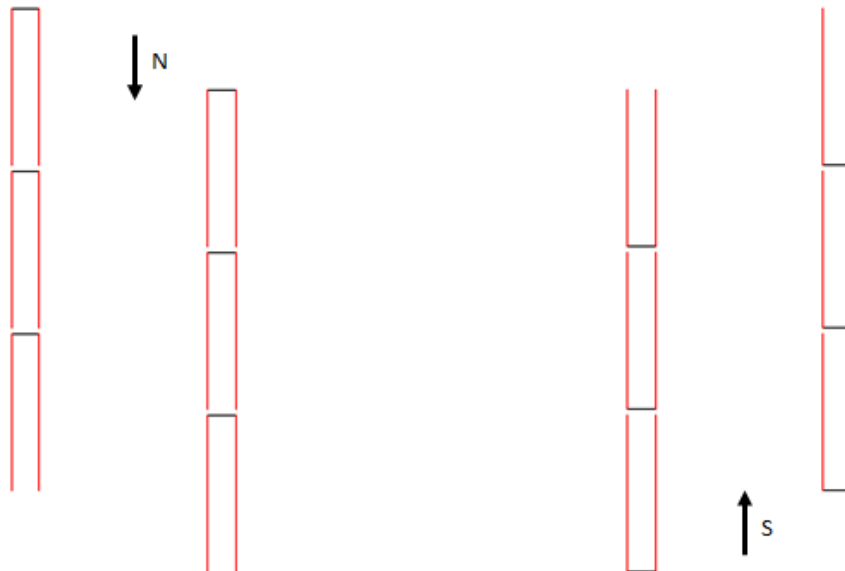


Figura 111: Representación del efecto estela en las direcciones NNE - SSE - SSW - NNW

Como se observa en el detalle, tan solo una muy pequeña parte quedaría afectada por la estela de los aerogeneradores que le preceden, pudiendo considerarse esta despreciable.

Grupo 3: Turbinas alineadas con la dirección del viento (Direcciones N - ENE - ESE - S - WSW - WNW)



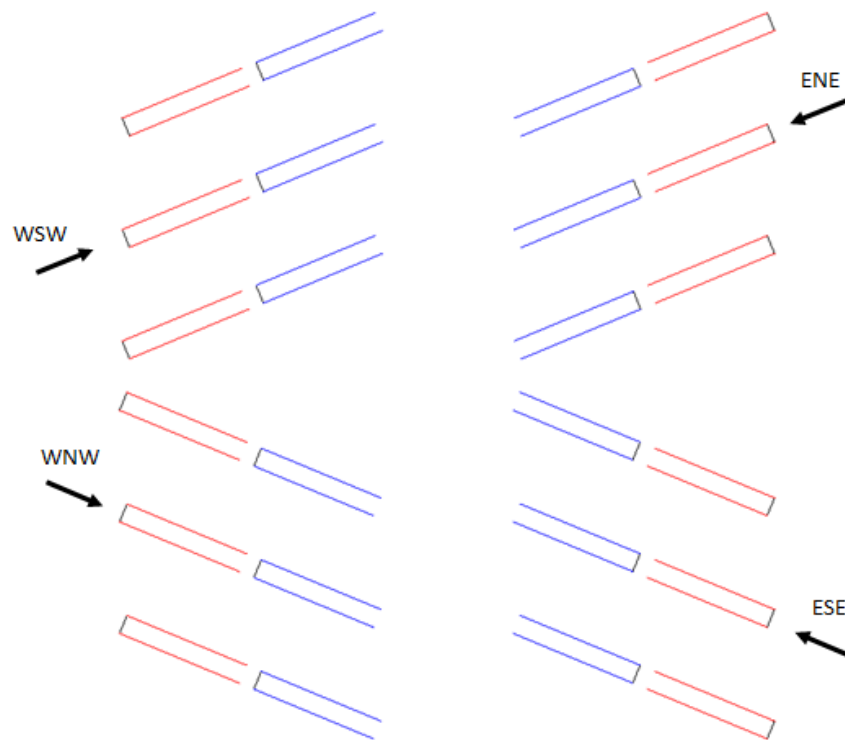


Figura 112: Representación del efecto estela en las direcciones N - NNE - ESE - S - WSW - WNW

En la siguiente tabla se muestra un resumen de lo mostrado en las figuras anteriores, contabilizando también los aerogeneradores que en cada caso se encuentran directamente alcanzados por el viento sin perturbaciones y los que se encuentran afectados por la estela de otros aerogeneradores.

Grupo	Dirección	Aerogeneradores libres de estela	Aerogeneradores afectados por el efecto estela
1.- No afecta la estela	NE	25	0
	E	25	0
	SE	25	0
	SW	25	0
	W	25	0
	NW	25	0
2.- Efecto estela despreciable	NNE	15 (25)	10 (0)
	SSE	15 (25)	10 (0)
	SSW	15(25)	10 (0)
	NNW	15 (25)	10 (0)
3.- Aerogeneradores alineados con la dirección del viento	N	2	23
	ENE	13	12
	ESE	13	12
	S	2	23
	WSW	13	12
	WNW	13	12

Tabla 31: Aerogeneradores afectados por el efecto estela y su carácter en función de la dirección



Así para el cálculo de la producción energética total del parque para las direcciones de viento de los grupos 1 y 2, se puede considerar que el efecto estela no tiene ningún tipo de influencia.

Mientras que para las direcciones del grupo 3 será necesario tener en cuenta la disminución ocasionada en la velocidad que llega a un cierto número de aerogeneradores.

El cálculo de esta nueva velocidad que alcanza en cada caso los aerogeneradores afectados se calculara mediante la expresión analizada anteriormente (3):

$$v_1 = v_0 \times \left(1 - 2a \left(\frac{r_0}{r_0 + \alpha x} \right)^2 \right) \quad (3)$$

Siendo:

- v_1 la velocidad del viento dentro de la estela a una distancia x
- v_0 la velocidad del viento antes de alcanzar la turbina
- a el factor de velocidad axial inducida, que toma un valor de $1/3$
- r_0 el radio de la turbina
- α es la constante de decaimiento cuyo valor es 0,04 en parques offshore
- x es la distancia al rotor

Para las direcciones ENE - ESE - WSW - WNW en los aerogeneradores afectados se da el siguiente caso:

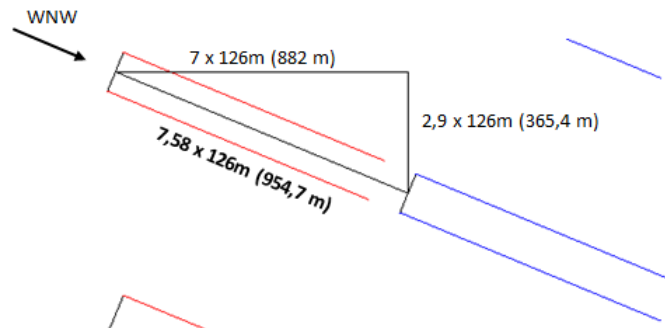


Figura 113: Distancias entre aerogeneradores direcciones ENE - ESE - WSW - WNW

Simétricamente idénticos, estas distancias son trasladables a las otras tres direcciones (ENE - ESE - WSW). E igualmente ocurre con la disminución de velocidad.

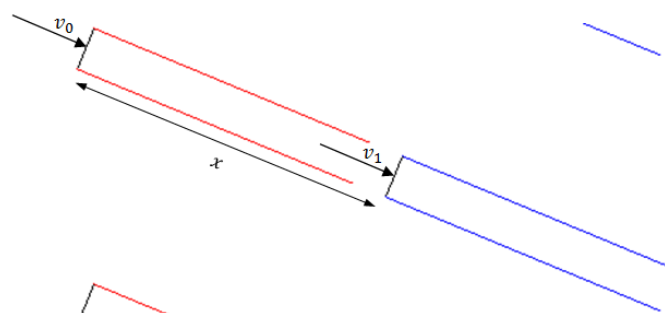


Figura 114: Velocidades de viento que alcanzan los aerogeneradores direcciones ENE - ESE - WSW - WNW

Por lo que la velocidad que alcanza los aerogeneradores afectados por el efecto estela responde a la siguiente ecuación:

$$v_1 = v_0 \times \left(1 - 2a \left(\frac{r_0}{r_0 + \alpha x} \right)^2 \right) = v_0 \times \left(1 - 2 \cdot 0,33 \left(\frac{63}{63 + 0,04 \cdot 954,7} \right)^2 \right) = v_0 \times 0,744$$

$$v_1 = 0,744 \cdot v_0$$

Es decir, la velocidad que alcanzará en cada caso los aerogeneradores afectados por la estela de los que tienen delante será un 25,6% menor que la inicial.

Para las direcciones N - S el planteamiento será similar. Dándose las siguientes distancias y velocidades:

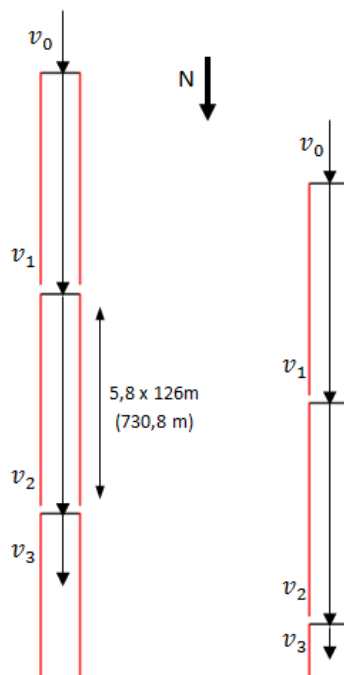


Figura 115: Distancias y velocidades de viento que alcanzan los aerogeneradores direcciones N - S

En este caso la velocidad que alcanza los aerogeneradores seguirá la ecuación:

$$v_{i+1} = v_i \times \left(1 - 2a \left(\frac{r_0}{r_0 + \alpha x} \right)^2 \right) = v_i \times \left(1 - 2 \cdot 0,33 \left(\frac{63}{63 + 0,04 \cdot 730,8} \right)^2 \right) = v_i \times 0,692$$

$$v_{i+1} = v_i \times 0,692$$

Lo que supone una pérdida de velocidad del 30,7%, pero que a diferencia de las direcciones anteriores es acumulativa y se repite 12 y 11 veces respectivamente en cada fila.

Estos aspectos se tendrán en cuenta a la hora de calcular la producción total del parque.



Producción asociada

El cálculo de la energía eléctrica generada por aerogenerador, según el método de la curva de potencia se realiza como se desarrolla a continuación.

Partiendo de los datos de viento ofrecidos para cada posible localización por el atlas eólico del IDAE, en primer lugar destacar la presencia entre estos, de los principales parámetros, c (m/s) y k , de la denominada función de distribución de Weibull.

La función de distribución de Weibull es una de las principales formas de representar los datos de viento de un lugar durante un periodo de tiempo determinado. Constituye una distribución de probabilidad que reproduce la variabilidad de los datos. Respondiendo la distribución de probabilidad a la siguiente fórmula:

$$f(U) = k \cdot \frac{U^{k-1}}{c^k} \cdot e^{\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right]} \quad (20)$$

Siendo:

- $f(U)$ la función de probabilidad
- U la velocidad media del viento
- k el factor de forma que describe la variación sobre la media
- c el parámetro de escala

Considerando un período de tiempo anual y conociendo la frecuencia, en porcentaje, con la que sopla el viento en una dirección determinada, se puede calcular de forma sencilla el número de horas anuales que el viento llega a los aerogeneradores en esa dirección.

$$N^{\circ} \text{ de horas anuales} = \frac{f(\%)}{100} \times 365 \times 24 \quad (21)$$

Con la aplicación de la función de distribución de Weibull para velocidades de desde los 0 m/s a los 30 m/s, se define la distribución de probabilidades con la que soplará el viento a las diferentes velocidades.

El producto del número de horas anuales que sopla el viento en una dirección determinada y la probabilidad existente de acuerdo a la función de distribución de Weibull, resulta en el número de horas anuales que sopla el viento en una dirección determinada a una cierta velocidad.

Disponiendo del número de horas anuales que sopla el viento en una dirección determinada a una, también, determinada velocidad, resulta posible cruzar ya estos datos con los ofrecidos a través de la curva de potencia del aerogenerador, para calcular la energía eléctrica generada (kWh) para una determinada dirección y una cierta velocidad del viento.

Realizando este cálculo para el rango de velocidades de viento 0 - 30 m/s y sumando los valores obtenidos, se tendrá la energía eléctrica generada (kWh) para esa determinada dirección de viento.

Si se repite este cálculo para todas las direcciones de viento, la suma supondrá finalmente, la estimación de la energía eléctrica generada (kWh) por la turbina eólica.

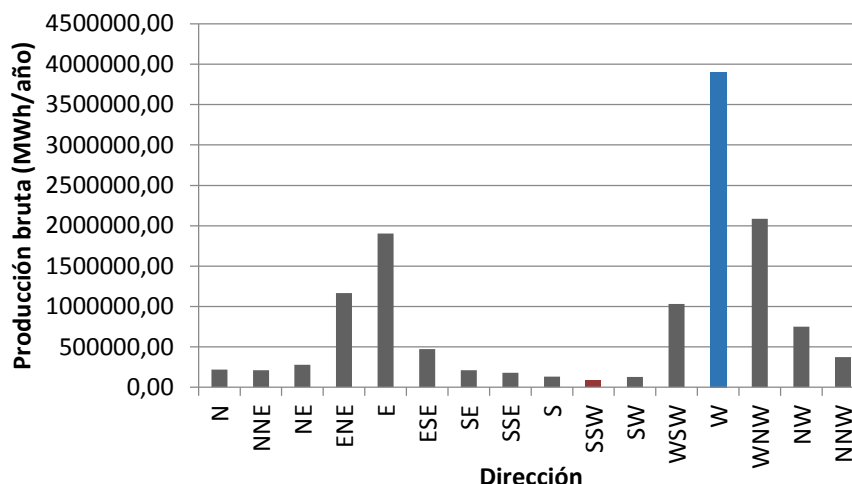


Figura 116: Producción eléctrica de una aerogenerador en función de la dirección del viento (Ubicación nº1)

Como se puede observar, el mayor aporte energético proviene de la dirección predominante del viento.

Realizando este cálculo para las 6 posibles ubicaciones en las que situar el parque, se obtienen los siguientes resultados.

Ubicación		Producción bruta anual de un aerogenerador (GWh/año)	
Nº 1	San Vicente de la Barquera	13,14	MÍN
Nº 2	Alfoz de Lloredo	13,23	
Nº 3	Santa Cruz de Bezana	15,48	MÁX
Nº 4	Ribamontán al Mar	15,23	
Nº 5	Santoña	15,13	
Nº 6	Castro Urdiales	13,88	

Tabla 32: Producción eléctrica de una aerogenerador en las diferentes posibles ubicaciones

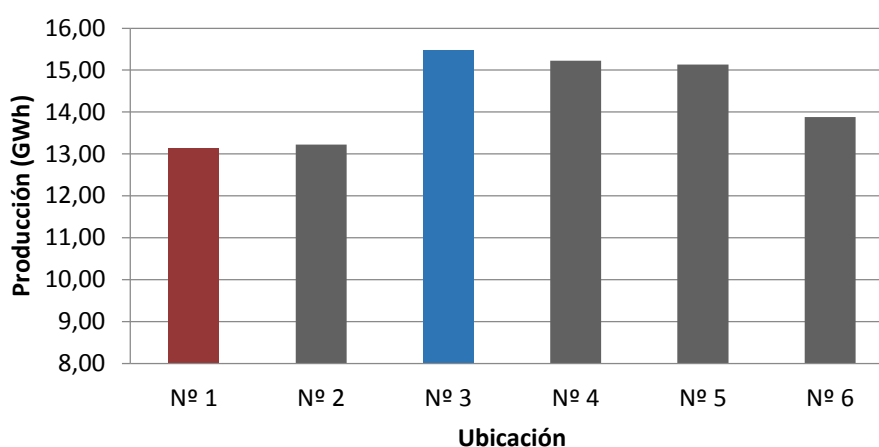


Figura 117: Comparativa producción eléctrica de una aerogenerador en las diferentes posibles ubicaciones



Producción del parque

En un caso ideal, en el que ninguna turbina se viese afectada por la estela del resto de aerogeneradores, la generación eléctrica asociada al total del parque podría calcularse multiplicando por veinticinco (x25) la producción energética obtenida para cada localización para un único aerogenerador, resultando así:

Ubicación		Producción bruta del parque (GWh/año)**
Nº 1	San Vicente de la Barquera	13,14 x 25 = 328,5 MÍN
Nº 2	Alfoz de Lloredo	13,23 x 25 = 330,8
Nº 3	Santa Cruz de Bezana	15,48 x 25 = 387,0 MÁX
Nº 4	Ribamontán al Mar	15,23 x 25 = 380,8
Nº 5	Santoña	15,13 x 25 = 378,3
Nº 6	Castro Urdiales	13,88 x 25 = 347,0

Tabla 33: Producción eléctrica del parque en las diferentes ubicaciones sin considerar el efecto estela

Por el contrario, si consideramos las respectivas pérdidas de velocidad provocadas por el efecto estela para las diferentes direcciones de viento, se deberá en primer lugar diferenciar tal y como se hizo en la tabla 31 los diferentes casos que se dan para cada dirección de viento y posteriormente separar los aerogeneradores en afectados y no afectados.

Para cada dirección de viento, si un aerogenerador no se ve afectado por la estela de ninguna otra turbina o la influencia en este es despreciable, la producción energética para esa dirección corresponderá con la calculada para el aerogenerador de forma individualizada, mientras que si este se ve afectado por la estela de otro aerogenerador deberán tenerse en cuenta las reducciones puntuales del 25,6% o 30,7% de forma progresiva en la velocidad del viento. Suponiendo la suma de la producción eléctrica para cada dirección de los 25 aerogeneradores, la producción energética total del parque.

Para las diferentes ubicaciones, esta resulta:

Ubicación		Producción bruta del parque (GWh/año)
Nº 1	San Vicente de la Barquera	295,78
Nº 2	Alfoz de Lloredo	294,67 MÍN
Nº 3	Santa Cruz de Bezana	340,50
Nº 4	Ribamontán al Mar	340,63 MÁX
Nº 5	Santoña	337,80
Nº 6	Castro Urdiales	301,09

Tabla 34: Producción eléctrica bruta del parque en las diferentes posibles ubicaciones

Se puede observar, que se producen dos cambios en las posiciones que ocupan las ubicaciones en cuanto a producción energética frente a los cálculos iniciales. La ubicación que mayor producción eléctrica genera es la nº 4, correspondiente con la costa de Ribamontán al Mar sustituyendo a la ubicación nº 3 en primer lugar. Por el contrario, se produce un cambio en la última posición,

correspondiendo esta ahora a la ubicación nº2; esto viene motivado por él, en un principio, mayor aporte energético del viento en las direcciones en las que afecta el efecto estela, que posteriormente se ve reducido de una forma importante.

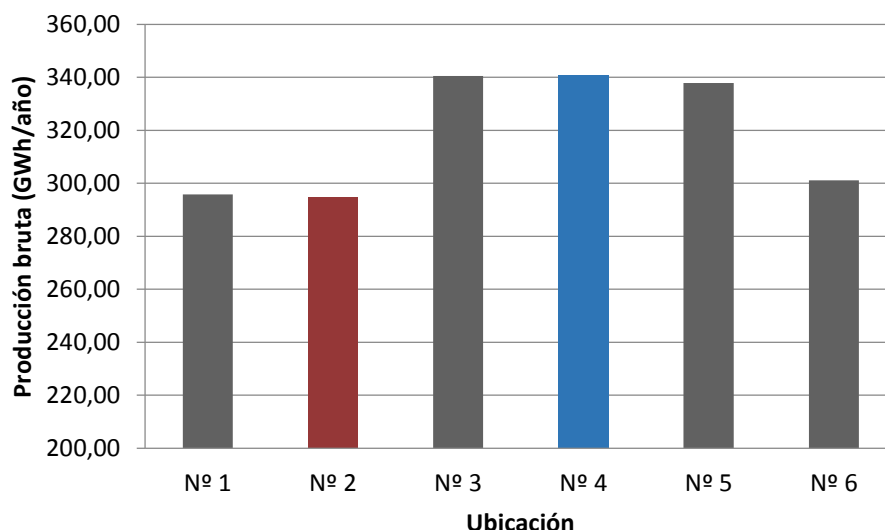


Figura 118: Comparativa producción eléctrica del parque en las diferentes posibles ubicaciones

Considerando las anteriormente calculadas pérdidas por efecto Joule, con un valor del 2,65%, podemos corregir los datos obtenidos, brutos, y obtener así la producción neta.

Ubicación		Producción neta del parque (GWh/año)
Nº 1	San Vicente de la Barquera	287,95
Nº 2	Alfoz de Lloredo	286,86 MÍN
Nº 3	Santa Cruz de Bezana	331,47
Nº 4	Ribamontán al Mar	331,61 MÁX
Nº 5	Santoña	328,84
Nº 6	Castro Urdiales	293,11

Tabla 35: Producción eléctrica bruta del parque en las diferentes posibles ubicaciones

Considerando las teóricamente idénticas características del parque para las 6 ubicaciones posibles y en base a estos resultados, la localización aparente más interesante resultaría la nº 4, ubicada frente a la costa de Ribamontán al Mar.

De forma general, uno de los principales parámetros a la hora de evaluar la idoneidad operativa de una central de generación eléctrica de cualquier tipo, es el denominado factor de planta, de capacidad o de carga (C_p). Representa el cociente entre la energía real generada durante un periodo de tiempo (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período de tiempo. Resulta una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo. Factores de capacidad típicos para la industria eólica se sitúan entre el 20 y 50%.

$$C_F = \frac{E}{E_0} \quad (22)$$



Siendo:

- C_F el factor de capacidad
- E la energía generada en un periodo de tiempo
- E_0 la energía teóricamente producida a plena carga en ese mismo periodo de tiempo

Para el parque en estudio con una potencia instalada de 125 MW resulta:

$$C_F = \frac{E}{125 \times 365 \times 24 \text{ (MWh)}} \quad (23)$$

Y de forma específica para las diferentes ubicaciones:

	Ubicación	Producción neta (GWh/año)	Producción teórica (GWh/año)	Capacity Factor C_F (%)
Nº 1	San Vicente de la Barquera	287,95	1095,00	0,263
Nº 2	Alfoz de Lloredo	286,86	1095,00	0,262 MÍN
Nº 3	Santa Cruz de Bezana	331,47	1095,00	0,303
Nº 4	Ribamontán al Mar	331,61	1095,00	0,303 MÁX
Nº 5	Santoña	328,84	1095,00	0,300
Nº 6	Castro Urdiales	293,11	1095,00	0,268

Tabla 36: Factor de capacidad del parque en las diferentes posibles ubicaciones

5.6 Viabilidad socio medioambiental

En este apartado se analizarán los principales beneficios y costes sociales y medio ambientales asociados al proyecto.

5.6.1 Aspectos sociales

Desarrollo industrial y beneficios sobre el empleo en la zona de implantación

Los efectos derivados de la implantación y operación de parques eólicos sobre la economía de la región se prevén positivos. Siendo una fuente potencialmente contribuyente al desarrollo económico, tecnológico e industrial de la región.

A través de la instalación de este tipo de centrales de generación eléctrica se esperan mejoras en la economía, creación de nuevos puestos de trabajo de forma tanto directa como indirecta y un aumento de la sensibilización ambiental, fruto de la apuesta por las energías limpias.

Beneficios económicos en la factura de la luz

Teóricamente, la generación eléctrica eólica, a diferencia de otras fuentes de energía no renovables, produce energía a través de un recurso de coste cero como es el viento. Esto en condiciones ideales, posibilita que los productores de energía eólica puedan ofertar al mercado electricidad a menor precio.

Impacto sobre las actividades pesqueras

Pudiendo considerarse los siguientes:

- Interferencias durante el despliegue de los diferentes componentes que conformarán el parque.
- Posibles interferencias entre los aerogeneradores y las principales rutas de la flota pesquera.
- Interferencias entre el cableado eléctrico submarino y alguna determinada arte de pesca, como puede ser la pesca de arrastre.

Con el objetivo de minimizar el impacto sobre la pesca se tratará de evitar caladeros ricos en especies de interés comercial. En cualquier caso se deberá informar de las actividades que vayan a ser realizadas a la flota pesquera mediante el canal correspondiente, contando los aerogeneradores siempre con una señalización luminosa en busca de evitar posibles accidentes nocturnos.

Impacto visual y su efecto sobre el turismo

No se consideran efectos negativos sobre el turismo provocados por la implantación del parque eólico marino. La distancia a la que se encuentra de la costa los hace prácticamente imperceptibles. En cualquier caso podrá potenciarse algún aspecto del mismo debido al denominado turismo tecnológico.

Impacto sobre la navegación aérea y marítima

Se deberá considerar a la hora de analizar la ubicación del proyecto la presencia en las proximidades de la costa de aeropuertos, aeródromos o helipuertos, que por las condiciones de vuelo bajo de ciertos aparatos pudiesen verse afectados. Pudiendo considerarse las afecciones a la navegación durante las fases de montaje y operación mínimas.

En cuanto a la navegación marítima, la disposición del parque y la distancia a la que el mismo se encuentra de la costa permite considerar bajas las posibles afecciones sobre la navegación de recreo. Por otra parte, podría llegar a aconsejarse alguna modificación en las rutas de determinadas embarcaciones.

Impacto sobre otros intereses y usos del mar

Durante la fase construcción y montaje, se deberá tratar de interceder lo menos posible con otras actividades recreativas y acuáticas de la zona, pudiendo considerarse en cualquier caso poco significativas. En operación prácticamente se descarta en su totalidad las posibles interferencias con otros usos.

5.6.2 Aspectos medioambientales

Reducciones del CO₂ emitido

La generación eléctrica mediante el empleo de energías renovables supone la directa reducción en la emisión de CO₂ para la misma producción energética mediante centrales de generación convencionales con altos consumos de recursos fósiles.



Más aun llegando a obtener beneficios económicos relativos a la no emisión de las correspondientes toneladas de CO₂.

Impacto sobre la fauna

Con carácter previo a la instalación del parque eólico deberá realizarse un estudio acerca de las poblaciones de los distintos tipos de animales marinos y aves respectivamente y su presencia en el entorno del parque. Deberán definirse especies, rutas migratorias, así como épocas de reproducción y cría. Pudiendo llegar a considerarse incluso la parada de los aerogeneradores en circunstancias determinadas como condiciones de baja visibilidad donde el riesgo de colisión para las aves resulta excesivo.

Impacto acústico

Buscando siempre la minimización del mismo, deberá optarse en la medida de lo posible por tecnologías y equipos más eficientes a este respecto.

La distancia media a la costa, de unos 10 km, y la dirección predominante del viento , W, contribuirán a que la percepción del ruido de los aerogeneradores por la población pueda considerarse no relevante.

En cuanto a los ruidos marinos, la no necesidad de complejas perforaciones y pilotajes reducen en gran medida los ruidos subacuáticos.

Impactos y beneficios sobre la biodiversidad

Durante todas las fases del proyecto se evitarán en la medida de lo posible todas aquellas prácticas que puedan generar riesgos de vertidos y contaminación de las aguas. En cuyo caso los daños ocasionados deberán ser subsanados de inmediato.

Por razones de seguridad, tanto la pesca tradicional como la pesca de arrastre estará prohibida en las inmediaciones del parque eólico, provocando en definitiva un área de conservación marina donde puedan proliferar o recuperarse nuevos ecosistemas.

5.6.3 Conclusiones

En la siguiente tabla se presentan los principales impactos identificados anteriormente así como su valoración.

Datos del parque			
Distancia a la costa	≈ 10 km		
Superficie	≈ 8 km ²		
Coordenadas UTM (m)	X = 442446 Y = 4823269		
Impacto	Carácter	Valoración	
		Alto	Bajo
Empleo y desarrollo industrial	+	✓	
Factura eléctrica	+		✓
Pesca	-		✓
Turismo	±		✓
Navegación aérea y marítima	-		✓
Otros intereses y usos del mar	-		✓
Reducción CO ₂	+	✓	
Fauna	-		✓
Ruidos	-		✓
Biodiversidad	±		✓

Tabla 37: Principales impactos asociados al parque eólico marino

En general como cualquier proyecto de dimensiones relativamente grandes, se van a presentar una serie de impactos que difícilmente van a poder eliminarse pero que con estrategias adecuadas logran llevarse al mínimo posible. Pudiendo concluirse que bajo condiciones normales y si no se da ninguna circunstancia especialmente particular el efecto global desde los puntos de vista social y medioambiental resulta asumible o incluso positivo.

5.7 Viabilidad económica

5.7.1 Introducción

Este apartado se centra en el estudio y comprensión de los costes asociados a la generación eléctrica de un parque eólico offshore flotante a lo largo de todo su ciclo de vida. Así mismo con el fin de determinar la viabilidad o no del mismo, se realiza una comparativa en el caso de emplear las principales cimentaciones fijas, a partir de las cuales también se han tomado ciertos datos como base de estimación.

Hasta ahora, la principal barrera para la instalación de aerogeneradores eólicos flotantes junto con la necesidad de altas inversiones económicas y costes operativos, era la falta herramientas precisas de simulación capaces de analizar y optimizar estos complejos sistemas. En los últimos años a través de la experiencia y conocimiento de numerosos proyectos offshore con cimentaciones fijas, ha sido posible el desarrollo de diversas tecnologías flotantes con potenciales suficientemente altos, como para comenzar a ver más cercano el desarrollo de parques eólicos offshore flotantes.

Sin llegar a entrar en el análisis de las propiedades mecánicas necesarias, se plantea un análisis del coste teórico de generar energía eléctrica (LCOE, Levelised Cost Of Energy) mediante la plataforma flotante seleccionada (WindFloat) y las principales cimentaciones fijas empleadas hasta el momento (Monopile, Jacket).



A la hora de buscar la fuente o forma óptima de producir energía, ciertamente existen ciertos parámetros a tener en consideración. Recursos locales, compromisos o acuerdos nacionales, emisiones e impactos ambientales son algunos de ellos. Pudiendo ser en numerosas ocasiones discutida la importancia relativa de cada uno de ellos, en pocas ocasiones se lleva a cabo un proyecto de este tipo a gran escala con resultados económicos negativos. Por tanto se puede considerar que el coste de la energía producida (LCOE) constituye un factor decisivo en la toma de decisiones. La estimación para obtener este coste, se realizará considerando únicamente los principales aspectos que a grandes rasgos conforman el proyecto.

A la hora de considerar el coste de la energía, existen diversas perspectivas y enfoques que considerar. Para evaluar el potencial económico real del proyecto se deberán examinar de forma principal tanto la inversión inicial como los costes de operación y mantenimiento. Este aspecto resulta clave ya que el proyecto se desarrolla a lo largo de un bastante amplio período de tiempo lo que en definitiva constituye un análisis de costes del ciclo de vida del proyecto (LCCA, Life Cycle Cost Analysis).

En este caso el ciclo de vida del proyecto se puede dividir en las siguientes fases o etapas:

- Desarrollo y obtención de permisos
- Producción y compra de equipos
- Instalación y puesta en marcha
- Operación y mantenimiento
- Desmantelamiento

De esta forma al final del cálculo se podrá comparar de forma útil los resultados de LCCA y LCOE con la estimación de la energía producida.

El cálculo del LCOE se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t}{(I_0 + r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(I_0 + r)^t}} \quad (24)$$

Siendo:

- I_t la inversión en el instante t
- M_t los costes de mantenimiento y operación en el instante t
- E_t la energía generada en un instante t
- I_t la inversión inicial
- r la tasa de descuento

- t el tiempo desde 0 hasta un instante n

La tasa de descuento refleja el valor de mercado patrimonial y de la deuda. Es una medida financiera de aplicación para la determinación del valor actual de un pago futuro (que valor tendrá el dinero invertido después de t años). También deberán tenerse en cuenta el riesgo del proyecto y su rendimiento de retorno. La combinación de esto resulta en la denominada mediada ponderada de coste de capital (WACC, Weighted Average Cost of Capital). Para este caso se considerará un WACC base del 10%, con un caso optimista y pesimista del 12 y 8% respectivamente. Este análisis se realizara sin tener en cuenta ningún tipo de análisis de contingencias.

Tampoco se han considerado posibles futuros ahorros económicos, basándose los cálculos en la información disponible tanto de la eólico onshore como offshore.

Para este análisis se considera que todos los equipos están completamente desarrollados y listos para su implementación, incluyéndose costes relativos a la propio desarrollo del proyecto y de escala.

A grandes rasgos y a modo de recordatorio, la plataforma flotante WindFloat basa su estabilidad en un sistema dinámico de flotabilidad, implicando complejos trabajos en acero con una masa aproximada de 2500 toneladas, que se ven favorecidos por su gran capacidad para ser remolcada. Su sistema de fondeo está constituido por 3-4 líneas de amarre constituidas tanto por cadenas como por cable de acero, unidas igualmente a 3-4 anclas de arrastre (DEA, Drag-Embedded Anchors) para lograr fijar la posición de la plataforma.

Los sistemas elegidos para realizar la comparación y que emplean cimentaciones fijas para su instalación, son en primer lugar las estructuras tipo jacket. De forma general, las estructuras tipo jacket son complejas y laboriosas, debido a su configuración en celosía. Son adecuadas para profundidades medias, más allá del alcance de los monopilotes. En segundo lugar los monopilotes se basan en un diseño mucho más simple que las estructuras tipo jacket. La cantidad de acero empleada se ve incrementada rápidamente para su empleo en aguas de más de 30 metros de profundidad, afectando directamente a los costes y a las operaciones de instalación. Para realizar la comparación se tiene en cuenta un modelo genérico simplificado basado en diversos parques eólicos existentes, de forma que se pueda obtener un aproximación del peso total de la estructura para una profundidad determinada.

5.7.2 Consideraciones generales

De acuerdo a calcular el LCOE para cada caso, se tendrán las siguientes consideraciones generales, pudiendo ser divididas en 3 grupos diferentes.

Consideraciones acerca del parque eólico

Se considera que la instalación del parque se lleva a una gran-mediana escala, y que es realizada por una empresa con recursos y experiencia en la industria offshore en general, capaz de encargarse de gran parte de la cadena de suministro. Con capital suficiente y experiencia eólica, será también el encargado de operar el parque eólico una vez completada su instalación.



Las consideraciones mostradas en la siguiente tabla, servirán para definir de forma general las condiciones del proyecto.

Consideraciones acerca del parque eólico:

Fase de desarrollo (Años)	5 (2013-2018)
Año de puesta en marcha	2018
Años en operación	20
Número de turbinas	25
Capacidad instalada	125 MW
Profundidad media - plataformas flotantes	200 m
Profundidad media - cimentaciones fijas	30 m
Distancia a puerto y conexión a la red	~ 10 Km
Condiciones del fondo marino	Arcilla media homogénea

Tabla 38: Consideraciones generales del parque eólico

La turbina de 5 MW empleada fue desarrollada por una importante empresa del sector eólico, llevándose a cabo una cuantificación de los materiales empleados en su construcción en la tabla siguiente:

Consideraciones acerca de la turbina eólica

Diámetro del rotor	126 m
Altura del eje	90 m
Peso del rotor	100 tn (Acero 54%)
Peso de la góndola	220 tn (Acero 82%)
Peso de la torre	250 tn (Acero 93%)
Velocidad nominal del viento	14 m/s
Rango de viento operativo	2 m/s - 27 m/s
Tipo de generador	Síncrono, de imanes permanentes

Tabla 39: Consideraciones generales del aerogenerador

En cuanto a la energía producida, se considera el factor de capacidad más alto obtenido para las diferentes ubicaciones estudiadas anteriormente, con un valor del 30,4%. Correspondiendo a un total de 2663 horas anuales de generación eléctrica a plena carga.

Consideraciones en cuanto a recursos materiales

La gran variedad de recursos consumidos para la ejecución del proyecto, son simplificados y cuantificados en términos de acero, combustible fósil, personal y productos básicos. Una de las principales consideraciones llevadas a cabo es que el coste de la plataforma y la torre del aerogenerador pueden ser calculadas en base solo a la masa de acero del componente. En cualquier caso otras partidas como componentes electrónicos, conexiones eléctricas y sistema de fondeo son añadidas por separado al coste total.

El precio del acero es volátil y varía de gran manera en función del país, localización y otros factores. Para este se considerará un precio base de 775€ por tonelada de acero. Añadiendo cierta complejidad, existen diferentes grados de acero, calidades y métodos de transporte. Por esta razón

el precio base de este, incluyendo costes de transporte se considerará un aumento de 225€ por tonelada para alcanzar los requerimientos de un acero adecuado para el empleo en alta mar. De acuerdo a esto, entonces el precio base para la tonelada de acero resulta de 1000 €/ton, considerándose adicionalmente dos escenarios, pesimista y optimista de $\pm 40\%$ respectivamente.

Durante los últimos años, el precio de los combustibles fósiles ha llegado a experimentar fluctuaciones de hasta el 100% en su precio, debiendo ser considerado un recurso volátil económicamente hablando. Sin embargo el coste del consumo de combustibles es relativamente bajo en comparación a los costes operativos de las barcasas empleadas en este tipo de trabajos offshore. De este modo, las posibles variaciones quedaran cubiertas al considerar de nuevo escenarios pesimistas y optimistas para el coste de las barcasas. Se puede tomar como valor de referencia para el combustible un coste de 640€ por tonelada.

Al personal asociado a trabajos offshore se le puede considerar que trabaja 182,5 días al año, con un coste anual de 67.000€, lo que supone costes diarios de hasta 370€. Se considerarán dos escenarios $\pm 8\%$.

Consideraciones acerca de los buques o barcasas

Los costes asociados directamente al empleo de buques o barcasas solo se lleva a cabo en las tres últimas fases del proyecto, instalación, operación y mantenimiento, y desmantelamiento. De esta forma el coste los buques empleados en actividades previas no son cuantificados. Debido al carácter de cada fase del proyecto, se puede diferenciar entre barcasas de instalación y de servicio, considerando el empleo del mismo tipo de equipos para la instalación que para el desmantelamiento.

De forma adicional, se considera que buques grúa para labores de mantenimiento donde grandes componentes del aerogenerador son sustituidos, buques para el tendido de cables o buques AHTS (Anchor Handling Tug Supply) para el mantenimiento de cables submarinos y del sistema de fondeo, PSVs (Platform Supply Vessels) y helicópteros para transportes especiales serán empleados, pero caracterizados en pequeños contratos no evaluables como costes fijos.

En las siguientes tablas se realiza un listado de los principales equipos y sus costes diarios asociados considerando tanto un escenario base como otros dos más pesimistas y optimistas según la clasificación nombrada anteriormente:

Tipo de barcaza	Escenario		
	Caso optimista	Base	Pesimista
Buque grúa	431.000,00 €	531.000,00 €	631.000,00 €
Barcaza grúa costera	45.000,00 €	55.000,00 €	65.000,00 €
Buque autoelevable	161.000,00 €	196.000,00 €	231.000,00 €
AHTS (Anchor Handling Tug and Supply)	81.000,00 €	91.000,00 €	101.000,00 €
Remolcador	16.000,00 €	17.000,00 €	18.000,00 €
PSV (Platform Supply Vessel)	43.000,00 €	46.000,00 €	49.000,00 €
Grúa móvil terrestre	5.000,00 €	6.000,00 €	7.000,00 €

Tabla 40: Coste diario aproximado de las barcasas empleadas en la instalación de los equipos



Tipo de barcaza	Escenario		
	Caso optimista	Base	Pesimista
Buque especializado para mantenimiento	1.850.000,00 €	1.900.000,00 €	1.950.000,00 €
Buque nodriza	12.800.000,00 €	13.100.000,00 €	13.500.000,00 €

Tabla 41: Costes anuales de los buques de mantenimiento

5.7.3 Base del análisis de costes del ciclo de vida

Antes de centrarse en la estimación del LCOE se calculan los costes de cada fase del ciclo de vida del proyecto, teniendo en cuenta las numerosas subcategorías que constituyen cada fase.

Desarrollo y obtención de permisos:

Aún con cierta incertidumbre, a partir de la información disponible acerca de parques construidos mediante cimentaciones fijas, se puede estimar el coste total de la etapa de desarrollo y obtención de permisos del proyecto entorno a los 50 M€, un 25% menores para el caso de cimentaciones fijas, con escenarios positivos y negativos del -27% y +20% respectivamente.

En la figura siguiente se muestra de forma orientativa la distribución de estos costes:

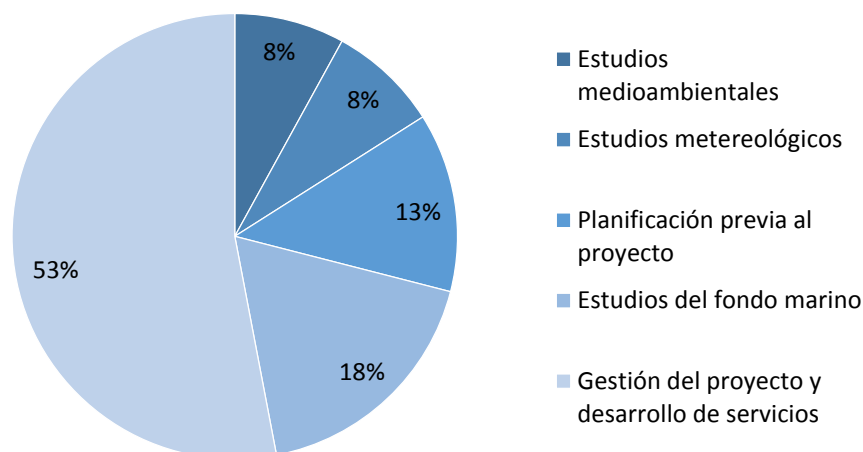


Figura 119: Desglose de los principales costes asociados a la fase de desarrollo y obtención de permisos

Resulta razonable considerar que este coste viene altamente influenciado por el número de aerogeneradores instalados.

En este análisis tampoco se tendrán en cuenta posibles contingencias, teniendo en cuenta que estas serán dependientes del nivel de información disponible y de la calidad de la misma. La calidad de la información disponible en cierta forma viene reflejada por la consideración de un escenario optimista y pesimista, teniendo influencia directa en el LCOE. Para reducir el nivel de riesgo, se considera un seguro para la fase de construcción de 50.000€ por MW.

Producción y compra de equipos

Aerogeneradores:

Constituye uno de los principales componentes en relación al coste total del proyecto. Un precio aproximado para la torre y el aerogenerador en conjunto podría estar en torno a los 7.250.000€. Se considera que en cualquier caso se empleará siempre la misma configuración de turbina y torre. Los escenarios optimistas y pesimistas se fijan para un $\pm 20\%$.

Cimentaciones:

Los datos presentados para las cimentaciones fijas usadas de referencia, están basadas en la interpolación de datos disponibles.

En cuanto a los monopilotes, resulta obvio que tanto la profundidad como el tipo de fondo marino influirán en el coste sustancialmente. Para una turbina de 5 MW y la profundidad de 30 metros, los monopilotes de referencia contarán con un peso aproximado de 1000 toneladas, incluyendo el elemento de transición. Mientras que para la estructura tipo jacket, para una profundidad de 30 metros, el peso se puede estimar de entorno a las 800 toneladas, donde solo 550 toneladas pertenecerán a la propia estructura de acero en celosía y 250 toneladas a los pilotes necesarios. El coste del elemento de transición y de otros elementos auxiliares no quedan cuantificados, pero se considera que quedan incluidos dentro de estos a través del factor de complejidad que determinara los costes de fabricación.

Como se acaba de señalar, los costes de fabricación se evaluarán de acuerdo a un factor de complejidad directamente conectado con el coste del acero empleado. Este factor no solo reflejará la propia complejidad de fabricación del componente, también su idoneidad o no para la producción en masa. Incluyendo a través de este concepto el coste de elementos secundarios y equipos auxiliares. Una estimación del coste de estas subestructuras se muestra en la siguiente tabla. En esta tabla se incluye ya la masa estimada para la plataforma WindFloat, este dato ha sido obtenido a través de la comparación de esta con otros componentes de calderería industrial con características en mayor o menor medida similares.

	Monopilote	Jacket		WindFloat
		Estructura en celosía	Pilotes	
Material empleado (ton)	1000	550	250	2250
Coste de material	1.000.000,00 €	550.000,00 €	250.000,00 €	2.250.000,00 €
Factor de complejidad de fabricación	80%	400%	100%	200%
Coste de fabricación	800.000,00 €	2.200.000,00 €	250.000,00 €	4.500.000,00 €
Coste total de producción	1.800.000,00 €	2.450.000,00 €		6.750.000,00 €

Tabla 42: Estimación de costes de producción para las subestructuras monopilote, jacket y WindFloat



Sistema de fondeo:

De forma general, este apartado puede considerarse como un desarrollo a mediana-gran escala en un fondo marino consistente en arcilla media. De acuerdo a esto las posibilidades de fondeo se ven de alguna forma limitadas.

Para plataformas de carácter único o individual, puede ser interesante considerar la opción de utilizar anclas de peso muerto llevadas a cabo mediante un contenedor lleno de chatarra de acero como una solución barata. Pudiendo lograrse costes de hasta 10 veces menores que con anclas comerciales de alta capacidad. Sin embargo, de forma global, la cantidad de chatarra necesaria para el fondeo de un parque eólico completo, donde para cada turbina sería necesaria una cantidad de entorno a las 500 o 1000 toneladas de chatarra por ancla, este concepto resulta poco viable. Por lo que avanzadas tecnologías de anclaje serán consideradas para el sistema de fondeo de la plataforma offshore flotante WindFloat. El sistema de fondeo de la plataforma WindFloat se basa en el empleo de anclas de arrastre del tipo Vryhof Stevshark. En la tabla mostrada a continuación se realiza una estimación de peso y costes acerca de las anclas de arrastre empleadas.

Plataforma	Tipo de ancla	Modelo	Peso	Complejidad	Nº de anclas por plataforma	Coste total
WindFloat	Arrastre	Stevshark Mk5	17 ton	670%	3	341.700,00 €

Tabla 43: Estimación de costes sistema de fondeo

Las líneas de amarre frecuentemente empleadas utilizan una combinación de cadena y cable de acero. El coste total de este apartado depende del número de anclas empleas y en consecuencia del número de líneas de amarre requeridas, así como de la profundidad a la que estas se sitúen. El cálculo de la longitud y coste de las diferentes líneas de amarre resulta un cálculo bastante complejo, motivo por el cual se llevaran a cabo algunas simplificaciones.

El coste se estimará igualmente en función del peso bruto de acero empleado, con un factor de complejidad del $150\% \pm 25\%$. En cuanto a la catenaria, resultará adecuado el empleo de una cadena de 76 mm, con un peso de aproximadamente 126,5 kg/m y un coste de 250 €/m. De forma equivalente y empleado conjuntamente se puede considerar un cable de acero de 61 mm con una masa de 29 kg/m y 45 €/m.

El cálculo de la longitud de línea necesaria para evitar el despegue del ancla del fondo marino, resulta una tarea compleja, que se trata de evitar realizando las siguiente estimación para una profundidad media de 120 m:

Plataforma	Tipo de línea	Longitud	Coste	Coste total
WindFloat	Cable de acero	1580 m	45 €/m	71.100,00 €
WindFloat	Catenaria	120 m	250 €/m	30.000,00 €

Tabla 44: Estimación de costes líneas de amarre

Conexión eléctrica:

De forma general se podría distinguir entre cables de transporte y de inter conexión entre aerogeneradores. Para el presente parque en estudio, esta distinción podría ser obviada teniendo en cuenta la no necesidad de instalación de una subestación offshore debido a la cercanía a la costa y la propia interconexión eléctrica del parque. Dividiéndose esta en 5 mallas, uniendo los aerogeneradores en grupos de 5 y evacuando cada grupo un total de 25 MW. Se considera el empleo de un cable de 36 KV y 185 mm². Para realizar la estimación de la longitud de cable necesaria se considerarán las distancias anteriormente determinadas entre aerogeneradores y una distancia media a la costa de 10 km. Considerando un coste estimado de unos 210.000€/km de cable, la longitud total estimada resulta de unos 98 km.

Aunque las características del parque hayan evitado la necesidad de construir una subestación offshore para el transporte eléctrico en alta tensión hasta la costa, continua la necesidad de transformación eléctrica para incorporar la energía generada a la red. El coste total de una subestación de transformación de 36 KV a 132 KV localizada ya en tierra firme, con una capacidad de 250 MW, puede considerarse sobre los 5.000.000€.

Instalación y puesta en marcha

En este apartado solo se consideraran las principales operaciones de instalación de los componentes que conforman el parque, considerando otros costes asociados a la puesta en marcha del parque como pruebas y controles ya incluido dentro de los resultados obtenidos.

Instalación de cimentaciones fijas/plataformas flotantes:

Para la instalación de ambos tipos de cimentaciones fijas se requiere de la operación de un buque auto-elevable de alta capacidad, con un tiempo de movilización aproximado de 4 días, con 15 trabajadores trabajando a turnos de 12 horas. Lo que en total supone un total de 30 trabajadores operando en el buque, contabilizando también a la propia tripulación del buque. En las siguientes tablas se estiman los costes asociados a la instalación tanto de la cimentación monopilote como la tipo jacket, con un pequeño desglose de las actividades implicadas, la duración en días y las ventanas operacionales meteorológicas (OW, Operational Weather Windows). Se considera también para este caso una capacidad del buque de hasta 9 componentes principales (pilotes, subestructura o turbina), 3 horas para la elevación del buque y una velocidad media de 11 nudos.

Componente	Operación	Número	Duración	Coste unitario	OW [Operational weather Windows]	Coste total
Instalación de cimentación	Elevación buque	2,00	0,13	185.000,00 €	75,00%	55.000,00 €
	Transporte	0,22	0,82		75,00%	10.000,00 €
	Instalación monopilote	1,00	2,00		50,00%	700.000,00 €
	Personal implicado	30,00	2,95	350,00 €	52,00%	60.000,00 €
Instalación de turbina	Elevación buque	1,00	0,17	185.000,00 €	80,00%	30.000,00 €
	Transporte	0,11	0,82		80,00%	10.000,00 €
	Instalación turbina	1	1,2		50,00%	400.000,00 €
	Personal implicado	30	2,19	350,00 €	54,00%	40.000,00 €
Coste total de instalación por monopilote y turbina mediante buque especializado:						1.305.000,00 €

Tabla 45: Estimación de costes de instalación cimentación monopilote



Componente	Operación	Número	Duración	Coste unitario	OW [Operational weather Windows]	Coste total
Instalación de cimentación	Elevación buque	2,00	0,13	185.000,00 €	75,00%	55.000,00 €
	Transporte	0,22	0,82		75,00%	10.000,00 €
	Instalación jacket	1,00	3,00		50,00%	1.000.000,00 €
	Personal implicado	30,00	2,95	350,00 €	52,00%	60.000,00 €
Instalación de turbina	Elevación buque	1,00	0,17	185.000,00 €	80,00%	30.000,00 €
	Transporte	0,11	0,82		80,00%	10.000,00 €
	Instalación turbina	1	1,2		50,00%	400.000,00 €
	Personal implicado	30	2,18	350,00 €	54,00%	40.000,00 €
Coste total de instalación por jacket y turbina mediante buque especializado:						1.605.000,00 €

Tabla 46: Estimación de costes de instalación cimentación tipo jacket

Con el objetivo de reducir los costes de instalación de los aerogeneradores offshore se han estudiado diversos métodos de transporte de componentes, incluyendo desde el clásico transporte individualizado a otras soluciones pre-instaladas en tierra con ensamblaje final en alta mar. De forma general, debido a las ventajas que presentan en este aspecto las plataformas flotantes frente a las cimentaciones fijas, se consideran dos principales métodos de instalación, el primero consiste en realizar el ensamblaje del aerogenerador y la plataforma en tierra y posteriormente remolcar el conjunto hasta la ubicación seleccionada, mientras que en la segunda se remolca únicamente la plataforma instalando el aerogenerador posteriormente en alta mar.

En la siguiente tabla se muestran los tiempos y requerimientos asociados a la operación offshore de una grúa de alta capacidad para diferentes componentes y ensamblajes de los mismos.

Componente	Consumo de tiempo	Velocidad máxima de viento operacional	OW
Pala individual	4 h	8 m/s	43%
Rotor ensamblado	5 h	8 m/s	43%
Góndola	4 h	10 m/s	58%
Torre	6 h	12 m/s	59%
Aerogenerador completo	12 h	7 m/s	35%

Tabla 47: Estimación de tiempos y condiciones requeridas para la elevación offshore de componentes

Las características de la plataforma flotante WindFloat, posibilitan la correcta y ventajosa implementación de la primera estrategia de instalación, ensamblando plataforma y aerogenerador en tierra firme y remolcando el conjunto hasta el punto de instalación. Para esta operación, se considerará que la velocidad máxima a la que el conjunto podrá ser remolcado es de 5 nudos con una ventana meteorológica operacional del 55%.

Adicionalmente se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

- Botar la plataforma se considera como elevar la misma con una OW del 80%.
- Los remolcadores pueden transportar únicamente un equipo completo (plataforma y aerogenerador) o bien dos plataformas simultáneamente.
- Todas las operaciones de arrastre se llevarán a cabo empleando dos remolcadores.

- La carga de lastres sólidos para la plataforma, se lleva a cabo cerca de la costa, mediante barcas grúa de menor capacidad con OW del 60%.
- En general, para las operaciones llevadas a cabo en el mar pero dentro del puerto o que se puedan considerar como cerca de la costa las OW se verán incrementadas en un 20%.
- El tiempo empleado en conectar las plataformas a las líneas de amarre correspondientes se fija en unas 6 horas por línea, OW 55%.
- Se considerarán 4 horas de movilización para las barcas grúa offshore entre turbinas, OW 65%, y 2 horas con OW 75% para las que realizan labores costeras.

En cualquier caso, la posibilidad de no realizar la instalación en alta mar y el pre-ensamblaje de la turbina en torre y góndola con rotor incluido resulta ventajoso. De esta forma, se puede realizar la instalación de componentes importantes a nivel de suelo implicando tareas menos complejas y con grúas más simples y de menor capacidad. Adicionalmente se puede señalar que la instalación en puerto o cerca de la costa y su posterior traslado, resulta 3 o 4 veces más barata que la instalación offshore en la ubicación final.

Todos estos aspectos permiten estimar el coste asociado a la instalación de la plataforma flotante y el aerogenerador correspondiente alrededor de los 650.000€.

Instalación del sistema de fondeo:

La primera consideración importante consiste en que no se consideraran los posibles problemas derivados de la operación de numerosos buques con distintos fines dentro del parque, se considerará que las anclas han sido instaladas previamente a la llegada de cada turbina. Igualmente para esta tecnología no está valorada la posibilidad de compartir anclajes.

Las anclas serán instaladas por un único buque instalador AHTS (Anchor Handling Tug and Supply), llevándose a cabo las siguientes simplificaciones:

- La instalación de cada ancla llevará un tiempo asociado de 7 horas.
- Teniendo el buque instalador una capacidad de 630 m².
- Las ventanas operacionales para el tránsito entre ubicaciones de anclas es de 75%, mientras que para la propia instalación es del 60%.

Instalación del sistema de conexión eléctrica:

Considerando únicamente los costes relativos al sistema de cableado eléctrico, se considerará un precio medio de 350.000€ por kilómetro de cable submarino instalado con un $\pm 40\%$ de variabilidad para casos optimistas/pesimistas.

Inversión económica inicial (Total capital expenditures, CAPEX)

Teniendo en cuenta lo señalado en los apartados anteriores, en las figuras siguientes se muestra un desglose de los gastos iniciales por MW y en total del parque.

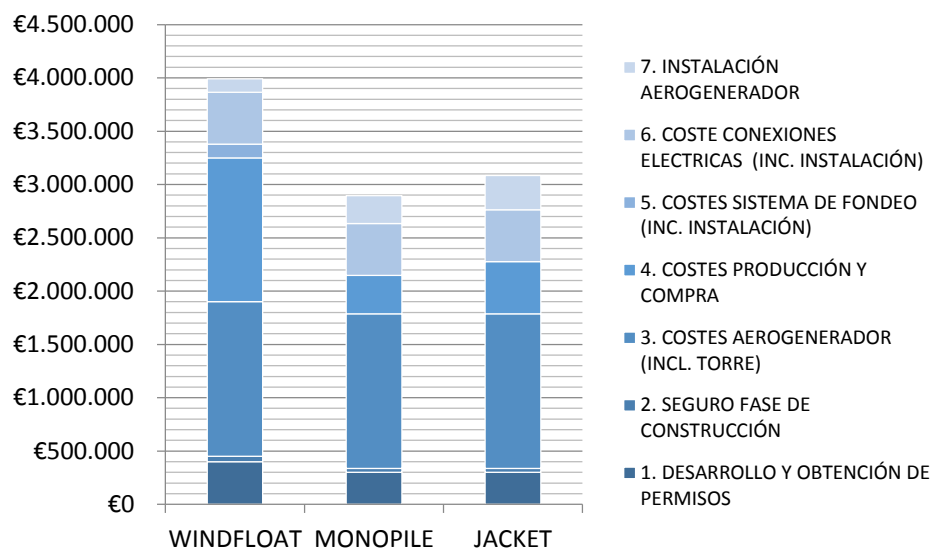


Figura 120: Estimación inversión económica inicial por MW

De esta forma para las diferentes tecnologías empleadas en el teórico parque de referencia, resulta la necesidad de realizar una inversión económica inicial de unos 4 M€ para la tecnología flotante WindFloat, entorno a los 2,8 M€ para las cimentaciones fijas monopilote y 3,1 M€ para la cimentación tipo Jacket.

Esto considerado de forma global nos sitúa en los siguientes costos totales para un parque de 125 MW y con las características ya detalladas, unos 500 M€ para el caso flotante, y respectivamente para las cimentaciones fijas monopilote y jacket entorno a los 360 y 385 M€.

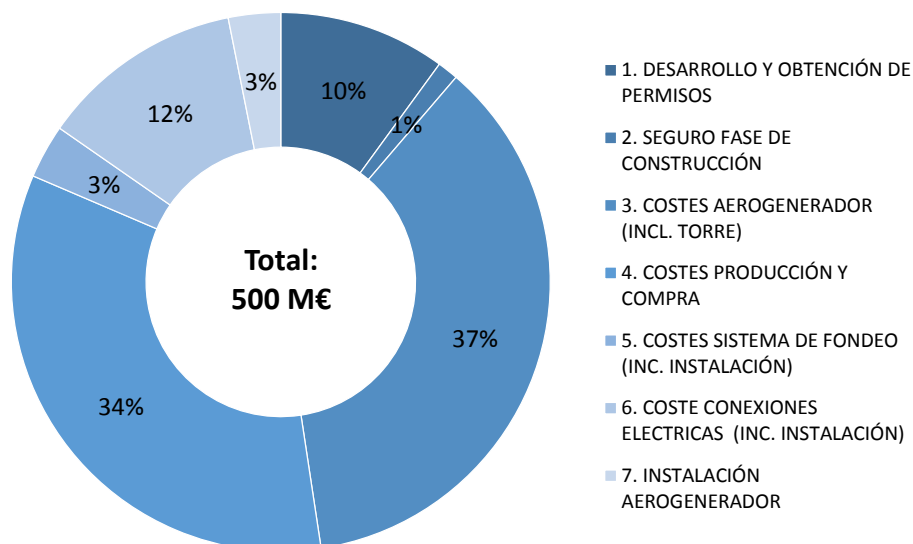


Figura 121: Desglose estimación inversión económica inicial parque eólico flotante 125 MW

Operación y mantenimiento

Para el cálculo de los costes asociados a la operación y mantenimiento del parque, se debe distinguir inicialmente entre cimentaciones fijas y plataformas flotantes, sin diferenciar ya entre monopilotes y jacket.

De forma general se pueden distinguir tres tipos de acciones operativas y de mantenimiento:

- Acciones preventivas planificadas
- Acciones basadas en el estado de componentes preventivas y correctivas planificadas
- Acciones correctivas no planificadas

Se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- Mantenimiento anual de 24 horas por turbina, con 3 técnicos asistidos por un pequeño buque de mantenimiento, con una mayor acción preventiva llevada a cabo cada 10 años llevando el doble de tiempo. Adicionalmente se requiere una inspección submarina de la estructura cada 3 años llevada a cabo mediante una embarcación especializada.
- La sustitución de pequeños componentes en base a su estado de carácter predecible, se estima en trabajos de 8 horas con 3 técnicos trabajando en ello. Para componentes de mayor entidad se estiman el doble de recursos.
- Se considera que todas las operaciones son llevadas en la propia localización. Pequeños incidentes pueden ser reparados sin la necesidad de emplear barcas grúa, mientras que serán requeridas para grandes reparaciones. Se estiman en 4 y 48 horas, con 3 y 6 técnicos trabajando respectivamente.

De acuerdo a esto, se puede estimar el total de los eventos acontecidos, que en definitiva suponen la pérdida de horas de disponibilidad operativa de los aerogeneradores y la consecuente reducción en la producción energética, como una disponibilidad operativa del parque del 95%.

De igual forma se considera dentro de los costes asociados a operación y mantenimiento un seguro para la fase operativa de 17.500 €/MW.

Personal e instalaciones portuarias:

Las características en cuanto a tamaño y localización del parque, facilitan aspectos como alojamiento y base de operaciones del parque eólico. Un equipo de 15 técnicos y 2 encargados, trabajando a turnos con contratos fijos. Para picos de trabajo se considera la contratación temporal de operarios adicionales. A esto añadirle el trabajo de 2 administrativos y 1 técnico para realizar operaciones en tierra.

Categoría	Número de trabajadores	Coste anual unitario	Coste total anual
Técnicos offshore	15	55.000 €	825.000,00 €
Encargados offshore	2	80.000 €	160.000,00 €
Administrativos	2	35.000 €	70.000,00 €
Técnico onshore	1	45.000 €	45.000,00 €
Total	20		1.100.000,00 €

Tabla 48: Estimación de costes asociados al personal encargado de operación y mantenimiento



Las instalaciones portuarias necesarias para la recepción de suministros, alojamiento de trabajadores y otras necesidades, quedan cubiertas mediante un coste anual de unos 575.000€.

Buques y equipos necesarios:

Para estimar el coste necesario de estos relativo al mantenimiento del parque eólico, se realizan las siguientes consideraciones:

- Las tareas de mantenimiento se llevaran a cabo mediante un único buque de mantenimiento. El tiempo medio de viaje es de 1 hora, siendo capaz de transportar componentes de hasta 2 toneladas. En caso de resultar necesario se alquilarían los servicios puntuales de otro buque de características similares.
- La sustitución de grandes componentes se lleva cabo mediante una barcaza grúa, contratada para acciones puntuales.
- La reparación de cables submarinos y su mantenimiento se realizará mediante la contratación de buques especializados y ROVs diseñados para el mismo propósito.
- Las inspecciones submarinas se realizarán mediante la contratación de un buque especializado en labores submarinas.
- En caso de resultar necesario, se contratarán los servicios puntuales de un helicóptero para el traslado de personal.

El coste anual del buque especializado de mantenimiento se estima entorno al 1 M€. Mientras que el coste del buque grúa se estima ligeramente inferior a los empleados en la fase de instalación, entorno a los 250.000€/día.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, de forma general, el coste total asociado a tareas de operación y mantenimiento puede estimarse en cerca de 8-10 M€/año.

Desmantelamiento

Como consideración inicial se tomará el hecho de que las estructuras no pueden ser reutilizadas, si no que serán recicladas y en la medida de lo posible vendidas como chatarra. Para estimar el coste de esta operación, se considera un proceso contrario y similar al empleado en la instalación de los aerogeneradores, pero en algunos aspectos con bastante menos complejidad y sencillez. En la siguiente tabla se realiza una estimación de los mismos:

Desmantelamiento	% Respecto a los costes de instalación
Aerogenerador - flotante	70
Aerogenerador - cimentación fija	80
Cables submarinos	10
Subestación	90
Sistema de fondeo	90

Tabla 49: Coste de desmantelamiento en función de los costes de instalación

De forma general los costes de desmantelamiento de una plataforma flotante se situarán en torno a los 500.000€ por plataforma, mientras que el coste de desmantelamiento de las cimentaciones fijas se elevará entre los 1.200.000 € y 1.500.000 €. Estimando un precio medio futuro de la chatarra de

acero vendida de entorno a los 400 €/ton, estructuras con un muy alto peso en acero como la plataforma flotante WindFloat podrían resultar con un coste negativo de desmantelamiento, no siendo este el caso de las dos plataformas flotantes estudiadas.

5.7.4 Resultados LCOE

Antes de relacionar los resultados obtenidos acerca de la inversión inicial, los costes de operación y mantenimiento y los costes de desmantelamiento con la energía generada, en primer lugar se analizan los tiempos en los que se distribuyen cada uno de ellos.

Los costes asociados al desarrollo y obtención de permisos, producción y compra de equipos, e instalación y puesta en marcha, que en definitiva constituyen la inversión económica inicial se distribuyen aproximadamente de la siguiente forma:

Operación	Año					
	-4	-3	-2	-1	0	1
Desarrollo y obtención de permisos	55%	10%	10%	10%	15%	0%
Seguro fase de construcción	0%	25%	25%	25%	25%	0%
Costes aerogenerador (inc. Torre)	0%	0%	20%	40%	40%	0%
Costes de producción y compra	0%	0%	20%	40%	40%	0%
Costes sistema de fondeo (inc. instalación)	0%	0%	0%	40%	60%	0%
Coste conexiones eléctricas (inc. Instalación)	0%	20%	75%	5%	0%	0%
Instalación aerogenerador	0%	0%	0%	35%	65%	0%

Tabla 50: Distribución inversión inicial en el tiempo

Los costes asociados a la operación y mantenimiento del parque eólico, por el contrario se encuentran uniformemente repartidos a los 20 años de operación del parque, mientras que los costes de desmantelamiento se localizan al completo en el año 21 después del propio desmantelamiento.

Teniendo en cuenta los costes de las diferentes fases del proyecto y la energía generada (ubicación nº 4), se puede llegar a la estimación del coste de la energía generada que resulta:

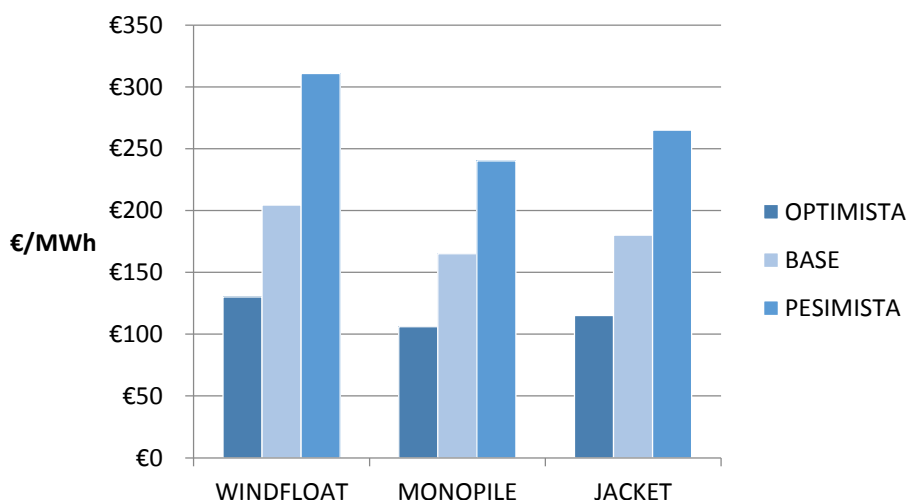


Figura 122: Estimación LCOE para el parque de referencia y las diferentes tecnologías



LCOE	WindFloat	Monopile	Jacket
Caso Optimista	130 €/MWh	106 €/MWh	115 €/MWh
Caso Base	204 €/MWh	165 €/MWh	180 €/MWh
Caso Pesimista	311 €/MWh	240 €/MWh	265 €/MWh

Tabla 51: Estimación LCOE para el parque de referencia y las diferentes tecnologías

El amplio rango de valores considerados para abarcar los escenarios optimistas y pesimistas posibilita el a su vez gran rango de valores posibles, con diferencias mayores de hasta el 50%. La precisión de este análisis no puede considerarse entonces, más allá del objeto del mismo.

Analizando los resultados y los conceptos mostrados en los apartados anteriores, se puede destacar:

- Partidas, como las turbinas, la conexión eléctrica, y las tareas asociadas a la fase de operación y mantenimiento, se mantienen constantes para las diferentes tecnologías empleadas.
- Los más complejos sistemas de fondeo empleados por las plataformas flotantes, prácticamente compensan los mayores costes de la instalación de cimentaciones fijas.
- De esta forma el principal diferenciador entre tecnologías resulta el coste de producción. Relacionado de forma directa con el peso de la subestructura y con la complejidad de construcción de la misma, esto deberá ser minimizado para poder competir con las más simples y ligeras cimentaciones fijas.
- Por otra parte, el desmantelamiento de la plataforma flotante, favorece a reducir el LCOE global, al contrario que en las cimentaciones fijas, cuya adición es relativamente pequeña pero nunca de carácter negativo.

A continuación se analizará brevemente como afectan algunas de las características del parque al valor global del coste de la generación energética:

Tamaño del parque eólico:

En líneas generales aumentar el número de turbinas contribuye a reducir el valor del LCOE. Fuentes con estudios de mayor entidad observan reducciones de hasta el 10% doblando el número de turbinas, lográndose alcanzar una teórica convergencia alrededor de las 600 turbinas.

Distancia a la costa:

El aumento de la distancia a la costa, implica un claro aumento del coste de la energía producida en términos de incrementos de coste de cable submarino y de transporte marítimo. A su vez grandes aumentos obligarían a considerar la posibilidad de instalación de una subestación offshore con el consiguiente aumento de precio y la transmisión eléctrica en corriente continua, más la necesidad de instalar un sistema de recepción de la energía eléctrica en costa.

Vida útil del proyecto:

Aumentar la vida útil del proyecto, teóricamente favorece a disminuir el coste de la energía producida. Resulta claro observar un mayor reparto de los costes asociados en el tiempo y la consiguiente reducción de los mismos en el LCOE, considerando el nivel de mantenimiento constante con los años. Sin embargo, inversiones en la turbina deberán ser llevadas a cabo para aumentar la

durabilidad de los componentes de la misma, siendo difícil cuantificar los mismos pero en ningún caso sobrepasando el carácter reductor de aumentar la vida útil del parque.

Profundidad del fondo marino:

El aumento de la profundidad en líneas generales aumenta el LCOE del parque, siguiendo el aumento de los costes del sistema de fondeo principalmente para plataformas flotantes y llegando a imposibilitar la instalación en el caso de las cimentaciones fijas. El aumento del coste de la línea de amarre debido al incremento en longitud se ve también apoyado por la necesidad de soportar mayores cargas que en definitiva supone mayores cadenas y cables de acero.

Producción energética:

Resulta obvio, comentar que el incremento de la energía eléctrica generada por el parque en condiciones de implantación idénticas, supone la disminución del coste de la energía eléctrica generada (LCOE).

5.7.5 Conclusiones

Los resultados mostrados indican que la energía generada a través de aerogeneradores flotantes, en comparación con las cimentaciones fijas puede en el futuro llegar a producir electricidad a los mismos precios o incluso menores, no sin antes alcanzar ciertas condiciones a mejorar.

A través del análisis de los principales factores que determinan el coste de la energía, se puede distinguir entre aspectos predecibles e impredecibles. Dentro de los primeros podemos situar la tasa de descuento, la distancia a la costa, el tamaño del parque y la profundidad del fondo marino como aquellos que tienen una mayor influencia en el LCOE. Por otro lado, considerados como impredecibles se encuentra la precisión en la estimación de la energía eléctrica generada y la estimación del precio del acero como los dos principales factores.

Los aspectos generales observados indican que cuanto mayor (400-500 turbinas) y más cerca de la costa se sitúan los aerogeneradores más beneficioso resulta el proyecto. El tamaño total permite el empleo “exclusivo” de grandes buques especializados para el soporte y mantenimiento del parque eólico.

En general, los conceptos con una menor masa de acero y diseño más sencillo tienen un mejor resultado respecto al coste de generación de la energía eléctrica. Este aspecto puede también ser trasladado a lo concerniente a la profundidad, resultando en menores cargas y por lo tanto más sencillos y económicos sistemas de fondeo.

Con el objetivo de realizar una comparación eficaz se presentan a continuación los LCOEs estimados para las principales fuentes de generación eléctrica a gran escala.



Tipo de planta	Factor de capacidad	LCOE (€/MWh)
Tecnologías regulables		
Térmica de carbón, captura 30%	85%	140,0
Térmica de carbón, captura 90%	85%	123,2
Térmica de gas natural		
Ciclo combinado convencional	87%	57,3
Ciclo combinado avanzado	87%	56,5
CC avanzado con CCS (Carbon Capture and Storage)	87%	82,4
Turbina de combustión convencional	30%	109,4
Turbina de combustión avanzada	30%	94,7
Nuclear avanzada	90%	99,1
Geotermal	91%	46,5
Biomasa	83%	102,4
Tecnologías no regulables		
Eólica terrestre	39%	63,7
Eólica marina	45%	157,4
Solar fotovoltaica	24%	85,0
Solar termal	20%	242,0
Hidroeléctrica	59%	66,2

Tabla 52: Estimación LCOEs para las principales formas de generación eléctrica [71]

Se observa que la tecnología más cara, la que en definitiva tiene un mayor coste asociado a la producción energética es la eólica marina, mientras que las que resultan más baratas son la geotermal y los ciclos combinados.

El teórico resultado obtenido para la generación eléctrica eólica marina mediante cimentaciones fijas, con profundidades no disponibles de acorde a las localizaciones y distancias a la costa seleccionadas puede considerarse en línea con los resultados, pudiendo deberse la diferencia encontrada a la menor producción energética, relacionada directamente con el menor factor de capacidad global registrado (obtenido ~ 30%, referencia ~ 45%).

Para el caso eólico marino flotante, el coste asociado a la generación de energía eléctrica se dispara más de 50 €/MWh en comparación los valores de referencia. Esto es fruto de la acción conjunta de un menor recurso eólico y aprovechamiento del mismo, y unos mucho más altos costes de producción de la propia plataforma flotante en comparación con las más sencillas y ligeras cimentaciones fijas. Considerando un precio de compra medio de la energía en España de 50€/MWh podemos afirmar que económicamente el escenario no resulta para nada positivo.

La diferencia entre el precio de la energía y el coste asociado a su producción resulta poco salvable y económicamente no soportable. A pesar de la existencia de políticas medioambientales que favorezcan la generación eléctrica mediante energías renovables, se puede concluir que desde el punto de vista económico, con la tecnología actualmente disponible, la instalación a esta escala y en este tipo de ubicaciones donde el potencial eólico no logra alcanzar altos factores de capacidad, no se consigue alcanzar la sostenibilidad económica del proyecto.

6. Conclusiones

Una vez finalizado el análisis de los factores que condicionan la toma de decisiones, ejecución y operación de un parque eólico marino, se presentan en los siguientes apartados las principales conclusiones que se pueden derivar del presente trabajo.

6.1 Diseño del parque

- Aerogeneradores instalados: 25
- Potencia de cada aerogenerador: 5 MW
- Potencia instalada: 125 MW
- Distancia media a costa: 10 km
- Tipo de cimentación empleada: Flotante (tipo Semi-sumergible)
- Sistema de amarre: Catenaria y cables de acero + anclas de arrastre
- Disposición de los aerogeneradores: Lineal al tresbolillo
- Orientación: Oeste, W
- Profundidad media: 200 metros

De forma exclusiva, el desarrollo eólico offshore hasta la actualidad se ha limitado siempre a zonas de la corteza oceánica que a distancias moderadas de la costa, siempre respetando las legislaciones vigentes, no se encuentran a profundidades elevadas fuera del alcance de las tradicionales cimentaciones fijas.

La necesidad de alcanzar nuevos horizontes, ante la relativamente baja disponibilidad de este tipo de localizaciones, ha potenciado el desarrollo del mercado eólico offshore flotante. Llegando a disponer en la actualidad tecnologías que comienzan a hacer posible la instalación de parques eólicos marinos en ubicaciones hasta el momento no aprovechables.

Ante esta nueva perspectiva, teniendo clara los aún el temprano estado de estas tecnologías se plantea, la instalación de un parque marino eólico offshore en la costa de Cantabria, región en la que a distancias relativamente pequeñas de la costa se tienen profundidades superiores en muchos casos a los 100 metros.

Se plantea la instalación de un pequeño parque eólico flotante, de 125 MW, en 6 ubicaciones repartidas a lo largo de la costa de Cantabria a una distancia media de 10 kilómetros de la costa, obteniendo datos de viento de directamente a través del atlas eólico del IDAE.

Considerando y realizando un análisis de los diferentes conceptos existentes acerca de plataformas flotantes para la industria offshore, debido a características como su alta estabilidad, relativamente sencilla construcción y las condiciones que simplifican en gran medida las tareas de instalación, operación y fondeo, se escoge el tipo Semi-sumergible o Semi-sub como la subestructura a emplear. Como modelo comercial de referencia, se toma la plataforma eólica flotante WindFloat, cuyos prototipos han sido probados obteniendo resultados satisfactorios en condiciones similares en la costa portuguesa.



En cuanto al aerogenerador se toma como referencia el aerogenerador comercial Gamesa Offshore G128-5.0MW. Disponiendo así de las principales características del mismo y la curva de potencia de la turbina, necesaria para realizar el posterior previsión de la energía eléctrica generada. En este sentido para completar los 125 MW de capacidad del parque, se emplea un total de 25 aerogeneradores.

Para el sistema de fondeo, se considera el uso de 3 anclas de arrastre por plataforma y líneas de amarre formadas tanto por catenaria como por cable de acero, no entrando directamente en el cálculo de los mismos.

La disposición en la que se situarán los aerogeneradores uno respecto de los otros en el parque, sin llegar a entrar en el análisis de la solución óptima debido a la complejidad de los cálculos implicados, y debido al alto carácter direccional de los vientos en la zona se tomará como lineal a tresbolillo, dividiendo el parque en dos filas de trece y doce aerogeneradores respectivamente.

Las distancias implicadas generalmente oscilan entre 3 y 5 veces el diámetro del rotor entre aerogeneradores de la misma fila y 5 y 9 veces entre filas. Para el presente estudio y con el objetivo de simplificar cálculos posteriores se toman unas distancias fijas de 5,8 y 7 veces. De esta forma teniendo en cuenta la rosa de los vientos ofrecida por el Atlas Eólico del IDAE se consigue, para ciertas direcciones del viento, alinear los aerogeneradores en la misma dirección en la que sopla el viento.

6.2 Conexión eléctrica

- Subestación eléctrica: Onshore
- Transmisión eléctrica: HVAC (High Voltage Alternating Current)

Las características del teórico parque en cuanto a capacidad y distancia a la costa permiten realizar la transmisión eléctrica en corriente alterna, sin necesidad de realizar la transformación de la misma en alta mar o incluso su rectificación a corriente continua.

Sin embargo de cara a aportar una mayor fiabilidad al parque se opta por una interconexión mallada de los aerogeneradores, agrupando los mismos de cinco en cinco y exportando la energía generada mediante cinco líneas eléctricas de 25 MW cada una.

6.3 Previsión de la producción

- Método: Curva de potencia + Modelo de Jensen (efecto estela)
- Datos de viento: Atlas Eólico del IDAE

Con los datos de viento disponibles y la información acerca de la turbina, el método de la curva de potencia proporciona una idea estimatoria de la producción del parque eólico. Las simplificaciones llevadas a cabo, impiden la aplicación de los resultados para propósitos más allá de realizar una estimación inicial.

En orden de afinar lo máximo posible los resultados obtenidos, se considera la reducción en la velocidad del viento que alcanza ciertos aerogeneradores debido a la estela provocada por los que el mismo tiene delante, de acuerdo al Modelo de Jensen.

6.4 Resumen de los resultados

Los resultados obtenidos reflejan lo que podía observarse en los mapas eólicos del apartado 5.3.1, con una mayor producción energética para las tres ubicaciones de la zona central de la región.

Para la ubicación más productiva de las estudiadas, la nº 4, correspondiente con la costa de Ribamontán al Mar, y considerando un precio medio de la energía en España de 50€/MWh:

Ubicación	Producción bruta anual (MWh)	Pérdidas anuales (MWh)	Producción neta anual (MWh)	Ingresos anuales
Nº 1 San Vicente de la Barquera	295784,117	7838,279	287945,838	14.397.291,89 €
Nº 2 Alfoz de Lloredo	294668,271	7808,709	286859,562	14.342.978,09 €
Nº 3 Santa Cruz de Bezana	340495,681	9023,136	331472,546	16.573.627,29 €
Nº 4 Ribamontán al Mar	340634,230	9026,807	331607,423	16.580.371,14 €
Nº 5 Santoña	337795,671	8951,585	328844,086	16.442.204,29 €
Nº 6 Castro Urdiales	301092,007	7978,938	293113,069	14.655.653,45 €

Tabla 53: Ingresos medios anuales estimados para las diferentes ubicaciones

La estimación de costes resulta en una inversión inicial de entorno a los 500 millones de euros para el parque en cuestión, distribuidos de acuerdo a la siguiente figura:

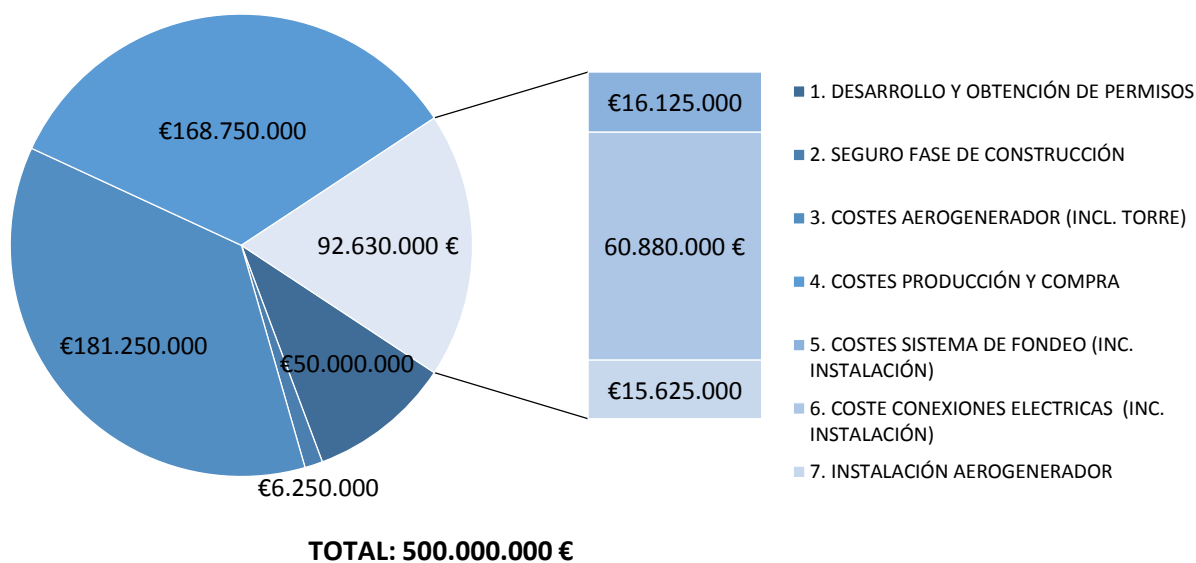


Figura 123: Estimación y distribución de costes asociados al parque eólico flotante

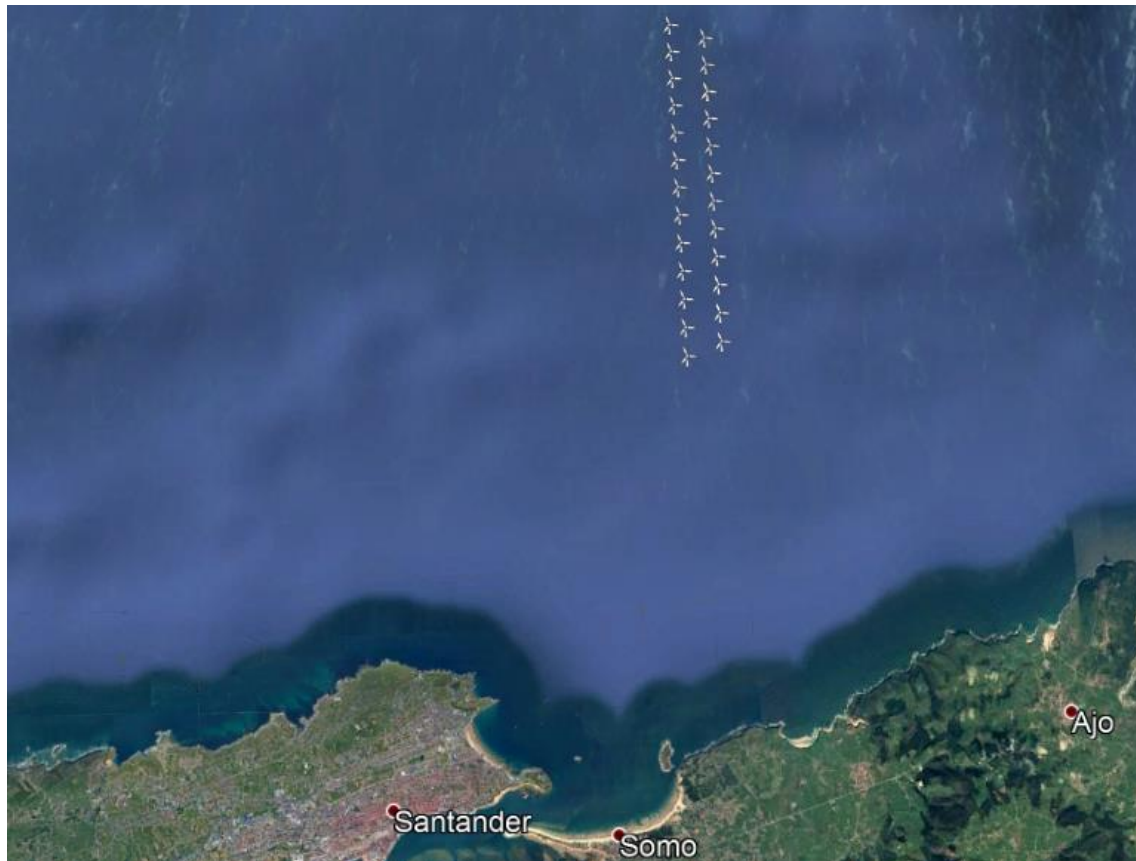


Figura 124: Representación del parque frente a la costa de Ribamontán al Mar [Fuente: Google Earth]

De forma general, los elevados costes asociados a la plataforma flotante, en relación principalmente con el alto tonelaje de acero de la subestructura y la complejidad constructiva de la misma, en conjunto con la relativamente baja previsión de la producción media anual del parque, provocan una gran diferencia entre los costes de producción de la energía eléctrica generada y su precio de venta en el pool energético. Sin olvidar en ningún caso los altos costes que ya implica la instalación de los aerogeneradores en alta mar, la instalación submarina de los cables de conexión y transporte eléctrico y la operación y mantenimiento de una instalación de este tipo.

Futuros avances en cuanto a los materiales empleados en la construcción de la plataforma y posibles mejoras en el diseño de la misma con el consiguiente ahorro económico en la producción de la subestructura permitirán, a diferencia de en la actualidad implementar este tipo de tecnologías más allá de proyectos experimentales con verdadera aplicación económica.

7. Bibliografía

- [1] Tony Burton [et al.], «Wind energy handbook», 2002.
- [2] greenarea.me, «Que es un Aerogenerador», 2015 [En línea]. Disponible en: <http://greenarea.me/es/92362/que-es-un-aerogenerador/>
- [3] Instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDEA), «Manuales de energías renovables; Energía eólica» 2006.
- [4] REN21, «Renewables 2016; Global status report», 2016.
- [5] REN21, «Energías renovables 2016; Reporte de la situación mundial; Hallazgos clave», 2016.
- [6] erenovable.com, «Energía eólica - Qué es, como funciona y las ventajas y desventajas de la energía eólica», 2017 [En línea]. Disponible en: <https://erenovable.com/aerogeneradores-eolicos/energia-eolica/>
- [7] EWEA, «The European offshore wind industry - key trends and statistics», 2015.
- [8] offshoreWIND.biz, «Hywind» [En línea]. Disponible en: <https://www.offshorewind.biz/tag/hywind/>
- [9] 4C Offshore, «Hywind Scotland Pilot Park Offshore Wind Farm». Disponible en: <http://www.4coffshore.com/windfarms/hywind-scotland-pilot-park-united-kingdom-uk76.html>
- [10] Statoil, «Hywind Scotland Facts» [En línea]. Disponible en: <https://www.statoil.com/>
- [11] Statoil, «Hywind Scotland Brochure» [En línea]. Disponible en: <https://www.statoil.com/>
- [12] Asociación Empresarial Eólica, «La eólica en España» [En línea]. Disponible en: <https://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>
- [13] energías-renovables, «Canarias quiere liderar el desarrollo de la eólica marina en España,», agosto 2017 [En línea]. Disponible en: www.energias-renovables.com
- [14] El Diario Montañes, «El primer parque eólico de Cantabria es una realidad desde hace dos meses», octubre 2016 [En línea]. Disponible en: <http://www.eldiariomontanes.es/>
- [15] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «La Energía en España», 2015.
- [16] Observatorio de la Sostenibilidad en España, «Sostenibilidad en España 2010», 2011.
- [17] Senvion wind, «Senvion wind energy solutions» [En línea]. Disponible en: <https://www.senvion.com/global/en/>
- [18] acciona, «¿Qué es un aerogenerador y cómo funciona?» [En línea]. Disponible en: <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/aerogeneradores/>
- [19] GE Renewable Energy, «What is Wind Energy?» [En línea]. Disponible en: <https://www.gerenewableenergy.com/wind-energy/technology/what-is-wind-energy>



- [20] Floating Power Plant, «Poseidon Floating Power» [En línea]. Disponible en: www.floatingpowerplant.com/
- [21] Mermaid Project, «Shallow, deep and ultra-deep water foundation technologies», 2013.
- [22] offshoreWIND.biz, «BARD » [En línea]. Disponible en: <https://www.offshorewind.biz/tag/bard/>
- [23] bp, «Thunder Horse » [En línea]. Disponible en: https://www.bp.com/en_us/bp-us/what-we-do/exploration-and-production/deepwater-gulf-of-mexico/thunder-horse.html
- [24] reve, «Wind Energy and Electric Vehicle Review - Wind Energy» [En línea]. Disponible en: <https://www.evwind.es/topics/news-menu/wind-energy>
- [25] Offshore Fleet, «Floating Production, Storage and Offsloading (FPSO)» [En línea] Disponible en: <http://offshore-fleet.com/data/fpso.htm>
- [26] MIT Technology Review, «Wind Power Moves into Deep Waters», 2008 [En línea]. Disponible en: <https://www.technologyreview.com/s/410216/wind-power-moves-into-deep-waters/>
- [27] MarineLink, «Offshore News» [En línea]. Disponible en: <https://www.marinelink.com/news/maritime/offshore>
- [28] Rigzone, «How Does a Tension Leg Platform (TLP) Work?» [En línea]. Disponible en: https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=305
- [29] ABB, «www.abb.es» [En línea].
- [30] IEC e-tech, «Twenty thousand cables under the sea» [En línea]. Disponible en: <https://iecetech.org/index.php/issue/2011-09/Twenty-thousand-cables-under-the-sea>
- [31] reve, «Alpha Ventus» [En línea]. Disponible en: <https://www.evwind.es/tags/alpha-ventus>
- [32] Subestaciones eléctricas, «Transformador» [En línea]. Disponible en: <https://subestacion.wordpress.com/trasformador/>
- [33] 4C Offshore, «Offshore substations Database» [En línea]. Disponible en: <http://www.4coffshore.com/windfarms/substations.aspx>
- [34] diartiodenautica.com, «Buques instaladores de turbinas eólicas », 2014 [En línea]. Disponible en: <http://www.diariodenautica.com/va-de-barcos>
- [35] Subsea world news, «Pacific Orca » [En línea]. Disponible en: <https://subseaworldnews.com/tag/pacific-orca/>
- [36] Amplicon, «ROV systems - Marine» [En línea]. Disponible en: <https://www.amplicon.com/marine/rov-systems.cfm>
- [37] 4C Offshore «Offshore Wind Farms» [En línea]. Disponible en: <http://www.4coffshore.com/windfarms/>

- [38] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «Mapa Eólico de España; Velocidad Media Anual a 80 m de altura», 2009.
- [39] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «Mapa Eólico de Cantabria; Velocidad Media Anual a 80 m de altura», 2009.
- [40] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «Mapa Eólico de Cantabria; Densidad de Potencia Media Anual a 80 m de altura», 2009.
- [41] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «Mapa Eólico de Cantabria; Velocidad Media Estacional a 80 m de altura», 2009.
- [42] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «Zonificación Ambiental Marina para Parques Eólicos - España», 2009.
- [43] Vista al Mar, «¿Qué es la batimetría?», 2011 [En línea]. Disponible en: <https://www.vistaalmar.es/especies-marinas/focas/71-ciencia-tecnologia/ingenieria-innovacion/1176-ique-es-la-batimetria.html>
- [44] GEBCO, «Regional mapping».
- [45] Navionics «Navionics Webapp» [En línea]. Disponible en: <https://webapp.navionics.com/#boating@6&key=kehhGn%60fv>
- [46] Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente «Red de Áreas Marinas Protegidas de España (RAMPE)», 2017.
- [47] Red Eléctrica de España (REE), «Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico - Sector 03: Principado de Asturias, Cantabria, País Vasco y Castilla y León», 2017.
- [48] Red Eléctrica de España (REE), «Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico - Sector 25: Leyenda», 2017.
- [49] Puerto de Santander, «<http://www.puertosantander.es>» [En línea].
- [50] Marina Pedreña, «Plano de balizamiento de la Bahía de Santander» [En línea]. Disponible en: <http://marinapedrena.es/es/descargas.html>
- [51] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «Atlas Eólico de España - Acceso al aplicativo» [En línea]. Disponible en: <http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>
- [52] ResearchGate, «Types of offshore wind turbine foundations» [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/figure/Types-of-offshore-wind-turbine-foundations-reproduced-from-ref-102-source-Principle_266086383_fig4
- [53] Windpower Engineering & Development «Foundations that float», 2017 [En línea]. Disponible en: <https://www.windpowerengineering.com/offshore-wind/foundations-that-float/>
- [54] IRENA, «Offshore Wind Floating Foundations», 2016.



- [55] Statoil «Hywind» [En línea]. Disponible en: <https://www.statoil.com/>
- [56] Principle Power «WindFloat» [En línea]. Disponible en: <http://www.principlepowerinc.com/en/windfloat>
- [57] GICON-SOF «GICON® SOF» [En línea]. Disponible en: <http://www.gicon-sof.de>
- [58] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Offshore Wind Research» [En línea]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/wind/offshore-wind.html>
- [59] Gamesa «Gamesa Offshore», 2014 [En línea]. Disponible en: <http://www.siemensgamesa.com/recursos/doc/productos-servicios/aerogeneradores/catalogo-offshore-eng.pdf>
- [60] wind-turbine-models.com, «Gamesa G128-5.0MW Offshore» [En línea]. Disponible en: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/766-gamesa-g128-5.0mw-offshore>
- [61] Windpower Engineering & Development «Optimizing energy production: Addressing rotor wakes at wind farms», 2016 [En línea]. Disponible en: <https://www.windpowerengineering.com/simulation/optimizing-energy-production-addressing-rotor-wakes-wind-farms/>
- [62] UNEFA. C. Méndez [et al.], «Evaluación del Efecto Estela en un Parque Eólico», 2002.
- [63] F. X. S. Cano, «Aerodinámica de aerogeneradores de eje horizontal», 2013.
- [64] M. O. Hansen, «Aerodynamics of wind turbines», Earthscan, 2008.
- [65] OffWind, «Engineering Model» [En línea]. Disponible en: <http://offwind.eu/Help/EngWindSim>
- [66] González-Longatt, F., Wall, P., Terzija, V., «Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior», 2012.
- [67] NEXANS, «<http://www.nexans.no/>» [En línea]. Disponible en: http://www.nexans.no/Germany/2013/SubmPowCables_FINAL_10jun13_engl.pdf
- [68] Ministerio de Ciencia y Tecnología, «ITC-BT-07» [En línea]. Disponible en: http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_07.pdf
- [69] Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, «Guías y directrices para la evaluación ambiental».
- [70] Anders Myhr [et al.], «Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective», 2014.
- [71] U.S. Energy Information Administration (eia), «Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017», 2017.

