

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



“DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO
OFFSHORE DE 160 MW EN EL CABO DE
TRAFALGAR”

TRABAJO DE FIN DE GRADO

Septiembre – 2021

AUTOR: Miguel Seva Pérez

DIRECTOR/ES: Damián Crespi Llorens

RESUMEN

La energía eólica es la fuente de energía renovable por la que más se está apostando en términos de desarrollo y avance debido a su madurez y eficiencia. No obstante, la mayor parte del avance es en el campo de la eólica marina u “*offshore*” ya que esta cuenta con mayor potencial energético.

Este proyecto consiste en desarrollar un estudio para el emplazamiento y posterior diseño de un parque eólico marino, comenzando por el análisis de las posibles localizaciones diferentes repartidas a lo largo del litoral español, finalmente se ha elegido el Cabo de Trafalgar como emplazamiento idóneo. El presente documento profundiza en materia técnica, económica y social logrando así el dimensionamiento de los parámetros relevantes que se deben de tener en cuenta para la elaboración de un parque eólico de 160 MW.

ABSTRACT

Wind energy is the renewable energy source on which the greatest commitment is being made in terms of development and progress due to its maturity and efficiency. However, most of the progress is in the field of offshore wind energy, as this has the greatest energy potential.

This project consists of developing a study for the location and subsequent design of an offshore wind farm, starting with an analysis of the different possible locations along the Spanish coastline, with Cape Trafalgar finally being chosen as the ideal site. This document goes into technical, economic and social matters in depth, thus achieving the dimensioning of the relevant parameters that must be taken into account for the development of a 160 MW wind farm.

Palabras clave: offshore, aerogenerador, parque eólico marino, cimientos, plataformas flotantes, mantenimiento, viabilidad económica, zonificación EEAL.

Índice de contenidos

1. Motivación.....	1
2. Objetivos.....	1
3. Introducción.....	2
4. Normativa aplicable.....	3
4.1. Normativa estatal.....	4
4.2. Normativa autonómica	5
5. Situación eólica global y nacional	6
5.1. Situación eólica marina	7
6. Energía eólica	9
6.1. Evolución.....	9
6.2. Conceptos básicos de los aerogeneradores.....	12
6.3. Recurso eólico	16
7. Eólica marina.....	20
7.1. Plataformas offshore.....	21
7.1.1. Plataformas de estructura fija	23
7.1.2. Plataformas de estructura flotante	29
7.2. Cableado para plataformas offshore	33
8. Diseño de un parque eólico offshore	38
8.1. Filtrado medioambiental para zonificación	38
8.2. Filtrado de recurso eólico	40
8.3. Filtrado por batimetría.....	43
8.4. Posibles emplazamientos.....	45
8.4.1. Costa gallega	45
8.4.2. Archipiélago canario	48
8.4.3. Litoral mediterráneo	51
8.4.4. Litoral del atlántico sur.....	53

8.4.5. Selección de emplazamiento final	56
9. Características técnicas del parque	57
9.1. Delimitación de la superficie	57
9.2. Propiedades del viento en la zona límite	59
9.3. Análisis de oleajes y mareas	63
9.4. Selección de aerogenerador comercial	65
9.5. Energía producida.....	67
9.6. Posicionamiento y orientación de los aerogeneradores	70
9.7. Cimentación.....	74
9.8. Infraestructura eléctrica	76
9.8.1. Conversión BT-MT	77
9.8.2. Conversión MT/AT	81
9.9. Impacto medioambiental	84
9.10. Logística	88
9.11. Mantenimiento.....	90
10. Estudio económico	95
10.1. Clasificación de los costes.....	96
11. Conclusiones.....	103
12. Anexos.....	104
12.1. Ficha técnica aerogenerador SG 8.0-167 DD.....	104
12.2. Ficha técnica transformador GEAFOL de Siemens	106
12.3. Ficha técnica celda de protección Siemens NXPLUS C	107
12.4. Ficha técnica cable submarino XLPE ABB	109
12.5. Ficha técnica celda de protección ELK 04-C de 145 kV	112
12.6. Ficha técnica buque “Pacific Orca”	114
12.7. Ficha técnica buque cablero “Stemat Spirit”	115
13. Bibliografía.....	117

Índice de figuras

<i>Figura 1 Potencia eólica instalada en Europa</i>	7
<i>Figura 2 Previsión de parques eólicos marinos hasta 2025</i>	8
<i>Figura 3 Primer aerogenerador eléctrico</i>	9
<i>Figura 4 Aerogenerador de prueba de la Cour</i>	10
<i>Figura 5 Evolución del aerogenerador. Fuente: DONG Energy</i>	11
<i>Figura 6 Componentes del aerogenerador. Fuente: Wikipedia</i>	12
<i>Figura 7 Multiplicadora en aerogenerador</i>	13
<i>Figura 8 Sistema Pitch</i>	14
<i>Figura 9 Efecto Coriolis en hemisferios Norte y Sur</i>	16
<i>Figura 10 Perfil capa límite</i>	17
<i>Figura 11 Comparación perfil de velocidad en diferentes terrenos</i>	18
<i>Figura 12 Profundidad media de nuevos aerogeneradores</i>	21
<i>Figura 13 Movimiento y oscilación de un aerogenerador</i>	22
<i>Figura 14 Cimentaciones de estructura fija</i>	23
<i>Figura 15 Estructura monopilote</i>	23
<i>Figura 16 Transporte de monopilote</i>	24
<i>Figura 17 Instalación de monopilote</i>	24
<i>Figura 18 Cimentación de gravedad</i>	25
<i>Figura 19 Cimentación Jacket</i>	26
<i>Figura 20 Cimentación tipo trípode</i>	27
<i>Figura 21 Tipos de plataformas flotantes</i>	29
<i>Figura 22 Estructura SPAR tradicional</i>	30
<i>Figura 23 Plataforma TLP</i>	31
<i>Figura 24 Plataforma semisumergible 'Tri-floater'</i>	32
<i>Figura 25 Componentes de un cable marino</i>	33
<i>Figura 26 Agrupaciones de material conductor</i>	35
<i>Figura 27 Esquema de cableado para plataformas offshore</i>	36
<i>Figura 28 Cable alta tensión en corriente alterna</i>	37
<i>Figura 29 Zonificación para parques marinos de más de 50 MW</i>	39
<i>Figura 30 Representación de velocidad media anual a 80 metros de altura</i>	40
<i>Figura 31 Zona EEAL filtrada por aprovechamiento eólico, Península Ibérica</i>	42
<i>Figura 32 Zona EEAL filtrada por aprovechamiento eólico, Islas Canarias</i>	42
<i>Figura 33 Batimetría de la península ibérica</i>	43
<i>Figura 34 Batimetría en las Islas Canarias</i>	44
<i>Figura 35 Superficie útil apta para el proyecto</i>	44

<i>Figura 36</i> Posible emplazamiento en la costa gallega	45
<i>Figura 37</i> Posible ubicación del parque eólico offshore.....	46
<i>Figura 38</i> Velocidad del viento en el posible emplazamiento, Galicia.....	46
<i>Figura 39</i> Perfil de profundidad desde la costa hasta el posible emplazamiento, Galicia.....	46
<i>Figura 40</i> Puertos más importantes de Galicia.....	47
<i>Figura 41</i> Tráfico marino, Galicia	47
<i>Figura 42</i> Posibles zonas viables en el archipiélago canario	48
<i>Figura 43</i> Posible emplazamiento en Fuerteventura.....	49
<i>Figura 44</i> Perfil batimétrico emplazamiento de Fuerteventura	50
<i>Figura 45</i> Puerto del Rosario	50
<i>Figura 46</i> Tráfico marino en Fuerteventura.....	50
<i>Figura 47</i> Posible emplazamiento en litoral mediterráneo	51
<i>Figura 48</i> Perfil batimétrico Cabo de Creus	52
<i>Figura 49</i> Puerto de Barcelona	52
<i>Figura 50</i> Tráfico marino en posible emplazamiento de Gerona.....	52
<i>Figura 51</i> Posible emplazamiento en cabo de Trafalgar	53
<i>Figura 52</i> Posible emplazamiento en el cabo de Trafalgar.....	54
<i>Figura 53</i> Perfil batimétrico hasta el posible emplazamiento de Trafalgar	54
<i>Figura 54</i> Puerto de Algeciras.....	55
<i>Figura 55</i> Tráfico marino en cabo de Trafalgar	55
<i>Figura 56</i> Perímetro delimitante de la zona de proyecto	58
<i>Figura 57</i> Vértices del área de trabajo	58
<i>Figura 58</i> Coordenadas para análisis de viento.....	59
<i>Figura 59</i> Velocidad media mensual a 100 metros de altura	59
<i>Figura 60</i> Velocidad media mensual a nivel de mar en 2020	59
<i>Figura 61</i> Perfil de velocidades en las coordenadas seleccionadas	60
<i>Figura 62</i> Rosa de los vientos en el emplazamiento a 100 metros de altitud.....	61
<i>Figura 63</i> Histograma del emplazamiento a nivel de mar.....	61
<i>Figura 64</i> Distribución de Weibull en el emplazamiento	62
<i>Figura 65</i> Histórico de ola significativa en el emplazamiento	63
<i>Figura 66</i> Histograma de oleaje	63
<i>Figura 67</i> Histórico de máximos pleamar mensuales en Tarifa.....	64
<i>Figura 68</i> Máximos de pleamar y bajamar en Tarifa	64
<i>Figura 69</i> Clasificación de los aerogeneradores según IEC.....	65
<i>Figura 70</i> Curva de potencia del aerogenerador offshore SG 8.0-167 DD.....	66
<i>Figura 71</i> Distribución óptima en un parque eólico.....	70
<i>Figura 72</i> Distribución de nuestro parque eólico.....	71
<i>Figura 73</i> Área final del emplazamiento orientada al este.....	72

<i>Figura 74 Posición de los aerogeneradores pertenecientes a fila 1 (F1)</i>	<i>72</i>
<i>Figura 75 Posición de los aerogeneradores pertenecientes a la fila 2 (F2).....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 76 Esquema general del parque eólico en sistema de mallado.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 77 Celda de protección Siemens NXPLUS C</i>	<i>78</i>
<i>Figura 78 Comparativa económica en función de la distancia entre HVAC y HVDC.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 79 Impacto visual de un molino eólico en función de la distancia.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 80 Buque TIV " Pacific Orca" en funcionamiento</i>	<i>88</i>
<i>Figura 81 Buque cablero "Stemat Spirit"</i>	<i>89</i>
<i>Figura 82 Vehículo ROV para tendido de cable</i>	<i>89</i>
<i>Figura 83 Operarios realizando mantenimiento predictivo de las palas de un aerogenerador</i>	<i>93</i>
<i>Figura 84 Curva de aprendizaje en cimentación.....</i>	<i>97</i>



Índice de tablas

<i>Tabla 1 Clases y longitudes de rugosidad</i>	19
<i>Tabla 2 Resumen principales cimentaciones fijas</i>	28
<i>Tabla 3 Comparación cable de cobre y aluminio</i>	34
<i>Tabla 4 Desglose de superficie útil según zonificación EEAL</i>	39
<i>Tabla 5 Distribución de superficie útil por rango de velocidades</i>	41
<i>Tabla 6 Coordenadas de la zona límite del parque eólico</i>	57
<i>Tabla 7 Comparación de aerogeneradores comerciales</i>	66
<i>Tabla 8 Datos de interés del aerogenerador SG 8.0-167 DD</i>	66
<i>Tabla 9 Datos para análisis de energía producida</i>	67
<i>Tabla 10 Datos para la curva de potencia SG 8.0-167 DD</i>	67
<i>Tabla 11 Parámetros para el cálculo de potencia generada</i>	68
<i>Tabla 12 Tabla de potencia generada en el parque</i>	68
<i>Tabla 13 Características energéticas del parque eólico</i>	69
<i>Tabla 14 Resumen de las características del parque eólico</i>	71
<i>Tabla 15 Resumen coordenadas de los aerogeneradores</i>	73
<i>Tabla 16 Datos de dimensionamiento para cimentación monopilote</i>	75
<i>Tabla 17 Resumen características de la cimentación</i>	75
<i>Tabla 18 Especificaciones celda de protección</i>	79
<i>Tabla 19 Secciones mínimas en función de intensidad</i>	80
<i>Tabla 20 Datos línea de evacuación con cable ABB de sección 1000 mm²</i>	82
<i>Tabla 21 Resumen de la infraestructura eléctrica</i>	83
<i>Tabla 22 Inspecciones habituales por elementos en un molino eólico</i>	91
<i>Tabla 23 Coste de la primera unidad de cimentación</i>	96
<i>Tabla 24 Coste total cimentación</i>	97
<i>Tabla 25 Coste total aerogeneradores</i>	98
<i>Tabla 26 Costes infraestructura eléctrica</i>	98
<i>Tabla 27 Costes por operación y mantenimiento</i>	99
<i>Tabla 28 Presupuesto final del parque eólico</i>	100
<i>Tabla 29 Situación económica anual</i>	101

1. MOTIVACIÓN

El crecimiento de la demanda energética en España y a nivel mundial debido al desarrollo tecnológico industrial y el crecimiento de la población. Con el apoyo del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) se presenta una necesidad urgente de desarrollo y expansión de los diferentes sectores de generación eléctrica procedente de energías renovables, especialmente de la energía eólica. Frente a la limitación hoy existente en la eólica terrestre, fruto de limitaciones urbanísticas, se contempla el desarrollo de proyectos de eólica marina.

2. OBJETIVOS

El objetivo de este proyecto es el diseño de un parque marino *offshore* en España situado en un emplazamiento previamente estudiado y calificado como idóneo en cuanto a recurso eólico, apto en términos medioambientales y viabilidad económica.

Previo al diseño del parque se explicará los conocimientos físicos necesarios para la comprensión del proyecto y se expondrá resumidamente el desarrollo de la tecnología eólica desde sus inicios hasta la actualidad.

Se evaluarán los parámetros de diseño conforme a los conocimientos teóricos para aplicarlos al dimensionamiento de los componentes del parque eólico permitiendo así elegir los modelos comerciales apropiados.

3. INTRODUCCIÓN

La humanidad a lo largo de su historia ha necesitado la energía para su supervivencia y desarrollo como sociedad, con el paso de los años, el ingenio humano ha permitido crear herramientas que lograban reducir el esfuerzo físico para conseguir una determinada acción.

Pero no es hasta la Primera Revolución Industrial junto con la aplicación de la máquina de vapor que sucede un cambio radical en cuanto al aumento de energía necesaria y respectivamente la del combustible fósil, principalmente el carbón mineral debido a su gran potencial calorífico con respecto a la madera o el carbón vegetal.

En ese período aumentó de forma exponencial la economía de los países industrializados. A partir del siglo XIX una serie de cambios produjo lo que hoy en día denominamos la Segunda Revolución Industrial, con la aparición del petróleo, nuevos sistemas de transporte como el automóvil o el avión, el uso de gas para iluminación o calefacción.

El crecimiento de la demanda desde entonces hasta la actualidad no ha parado de crecer y con ello los problemas: la excesiva cantidad de emisiones de gases como el dióxido de carbono (CO₂) producidas por la combustión de los combustibles fósiles.

El calentamiento global producido por estas emisiones ha creado una gran alarma social que ha impulsado en las últimas décadas a los países a desarrollar estrategias energéticas que puedan frenar la contaminación y la dependencia de los combustibles fósiles.

Una gran cantidad de países se comprometieron en el tratado de Kioto (2005) a reducir la emisión de gases de efecto invernadero, por lo que aparecieron diferentes alternativas a todos los niveles de industria para paliar la contaminación.

Posteriormente, un total de 195 países desarrollados y en desarrollo firmaron el Acuerdo de París (2016) el cual estableció un límite de gases de efecto invernadero y reducir el aumento de la temperatura global promedio a 1,5 °C. A nivel europeo los países miembros de la Comunidad Europea firmaron el Green Deal (2019) como eje de la política europea con el objetivo de que la economía sea carbón-neutral en 2050.

Las energías renovables, en el marco del sector energético, han pasado a ser las protagonistas en la lucha contra el cambio climático y están constituidas por: solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, biomasa e hidráulica.

Una de las tecnologías más avanzadas y usadas actualmente es la energía eólica, especialmente en el área terrestre. Países altamente industrializados como Alemania, Estados Unidos, China o India están apostando por la energía eólica como energía alternativa a la convencional.

Un problema al que se enfrenta esta solución radica en el emplazamiento de los aerogeneradores, estos deben estar suficientemente lejos de las zonas urbanizadas debido a su elevada contaminación visual y acústica, por lo que los parques marinos eólicos representan una solución a medio y largo plazo a este problema.

4. NORMATIVA APLICABLE

REGLAMENTO (UE) No 347/2013 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 17 de abril de 2013 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión no 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) no 713/2009, (CE) no 714/2009 y (CE) no 715/2009.

Reglamento de la Unión Europea (EU) 2016/631 de la comisión de 14 de abril de 2016 establecer un código de red en los requisitos para la conexión a la red de generadores.

El Reglamento (UE) 2019/943, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

La Directiva (UE) 2019/944, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

4.1. Normativa estatal

Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.

Real Decreto 1471/1989, de 1 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento general para desarrollo y ejecución de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.

Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento de alta tensión y sus fundamentos técnicos sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctricas de alta tensión y sus inspecciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

Resolución de 30 de abril de 2009, de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación de la Resolución conjunta de la Secretaría General de Energía y de la Secretaría General del Mar, por la que se aprueba el estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos.

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Es la principal norma reguladora de las actividades de Red Eléctrica, atribuyéndole el ejercicio de las actividades de transporte y operación del sistema, así como la función de gestor de la red de transporte.

Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.

Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

BOE 31/03/2021.- Resolución de 25 de marzo de 2021, conjunta de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Oficina Española de Cambio Climático, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021, por el que se adopta la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030

4.2. Normativa autonómica

Plan Andaluz de sostenibilidad energética 2007-2013 (PASENER) aprobado mediante Decreto 279/2007, de fecha 13 de noviembre de 2007, concebido como instrumento estratégico para potenciar las energías renovables y limpias.

BOE. Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y eficiencia energética de Andalucía.

Orden de 29 de febrero de 2008 (500 MW) por la que se regula el procedimiento para la priorización en la tramitación del acceso y conexión a la red eléctrica en Andalucía para la evacuación de la energía de las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria la energía eólica, contempladas en el RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

5. SITUACIÓN EÓLICA GLOBAL Y NACIONAL

Según [1] : *“La potencia eólica instalada en el mundo ha sobrepasado los 651 GW. Durante 2019, la potencia eólica mundial se ha incrementado en 60,4 GW. China, EE.UU., Reino Unido, India y España han sido los países que más potencia han instalado en el año y continúan siendo líderes a nivel mundial.*

China, en primera posición en el ranking mundial, ha sumado 26,1 GW en 2019, y cuenta con una capacidad eólica de 236 GW, el 35% de la potencia eólica mundial. Estados Unidos ha experimentado otro año consecutivo con un fuerte crecimiento en energía eólica con la instalación de 9,1 GW, superando los 100 GW eólicos instalados en el país (105 GW).

En Europa, en 2019, la nueva potencia ha estado liderada por Reino Unido, España y Alemania (nueva potencia 15,4 GW en 2019). De esos 15,4 GW instalados en Europa en 2019, 3,6 GW fueron de eólica offshore.”

En cuanto a la situación eólica en España [2] :

En 2021 la energía eólica en España ha aportado un 32,9 % más de energía en el sistema eléctrico respecto al mismo periodo de 2020. La consecuencia es un nuevo récord: en marzo de 2021 se ha logrado que más de la mitad de la producción nacional de electricidad (54,6%) sea de origen renovable. Las energías renovables en su conjunto han sido responsables de casi 35.000 GWh. Esta cifra implica un aumento del 29% respecto al mismo periodo de 2020.

El pasado 23 de enero de 2021, la energía eólica en España registró, su mayor aportación de energía diaria al mix de generación. Entonces se alcanzó la cifra de 413 GWh, es decir, un 2,2% más que el anterior máximo, registrado el 13 de diciembre de 2019. Ese día se registró 404 GWh.

La energía eólica en España es la tecnología de generación con más potencia instalada. A día de hoy, aporta un total de 27.370 MW y representa una cuarta parte de los 109.899 MW de potencia instalada, según datos actualizados a febrero de 2021. Desde 2017, el parque de generación español ha sumado cerca de 4.300 nuevos MW de potencia eólica.”

5.1. Situación eólica marina

La energía eólica marina es una fuente relativamente moderna, con una inversión récord en 2021 de 26.000 millones de euros, dotando la tecnología offshore de mayor confianza en el mercado energético. Entre los grandes proyectos eólicos europeos están involucrados países como Países Bajos, liderando con la instalación de 1493 MW como podemos observar en la Figura 1. Bélgica instaló 706 MW, Reino Unido 706 MW y Alemania 219 MW. Polonia aprobó en 2020 la Ley de Energía Eólica Marina aspirando a construir parques marinos con capacidad de hasta 28 GW. También hay países como España, Grecia, Irlanda, Estonia, Letonia y Lituania que están en vías de desarrollo de proyectos viables debido a un gran avance en el sector en profundidades medias.

La Comisión Europea presentó en 2020 la Estrategia de Energías Renovables en el Mar (ORES) creando un marco normativo para el desarrollo de la tecnología offshore fijando un objetivo de 300 GW en 2050 para la UE. Debido a las condiciones ideales de profundidad, unos 36 metros de media, el Mar del Norte concentra el 79% de los aerogeneradores instalados en Europa, dotando de una capacidad de 19,8 GW, seguido del mar de Irlanda con el 12% y el mar Báltico con un 9%.

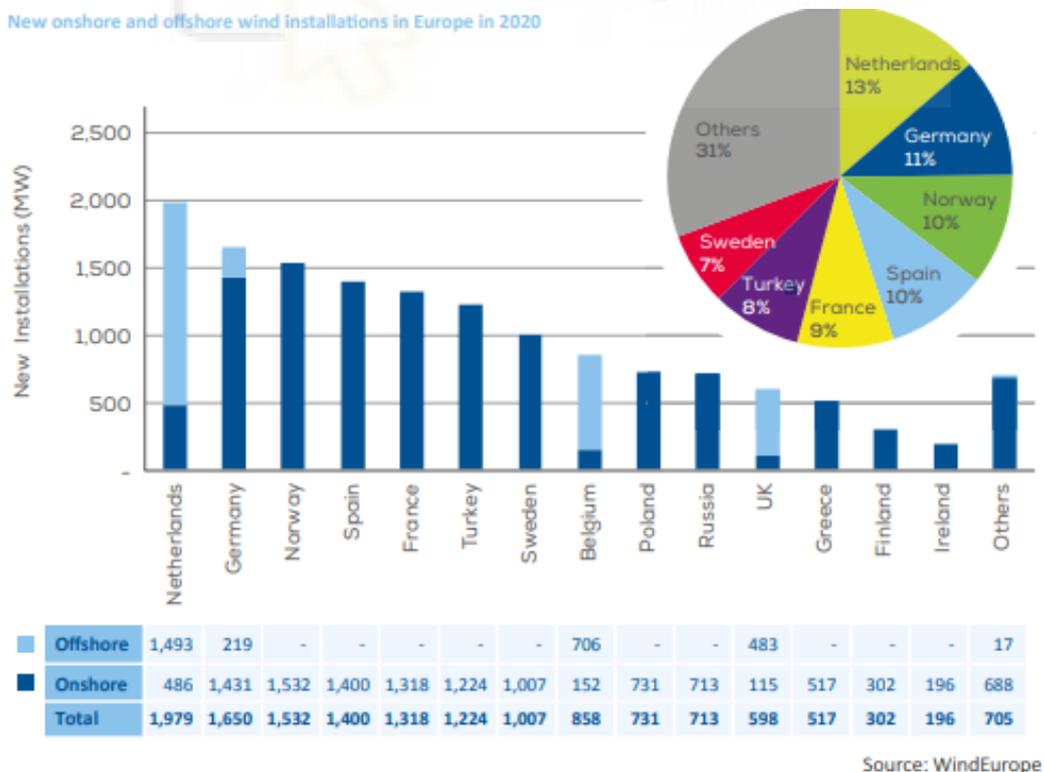


Figura 1 Potencia eólica instalada en Europa [3]

De acuerdo con las expectativas sobre la instalación de parques marinos nuevos, Europa instalará 29 GW de potencia eólica marina hasta 2025. Para cumplir con este objetivo tiene que instalar 6 GW de media por año, consiguiendo el 28% de la cuota de mercado energético. Como podemos observar en la Figura (2), Reino Unido concentra la mayoría de los proyectos de cara al 2025, con más del 50% de la inversión europea. [3]

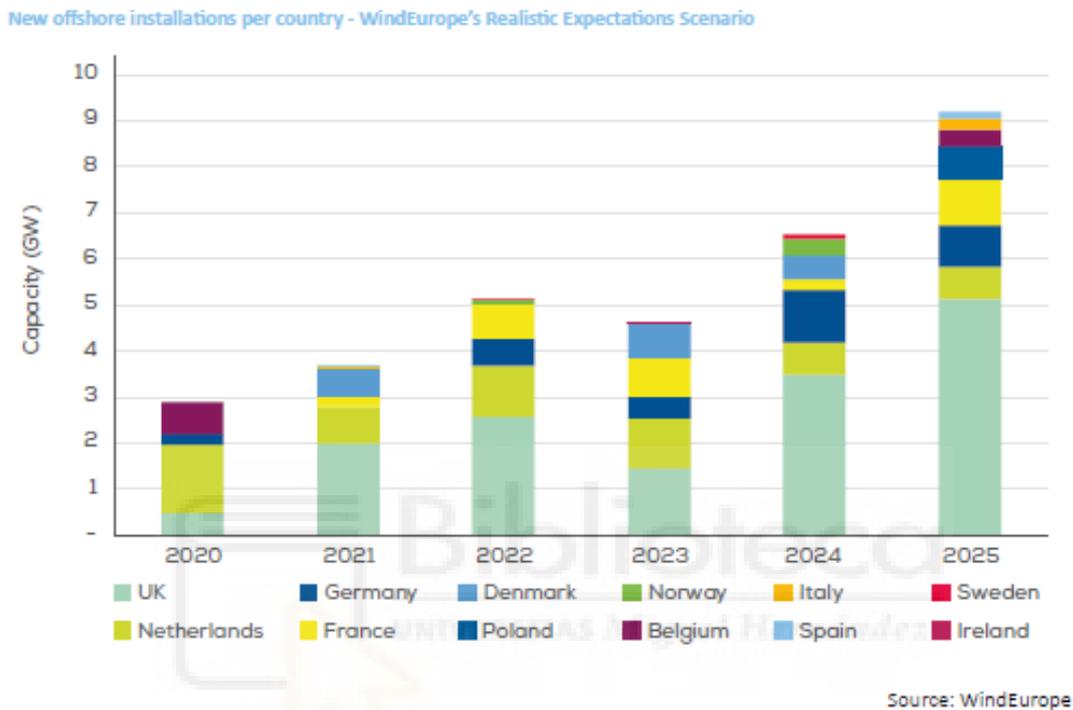


Figura 2 Previsión de parques eólicos marinos hasta 2025 [3]

En España contamos con un gran desarrollo de eólica terrestre, actualmente contamos con 27.446 MW de potencia acumulada, siendo la segunda fuente de generación eléctrica en 2020. Esta potencia nos ayuda a cubrir el 21,9% de la energía consumida a través de 1267 parques a lo largo del territorio nacional. En cambio, la tecnología offshore aún no está implementada debido mayormente a problemas de batimetría, no obstante, España es una potencia en las incipientes soluciones flotantes para los parques eólicos marinos: de las 27 identificadas a escala global, siete son españolas. También es el país europeo con más instalaciones de I+D para eólica flotante y las otras energías del mar, como la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) y la Plataforma de Energía Marina de Vizcaya (BiMEP) o la Zona experimental de aprovechamiento de energías marinas de Punta Langosteira (La Coruña), el segundo banco de pruebas del mundo para la energía de las olas. España está en vías de desarrollo de proyectos en diferentes puntos interesantes de la península.

6. ENERGÍA EÓLICA

En este apartado trataremos los principios básicos de la energía eólica, así como la evolución desde sus inicios hasta la actualidad.

6.1. Evolución

La energía eólica es una de las energías más antiguas, el viento como fuerza motriz se ha utilizado desde la antigüedad, aprovechada para el desplazamiento de barcos mediante el uso de velas o el funcionamiento de maquinaria de los molinos al mover sus aspas. Pero no fue hasta 1887 cuando Charles Francis Brush construyó el primer aerogenerador eléctrico. El aerogenerador era capaz de producir hasta 12 kW en CC almacenada en 12 baterías.



Figura 3 Primer aerogenerador eléctrico [4]

Como podemos ver, es muy diferente a lo que hoy en día consideramos un aerogenerador moderno, este primer modelo tenía un diámetro de rotor de 17 metros y contaba con 144 palas de rotor hechas con madera de cedro. Este aerogenerador tuvo una vida útil de 20 años junto a las baterías.

Años más tarde, el meteorólogo e inventor Poul la Cour, fue uno de los pioneros en la energía eólica moderna, fundó la primera academia de energía eólica y potenció la fabricación de aerogeneradores que provocaban electrolisis para circuitos eléctricos, el científico danés descubrió que las turbinas eólicas con pocas palas de rotor eran más eficientes que las de mayor numero de palas.



Figura 4 Aerogenerador de prueba de la Cour [4]

Uno de sus alumnos, Johannes Jull introdujo a mediados del siglo XX la producción de electricidad en corriente altera y el diseño de aerogeneradores capaces de orientarse siguiendo la dirección del viento, optimizando el recurso eólico.

Durante ese mismo siglo se asentaron las bases teóricas del aprovechamiento de la energía del viento para generar electricidad principalmente descrita por Albert Betz. En 1908 había 72 generadores eólicos de 5-25 kW de potencia generada en Dinamarca, contribuyendo al modelo descentralizado de la electrificación.

Años más tarde los molinos de vientos se utilizaban habitualmente en regiones agrícolas de EEUU donde la electricidad aún no llegaba, en 1941 se instaló la primera turbina superior al MW por el científico Palmer Cosslett Putnam. [5]

En 1973 sucedió la primera crisis el petróleo encareciendo los precios del crudo y provocando una crisis energética dando lugar a la búsqueda de alternativas energéticas.

A día de hoy, la energía eólica crece de forma imparable, en algunos países más que en otros, pero sin duda alguna en España existe un gran crecimiento, siendo uno de los

primeros países, por debajo de Alemania a nivel europeo o de Estados Unidos a escala mundial. El auge del aumento de parques eólicos se debe a las condiciones favorables de viento, sobre todo en Andalucía, ya que el recurso de viento es excepcional.

La mayor parte de la energía eólica en España proviene de molinos terrestres, dejando un margen de mejora enorme para aprovechar el potencial energético marítimo. Por lo que actualmente el punto de mira se dirige hacia el mar debido a que tiene vientos más constantes y menos turbulentos, ideales para generación eólica.

Las turbinas modernas fueron desarrolladas a comienzos de 1980, si bien, los diseños continúan en desarrollo. La industria de la energía eólica en tiempos modernos comenzó en 1979 con la producción en serie de turbinas de viento por los fabricantes Kuriant, Vestas, Nordtank, y Bonus. Aquellas turbinas eran pequeñas para los estándares actuales, con capacidades de 20 a 30 kW cada una. Desde entonces, la talla de las turbinas ha crecido enormemente, y la producción se ha expandido a muchos países.

La evolución de los aerogeneradores ha sido en gran manera influida por un parámetro: el tamaño. El avance de los molinos se resume en diseñar aerogeneradores cada vez más grandes: palas de mayor tamaño que permitan cubrir una mayor superficie; y torres más altas que permitan alcanzar mayores cotas y aprovechar un mejor recurso eólico.

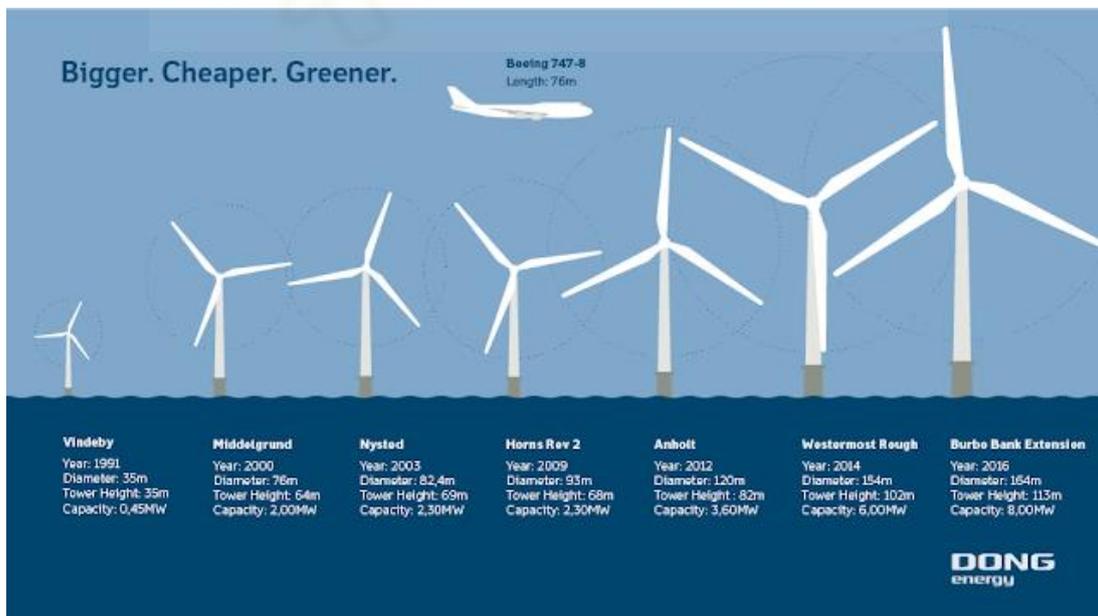


Figura 5 Evolución del aerogenerador. [6]

6.2. Conceptos básicos de los aerogeneradores

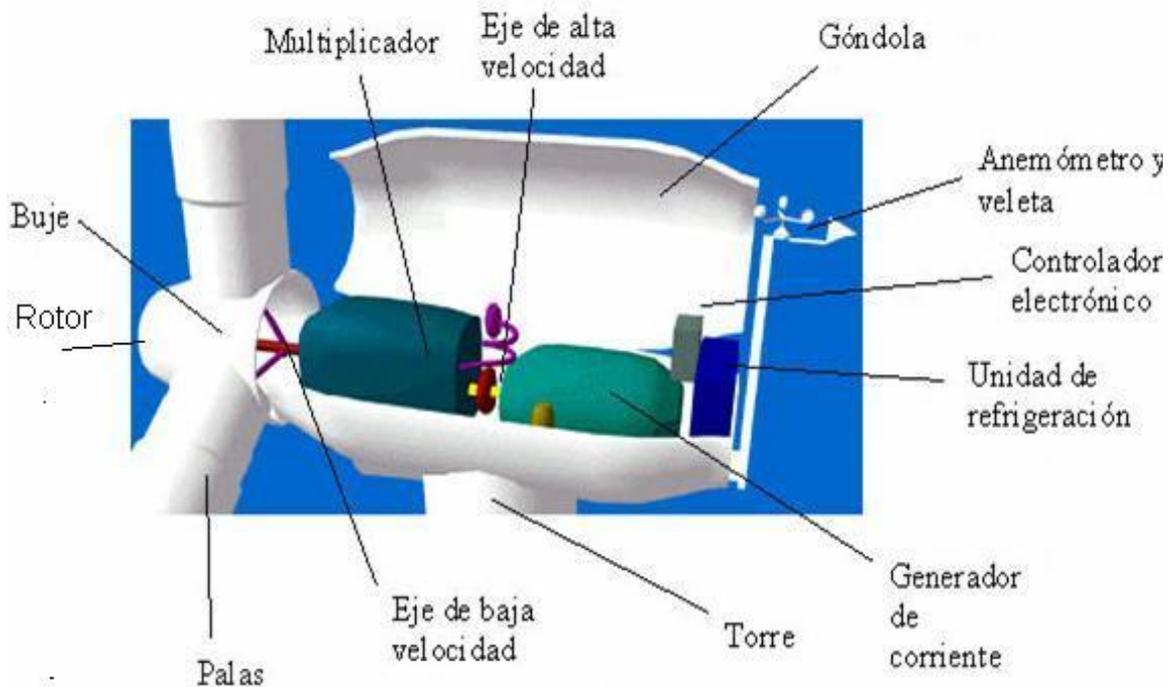


Figura 6 Componentes del aerogenerador. [7]

Los aerogeneradores más actuales se componen principalmente de:

Rotor:

Se encuentra unido al eje principal para la transmisión del giro y se divide en 3 partes:

- **Nariz:** Es un elemento aerodinámico que se sitúa en frente de la dirección de viento sobresaliendo de la zona de unión entre las palas y el buje. Su misión consiste en redireccionar el viento de la parte frontal del rotor a los respiraderos de la góndola y a la vez evitar turbulencias en la parte frontal del rotor.
- **Buje:** Es la pieza de unión entre las palas y el eje principal, y por lo tanto el transmisor de la fuerza del viento al interior de la góndola.
- **Palas:** Las palas suelen ser fabricadas con materiales con gran resistencia estructural y a fatiga, teniendo en cuenta que estarán afectados de inclemencias climáticas, fuerte vientos y en los casos de aerogeneradores offshore a salinidad.

Góndola:

Es el chasis principal del aerogenerador, se sitúa en la parte superior de la torre y en su interior se encuentran los elementos eléctricos y mecánicos necesarios para convertir el giro del rotor en energía eléctrica. Se encuentra unida a la torre por una corona dentada para permitir la orientación del rotor al viento, y rotor y las palas por el eje principal que transmitirá la fuerza del viento al multiplicador y al motor sucesivamente. En su parte exterior lleva instalado un anemómetro y una veleta conectados a los sistemas de control de aerogenerador, y unos respiraderos para garantizar la refrigeración del motor. Se construyen en acero forjado y placas de fibra de vidrio.

Multiplicadora:

El multiplicador es una caja de engranajes que convierte la baja velocidad de giro y alta potencia del eje principal en una velocidad de giro adecuada para el funcionamiento del motor a costa de la potencia. El giro se transmite del multiplicador a el motor mediante el eje secundario, de menor diámetro que el eje principal, de forma similar a como ocurría entre el rotor y la caja de engranajes con el eje principal.

El tren de potencia es el encargado de transmitir la energía producida por el giro del rotor al motor de una forma aprovechable por este para la generación de energía eléctrica. Está formado por el eje principal, caja multiplicadora y eje secundario.

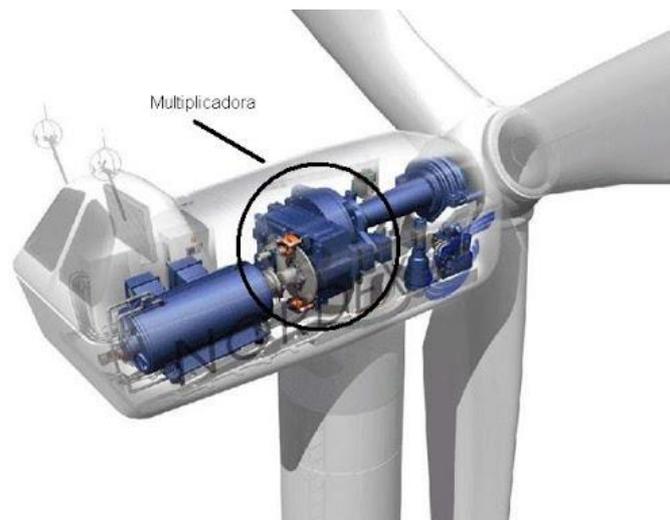


Figura 7 Multiplicadora en aerogenerador [8]

Generador:

El generador convierte la energía mecánica producida por el rotor en energía eléctrica. Existen 3 tipos de generadores, asíncrono (jaula de ardilla), asíncrono con rotor bobinado y el síncrono (multipolo). El más elegido suele ser el asíncrono. En la eólica offshore suelen tener una potencia media de 4,5-8 MW.

Sistemas de giro y anulación:

Los sistemas de control en un aerogenerador tienen dos importantes cometidos, el primero es el aprovechamiento máximo de la fuerza del viento mediante la orientación del rotor, el segundo es la protección del aerogenerador ante velocidades de viento que podrían dañar la instalación, normalmente conocido como Pitch, el cual permite cambiar el ángulo de las palas para conseguir mayor empuje y aminorar las cargas producidas por la baja uniformidad del viento.



Figura 8 Sistema Pitch [9]

Sistema de refrigeración:

Su función es evacuar el calor del generador y demás sistemas eléctricos junto con el de todas las partes vitales sometidas a rozamientos.

Torre:

Cada vez son de mayor tamaño y suelen estar construidas con acero. Su función es elevar la góndola y las palas hasta la altura necesaria en función del viento y de la potencia. Actualmente, la altura de la torre puede llegar hasta los 120 metros donde se encuentra la góndola, por el interior de la torre suele haber un ascensor y en obligatoriamente unas escaleras de mano.

Transformador:

El transformador convierte la energía en baja tensión proporcionada por el aerogenerador a media tensión, normalmente a 33kV. Suele instalarse en la parte inferior de la torre por lo que debe tener unas medidas ajustadas.

Sistema de alimentación ininterrumpida (SAI):

Este dispositivo es el encargado de los elementos conectados a este tengan un margen de desconexión frente a un corte repentino de alimentación, logrando una protección de estos. Se compone de una serie de baterías para un funcionamiento de tiempo limitado, habitualmente separa los sistemas de refrigeración, ya que, tras un apagón, el calor debe seguir disipándose o en caso contrario podría producirse un incendio.

Convertor de frecuencia:

El convertor de frecuencia permite verter energía incluso en regímenes de funcionamiento diferentes a la velocidad de sincronismo, posibilitando controlar la potencia activa y reactiva. Además, sincroniza automáticamente el aerogenerador a la frecuencia de la red.

Pararrayos:

Es habitual la exposición de los aerogeneradores frente a los rayos, estos suponen un gran problema, por lo que se necesita de un dispositivo que tenga menos resistividad que los materiales del aerogenerador. Actualmente, existen otros sistemas como son los compensadores de campo eléctrico (PDCE), estos sistemas a diferencia de un pararrayos común, evitan directamente el impacto de rayos sobre el aerogenerador.

Cimentación:

Es el elemento encargado de soportar el peso del aerogenerador, mantenimiento su posición sobre la cota horizontal, y de soportar las cargas de viento. La cimentación consta del anclaje y de la zapata. Este elemento del aerogenerador es una de las partes más importantes en la instalación de parques marinos eólicos, debido a que los costes varían de forma exponencial dependiendo del tipo de cimentación que se vaya a utilizar.

6.3. Recurso eólico

Debido a la forma esférica de la Tierra, la radiación solar impacta de forma desigual sobre la superficie de esta, produciendo cambios de temperatura en el aire. Estos cambios derivan en diferencias de presión provocando el desplazamiento de masas de aire desde el Ecuador hacia los polos de la Tierra [10]

Además, existen otras fuerzas de relevante importancia:

Fuerzas de Coriolis

Un objeto, en este caso la Tierra, al desplazarse un sistema cualquiera rotativo, es alterado por una aceleración adicional producida por una fuerza perpendicular al movimiento dando lugar a una desviación del recorrido y resultando en una trayectoria curva.

En el hemisferio norte, la desviación del objeto tiende hacia la derecha y en el hemisferio sur hacia la izquierda consiguiendo que las corrientes marinas no sean paralelas entre sí.

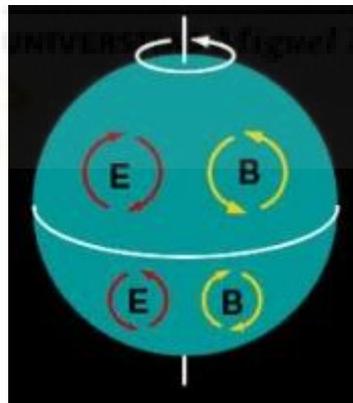


Figura 9 Efecto Coriolis en hemisferios Norte y Sur [11]

El conjunto de las fuerzas de Coriolis y las fuerzas de gradientes de presión son las que principalmente influyen globalmente en el viento, de forma que sube desde el ecuador y se desplazan hacia el norte y el sur en las zonas más elevadas de la atmosfera. Al ascender, el aire se descomprime y se enfría causando precipitaciones.

Tras ello, debido a una menor densidad y mayor presión, el aire caliente se desplaza desde el ecuador hacia los polos, que influidas por el efecto Coriolis desvía su trayectoria hacia el Este. Entre las latitudes 25° y 35° el aire desciende comprimiéndose

y calentándose. Cuando llega a la altura de la superficie terrestre el aire se dirige hacia el ecuador desviándose por las fuerzas de Coriolis hacia el Oeste.

Fuerzas de fricción

A escala local, hay fuerzas más específicas que influyen sobre el viento como lo es especialmente el entorno topográfico debido a que supone el contacto entre el aire y la superficie terrestre, la cual es rugosa.

A mayor rugosidad de la superficie menor será la velocidad del viento, esto es debido a la capa límite, donde el movimiento de un fluido es perturbado por la presencia de un sólido en contacto.

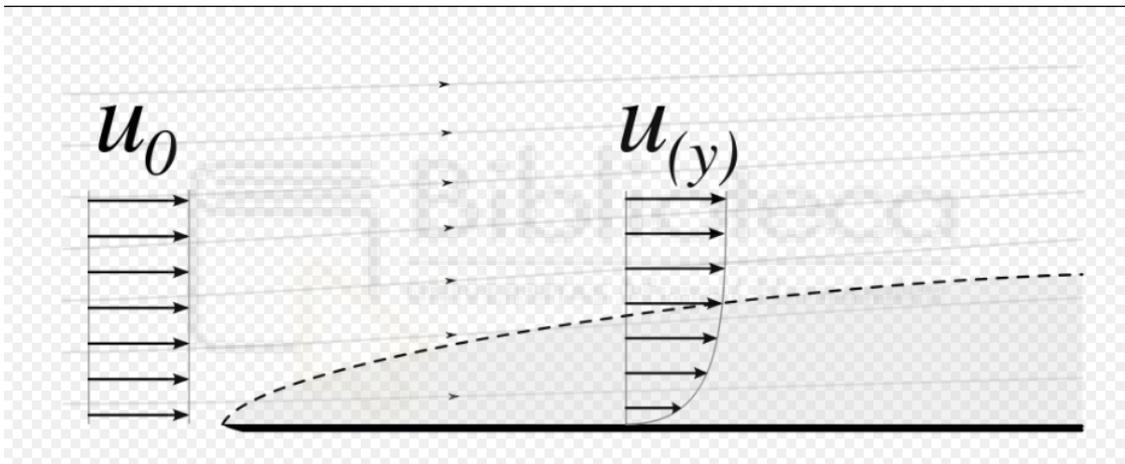


Figura 10 Perfil capa límite [10]

La situación descrita en la figura anterior, supone que el aire en contacto con la superficie tiene velocidad nula, pero a medida que nos alejamos de la superficie la velocidad aumenta hasta alcanzar una altura en la cual las fuerzas de fricción no influyen en la velocidad del aire.

Un terreno que sea más rugoso implica una velocidad menor y una altura de capa límite mayor. De igual forma, un terreno con menor rugosidad conlleva una altura de capa límite mayor con mayores gradientes.

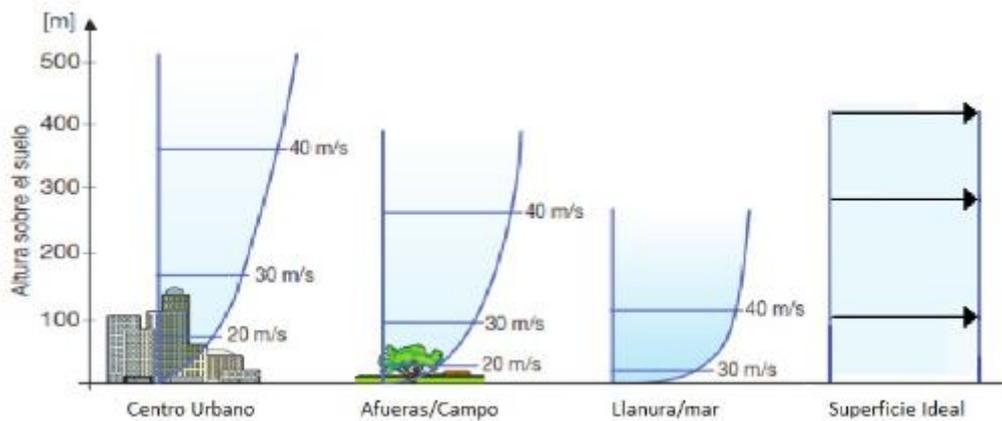


Figura 11 Comparación perfil de velocidad en diferentes terrenos [12]

El aprovechamiento energético ronda altitudes de hasta 200 m, pero debido a la evolución del aerogenerador moderno está a un alcance cercano superar este límite, pues hoy en día los aerogeneradores se montan en torres cada vez más altas.

De acuerdo con el Atlas Eólico Europeo, se clasificó la rugosidad en una escala cualitativa dependiendo las condiciones del terreno y también la longitud de rugosidad que cuantifica en metros la importancia de los obstáculos por los que debe atravesar el aire en el terreno descrito.

Además de la rugosidad del terreno, la superficie terrestre cuenta también con accidentes geográficos que influyen en el viento como lo son colinas, muelas, rocas, etc.

Las elevaciones del terreno aumentan la velocidad del viento debido a ello se produce el efecto Bernoulli. Esto es, porque la masa de aire cuando se encuentra con la colina la sección del paso disminuye aumentando su velocidad.

En cambio, en colinas con fuertes pendientes, crestas o acantilados se producen fuertes remolinos, estas turbulencias reducen la energía que puede extraer un generador y reducen su vida útil debido a fuerzas de fatiga sobre la máquina. Una de las grandes ventajas que tiene los molinos en parques offshore es que no deben enfrentarse a este tipo de obstáculos permitiendo tener el rendimiento máximo posible con respecto a este apartado.

Tabla de clases y de longitudes de rugosidad

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad m	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

Tabla 1 Clases y longitudes de rugosidad [12]

7. EÓLICA MARINA

Los proyectos de energía eólica marina permiten aprovechar todo el potencial del viento en alta mar, donde sopla con mucha más fuerza que en tierra. Sin embargo, su instalación es mucho más compleja que en tierra.

La situación actual de los parques marinos se encuentra en pleno desarrollo dado que cuentan con una serie de ventajas:

- La constancia y regularidad de la velocidad del viento. La ausencia de obstáculos influye en gran medida.
- Menor altura del buje, la rugosidad del mar es baja por lo que se alcanzan mayores velocidades a menor altura.
- Mayor vida útil, el viento es menos turbulento en el mar debido entre otros a que la diferencia de temperaturas es menor.
- Mayor aprovechamiento de tiempo trabajo gracias a la regularidad del viento.
- Al estar alejado de la costa, tanto el impacto visual como el acústico son prácticamente nulos.
- En aquellos países con alta densidad de población que tengan problemas de espacio en superficie terrestre puede suponer una solución, ya que, en estos casos, situar parques terrestres supone un problema para lidiar con actividades humanas.

La mayor desventaja son los costes unitarios de inversión, debido a la inversión necesaria para la sustentación de los aerogeneradores y su fijación al suelo, así como los costes de interconexión y costes de mantenimiento. En un parque terrestre los costes están principalmente centrados en el aerogenerador.

7.1. Plataformas offshore

La sustentación cambia radicalmente cuando se trata de eólica marina, pasa a ser una de las partes más importantes a la hora de instalar un parque eólico, debido a que dependiendo la profundidad habrá una mayor o menor inversión inicial, siendo determinante para la viabilidad del parque.

Para saber qué tipo de cimentación y la dimensión de esta, debemos tener en cuenta las fuerzas presentes en el mar.

- Corrientes marinas, afectan a la estructura sumergida y pueden suponer un problema en las zonas donde convergen varias a la vez.
- Oleaje, la altura de las olas en alta mar pueden llegar a varios metros de altura, por lo que es un factor importante a tener en cuenta. Las plataformas de tipo estructura fija son menos sensibles a este factor.
- Viento, afecta principalmente a las palas y estas transmiten la tensión a la estructura.

Las instalaciones que se realizan actualmente están entorno a los 30-50 metros de profundidad. Como podemos ver en la Figura 12, la evolución tiende a instalar las nuevas turbinas a cada vez más profundidad. Una mayor profundidad abre el abanico a nuevos emplazamientos de parques marítimos debido a una mayor flexibilidad de las condiciones para su viabilidad.

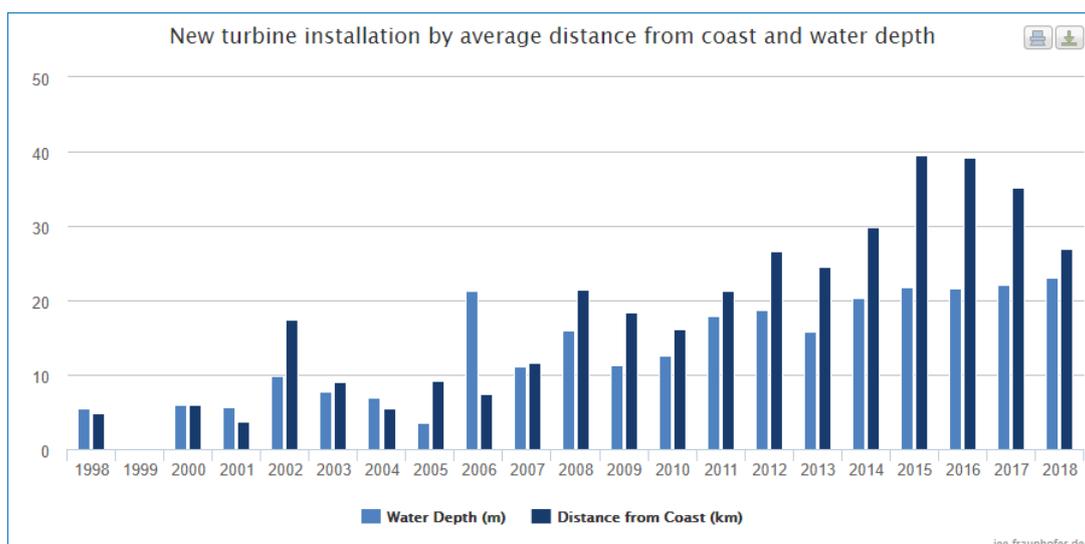


Figura 12 Profundidad media de nuevos aerogeneradores [13]

La estabilidad juega un papel fundamental para lograr una flotabilidad óptima, hay que tener en cuenta el peso del aerogenerador y lograr una restricción de los movimientos *pitch*, *roll* y *heave* hasta valores límite aceptables.

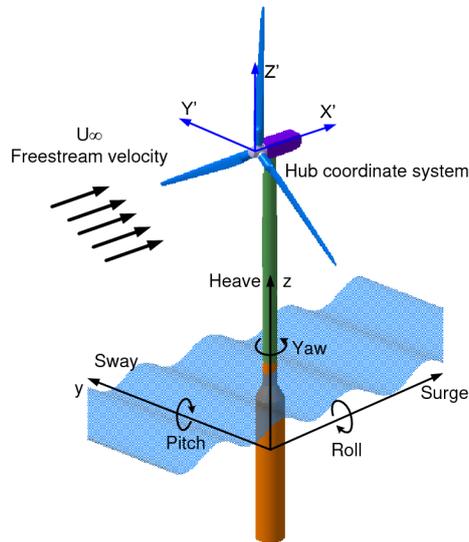


Figura 13 Movimiento y oscilación de un aerogenerador [14]

Hay dos grupos en los que se podría clasificar las plataformas offshore:

- Cimentaciones a poca profundidad (menor a 50 metros al lecho marino), normalmente dotadas de estructura fija anclada al suelo marino como son las estructuras por gravedad, estructuras por celosía, etc.
- Por otro lado, está el grupo de las plataformas flotantes (mayor a 50 metros al lecho marino). Se basan en los sistemas de amarre ya existentes en plataformas offshore para petróleo y gas.

Para la selección del tipo de cimentación debemos tener en cuenta las limitaciones técnicas, económicas y medioambientales. No obstante, existen otros factores como la experiencia del contratista, los equipos de transporte y perforación, la capacidad de fabricación de cada uno de los elementos que constituyen un aerogenerador.

También afecta al tipo de plataforma el diámetro del rotor o la altura del buje, la posibilidad de hielo marino, las condiciones del fondo marino donde irá situado y las condiciones oceánicas, las cuales pueden tener impacto en el movimiento de sedimentos.

Finalmente, tras valorar el coste económico y riesgo aceptable se tomará una decisión sobre el tipo de sustentación a instalar.

7.1.1. Plataformas de estructura fija

Como se ha explicado anteriormente, este tipo de estructura hace referencia a aquellas plataformas que están directamente sujetas al lecho marino, por ello la profundidad debe ser baja.



Figura 14 Cimentaciones de estructura fija [15]

7.1.1.1. Cimentación monopilote

Las cimentaciones monopilote son comúnmente usadas en la industria del gas y petróleo, tienen un coste inferior a otras alternativas y una simplicidad constructiva logrando ser el tipo de cimentación más usado. Su rango de profundidad se encuentra alrededor de los 30 metros y sobresale de 5 a 10 metros por encima de la superficie del mar.

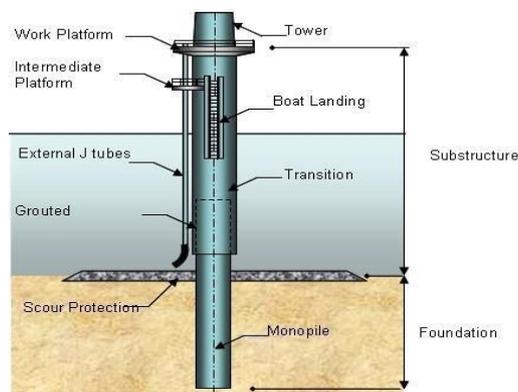


Figura 15 Estructura monopilote [16]

La cimentación monopilote consiste en un tubo cilíndrico de acero que se entierra unos 30 metros mediante una previa perforación del terreno, normalmente cuenta con un peso medio de 500 toneladas consiguiendo una gran ligereza.

La fabricación es simple, no obstante, la instalación requiere de grandes buques de carga y grandes equipos de elevación. Las condiciones adecuadas del lecho marino para este tipo de cimentación del tipo arenisco o capas de limos.



Figura 16 Transporte de monopilote [17]

Una limitación para desestimar este tipo de cimentación corresponde al peso del aerogenerador a soportar, ya que una turbina gran diámetro requeriría mayor diámetro para la cimentación.

El diámetro está limitado a la tecnología de la acería disponible actualmente y a su transporte. Por lo que, si la situación conlleva una profundidad elevada junto con entre otros, un aerogenerador de gran tamaño habrá que tener en cuenta otro tipo de cimentación.



Figura 17 Instalación de monopilote [18]

7.1.1.2. Cimentación por gravedad

El siguiente paso lo constituyen las cimentaciones de gravedad, la diferencia principal con respecto al monopilote es que este tipo de cimentación reposa sobre el fondo marino en lugar de incrustarse en este con el propósito de evitar cargas de tracción entre el fondo marino y la cimentación.

La cimentación por gravedad es utilizada en aguas de profundidad media, entorno a los 40 metros de profundidad, generalmente está asegurada al fondo marino por su propio peso junto con el peso de piedras de gran tamaño u hormigón. No obstante, en algunos casos se ha incluido anclajes en el perímetro con el objetivo de reforzar la cimentación en caso de que deba soportar grandes cargas por el tamaño del aerogenerador.

Las estructuras para fraguado de la cimentación son fabricadas en tierra y remolcadas por barcazas hasta el lugar de instalación, donde previamente se hace un preparado del terreno nivelándolo para conseguir una estabilidad adecuada, suelen tener un peso total alrededor de las 1400 toneladas.

A diferencia de las cimentaciones monopilote, estas cuentan con mayor tonelaje, por lo que requieren de medios auxiliares de mayor carga y tamaño, dificultando el proceso de instalación.

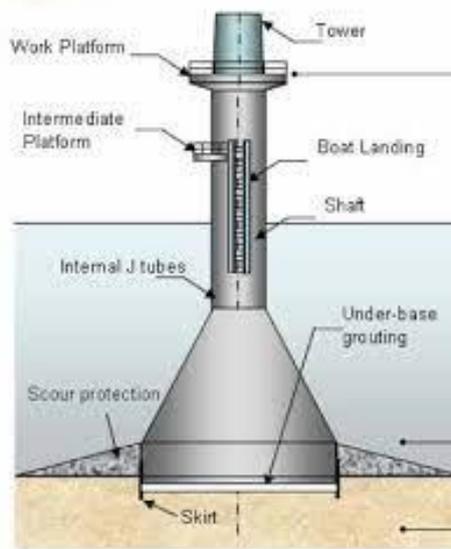


Figura 18 Cimentación de gravedad [16]

7.1.1.3. Cimentación Jacket

La cimentación tipo Jacket está conformada por estructuras en celosía, este tipo de cimentación es muy usada en industria de petróleo y gas, como gran ventaja cuenta con un peso muy inferior a las dos cimentaciones inferiores. Su rango de instalación es alrededor de los 50 metros de profundidad.

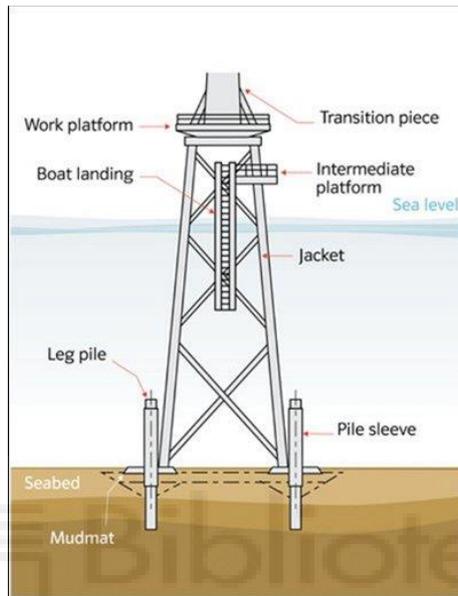


Figura 19 Cimentación Jacket [19]

La estructura puede estar conformada generalmente en 4 caras, pero también existen de 3 caras. La estructura está unida mediante vigas delgadas de acero y ancladas al lecho marino mediante pilotes incrustados generalmente con un martillo hidráulico.

Tras su fabricación en tierra, son transportados por grandes buques e instalados en el lugar correspondiente con grúas medianas, ya que su peso oscila alrededor de las 600 toneladas. Al ser estructura tubular de acero, su proceso de fabricación está estandarizado, por lo que resulta relativamente barato de fabricar estas barras. No obstante, el número de soldaduras que requiere junto con la terminación que debe darse para que el acero resista las condiciones extremas de corrosión encarece su fabricación.

Este tipo de cimentación cuenta con una mayor resistencia en zonas de gran oleaje ya que al contar con estructura de celosía, las olas atraviesan la estructura sin mucha carga para esta. Este factor, junto con los demás posibilita la opción de instalar un aerogenerador de gran tamaño en su superficie.

7.1.1.4. Cimentación Trípode

La cimentación trípode es muy similar a la monopilote con la diferencia que aguas abajo del nivel del mar, esta se subdivide en 3 pilotes de menor diámetro en forma triangular. Debido a esta diferencia, las cargas son repartidas entre los diferentes pilotes, permitiendo no tener que profundizar en el lecho marino.

El rango de profundidad adecuado para este tipo de cimentaciones está en torno a los 40 metros de profundidad, el lecho marino ideal se encuentra en sedimentos no alterados por lo que, si el lecho marino está conformado por rocas, este tipo de cimentación no es adecuado. La principal ventaja con las cimentaciones anteriores es que además de permitir mayor profundidad de instalación, no necesita de mucha preparación de terreno.

Este tipo de cimentación tiene una resistencia a las cargas por viento y olas inferior a otras debido a que la junta que une los apoyos es un elemento susceptible a fatiga. Al igual que la cimentación Jacket, consta de una estructura de acero unida mediante soldaduras, por lo que el coste de fabricación es elevado pero inferior al tipo Jacket, actualmente se encuentra en fase de desarrollo. El peso propio está entorno a las 700 toneladas.

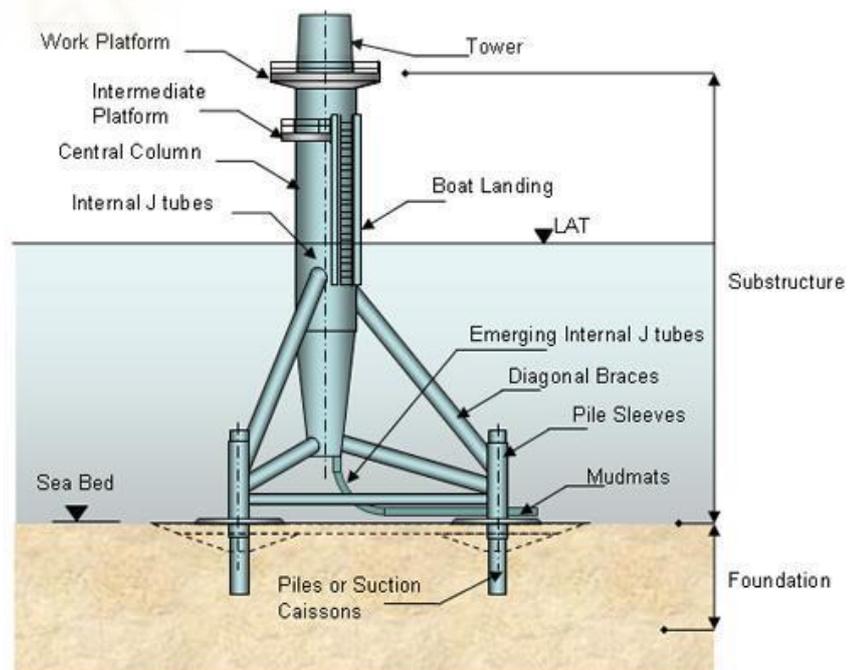


Figura 20 Cimentación tipo trípode [20]

En la siguiente tabla se muestra un resumen con las diferentes cimentaciones de estructura fija, destacando sus puntos fuertes y los débiles:

CIMENTACIONES FIJAS			
Cimentación	Rango de profundidad	Ventajas	Inconvenientes
Monopilote	Hasta 30 metros	-Diseño sencillo -Bajos costes de fabricación e instalación -Conocimientos previos en molinos terrestres	-Difícil desmantelamiento -Necesidad de equipos de perforación -Inviabile en fondos marinos blandos
De gravedad	Hasta 40 metros	-Fácil desmantelamiento -El hormigón es resistente a la corrosión -No requiere perforación	-Debe nivelarse el fondo marino -Vulnerable frente a problemas de socavación
Jacket	Hasta 40 metros	-Muy resistente frente a vuelcos -Peso ligero -Modelo altamente estandarizado para fabricar	-Elevados costes en soldadura -El acero tiene mayor coste que el hormigón -Necesidad de equipos de perforación
Trípode	Hasta 50 metros	-Diseño sencillo -Mayor estabilidad frente al monopilote -Resistente al vuelco	-Elevados costes por el acero y soldadura -Necesidad de pilotaje

Tabla 2 Resumen principales cimentaciones fijas

Actualmente, hay otras cimentaciones en desarrollo como son las cimentaciones tri-pilote, otra alternativa a la cimentación monopilote que está siendo probada en aerogeneradores en pruebas o la cimentación por succión.

7.1.2. Plataformas de estructura flotante

Este tipo de plataformas ha sido desarrollado principalmente por la industria del gas y el petróleo, pero en vistas al futuro del sector eólico marino son objeto de investigación y desarrollo.

La ventaja principal que ofrece este sistema es la posibilidad de instalar aerogeneradores en aguas de hasta 1000 metros de profundidad, lejos de la costa evitando el impacto visual que estos generan. Frente a estas ventajas, nos encontramos con un fuerte oleaje que acarrea balanceo e inestabilidad en las plataformas incluso llegando a desplazar los aerogeneradores. La solución sería aumentar drásticamente el peso de estos, pero conllevaría un gran aumento de los costes.

Actualmente, en el sector eólico se han utilizado 3 tipos de plataformas flotantes atendiendo al tipo de sistema de estabilización empleado:



Figura 21 Tipos de plataformas flotantes [21]

- Plataformas estabilizadas por lastre, logran la estabilización por medio de lastres que penden bajo el tanque de flotabilidad, consiguiendo una resistencia alta frente al cabeceo y balanceo, un ejemplo de estructura que usa este sistema es la plataforma SPAR.

- Plataformas que utilizan la alta tensión de las líneas de amarre para lograr una alta estabilidad, las plataformas TLP usan este tipo de diseño.
- Plataformas estabilizadas por la inercia de flotación mediante boyas o flotadores distribuidos puntualmente hasta lograr la estabilidad, este tipo de plataforma es comúnmente usado en buques y plataformas semisumergibles.

7.1.2.1. Estructura SPAR

La estructura tipo SPAR inicialmente se diseñó con fines de recogida de datos meteorológicos y de investigación, recientemente se utilizó para soportar un aerogenerador en el proyecto Hywind (2009).

Su diseño actual se basa en un cilindro de gran diámetro, variando este según el peso a soportar. Está anclado al fondo marino mediante cableado de acero para impedir su desplazamiento por el oleaje o el viento.

Hay varios tipos dentro de la industria del petróleo y gas, no obstante, en el sector eólico solo se ha utilizado el tipo tradicional que consiste en dotar la estructura de un gran lastre bajando la posición del centro de gravedad e incrementando la estabilidad.

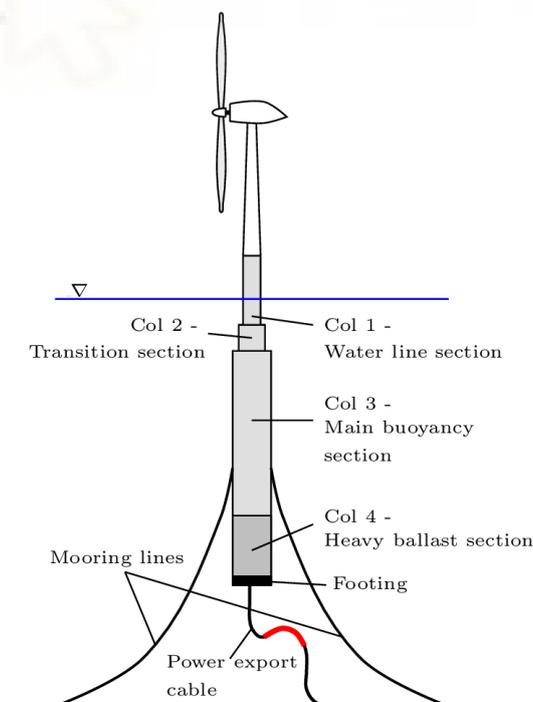


Figura 22 Estructura SPAR tradicional [22]

7.1.2.2. Plataformas TLP

Hace referencia a las siglas '*Tension Leg Platform*' debido a que esta estructura consta de cables tensionados y anclados al fondo marino, los cables están tensionados permitiendo un desplazamiento horizontal mínimo, sin embargo, ofrece estabilidad frente a olas y viento debido a la gran rigidez axial y baja elasticidad de los cables.

Esta plataforma está altamente condicionada por el tipo de suelo marino, debe ser suficientemente robusto como para permitir un anclaje seguro.

La instalación y mantenimiento es compleja, ya que es necesario inspeccionar los anclajes para asegurar su durabilidad.



Figura 23 Plataforma TLP [23]

7.1.2.3. Plataformas semisumergibles

Normalmente las estructuras flotantes de este tipo han sido diseñadas para llevar a cabo labores tanto de perforación como de producción minimizando la necesidad de cargas funcionales en cubierta y optimizando la relación tamaño/desplazamiento en general. Este tipo de plataforma tiene un diseño donde parte de la estructura está sumergida y la otra se mantiene por encima de la superficie marina.

Uno de los diseños actuales que se han utilizado en la eólica marina, es la plataforma ‘*Tri-floater*’ perteneciente a la empresa GustoMSC, denominada así por sus 3 puntos de flotación semisumergibles.

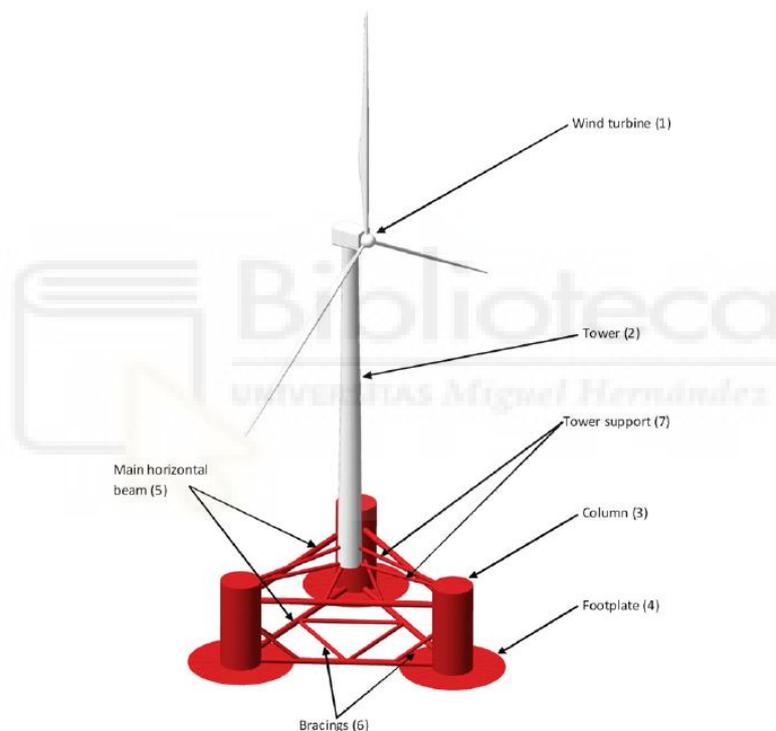


Figura 24 Plataforma semisumergible ‘*Tri-floater*’ [24]

Como se puede ver en la Figura 24, está formada por 3 cilindros flotantes unidos entre sí mediante vigas de acero y también al aerogenerador que se encuentra en el centro de masas. En el fondo de las columnas se disponen tanques de lastre. Con el fin de mejorar el comportamiento de la estructura, se disponen en la base de cada una de las columnas de unas planchas estabilizadoras, que amortiguarán los movimientos producidos por el aerogenerador.

7.2. Cableado para plataformas offshore

Los aerogeneradores necesitan de conexiones submarinas para poder transportar la electricidad a otros puntos deseados, dichas conexiones también incorporan fibra óptica para el control y seguimiento de cada uno de los molinos eólicos.

El transporte de la energía debe ser de forma segura y fiable, por ello un cable submarino consta de:

- Material conductor
- Aislamiento entre fases y entre fase-tierra.
- Pantalla metálica
- Cubierta
- Material conductor

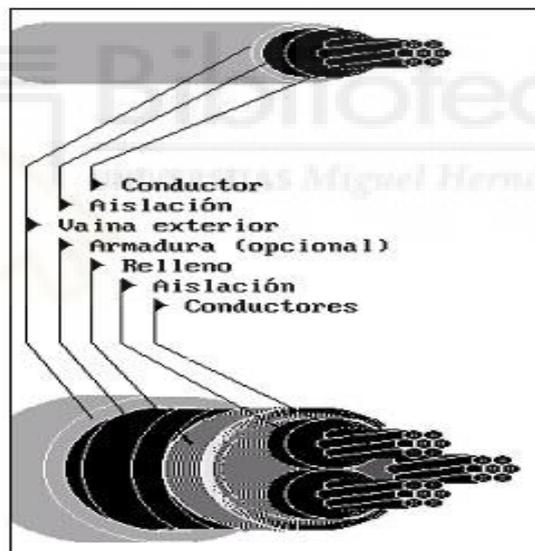


Figura 25 Componentes de un cable marino [25]

Los materiales más usados como conductores son el cobre y el aluminio por sus grandes prestaciones en cuanto a la conductividad eléctrica y las propiedades mecánicas. El aluminio tiene una conductividad menor al cobre y menor resistencia mecánica pero su peso es menor y es más barato, por lo que dependiendo el caso puede llegar a competir junto al cobre. Como podemos observar en la Tabla 3, tenemos una comparación de los aspectos más importantes a tener en cuenta cuando se deba escoger el material conductor.

Características	Cobre	Aluminio
Resistencia eléctrica	1	1.56
Resistencia mecánica	1	0.45
Para igual volumen : Relación de pesos.	1	0.30
Para igual conductancia : Relación de áreas.	1	1.64
: Relación de diámetros.	1	1.27
: Relación de pesos.	1	0.49
Para igual diámetro : Relación de resistencias.	1	1.61
: Capacidad de corriente.	1	0.78

Tabla 3 Comparación cable de cobre y aluminio

El material conductor debe lograr una flexibilidad para una mejorar su manejabilidad, esto se logra recociendo el material conductor o aumentando el número de hebras que lo conforman.

Las diferentes agrupaciones determinan la flexibilidad del cable. Los factores más relevantes son el peso, el número de hebras y el tipo de cable. Las agrupaciones más frecuentes para el cableado marino son:

- Conductor circular compacto: las hebras tienen diferentes tamaños para aprovechar mejor el espacio, por lo que se necesita menor diámetro con la consecuente reducción de peso del cable.
- Conductor sectorial: las hebras se agrupan en sectores equivalentes a un tercio de la circunferencia del cable, esta agrupación se emplea en cables trifásicos.
- Cable anular: las hebras están trenzadas helicoidalmente formando capas concéntricas sobre un núcleo que puede ser una hélice metálica, esta distribución logra evitar que haya más densidad de electricidad en la parte exterior del conductor que en el centro, también llamado efecto Kelvin, consiguiendo una reducción de la resistencia efectiva.
- Cable segmental: El cable se divide en tres o cuatro segmentos aislados entre sí por una capa aislante y trenzada en conducto, los segmentos están conectados en paralelo. Esta agrupación logra una sección menor de cable que las anteriores opciones y por tanto es más económica.

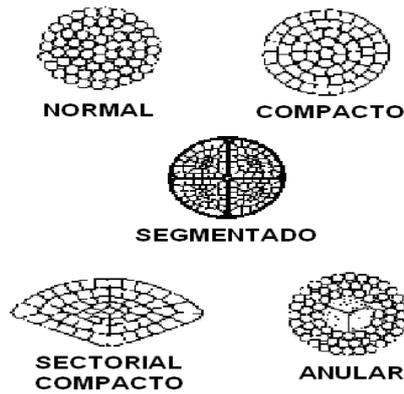


Figura 26 Agrupaciones de material conductor [25]

Generalmente, la mayoría de los cables actuales para parques eólicos offshore están compuestos por :

- Aislamiento

El material conductor debe estar debidamente aislado y protegido frente a agentes corrosivos o el mismo envejecimiento de los materiales. Los factores que se deben de tener en cuenta a la hora de escoger un cable son la resistencia al calentamiento, envejecimiento por temperatura, etc. Pero el factor más importante es la tensión que debe soportar para lograr un adecuado aislamiento eléctrico.

Normalmente se usa aislamiento de cloruro de polivinilo (PVC) o polietileno (PE), pero también existen otros materiales como el neopren o el nylon que pueden llegar a ser adecuados para determinadas situaciones.

- Pantalla metálica

El blindaje o pantalla es una capa metálica que rodea el cable sobre el aislante y está conectado a tierra logrando crear una superficie equipotencial para uniformar el campo eléctrico radial en el dieléctrico, además, protege el cable de campos externos. El material de la pantalla suele ser metálico, pero también existe la posibilidad de ser un material semiconductor.

- Cubierta

La cubierta es la capa más externa que tiene un cable, por lo que actúa como primera línea de defensa frente a la abrasión del medio al que está expuesto, al desgarro y la humedad. El material de la cubierta suele ser propileno.

- Fibra óptica

El cableado lleva incluido una línea de fibra óptica para la transmisión de información entre los aerogeneradores y las subestaciones para poder llevar a cabo un mantenimiento de estos.

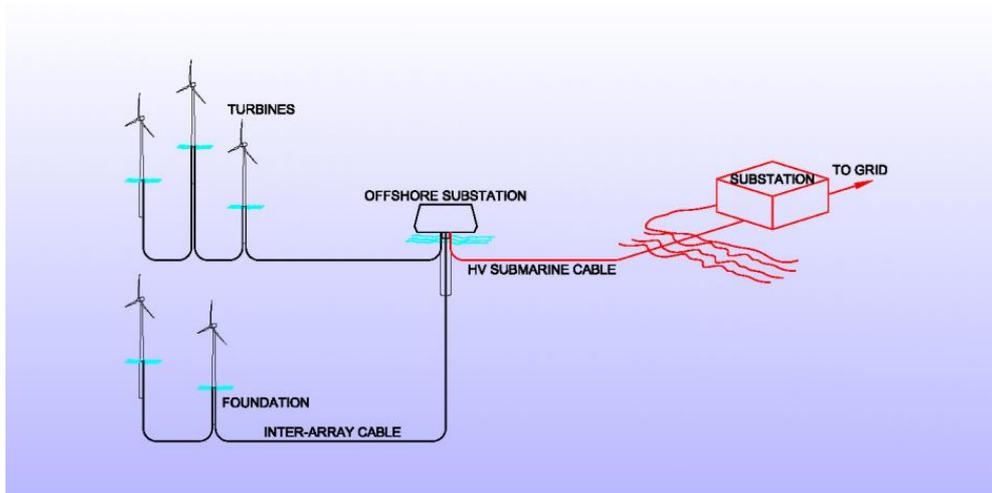


Figura 27 Esquema de cableado para plataformas offshore [26]

Como podemos observar en la Figura 27, los aerogeneradores están interconectados entre sí y estos a una subestación eléctrica offshore. Normalmente, se utiliza un cable de media tensión para 8-10 turbinas dependiendo del tamaño de los aerogeneradores, la tensión en este tramo ronda los 33 kV.

La conexión entre la subestación eléctrica offshore y la subestación eléctrica terrestre se hace mediante cables que soportan alta tensión debido a que la caída de tensión es mayor al tener mayor distancia que recorrer hasta la costa.

Uno de los dilemas que se tienen a la hora de construir un parque eólico marino es la pérdida de energía por transporte, por lo que hay que tener en cuenta si el transporte de la energía se hará mediante corriente continua o alterna. En este dilema, los factores más relevantes son la potencia generada y la distancia a recorrer de suministro. Para la interconexión de los parques eólicos marinos existen dos alternativas: *High-Voltage Alternating Current (HVAC)* y *High-Voltage Direct Current (HVDC)*.

- **HVAC**

La corriente alterna de alta tensión es el sistema más escogido para los proyectos actuales de parques eólicos marinos, por lo que está más que probado y controlado. Normalmente se usa para líneas submarinas de menos de 50 km y líneas aéreas de unos 600 km, este sistema es muy económico en estos rangos. Pero tiene una clara desventaja frente a la corriente continua, existe un fenómeno muy común, la corriente capacitiva. Esta corriente se origina debido al comportamiento capacitivo del aislamiento del cable, provocando una serie de pérdidas reactivas por lo que en tramos de larga distancia supone grandiosas pérdidas de tensión.



Figura 28 Cable alta tensión en corriente alterna

- **HVDC**

El transporte de energía en corriente continua de alta tensión supone un costo de inversión global menor que el de corriente alterna, además tiene menos pérdidas en su recorrido. El problema es la inversión en los equipos de conversión AC-CC. El cable utilizado de HVDC al ser monofásico requiere menos material conductor para su fabricación por lo que el costo por metro es bastante inferior.

Las pérdidas son inferiores en su recorrido debido a que solo transfiere potencia activa, a diferencia de la alterna, que transmite también reactiva. El problema principal al que se enfrenta este sistema es debido a los equipos de conversión adicionales, los cuales son caros y la protección frente a sobrecargas es limitada. Generalmente el mantenimiento de estos convertidores requiere de piezas que están menos estandarizadas que los sistemas de corriente alterna, debido a que la tecnología cambia más rápidamente.

En este sistema existen dos tecnologías diferentes:

- Line Commutated Converter (LCC): Esta tecnología funciona en base a la conmutación natural de válvulas de tiristores producida por la tensión en corriente alterna como medio de control de la potencia activa. Esta tecnología no es viable para un parque marino eólico ya que requiere de una fuente de alimentación externa, lo que aumenta drásticamente los gastos.
- Voltage Source Converters (VSC): Con el descubrimiento de los transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) aparece esta tecnología la cual permite controlar la apertura y cierre del paso de corriente mediante señales de control. A diferencia del sistema LCC, no requiere de una fuente AC para la conmutación. Además, permite regular de forma independiente la potencia activa y reactiva en el flujo de potencia.

8. DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE

En este capítulo valoraremos las diferentes opciones disponibles en España que sean aptas para la construcción del parque eólico.

Lo primero consiste en delimitar la superficie útil para la instalación de estos parques eólicos, y para ello, se han tenido en cuenta varios factores relevantes:

- Velocidad del viento media
- Profundidad del mar
- Áreas limitadas por medidas medioambientales
- Distancia a la red eléctrica / Logística

8.1. Filtrado medioambiental para zonificación

Como punto de partida para elegir el emplazamiento del parque se tendrá en cuenta primero las zonas aptas para la construcción del parque eólico marino. Dichas zonas están recogidas por el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral español (EEAL) el cual fue aprobado en 2009 por los Ministerios del Medio Ambiente y Medio Rural y Marino e Industria, Turismo y Comercio. Este estudio tiene en cuenta factores como el medio físico, el medio biótico y el socioeconómico.

España es el segundo país de la Unión Europea que más superficie marina aporta a la Red Natura 2000, todas estas áreas junto con las recogidas por Áreas Marinas Protegidas (AMP), Zonas Especiales de Conservación (ZEC) y Áreas marinas protegidas de España (OSPAR) entre otros forman el mapa de zonificación de España.

El mapa que vemos en la Figura 29 está representado con el siguiente código de colores:

- Color rojo: representa una zona de exclusión debido a que el emplazamiento en estos lugares puede dañar seriamente las actividades marinas o medioambientales.
- Color amarillo: representa zonas que dependiendo las condiciones podrían ser aptas para el desarrollo de parques eólicos, pero deben ser cuidadosamente estudiados.
- Color verde: representan zonas aptas en las cuales no se detecta ningún problema de compatibilidad con el medio ambiente.

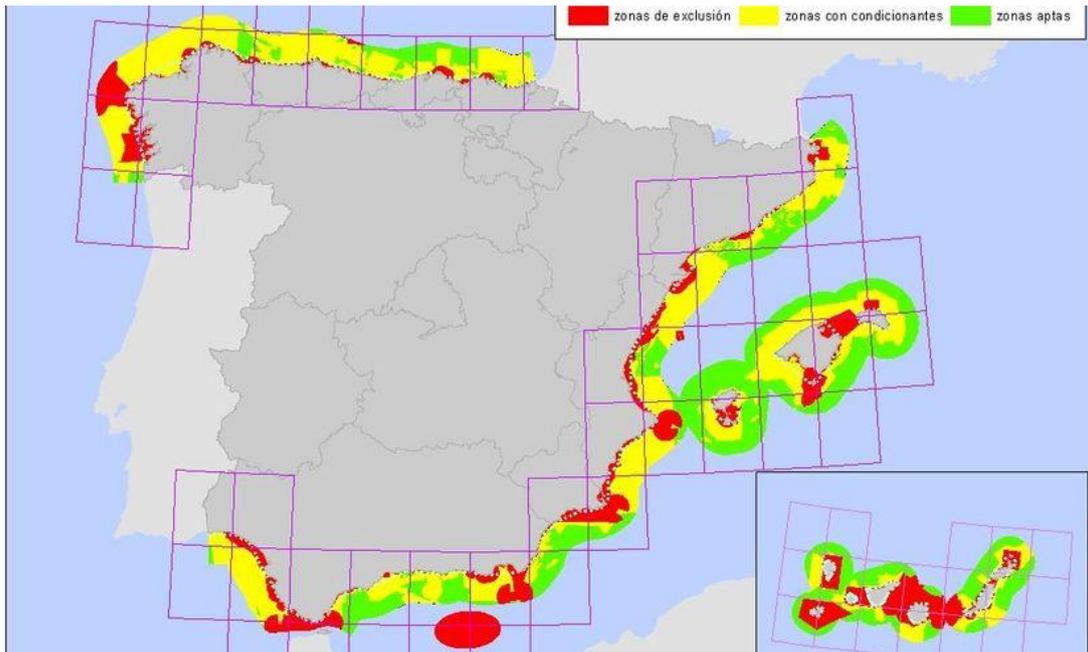


Figura 29 Zonificación para parques marinos de más de 50 MW [27]

Sin duda, prevalecen las zonas amarillas en el territorio español las cuales son gestionadas por el Ministerio del Medio Ambiente. Como veremos más adelante alguna de estas zonas protegidas coinciden con zonas de alto potencial eólico, no obstante, hay varias zonas amarillas más que interesantes teniendo en cuenta el potencial eólico que podrían dar un posible emplazamiento.

	Zonificación EEAL	
	Superficie útil (km ²)	Superficie (%)
Aptas	84.666	36,8
Condicionadas	89.759	39,0
Excluidas	55.889	24,3
Total	230.313	100

Tabla 4 Desglose de superficie útil según zonificación EEAL [27]

Como podemos observar en la Figura 30, los metros cuadrados de superficie útil que podría ser apta es aproximadamente un 76% de la superficie para el emplazamiento del parque según el estudio de EEAL. Si solo tenemos en cuenta aquella superficie que es apta sin ningún tipo de incompatibilidad, la superficie queda acotada al 36,8% limitando así nuestras áreas de estudio para el proyecto.

8.2. Filtrado de recurso eólico

La existencia de un gran recurso eólico es vital para permitir el aprovechamiento energético máximo en la generación eléctrica para que la inversión sea amortizada lo antes posible.

Para elegir las zonas con mayor aptitud para el proyecto, utilizaremos un mapa proporcionado por *Global Wind Atlas* donde se mide la velocidad del viento media anual en el territorio español.

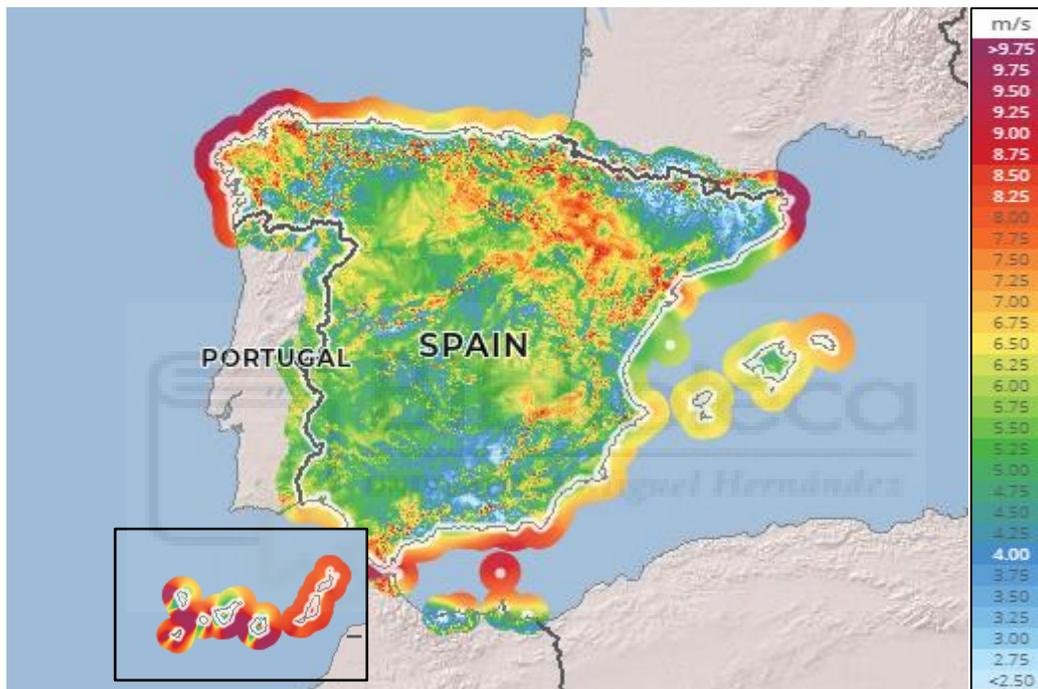


Figura 30 Representación de velocidad media anual a 80 metros de altura [28]

Interesa encontrar emplazamientos que superen una velocidad media anual de 7 m/s y a 80 metros de altura con respecto al buje debido a que el rango de potencia que buscamos necesita de aerogeneradores de media o alta potencia.

Como podemos observar en la Figura 30, en España hay al menos 5 zonas interesantes teniendo solo en cuenta el factor de la velocidad media del viento:

- ❖ Litoral cantábrico: Los frentes atlánticos precipitan en picos máximos de viento en el territorio noroeste de Galicia disminuyendo el recurso conforme se aleja del vértice.

- ❖ Litoral atlántico sur: Los vientos provenientes del océano atlántico junto con los del mediterráneo forman una canalización dotando de un gran recurso eólico, puntualizando la parte oeste.
- ❖ Litoral Mediterráneo: Igual que el caso anterior, pero en la zona del Mediterráneo. Además, en la zona noreste existen zonas con gran aprovechamiento eólico debido a vientos dotados con el nombre de “tramontana” atraviesan el noreste de Cataluña y el norte de las Islas Baleares.
- ❖ Archipiélago canario: Debido a la exposición de los vientos Alisios sopla de este a oeste de manera regular desde las altas presiones subtropicales permitiendo un gran recurso eólico.

Velocidad (m/s)	Superficie (km ²)	Superficie (%)
7,0-7,5	29.344	16,82
7,5-8,0	28.169	16,15
8,0-8,5	13.652	7,83
8,5-9,0	10.517	6,03
9,0-9,5	10.264	5,88
9,5-10,0	6.617	3,79
> 10,0	2.331	1,34
Total	174.425	100
> 7,5	71.551	41,02

Tabla 5 Distribución de superficie útil por rango de velocidades [27]

Como podemos analizar, la Tabla 5 facilitada por EEAL filtra la superficie útil en las zonas de España catalogadas como aptas o aptas con condicionantes en rangos de velocidades en los que el aprovechamiento eólico es suficiente como para ser posible emplazamiento, el filtro concluye con alrededor de un 41% de espacio aprovechable.

Por lo que el mapa de la Figura 29 quedaría de la siguiente forma:

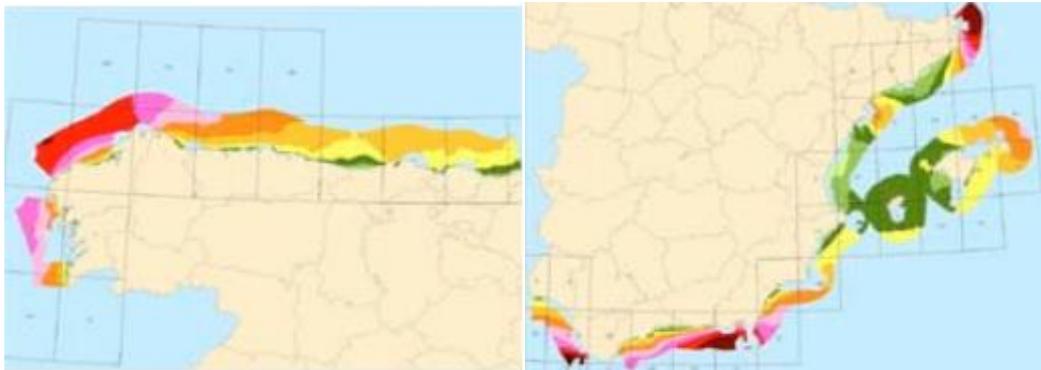


Figura 31 Zona EEAL filtrada por aprovechamiento eólico, Península Ibérica [27]

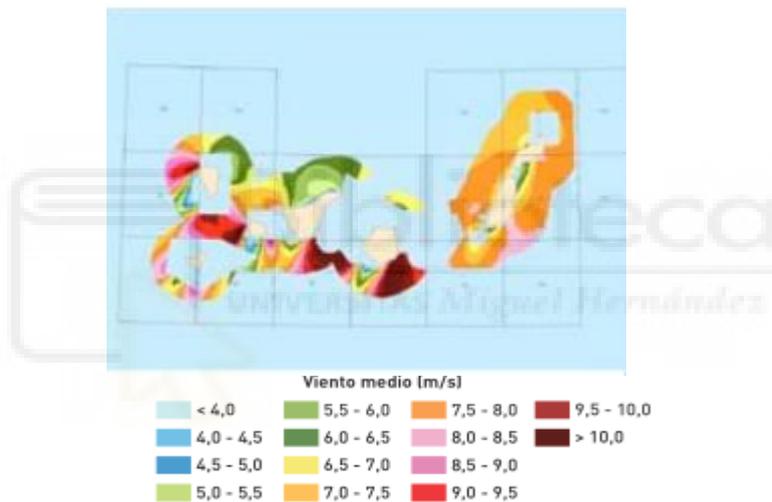


Figura 32 Zona EEAL filtrada por aprovechamiento eólico, Islas Canarias [27]

Como podemos observar en las anteriores figuras, la acotación de los posibles emplazamientos en caso de contar con una tecnología flotante madura, podría dar lugar a un gran número de posibles emplazamientos, pero la realidad es muy diferente por lo que continuaremos con un filtrado por batimetría.

8.3. Filtrado por batimetría

A continuación, el siguiente parámetro a analizar es la profundidad del posible emplazamiento, debido a que la tecnología actual del sector de las cimentaciones es más factible en profundidades inferiores a los 50 metros. No obstante, como se ha comentado anteriormente, el sector offshore ha mejorado en los últimos años haciendo que hoy en día pueda ser una opción viable las profundidades de más de 50 metros.

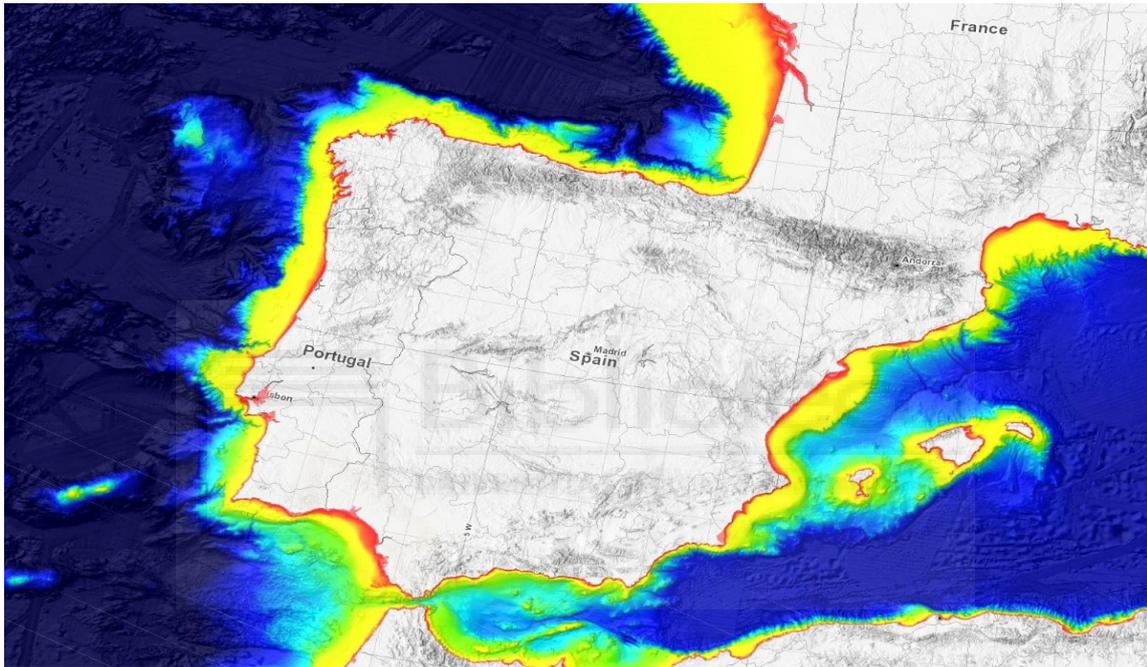


Figura 33 Batimetría de la península ibérica [29]

Como podemos comprobar en la Figura 31, la batimetría del litoral español supera la barrera de los 50 metros de profundidad en la gran mayoría de emplazamientos. El color rojo representa una profundidad no mayor a los 30 metros, la zona amarilla representa un rango de profundidad de entre 50 y 100 metros, por último, la zona verde representa una profundidad de más de 100 metros.

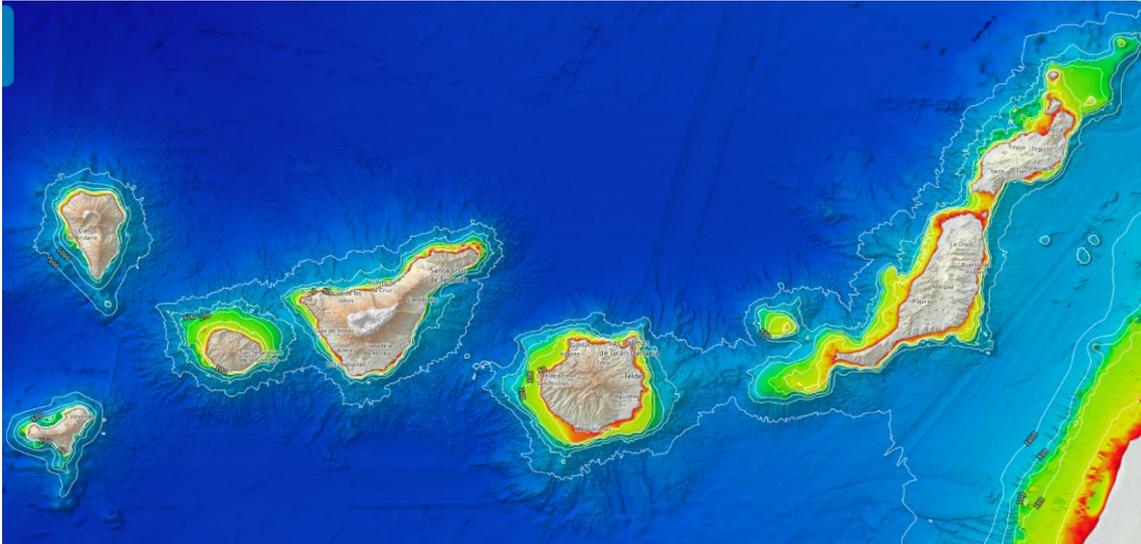


Figura 34 Batimetría en las Islas Canarias [29]

Con el estado de la tecnología actual, sin incluir los aerogeneradores que están en desarrollo, prácticamente la totalidad de los parques eólicos offshore en todo el mundo se implantan en profundidades menores a los 50 metros, por lo que en consecuencia haremos un filtrado de las zonas EEAL que tengan una velocidad media anual de más de 7 m/s y además se encuentre a una cota inferior a los 50 metros de profundidad.

	Zonificación EEAL + filtrado batimetría (cotas por encima de -50 m)	
	Superficie útil (km ²)	Superficie (%)
Aptas	512	2,7
Condicionadas	6.110	32,5
Excluidas	12.159	64,7
Total	18.782	100

Figura 35 Superficie útil apta para el proyecto [27]

Como conclusión de los filtros adoptados para el emplazamiento, finalmente nos queda una reducción del espacio apto para el proyecto del 35,2%

8.4. Posibles emplazamientos

Después de analizar todos los factores que influyen en el emplazamiento del parque eólico offshore, hay cuatro candidatos:

8.4.1. Costa gallega

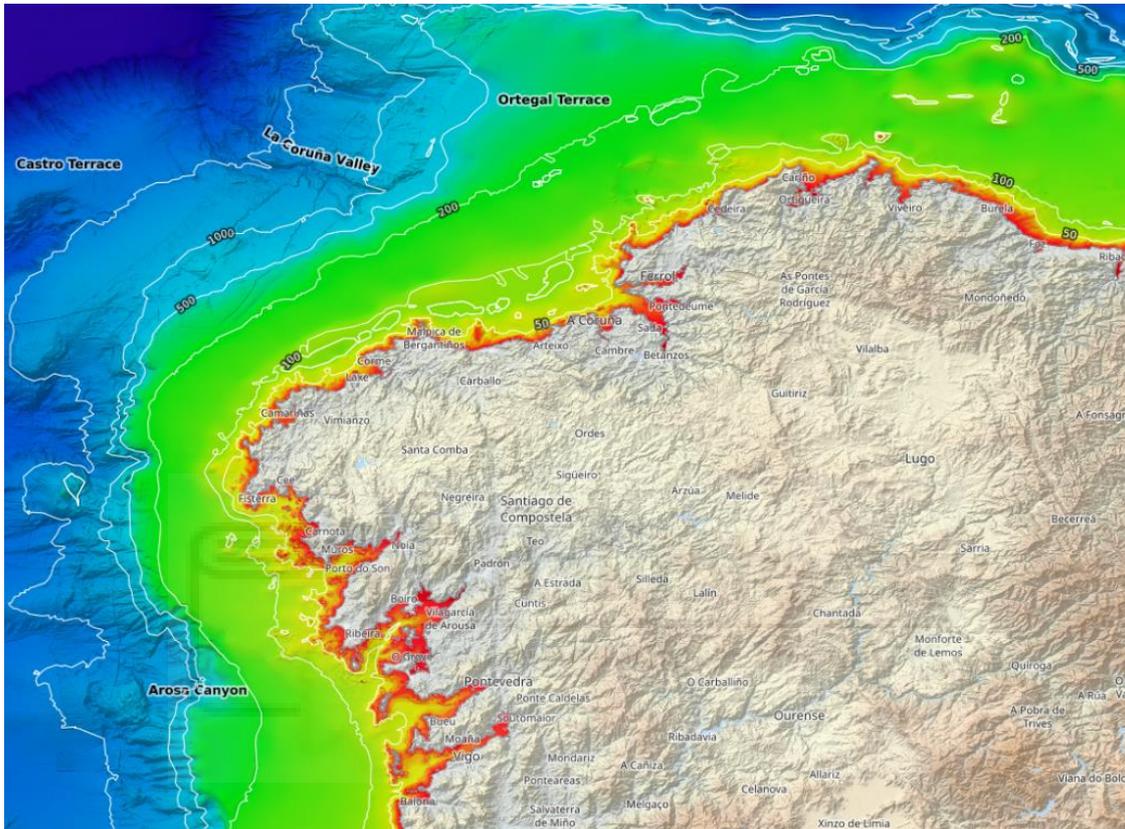


Figura 36 Posible emplazamiento en la costa gallega [29]

El litoral gallego está dotado de un gran recurso eólico prácticamente en la totalidad de la superficie con más de 7,5 m/s de velocidad media anual, pero tiene un gran inconveniente: el perfil batimétrico de sus costas. Debido a que no es posible instalar un parque eólico a menos de 8 km del punto más próximo de la costa, hay pocos posibles emplazamientos inferiores a los 50 metros de profundidad que cumplan la zona apta según EEAL.

Tras realizar un análisis de la zona, se ha hallado un posible emplazamiento:



Figura 37 Posible ubicación del parque eólico offshore, Galicia [29]

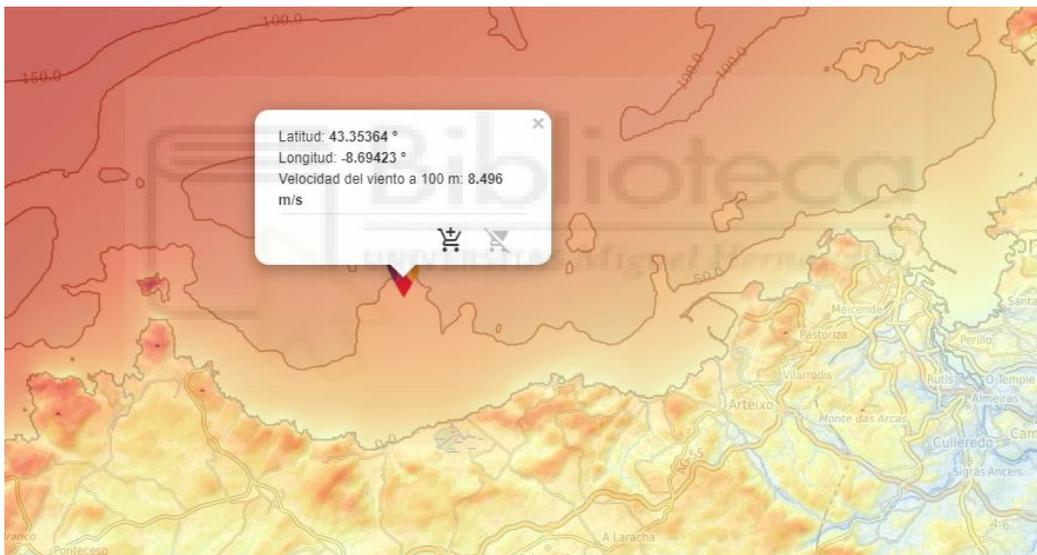


Figura 38 Velocidad del viento en el posible emplazamiento, Galicia [30]

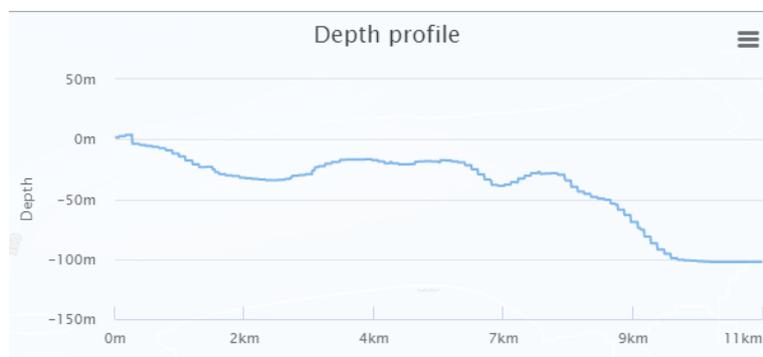


Figura 39 Perfil de profundidad desde la costa hasta el posible emplazamiento, Galicia [29]

Como podemos observar en la Figura 39, una vez pasados los 8 km desde la costa tenemos una zona que oscila entre los -27 metros hasta los -100 metros de profundidad, por lo que cumplimos el objetivo de profundidad. En cuanto al objetivo medioambiental, se trata de una zona “apta con condicionantes que requerirá de un análisis detallado. No obstante, Galicia cuenta con 127 puertos, entre ellos, el puerto de A Coruña el cual está muy próximo al emplazamiento seleccionado, además cuenta con otros puertos de gran escala como el de Ferrol.

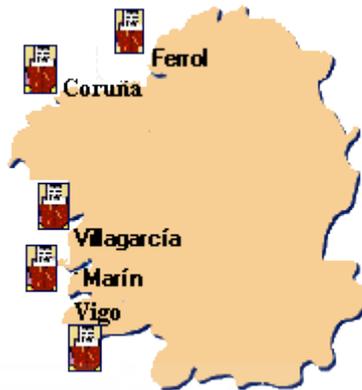


Figura 40 Puertos más importantes de Galicia [31]

El hecho de que este posible emplazamiento cuente con varios puertos de gran magnitud es un gran punto a favor para instalar el proyecto en este emplazamiento.

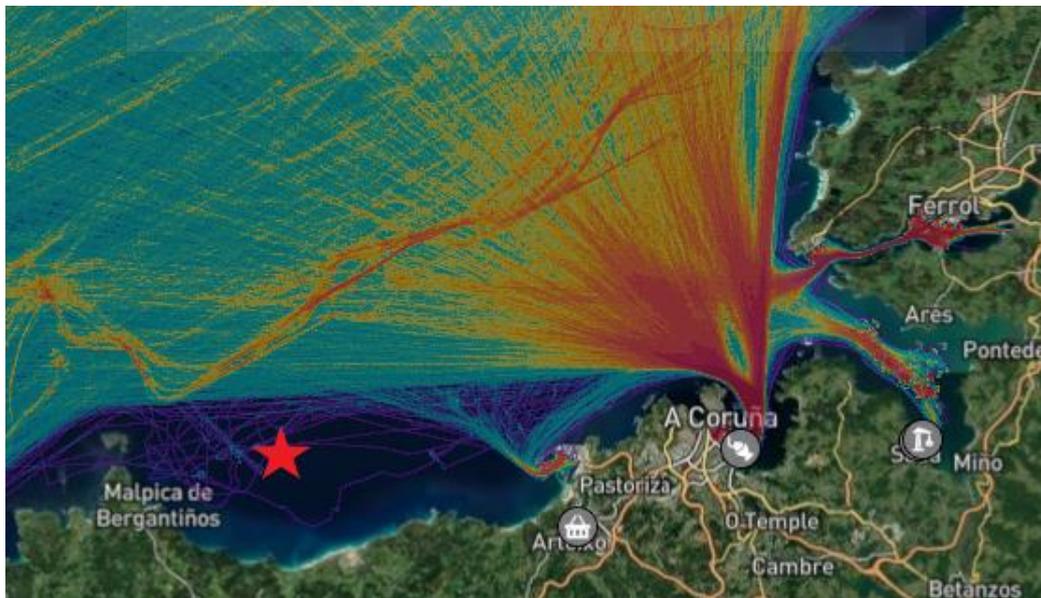


Figura 41 Tráfico marino, Galicia [32]

Tras analizar el tráfico marino próximo a la ubicación escogida, podemos observar que, salvo el tráfico de unas pocas embarcaciones, es una zona de bajo tráfico marino.

8.4.2. Archipiélago canario

El archipiélago canario es una zona interesante que analizar, debido a que está a una gran distancia de la península no existe actualmente interconexiones eléctricas entre ambas. El hecho de estar aislado de la red eléctrica de la península obliga a mantener una mayor capacidad de generación eléctrica para asegurar el suministro de la electricidad.

La potencia eólica instalada en el archipiélago canario es de aproximadamente 400 MW, pero la gran mayoría de esta es terrestre.

A continuación, realizaremos un análisis de la viabilidad de las islas utilizando el mapa de la Figura 42 donde se ha señalado las zonas a priori más interesantes:

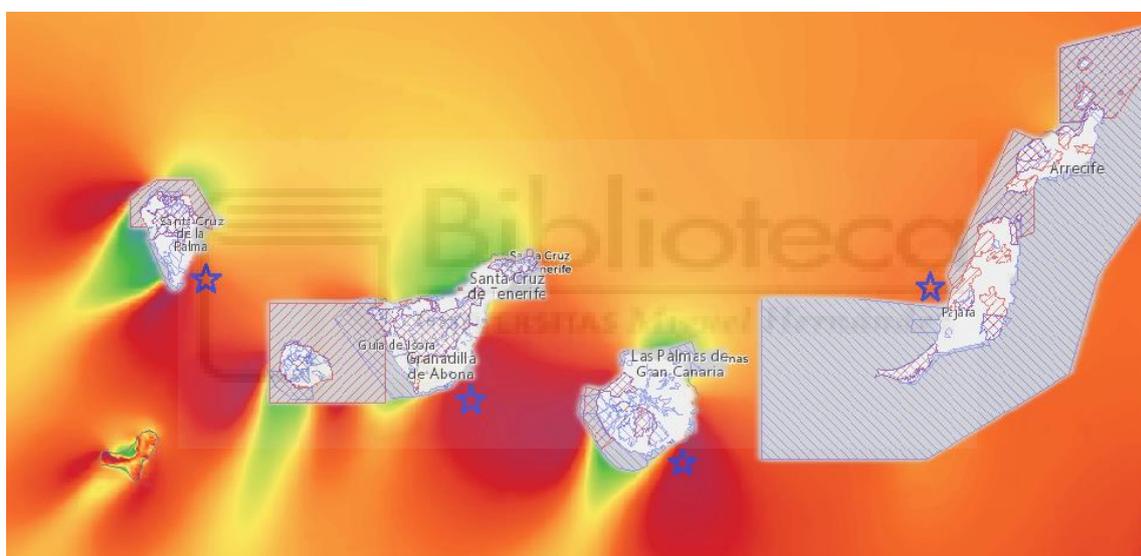


Figura 42 Posibles zonas viables en el archipiélago canario. [EP]

- La Palma: La zona con mayor recurso eólico se encuentra al sureste de la pequeña isla, ya que al noroeste está como se puede observar está protegida por la Red Natura 2000. El problema de esta localización es su perfil batimétrico, ya que a partir de los 2 kilómetros se observa unas profundidades de hasta 500 metros como se puede observar en la Figura 34.
- Tenerife: Esta isla ya cuenta con energía eólica como fuente principal de energía, por lo que podría facilitar la instalación de un parque eólico offshore, se puede observar en el mapa que hay una zona realmente interesante al sureste

donde se concentran la mayoría de los parques eólicos terrestres, su perfil batimétrico supera los 200 metros de profundidad a 2,5 kilómetros de la costa.

- Gran Canaria: La isla cuenta con proyectos eólicos marinos en fase de pruebas en la zona señalada debido a que como se observa en la Figura 42 es una zona apta para el proyecto, en esta isla se da el mayor potencial eólico del archipiélago canario. El perfil batimétrico es hasta el momento, el mejor del archipiélago debido a que no supera los 200 metros de profundidad hasta pasados los 10 kilómetros.
- Fuerteventura: Es la isla con mayor área restringida por Red Natura 2000 del archipiélago, lo que nos limita las posibles zonas de estudio, no obstante, la zona seleccionada cuenta con el mejor perfil batimétrico de las Islas Canarias ya que no supera los 100 metros de profundidad hasta los 10 kilómetros y además dispone de un gran recurso eólico.

De todas estas opciones, se ha seleccionado como mejor candidato el emplazamiento este último caso, Fuerteventura. La decisión se ha tomado en base al perfil batimétrico, ya que la diferencia del recurso eólico entre las diferentes opciones no varía demasiado pero sí su profundidad.

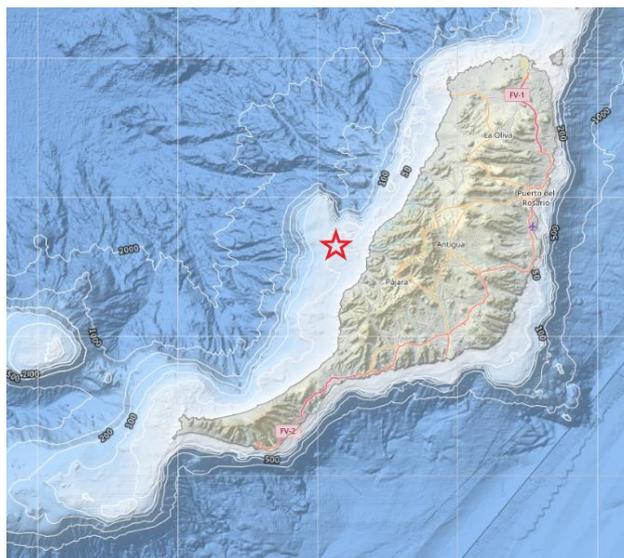


Figura 43 Posible emplazamiento en Fuerteventura [EP]



Figura 44 Perfil batimétrico emplazamiento de Fuerteventura [29]

El mayor problema de este posible emplazamiento es la ausencia de un puerto de mayor magnitud, el más amplio actualmente es el Puerto del Rosario.



Figura 45 Puerto del Rosario [33]

El tráfico marino no supone ningún inconveniente ya que como podemos ver a continuación, es prácticamente nulo en el posible emplazamiento.

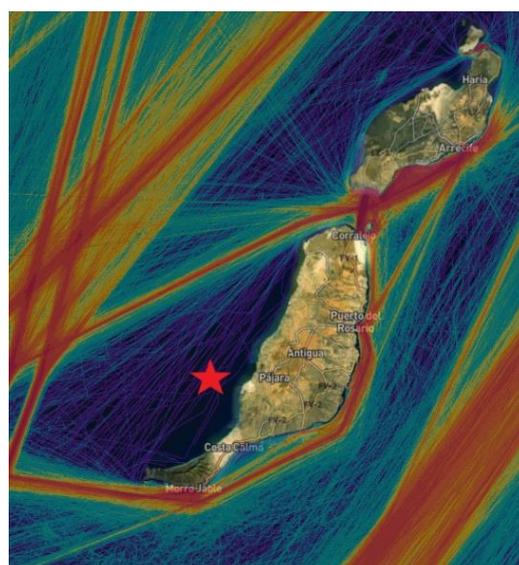


Figura 46 Tráfico marino en Fuerteventura [32]

8.4.3. Litoral mediterráneo

En el litoral mediterráneo hay pocos posibles emplazamientos debido a que el recurso eólico es escaso, destacan dos zonas, la primera situada en el mar de Alborán el cual está casi en su totalidad protegido por la Red Natura 2000 y además supera ampliamente el objetivo con respecto a la profundidad marcado en este proyecto a partir de los 8 kilómetros, por lo que la descartamos como posible emplazamiento.

El segundo posible emplazamiento tiene lugar en la costa catalana, concretamente en el Cabo de Creus. Como vemos en la siguiente figura:

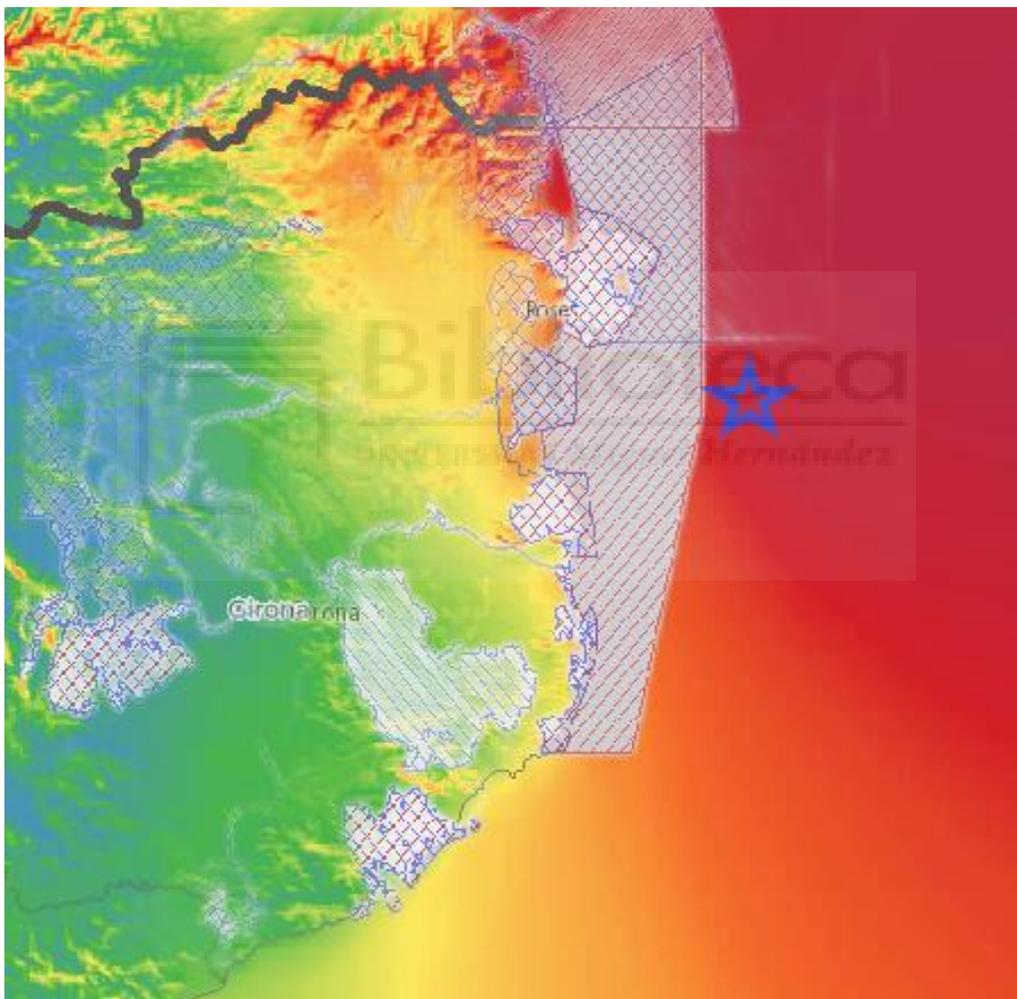


Figura 47 Posible emplazamiento en litoral mediterráneo [EP]

Este emplazamiento tiene un gran recurso eólico, el problema principal radica en la distancia a la costa ya que supera los 25 kilómetros de distancia con una profundidad que oscila entorno a los 150 metros debido a que la mayor parte del área de valor energético está protegida por Red Natura 2000.



Figura 48 Perfil batimétrico Cabo de Creus [29]

No obstante, debido al elevado tránsito marino comercial que recorre el mediterráneo, la costa mediterránea consta de varios puertos de gran magnitud que pueden apoyar este tipo de proyectos en esta ocasión debido a que en Gerona no son suficientemente grandes se usaría el puerto de Barcelona.



Figura 49 Puerto de Barcelona [34]

En relación al tráfico marino, como podemos ver en la Figura 50 no hay problema alguno, ya que el puerto de Gerona es para pequeñas embarcaciones.

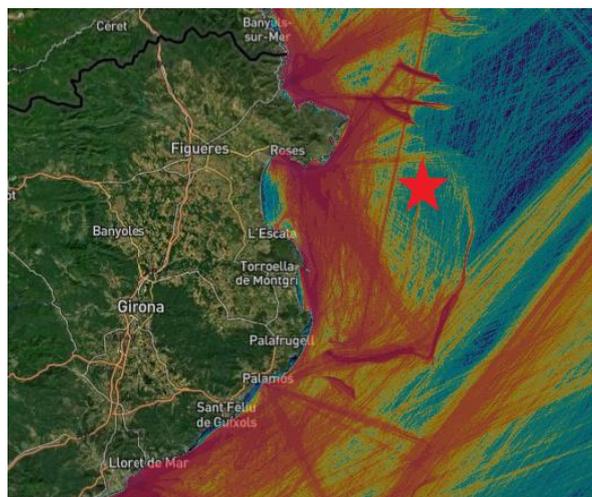


Figura 50 Tráfico marino en posible emplazamiento de Gerona [32]

8.4.4. Litoral del atlántico sur

El litoral andaluz suroeste tiene un gran recurso eólico superando los 8 m/s de velocidad media anual prácticamente en la totalidad de su superficie. Además, la media de profundidad de sus costas es bastante inferior en comparación a la del resto de opciones teniendo en cuenta que generalmente mantiene el perfil batimétrico por debajo de los 50 metros en más de 30 km de distancia a la costa.

Como podemos observar en la siguiente figura, tenemos dos grandes limitaciones de Red Natura 2000 pero hay una zona junto al cabo de Trafalgar de amplia superficie que tiene un gran potencial de recurso eólico.

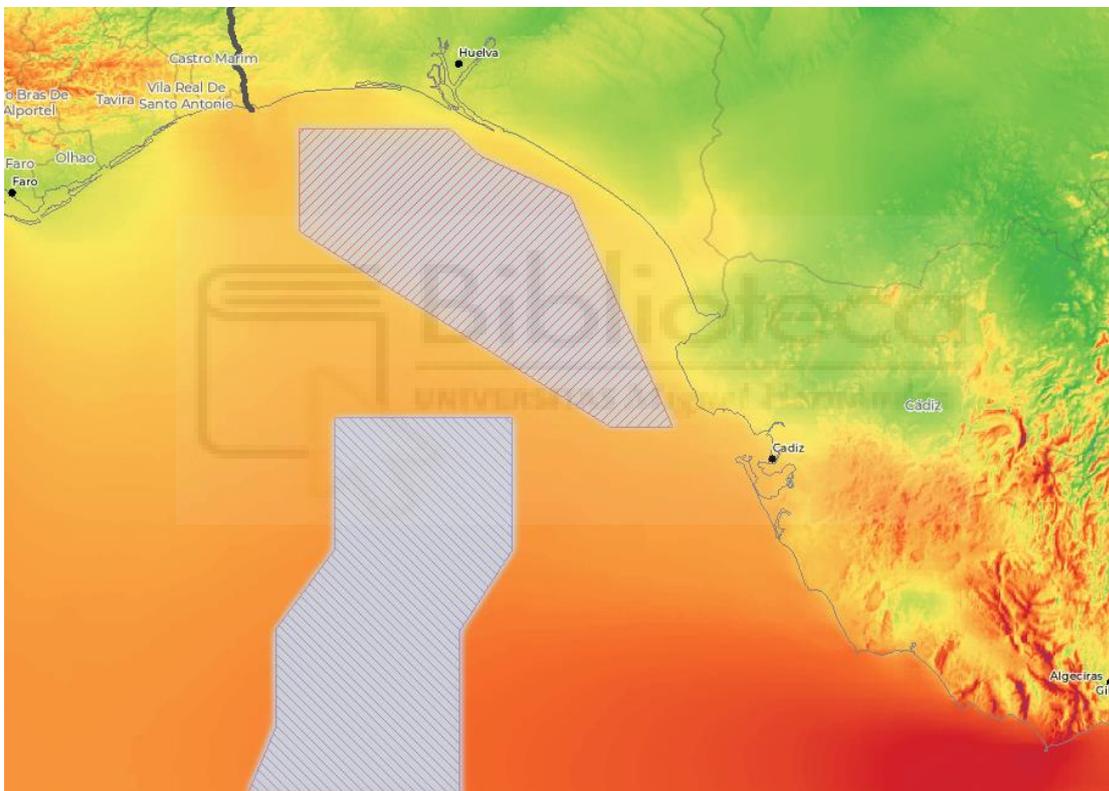


Figura 51 Posible emplazamiento en cabo de Trafalgar [EP]

Esta zona, como podemos comprobar en la Figura 29, es una zona “apta con condicionantes” que limita al sur con una zona “no apta”.

Debido a que el litoral del Atlántico sur es poco profundo y tiene una profundidad escasa a mucha distancia de la costa, vamos a analizar el mejor posible emplazamiento para esta zona:

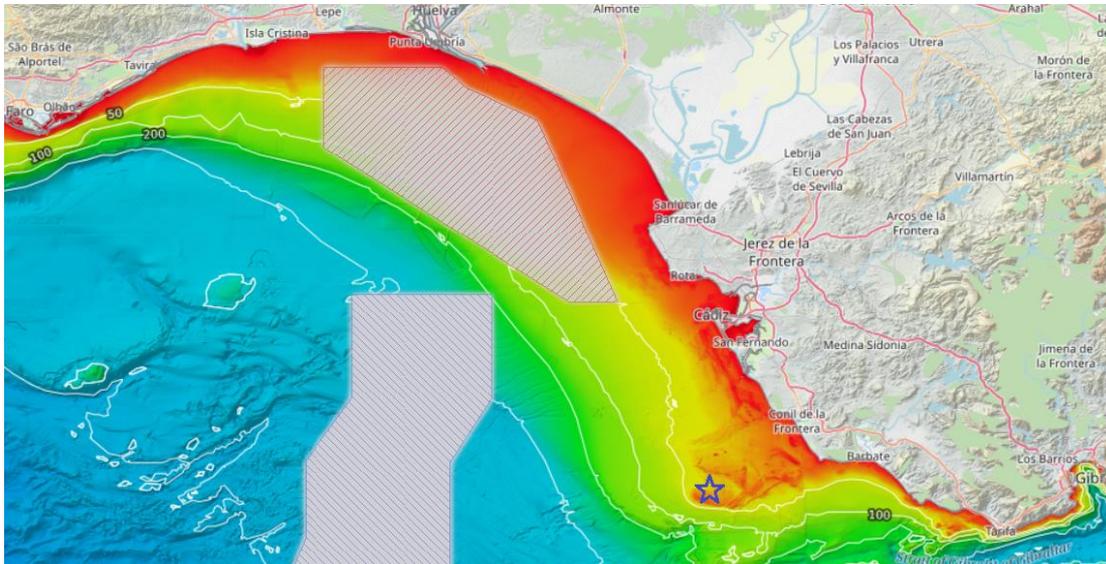


Figura 52 Posible emplazamiento en el cabo de Trafalgar [EP]

Como podéis observar en la Figura 52, se ha seleccionado una localización que es ideal en principio, ya que la profundidad de la zona es inferior a los 50 metros y está en una zona de gran recurso eólico.



Figura 53 Perfil batimétrico hasta el posible emplazamiento de Trafalgar [29]

Existe la posibilidad de situar el parque más al noreste, sin embargo, se ha elegido esa localización porque la velocidad media anual es ampliamente mayor cuanto más al sur se sitúe respetando la zonificación EEAL.

En cuanto a logística, se utilizaría el puerto Bahía de Algeciras el cual es el puerto más importante de España debido a su posición geopolítica, haciendo de conexión en las líneas marítimas que unen Asia, Europa, América y África. Este enorme puerto alberga el segundo complejo industrial más grande de España, cuenta con grandes grúas pórtico para cargas pesadas y dispone de calados de hasta 17 metros de profundidad.

En la zona portuaria se asientan también industrias líderes en la fabricación de acero inoxidable, cuenta con instalaciones portuarias para la importación de materias primas y la exportación de productos ya elaborados de acero. Además, al noreste de la Bahía contamos con Campamento: astilleros especializados en reparaciones de embarcaciones y en la construcción de obras importantes de grandes dimensiones como el proyecto Adriatic LNG, una plataforma offshore para el sector del gas.



Figura 54 Puerto de Algeciras [35]

En cuanto a tráfico marino como podemos observar está apartado del flujo principal de embarcaciones que cruzan el estrecho, este punto es de vital importancia a la cantidad de tráfico marino que discurre en estas aguas.

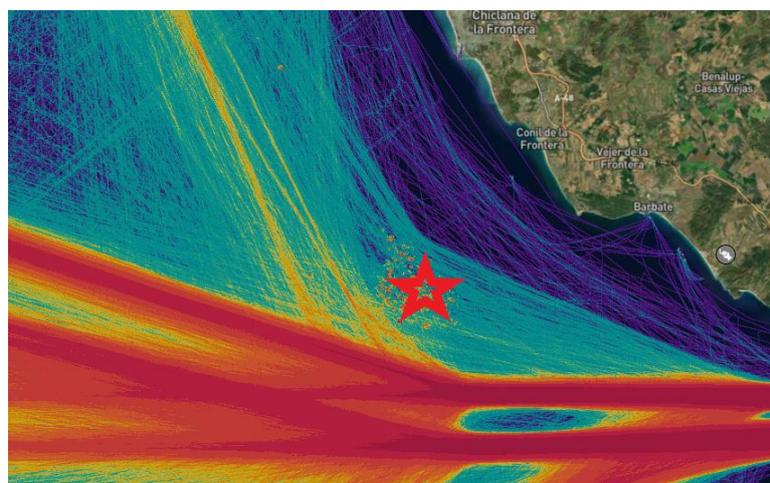


Figura 55 Tráfico marino en cabo de Trafalgar [32]

8.4.5. Selección de emplazamiento final

El análisis de los posibles emplazamientos ha logrado que podamos seleccionar de forma objetiva la zona donde se instalará el parque eólico, todos los candidatos son aptos para futuros proyectos, pero finalmente se ha decidido hacerlo en el litoral del Atlántico sur.

Esta decisión se ha tomado en base a que como hemos visto en el apartado 8.4.4 :

- Perfil batimétrico tiene una profundidad media de 30 metros.
- Recurso eólico alto.
- Dispone del puerto Bahía de Algeciras el cual está preparado para estas operaciones.
- Zona apta con condicionantes según EEAL
- La lejanía de la localización escogida a la costa disminuye el impacto visual que este pudiera tener.

No es la primera vez que se tiene en cuenta esta localización, ya que hay varios proyectos en vías administrativas para instalar un parque en esta zona, donde la empresa ACCIONA intentó hacer un mega parque eólico marino de 1000 MW repartidos en turbinas de 3,6 MW. El proyecto fracasó debido a las leyes obsoletas y la oposición política y social.

Los otros posibles emplazamientos no han sido escogidos debido a que gran parte de las zonas donde podría instalarse el parque supera los 50 metros de profundidad, esto conlleva a un gran incremento de los costes del parque eólico. No obstante, debido a que la tecnología de plataformas offshore flotantes está en desarrollo estas opciones podrán ser viables en pocos años.

El posible emplazamiento en las Islas Canarias ha sido descartado debido a su situación geográfica ya que el coste de instalar cable hasta la península es inasumible para la viabilidad del proyecto.

9. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PARQUE

En este apartado recopilaremos la teoría recopilada en apartados anteriores y estudiaremos el terreno en mayor profundidad para determinar los siguientes parámetros:

- Delimitación del área geográfica
- Perfil de velocidades del viento y su dirección
- Oleaje, mareas máximas y mínimas
- Selección del aerogenerador comercial más adecuado
- Cimentación
- Posición de los aerogeneradores
- Producción energética estimada
- Infraestructura eléctrica
- Logística
- Impacto medioambiental

9.1. Delimitación de la superficie

Se establecerá unos límites de área para así posteriormente poder analizar los datos de viento en toda el área establecida, así como la cantidad de aerogeneradores y la distancia entre ellos.

<u>Latitud</u>	<u>Longitud</u>
36.226582232023546	-6.333876663609779
36.09605183249556	-6.343018870580611
36.07167261390668	-6.224170179959802
36.13262066037889	-6.11903479979524
36.28549867694668	-6.2399150919651225

Tabla 6 Coordenadas de la zona límite del parque eólico

Las coordenadas anteriores forman el perímetro que muestra los límites del proyecto, no quiere decir que se use en su totalidad, en la siguiente figura vemos como quedaría finalmente:

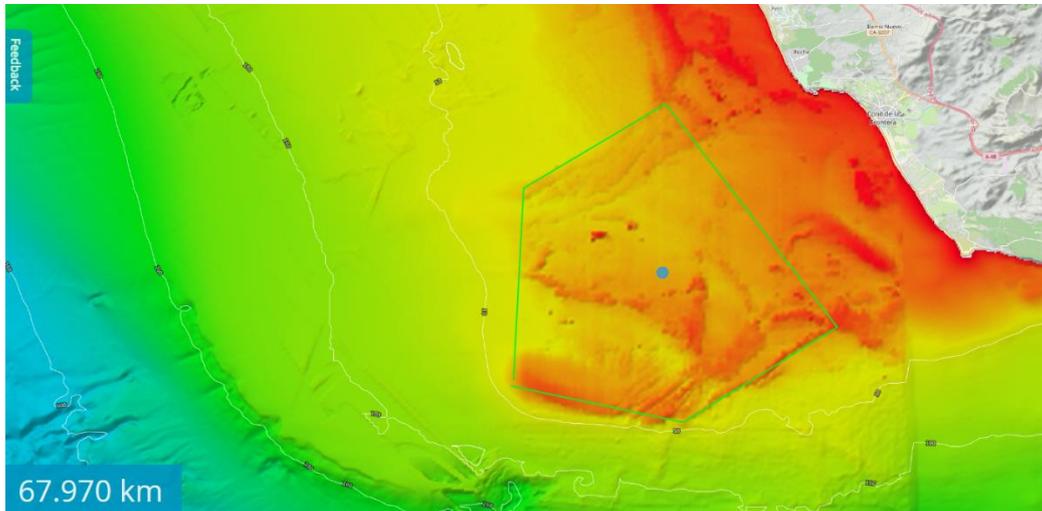


Figura 56 Perímetro delimitante de la zona de proyecto [EP]



Figura 57 Vértices del área de trabajo [36]

Como podemos observar en las Figuras 56 y 57 los límites de la zona de trabajo son muy amplios, contamos con aproximadamente 300 km² de superficie donde instalar el parque. La prioridad dentro de la zona de trabajo será la zona suroeste por mayor recurso eólico. El perfil batimétrico de la zona oscila entre los 25 y 40 metros de profundidad como límites por lo que toda el área es viable para la instalación de los aerogeneradores.

9.2. Propiedades del viento en la zona límite

A continuación, analizaremos el recurso eólico disponible en la zona límite del proyecto utilizando como complemento la información procedente del sistema de boyas de Puertos del Estado, concretamente la boya SIMAR : (6018018) situada muy próxima nuestro emplazamiento. Utilizaremos las coordenadas siguientes como punto de partida para el análisis de datos de viento:

Retrieve depth result	
Depth average	19.2m
Depth smoothed	19.949997m
Depth smoothed offset	0.7499962
CDI Id	1461_SPAIHM_MDT_ATSCADS
Latitude	36.083263357697945
Longitude	-6.242215844869925

Figura 58 Coordenadas para análisis de viento [29]

En primer lugar, a través de la web de Enair comprobaremos la velocidad media mensual resultando en una media de 10 m/s:

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Average
Wind speed (m/s)	9.3	10.8	11.0	10.6	11.6	9.9	9.3	9.4	8.4	9.9	9.7	10.0	10.0

Figura 59 Velocidad media mensual a 100 metros de altura

Para contrastar los datos se ha utilizado la información proporcionada por las boyas que hay dispersas en diferentes puntos geográficos en la Figura 60, estos datos son a nivel de mar por lo que serán inferiores a los de la Figura 59.

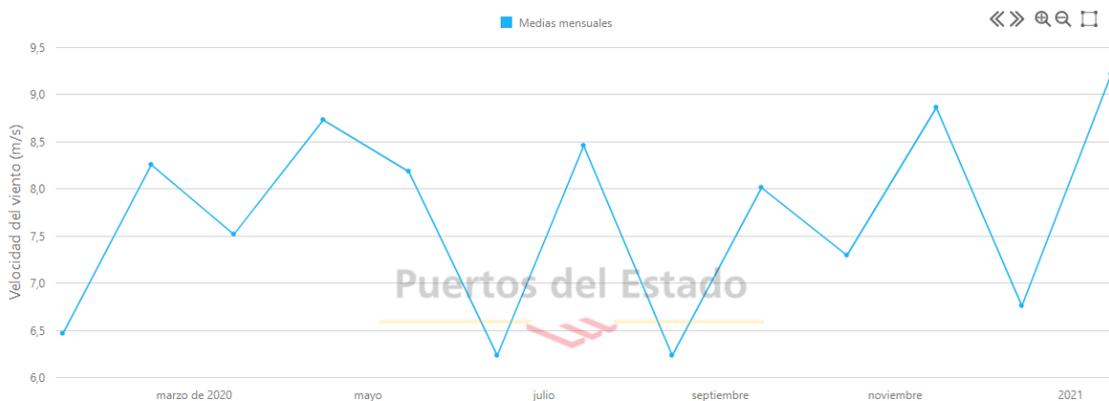


Figura 60 Velocidad media mensual a nivel de mar en 2020 [37]

Podemos comprobar los datos mediante la corrección del perfil vertical de velocidades explicado a través de la *Teoría de la Capa Limite* y representado por la siguiente fórmula:

$$v(h) = v_a * \left(\frac{h}{h_a}\right)^n$$

Donde:

$v(h)$ = velocidad de viento a la altura corregida (m/s)

v_a = velocidad de viento medida (m/s)

h = altura a la que se necesita la corrección (m)

h_a = altura a la que se ha medido la velocidad de viento (m)

n = coeficiente empírico que depende de la rugosidad del terreno.

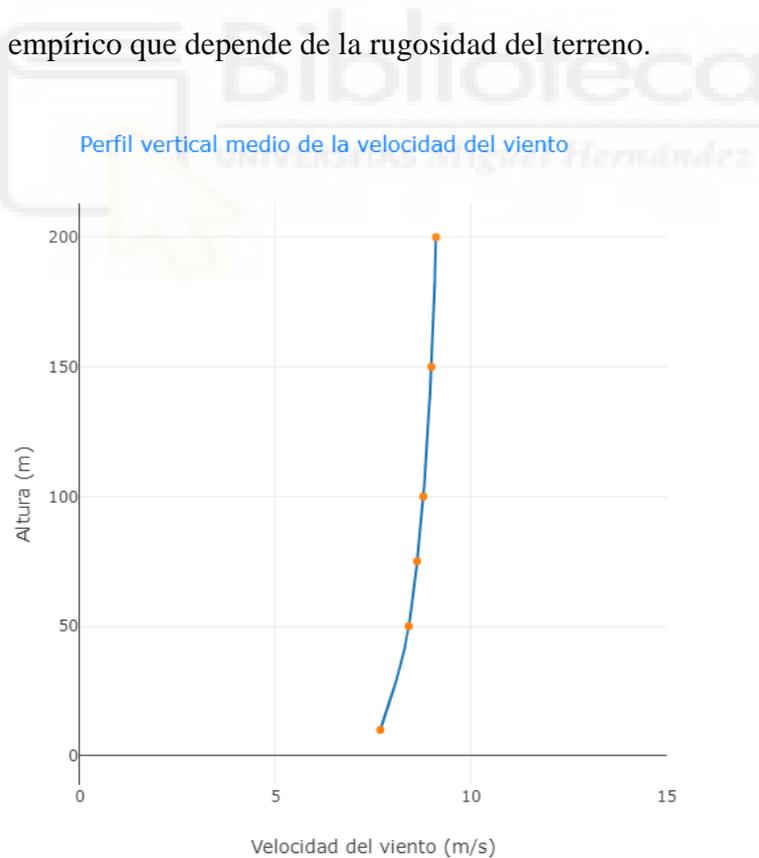


Figura 61 Perfil de velocidades en las coordenadas seleccionadas [30]

Podemos comprobar así que a una altura de 100 metros la velocidad media anual se sitúa en torno a los 9 m/s, concluyendo este dato como final para los próximos cálculos.

La orientación de los aerogeneradores se dispondrá en función de la dirección del viento predominante que obtendremos a través del diagrama de la rosa de los vientos.

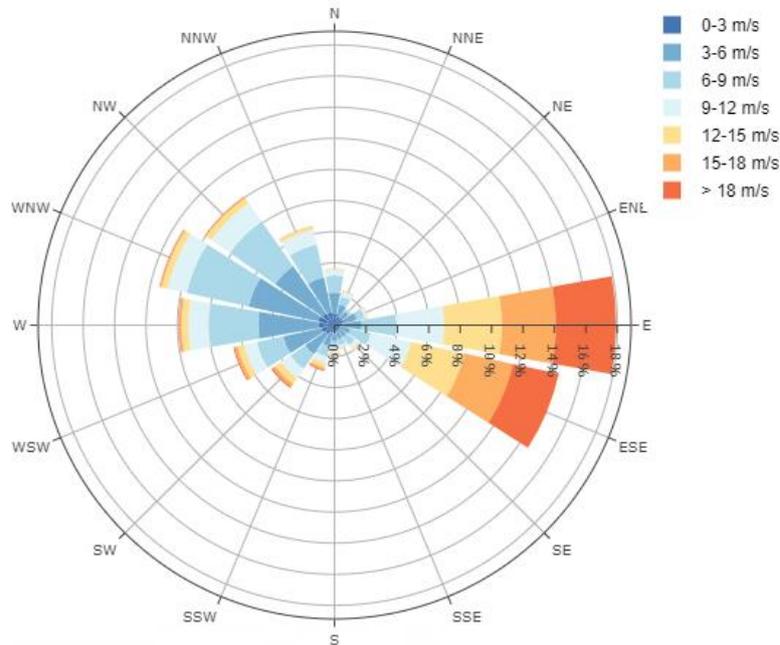


Figura 62 Rosa de los vientos en el emplazamiento a 100 metros de altitud [30]

Se puede observar en la Figura 62 que existen dos vientos predominantes, principalmente los vientos procedentes de Levante (E) y además en menor medida los del este-sureste (ESE), esta dirección se tomará en cuenta para la orientación del parque. Además, contamos con un histograma de la misma boya donde se plasma la relación de velocidad de viento junto con la frecuencia con la que ocurre.

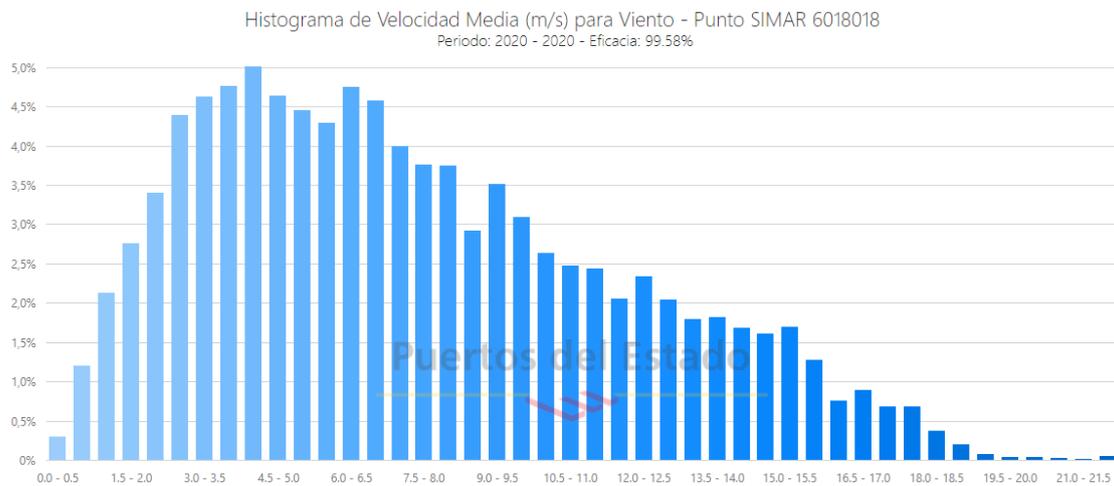


Figura 63 Histograma del emplazamiento a nivel de mar [37]

Por último, en este apartado analizaremos la función de Weibull, se trata de una distribución de probabilidad que reproduce la variabilidad de los datos representada por la siguiente fórmula:

$$p(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k}$$

Donde:

$p(V)$ es la función de probabilidad

V es la velocidad de viento media

k es el factor de forma que describe la variación sobre la media

c es el parámetro de escala.

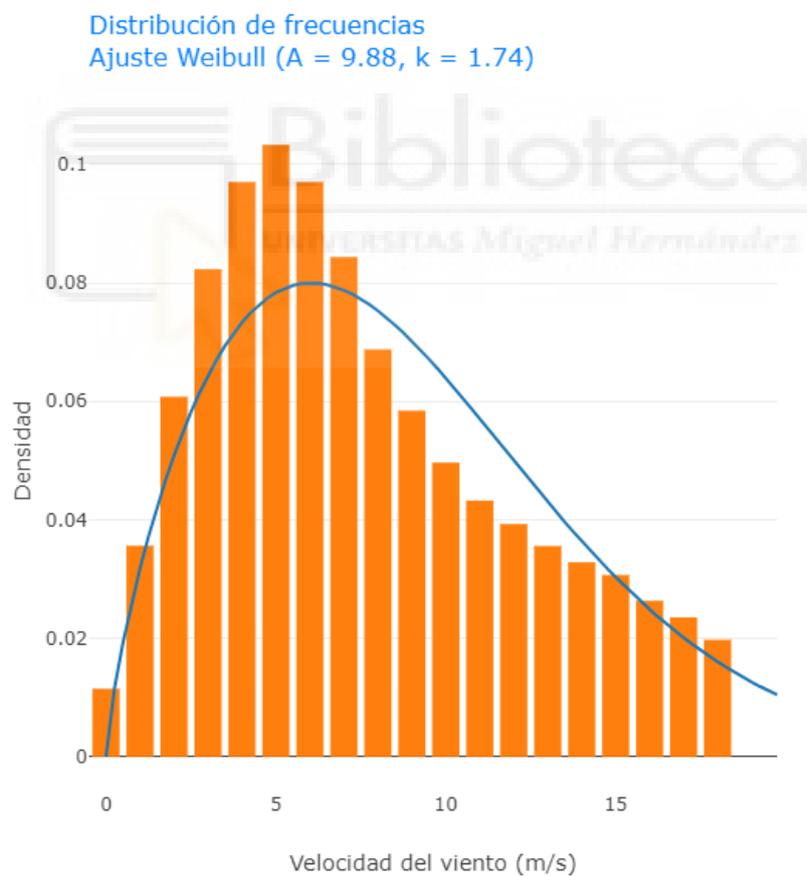


Figura 64 Distribución de Weibull en el emplazamiento [30]

9.3. Análisis de oleajes y mareas

En este apartado estudiaremos el comportamiento del oleaje en las coordenadas de la Figura 58, este análisis es importante para saber las dimensiones más adecuadas de la pieza de unión entre el aerogenerador y la cimentación de la torre, recibida con el nombre de “pieza de transición”.

Mes	Altura Significante (m)	Dir °	Periodo de Pico (s)	Año	Día	Hora
Enero	6.25	270	11.14	2013	19	17
Febrero	6.18	267	11.03	2014	10	2
Marzo	7.31	231	10.75	2018	1	10
Abril	6.16	253	8.9	2018	10	18
Mayo	3.68	102	7.52	2019	31	13
Junio	3.17	101	7.52	2019	1	9
Junio	3.17	101	7.52	2019	1	1
Julio	3.28	103	6.83	2021	9	17
Julio	3.28	102	6.83	2021	9	16
Agosto	2.97	106	6.75	2016	12	14
Septiembre	2.82	104	6.63	2016	29	11
Octubre	4.47	232	8.27	2018	31	18
Noviembre	4.9	208	8.63	2014	28	4
Diciembre	6.23	238	9.96	2013	25	8

Figura 65 Histórico de ola significativa en el emplazamiento [37]

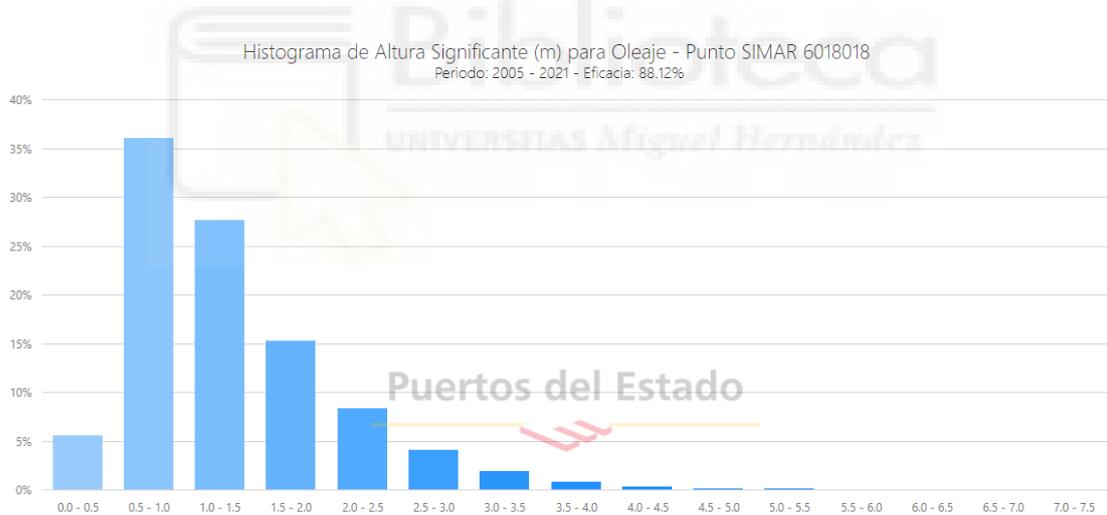


Figura 66 Histograma de oleaje [30]

Analizando el gráfico de la Figura 66, podemos comprobar que aproximadamente el 85% del tiempo en un período de 16 años el oleaje se mantiene en el rango de los 0,5-2,5 metros de altura, contrastando con otros posibles emplazamientos podemos decir que es una zona “tranquila”.

Pero para el dimensionamiento del elemento de transición debemos tener en cuenta el pico máximo de altura histórico, como podemos comprobar en la Figura 65, se dio en 2018 con una ola de 7,31 metros.

En cuanto al nivel del mar tomaremos los datos del mareógrafo de Tarifa situado a 54 kilómetros de las coordenadas de análisis.

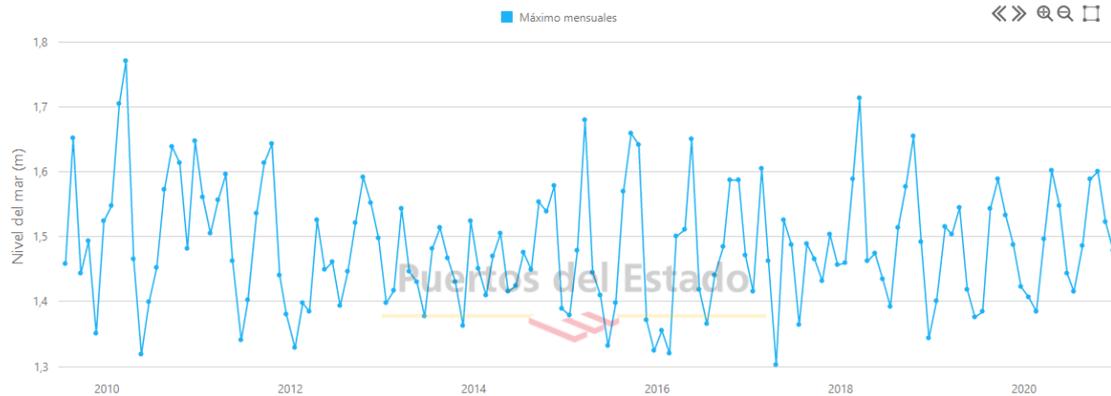


Figura 67 Histórico de máximos pleamar mensuales en Tarifa [30]

	Niveles (cm)							
	Observados				Marea astronómica			
	Máx	Mín	Med	D.E.	Máx	Mín	Med	D.E.
Pleamar	177	69	118	17	158	79	115	15
Bajamar	68	-29	26	17	67	-10	28	14
Pleamar viva	177	113	140	12	158	113	135	10
Bajamar viva	52	-29	4	12	23	-10	9	8
Pleamar muerta	120	69	93	10	108	79	95	7
Bajamar muerta	68	26	49	10	67	34	49	7

Figura 68 Máximos de pleamar y bajamar en Tarifa [30]

Como podemos observar en la Figura 68 la mayor subida de nivel del mar alcanzó 1,77 metros, recopilando información junto con la ola significativa de nuestro emplazamiento debemos tener en cuenta una longitud mayor a la suma de estos dos factores, por lo que finalmente quedará una pieza de transición de 9,08 m mas un margen de seguridad.

9.4. Selección de aerogenerador comercial

Antes de seleccionar un aerogenerador, existe la normativa IEC 61400 en la cual se clasifican los emplazamientos en función del recurso eólico disponible y los separa de la siguiente forma:

Wind turbine class	I	II	III	S
V_{ave} (m/s)	10	8.5	7.5	User defined
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	
$V_{50,gust}$ (m/s)	70	59.5	52.5	
I_{ref}	A	0.16		
	B	0.14		
	C	0.12		

Figura 69 Clasificación de los aerogeneradores según IEC [38]

Donde:

V_{ave} es la velocidad media del viento anual a la altura del eje.

V_{ref} es la velocidad pico del viento en 50 años durante 10 minutos

$V_{50,gust}$ es la velocidad pico del viento en 50 años durante 3 segundos

I_{ref} es la intensidad de turbulencia media a 15 m/s

A, B y C son las categorías de características de intensidad de turbulencia más alta, media y más baja, respectivamente. Los aerogeneradores más pequeños, al tener menor área de barrido, soportan mejor los esfuerzos causados por mayores velocidades de viento, por lo que un aerogenerador de clase I será de menor tamaño que el de clase II.

Nuestro emplazamiento tiene una velocidad media anual de 9 m/s por lo que está en el rango de clase I ($8,5 \leq V_{ave} \leq 10$), con esta información buscaremos en el mercado aerogeneradores de clase I.

Tras una búsqueda de modelos de aerogeneradores compatibles con el objetivo del proyecto se han clasificado 3 modelos:

- Vestas V164-8.0
- SG 8.0-167 DD
- SWT-7.0-154

	Vestas V164-8.0	SG 8.0-167 DD	SWT-7.0-154
Potencia	8 MW	8 MW	7 MW
Diámetro de rotor	164 m	167 m	154 m
Velocidad nominal	13 m/s	12 m/s	13 m/s
Clasificación IEC	I, S	I b	I b

Tabla 7 Comparación de aerogeneradores comerciales

Debido a que el modelo SG 8.0-167 DD fabricado por Siemens Gamesa tiene menor velocidad nominal y la diferencia de diámetro del rotor frente al modelo de Vestas es mínima, elegiremos este aerogenerador.

Curva de potencia

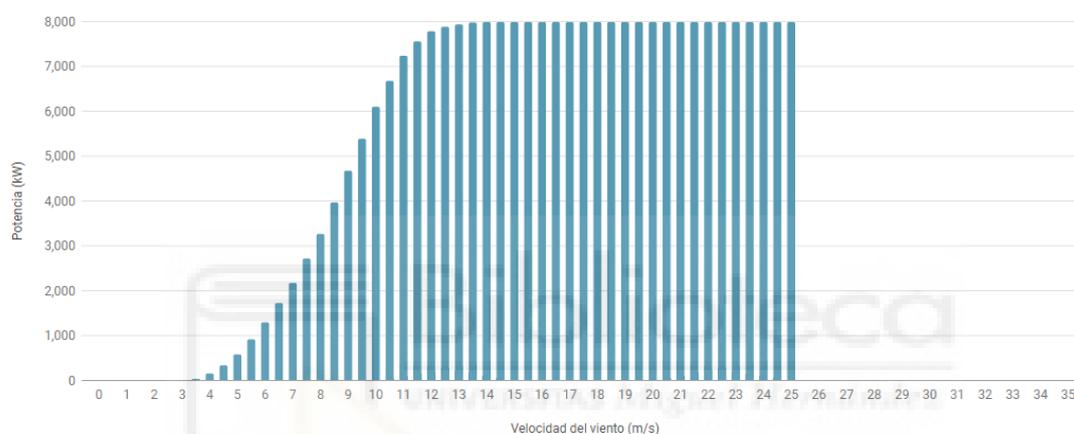


Figura 70 Curva de potencia del aerogenerador offshore SG 8.0-167 DD [39]

En el anexo 12.1 podremos encontrar la ficha técnica del aerogenerador.

Aerogenerador SG 8.0-167DD	
Longitud de palas (m)	81,4
Área de barrido (m ²)	21.900
Tecnología	Direct drive
Altura de la góndola (m)	92

Tabla 8 Datos de interés del aerogenerador SG 8.0-167 DD

9.5. Energía producida

En este apartado haremos un análisis de la energía producida en el parque utilizando los datos del viento, la curva de potencia, distribución de Weibull, etc.

Tipo de turbina	SG 8.0-167 DD – IEC Clase 1
Potencia nominal (kW)	8000
Diámetro del rotor (m)	167
Altura del buje (m)	100
Sistema de control de potencia	Pitch
Velocidad media de viento anual (m/s)	8,5
Densidad del aire establecida (kg/m ³)	1,225

Tabla 9 Datos para análisis de energía producida

Curva de potencia SG 8.0-167 DD	
Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
3	0
3,5	48
4	169
4,5	350
5	593
5,5	930
6	1307
6,5	1737
7	2186
7,5	2730
8	3278
8,5	3980
9	4687
9,5	5400
10	6112
10,5	6690
11	7249
11,5	7570
12	7795
12,5	7895
13	7947
13,5	7990
14 - 25	8000

Tabla 10 Datos para la curva de potencia SG 8.0-167 DD

Otros parámetros	
Velocidad mínima de arranque (m/s)	3
Velocidad máxima de desconexión	25
Factor de forma K (adimensional)	1,74
Factor de escala C (m/s)	9,88

Tabla 11 Parámetros para el cálculo de potencia generada

Debido a que la velocidad mínima de arranque es 3 m/s y la velocidad de desconexión son 25 m/s, el parque estará en funcionamiento el 84,3 % del tiempo en un año.

Suponiendo que tenemos un 20 % de pérdidas por pérdidas de la infraestructura eléctrica, pérdidas mecánicas, disponibilidad técnica del parque, pérdidas por efecto estela de los aerogeneradores, etc.

A este factor de pérdidas también se le ha sumado la posibilidad de que alguno de los aerogeneradores del parque no llegue a los 8,5 m/s de media anual, ya que el parque cuenta con 20 unidades en diferentes localizaciones, habría que analizar una a una en caso de un estudio más a fondo de la generación eléctrica.

V (m/s)	p(V) %	Tiempo (h/año)	P (kW)	E (MWh/año)	Et (MWh/año)
4	7,3307	642	169	87	1736
5	7,8367	686	593	326	6513
6	8,0013	701	1307	733	14658
7	7,8814	690	2186	1207	24148
8	7,5362	660	3278	1731	34625
9	7,0241	615	4687	2307	46143
10	6,3997	561	6112	2741	54823
11	5,7120	500	7249	2902	58035
12	5,0024	438	7795	2733	54653
13	4,3040	377	7947	2397	47941
14	3,6420	319	8.000	2042	40837
15	3,0333	266	8.000	1701	34012
16	2,4885	218	8.000	1395	27903
17	2,0120	176	8.000	1128	22560
18	1,6041	141	8.000	899	17987
19	1,2617	111	8.000	707	14147
20	0,9794	86	8.000	549	10981
21	0,7505	66	8.000	421	8415
22	0,5680	50	8.000	318	6369
23	0,4246	37	8.000	238	4761
24	0,3137	27	8.000	176	3517
25	0,2290	20	8.000	128	2567
TOTAL (MWh/año)				26.867	537.331

Tabla 12 Tabla de potencia generada en el parque

A continuación, haremos un cálculo de las horas equivalentes, que son el número de horas que un aerogenerador está operativo al cabo de un año en su potencia nominal.

$$T_{equivalente}(h) = \frac{E (MWh)}{P_{Total instalada} (MW)} = \frac{537331,25}{160} = 3358 h$$

Además, calcularemos el Factor de Capacidad, que es la razón entre la energía neta producida anualmente y la máxima teórica operando a potencia nominal:

$$F_{capacidad}(\%) = \frac{E (MWh)}{P_{Total instalada} (MW) * 8760} * 100 = \frac{537331,25}{160 * 8760} * 100 = 38,3 \%$$

Como podemos observar, el factor de capacidad tiene un valor muy bueno si tenemos en cuenta que los factores de capacidad trópicos en la industria eólica se sitúan entre el 20% y el 50%.

Resumen de producción energética	
Potencia instalada (MW)	160
Producción energética neta (MWh)	537331
Horas equivalentes (h)	3358
Factor de capacidad (%)	38,3

Tabla 13 Características energéticas del parque eólico

9.6. Posicionamiento y orientación de los aerogeneradores

Sabiendo la potencia unitaria de los aerogeneradores, la rosa de los vientos en el emplazamiento junto con los datos de oleajes y mareas podemos determinar la posición exacta de los aerogeneradores, así como su distribución y orientación.

La situación ideal de los aerogeneradores sería instalarlos en una sola fila según la dirección predominante del viento debido a que aguas debajo de cada turbina se crea una estela de flujo en rotación, por lo que la turbina de la siguiente fila será afectada en el contenido energético, este efecto recibe el nombre de “efecto de las estelas”.

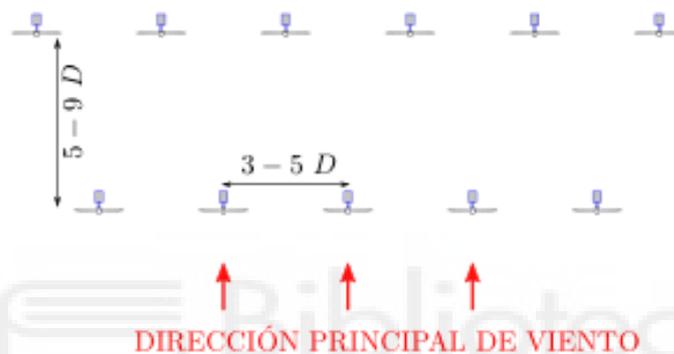


Figura 71 Distribución óptima en un parque eólico [10]

Por este motivo, como observamos en la figura anterior, se especifica que la disposición de los aerogeneradores debe estar orientado en el sentido perpendicular al viento predominante del emplazamiento y formando filas con unas distancias mínimas.

En base al RD 1028/2007 Art.25.1.a: “Igualmente, la potencia de la instalación finalmente solicitada podrá oscilar en un margen de hasta un 15 por ciento superior o inferior a la potencia solicitada para el otorgamiento de la reserva de zona, debiendo ser superior a 50 MW”. El aerogenerador elegido dispone de 8 MW de potencia unitaria, por lo que es fácil superar el recurso energético mínimo exigido.

Teniendo en cuenta la cantidad de área disponible para la instalación del parque eólico, optaremos por un parque de unas 20 turbinas eólicas de 8 MW, alcanzado así los 160 MW de potencia unitaria total.

Contando con las especificaciones técnicas del aerogenerador elegido, la distancia mínima será la recomendada por el IDAE:

- Aerogeneradores de la misma fila: Supondremos 3 veces el diámetro del rotor, por lo que finalmente tendremos una distancia de 500 metros.
- Aerogeneradores de filas diferentes: Supondremos 7 veces el diámetro del rotor, por lo que finalmente tendremos una distancia de 1200 metros entre filas.

Como hemos visto en la Figura 62 el viento predominante sopla principalmente en dirección E y algo menos en la dirección E, por lo que la orientación de las filas de aerogeneradores estará entre estas dos direcciones, a 95°.

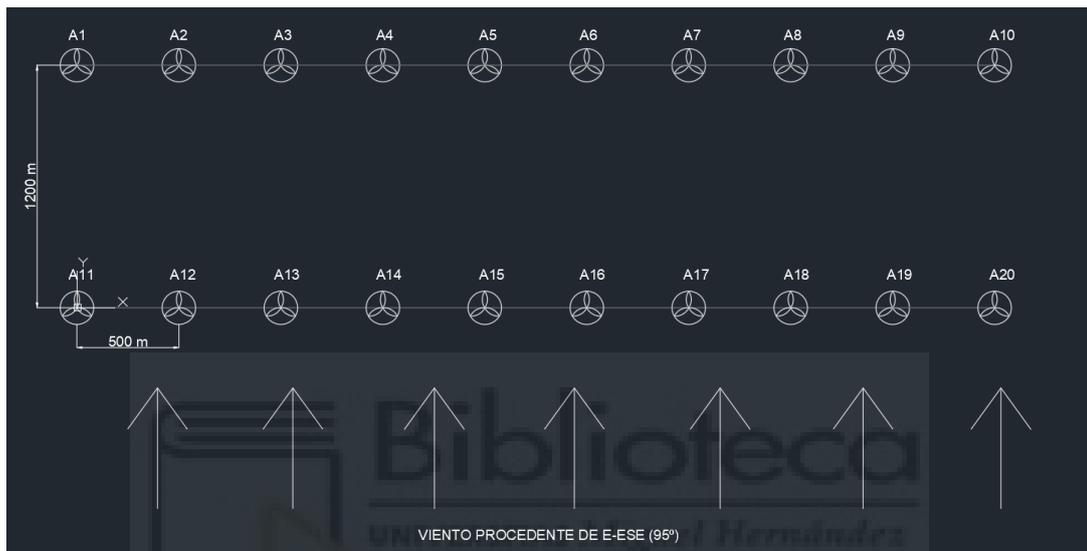


Figura 72 Distribución de nuestro parque eólico [EP]

Resumen del parque	
Número de aerogeneradores	20
Distancia entre aerogeneradores (m)	500
Distancia entre filas (m)	1200
Potencia unitaria (MW)	8
Potencial total (MW)	160
Superficie del parque (ha)	540
Perímetro del parque (km)	12,4

Tabla 14 Resumen de las características del parque eólico

Como hemos visto en las anteriores figuras, el área del parque es bastante inferior a la superficie apta para el proyecto, esto nos deja un margen enorme para posibles ampliaciones en un futuro. A continuación, señalaremos las coordenadas de las turbinas eólicas para más tarde poder hacer un análisis preciso en la cantidad de energía extraída.

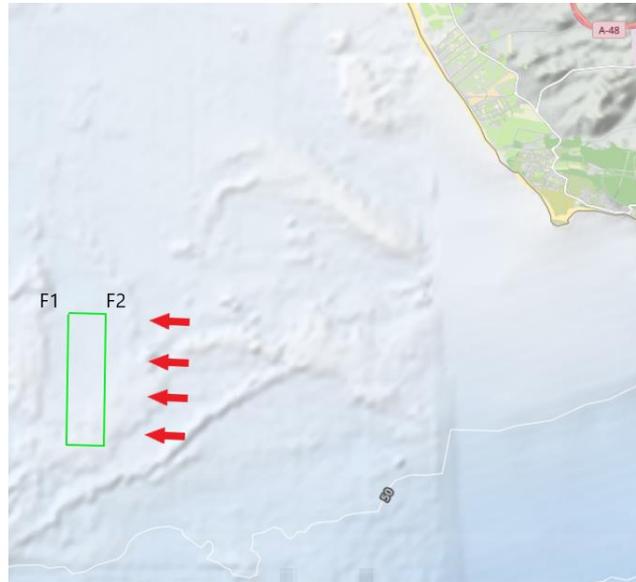


Figura 73 Área final del emplazamiento orientada al este [EP]

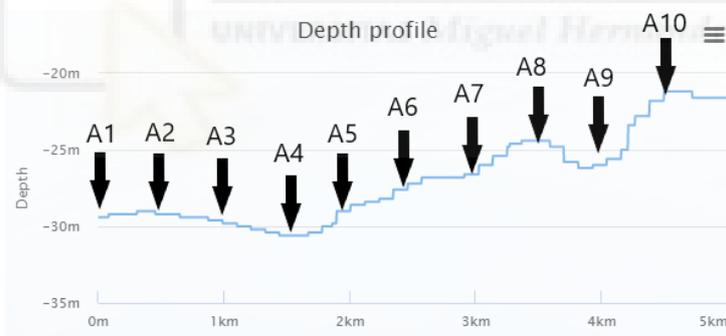


Figura 74 Posición de los aerogeneradores pertenecientes a fila 1 (F1) [EP]

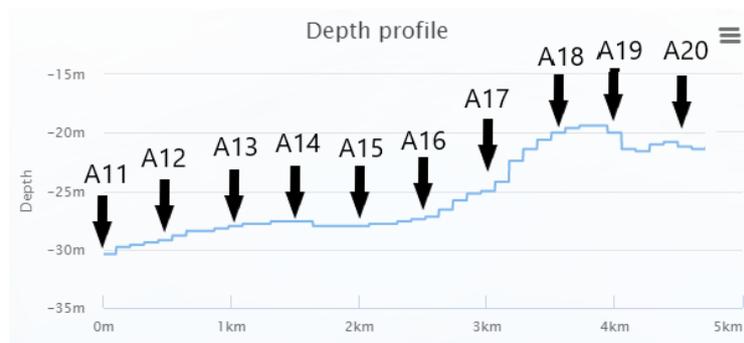


Figura 75 Posición de los aerogeneradores pertenecientes a la fila 2 (F2) [EP]

Por último, se ha realizado un resumen de los datos de los aerogeneradores:

Aerogenerador	Latitud	Longitud	Altitud (m)
A1	6,2086	36,1065	-29
A2	6,2080	36,1117	-29
A3	6,2075	36,1177	-29
A4	6,2070	36,1263	-30
A5	6,2065	36,1307	-28
A6	6,2059	36,1350	-27
A7	6,2054	36,1401	-26
A8	6,2049	36,1450	-25
A9	6,2045	36,1511	-26
A10	6,2040	36,1567	-22
A11	6,1953	36,1023	-30
A12	6,1948	36,1091	-28
A13	6,1943	36,1148	-27
A14	6,1938	36,1201	-27
A15	6,1933	36,1252	-27
A16	6,1927	36,1306	-26
A17	6,1922	36,1359	-25
A18	6,19517	36,1412	-20
A19	6,1912	36,1465	-20
A20	6,1907	36,1518	-21

Tabla 15 Resumen coordenadas de los aerogeneradores

9.7. Cimentación

En base a la información recopilada en apartados anteriores, podemos hacer una idea de qué tipo de cimentación es más viable para el proyecto. Sabemos que la profundidad en el área perimetral del parque no supera los 40 metros, sin embargo, uno de los objetivos de este proyecto es que sea económicamente viable por lo que, como podemos ver en la Tabla 15 realizada en el apartado anterior, la profundidad nunca supera los 30 metros.

Utilizando la información sobre plataformas de estructura fija resumida en la Tabla 2 Resumen principales cimentaciones fijas podemos comprobar que excluyendo a las de tipo Jacket debido a su alto coste y a la ausencia de un elevado oleaje en este emplazamiento, existen 2 candidatos:

- ✓ Cimentación monopilote
- ✓ Cimentación por gravedad

Debido a que la cimentación monopilote está recomendada hasta los 30 metros de profundidad, y se cumplen todas las condiciones necesarias para ser viable, será la cimentación elegida.

Navantia y Windar anunciaron el 2 de Julio de 2021 la construcción de una fábrica de cimentaciones monopilote tamaño “XXL” que comenzará a producirlos a partir de 2023 en A Coruña, estas cimentaciones podrán tener unas dimensiones de hasta 100 metros de longitud y 2500 toneladas de peso. Así mismo, la pieza de transición será fabricada por Windar en Reino Unido.

En cuanto al dimensionamiento, nos basaremos en la información recopilada por Energynet, empresa pública propiedad del Ministerio de Clima, Energía y Servicios Públicos de Dinamarca, implicada en la realización del parque eólico offshore Vesterhav Nord, esta información la veremos en la Tabla 16.

MONOPILE	3.0MW	3.6MW	4.0MW	8.0MW	10.0MW
Outer Diameter at seabed level*	5.0-6.0m	5.0-6.5 m	5.5-7.0 m	6.0-8.0m	7.0-9.5m
Pile Length	45-55m	45-60 m	50-65m	55-70m	60-80m
Pile weight	300-600t	350-700 t	450-800t	700-1,000t	900-1,250t
Ground Penetration (below mud line)	23-30m	23-30m	24-31m	27-34m	29-39m
TRANSITION PIECE					
Length	15-20m	15-20m	15-24m	23-30m	23-31m
Outer Diameter (based on a conical shaped monopile)	4.0-5.5m	4.0-5.5m	4.5-6.0m	5.5-7.0m	6.0-7.5m
TP weight	160-250t	160-250t	170-260t	220-370t	270-420t
Volume of Grout per unit	15-35m ³	15-35m ³	20-40m ³	25-60m ³	30-65m ³
SCOUR PROTECTION					
Volume per foundation (+/-150 m ³)	2,100m ³	2,100m ³	2,500m ³	3,000m ³	3,500m ³
Foot print area per foundation (+/-100 m ²)	1,500m ²	1,500m ²	1,600m ²	1,650m ²	2,000m ²

Tabla 16 Datos de dimensionamiento para cimentación monopilote [40]

Por lo que finalmente nuestra cimentación tendrá las siguientes características:

Cimentación elegida	
Tipo de cimentación	Monopilote
Rango de profundidades del parque (m)	20-29
Longitud de pieza de transición (m)	23
Diámetro del cilindro (m)	8
Peso total (monopilote + pieza de transición) (ton)	850
Longitud monopilote (m)	55

Tabla 17 Resumen características de la cimentación

9.8. Infraestructura eléctrica

Como vimos anteriormente en el apartado 0, el parque eólico está formado por 2 filas de 10 aerogeneradores separados entre sí una distancia de 3 veces el diámetro de rotor y 7 veces entre filas.

Sabiendo esto, podemos posicionar la subestación offshore en una distancia entre medias para ambas filas, de la estación offshore habrá una línea hasta la costa que transmitirá la energía generada por los aerogeneradores. En la Figura 27 pudimos apreciar el esquema general de un parque eólico marino offshore, donde existen 3 distintivas fases:

- **Baja tensión (BT):** En nuestro caso como podemos ver en la ficha técnica del aerogenerador, genera electricidad a 690 V de tensión.
- **Media tensión (MT):** El voltaje generado por el aerogenerador no es suficiente para su transporte hasta la subestación eléctrica, por lo que cada aerogenerador tendrá instalado un transformador que se encargue de elevar la tensión hasta los 33 kV.
- **Alta tensión (AT):** La subestación se encarga de elevar los 33 kV hasta los 132 kV posibilitando el transporte hasta la costa, que en este caso es de unos 14 kilómetros.

A continuación, elegiremos la interconexión entre aerogeneradores, este punto es importante ya que una mala planificación puede acarrear problemas de desconexión por falla o avería, existen de forma general tres tipos de conexiones:

- **Anillo:** Todos los aerogeneradores están conectados entre sí con un punto de evacuación en cada uno de los extremos, haciendo un total de 2 líneas de evacuación. Esta forma de conexión permite que un aerogenerador se encuentre averiado y los demás sigan funcionando, el problema es cuando dos o más aerogeneradores se averíen, aquellos que estén entre estos aerogeneradores no podrán funcionar.
- **Radial:** Al igual que en la forma de anillo, todos los aerogeneradores están conectados entre sí con la diferencia de que, en este caso, solo hay una línea de evacuación. Esta opción es la más económica, no obstante, en caso de avería el parque entero queda inutilizado.

- **Mallado:** A diferencia de los anteriores casos, este sistema agrupa los aerogeneradores de forma independiente en la medida que sea necesaria, es la opción de mayor coste, pero a su vez la de mayor seguridad.

En nuestro proyecto utilizaremos este último caso debido a que solo contiene 20 aerogeneradores, por lo que podemos hacer una distribución pequeña y no aumentaría en gran medida los costes.

En el siguiente esquema de infraestructura eléctrica está representado los diferentes tramos de tensión por los que pasa la corriente generada en los aerogeneradores, siendo la línea gris BT, amarilla MT y por último la línea roja de evacuación (AT) en rojo.

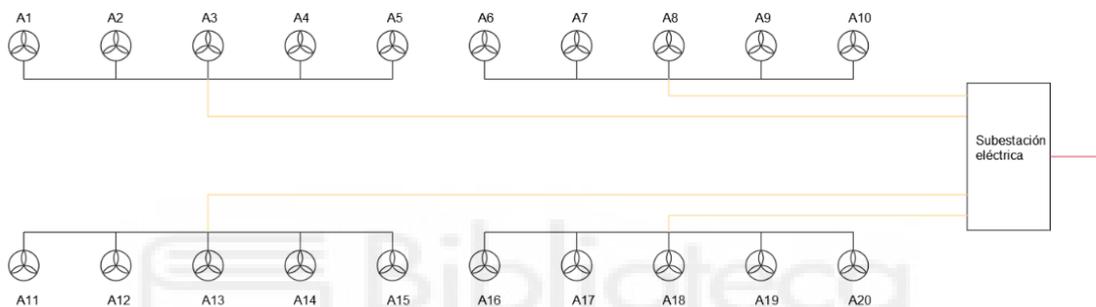


Figura 76 Esquema general del parque eólico en sistema de mallado [EP]

9.8.1. Conversión BT-MT

Transformador

El primer paso será elegir un transformador apropiado a nuestras turbinas eólicas, como hemos nombrado anteriormente, la electricidad se genera a 690 V y una frecuencia de 50 Hz. Debido a que el fabricante no especifica el transformador equipado en el aerogenerador SG 8.0-167 DD, buscaremos uno en el mercado con las características principales de que sea fiable, resistente y con buena durabilidad.

El tipo de transformador que más concuerda con nuestra situación y que ha sido utilizado ampliamente en casos anteriores de instalaciones offshore, es un transformador seco encapsulado en resina.

Este tipo de transformador ha sido elegido por las siguientes características:

- ✓ Son muy seguros en términos medioambientales.
- ✓ Apenas necesitan mantenimiento.
- ✓ No presentan riesgo de incendios ya que no funcionan con aceite.
- ✓ Presentan protección frente a problemas corrosivos salinos.

El aerogenerador tiene una potencia activa de 8 MW por lo que, buscando en el mercado, logramos encontrar el modelo de Siemens GEAFOL.

La ficha técnica del producto se encuentra en el Anexo 12.2 .

Celdas de protección

Entre el transformador y la subestación eléctrica se encuentra las celdas de protección, sirven para proteger al aerogenerador de fallas en la red eléctrica y ayudan a realizar el mantenimiento de forma individual sin afectar al funcionamiento normal del parque eólico.

Está compuesto de componentes de medida, corte y protección agrupados en un armario aislado de las condiciones corrosivas del ambiente mediante el gas hexafluoruro de azufre (SF6).

Las celdas están estandarizadas hasta los 36 kV de tensión, siendo adecuadas para nuestra tensión nominal. Se ha elegido la celda de protección de Siemens modelo NXPLUS C con interruptores de potencia fijos. De hasta 36 kV y aislada en gas.



Figura 77 Celda de protección Siemens NXPLUS C [41]

Datos eléctricos (valores máximos) y dimensiones

Tensión asignada	kV	36
Frecuencia asignada	Hz	50/60
Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial	kV	70
Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo	kV	170
Valor de cresta de la corriente admisible asignada	kA	63
Corriente asignada de cierre en cortocircuito	kA	63
Corriente admisible asignada de corta duración	kA	25
1 s	kA	20
3 s	kA	20
Corriente asignada de corte en cortocircuito	kA	25
Corriente asignada en servicio continuo del embarrado	A	1000
Corriente asignada en servicio continuo de las derivaciones	A	630/1000
Ancho	mm	450/600
Profundidad con canal de alivio de presión trasero	mm	1000
Altura	mm	1900

Tabla 18 Especificaciones celda de protección

Podemos encontrar la ficha técnica completa en el anexo 12.3

Conexiones de MT

Las líneas de media tensión parten desde el transformador situado en el aerogenerador hasta la subestación eléctrica, esta línea estará enterrada bajo el suelo del fondo marino por lo que deberá tener una resistencia especial para este tipo de ambiente. Calcularemos la sección del cable en función de la intensidad admisible proporcionada por el fabricante, contaremos con un factor de corrección de 0,9:

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi}$$

Donde:

- I_n es la intensidad nominal en amperios.
- P es la potencia en kW
- V es el voltaje nominal el kV

En nuestro caso sabemos que utilizaremos el sistema mallado agrupando los aerogeneradores en conjuntos de 5 unidades, por lo que la potencia total por mallado será de 40 MW y el voltaje como hemos mencionado anteriormente será 33 kV:

$$I_5 = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} = \frac{40 * 10^3}{\sqrt{3} * 33 * 0,9} = 777,57 A$$

Además, calcularemos la intensidad admisible por aerogenerador:

$$I_1 = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} = \frac{8 * 10^3}{\sqrt{3} * 33 * 0,9} = 155,51 A$$

Buscamos un cable XLPE que cumpla con la condición de intensidad admisible y la norma IEC 60228, existen dos grandes fabricantes con amplia experiencia, Nexans y ABB, se ha elegido para el proyecto un cable de ABB, la ficha técnica se encuentra en el anexo 12.4.

Como veremos en la siguiente tabla, suponiendo que las condiciones del entorno que tenemos son idénticas a las descritas en la ficha técnica, podemos escoger la sección para los cables:

- Conexión individual de cada aerogenerador: 95 mm².
- Conexión de cada grupo de mallado: 1000 mm².

Podemos calcular la caída de tensión, pero debido a que las distancias son mínimas, no será necesario.

Table 33

10-90 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm ²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Tabla 19 Secciones mínimas en función de intensidad

Según la ficha técnica, el cable tiene las siguientes características:

- Temperatura del lecho marino 20°
- Profundidad de enterramiento 1 metro
- Resistividad térmica del lecho marino 1 K.m/W
- Conductor de cobre

9.8.2. Conversión MT/AT

Las 4 líneas de media tensión llegan a la subestación donde cada mallado contará con una celda de protección con interruptor de potencia que como vimos en la ficha técnica, admite una corriente en servicio continuo de hasta 1250 A, por lo que habrá 4 celdas de este tipo. El transformador de alta tensión elevará la tensión hasta los 132 kV y estará equipado con una celda de subestación GIS de 145 kV de diseño modular, la ficha técnica se encuentra en el Anexo 12.5 .

La línea de evacuación tendrá una longitud exacta de 13.900 metros, partiendo desde la subestación eléctrica offshore hasta la subestación eléctrica onshore. El cable será al igual que en tramos anteriores, de tipo HVAC ya analizado en el apartado 7.2, principalmente por cuestión económica, ya que, en líneas submarinas por debajo de los 50 km, resulta más económico que el HVDC.

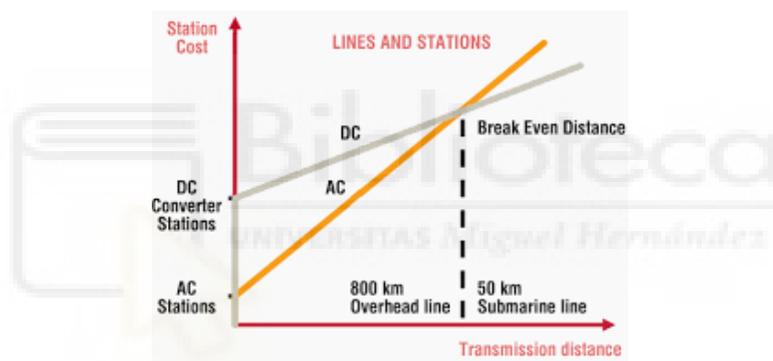


Figura 78 Comparativa económica en función de la distancia entre HVAC y HVDC [42]

Se escogerá el mismo cable que en el tramo de media tensión, y calcularemos la intensidad admisible en estas nuevas condiciones, al ser la línea de evacuación contaremos con la potencia total del parque eólico:

$$I_{20} = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} = \frac{160 * 10^3}{\sqrt{3} * 132 * 0,9} = 777,57 \text{ A}$$

Como hemos podido comprobar, y suponiendo que damos con las condiciones de lecho marino a 20°, resistividad del lecho marino como 1 K*m/W y el cable se entierre 1 metro, no tenemos que aplicar ningún factor de corrección por lo que la sección de cable según la Tabla 19 la sección del cable será 1000 mm².

En esta ocasión sí que haremos un cálculo sobre la caída de tensión producida en la línea de evacuación:

Línea de evacuación de 160 MW	
Frecuencia	50 Hz
Longitud de línea	13,9 km
Inductancia (L)	0,3 mH / km
Reactancia (X)	0,0942 Ω / km
Resistencia a 90° (R)	0,0254 Ω / km

Tabla 20 Datos línea de evacuación con cable ABB de sección 1000 mm²

Tomaremos como valor límite un 3% de caída de tensión con un factor de potencia de 0,9 con la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I * L(R * \cos\varphi + X * \sin\varphi) \quad (1)$$

$$P = \sqrt{3} * V * I * (\cos\varphi) \quad (2)$$

$$\Delta V(\%) = \frac{P * L}{V} (R + X * \tan\varphi) \quad (3)$$

Donde:

ΔV : caída de tensión (V)

P: potencia total transportada en la línea de evacuación (W)

V: tensión nominal (V)

L: longitud de la línea de evacuación (km)

$\tan\varphi$: tangente del ángulo formado entre la corriente y la tensión.

$$\Delta V = \frac{P * L}{V} (R + X * \tan\varphi) = \frac{160 * 10^3 * 13,9}{132} * (0,0942 + 0,0254 * \tan(25,842)) = 1794,38 \text{ V}$$

$$\Delta V(\%) = \left[1 - \left(\frac{132000 - 1794,38}{132000} \right) \right] * 100 = 1,36 \%$$

Como podemos ver, nuestra caída de tensión es del 1,36%, un valor totalmente admisible para el transporte de la línea de evacuación. Podemos determinar las pérdidas a causa del efecto Joule, que dependen de la resistencia y en mayor medida de la intensidad que circula por el conductor, en nuestro caso contamos con cables tripolares por lo que la ecuación quedará de la siguiente forma:

$$P_J = 3 * R * I^2 = 3 * 0,283 * 777,57^2 = 514539,8 W$$

Finalmente se mostrará un resumen del esquema eléctrico del parque:

Resumen de infraestructura eléctrica	
Potencia instalada	160 MW
Número de aerogeneradores	20 Uds.
Sistema de interconexión	Mallado en 4 grupos de 5 aerogeneradores
Tecnología de transporte energético	HVAC en todo el esquema
Cable BT	ABB Tripolar XLPE de cobre sección 95 mm ²
Cable MT	ABB Tripolar XLPE de cobre sección 1000 mm ²
Cable AT	ABB Tripolar XLPE de cobre sección 1000 mm ²
Distancia máx. Aerogenerador-Subestación	5 km
Distancia máx. Subestación-Costa	13,9 km
Caída de tensión en línea de evacuación	1,36 %
Intensidad por aerogenerador	155,515 A

Tabla 21 Resumen de la infraestructura eléctrica

9.9. Impacto medioambiental

El impacto medioambiental es un punto muy importante en este proyecto, ya que la mayoría de los emplazamientos que son muy viables energéticamente están en zonas no aptas por incompatibilidad medioambiental, por lo que trataremos todos aquellos temas que puedan ser sensibles a la construcción de un parque eólico.

Medio físico

Las cimentaciones de los aerogeneradores y la subestación eléctrica afectan al lecho marino, el cual está compuesto por sedimentos arenosos provenientes de la desembocadura del río Guadalquivir entre otros, estos sedimentos son transportados en un perímetro que llega más a más distancia de la que está nuestro emplazamiento por las corrientes marinas, por lo que las obras de las cimentaciones y del cable submarino pueden cambiar el régimen del oleaje y de las corrientes marinas, afectando así el ecosistema.

Una medida preventiva a este problema es elegir un recorrido de cable submarino que esté alejado de zonas afectables, teniendo en cuenta la elevación de costes que ello implica.

Debido a los levantamientos producidos por el soterramiento de cable hay posibilidad de que los sedimentos depositados en el lecho marino provoquen una disminución en la calidad del agua, además existe el riesgo de que se produzcan incidentes que tengan incidencia en la contaminación local con vertidos contaminantes.

La generación de sedimentos en suspensión, producidos por la potencia de los aerogeneradores, supone una disminución de la radiación solar que llega a los fondos marinos, alterando la fauna y la flora del lugar.

Además, hay que tener en cuenta el ruido generado por las obras de instalación, el tráfico marino generado por los barcos y posteriormente el de las turbinas eólicas que además producen vibraciones en el entorno. Anteriormente, existen casos de muertes de especies acuáticas que son altamente sensibles a las vibraciones y el ruido, como los delfines. Una forma de disminuir este problema es tener un mantenimiento adecuado de las palas, logrando una vibración mínima.

Existe también la contaminación lumínica a través de las balizas de señalización pertenecientes a los aerogeneradores, que dependiendo de la distancia a la costa pueden afectar en mayor o menor medida al impacto visual, en nuestro caso habrá un impacto visual mínimo ya que el parque se encuentra lejos de la costa y el tamaño de este es relativamente pequeño.

Medio biótico

Como vimos en la Tabla 4 sobre zonificación de EEAL, solo el 36,8 % de la zona marina en España es apta para la instalación de proyectos, esto es por el hecho de que las costas de la península son muy ricas en biodiversidad biológica que tenemos la obligación de proteger.

La zona del emplazamiento del parque eólico está muy cerca de una zona de migración de avifauna, donde se da la unión entre el océano Atlántico y el mar Mediterráneo y no menos importante la migración entre África y Europa o la época de cría.

La energía eólica es uno de los mayores problemas para las aves, provocando una barrera de vuelo con riesgo de colisión de las palas, hay estudios que evidencian la modificación de la ruta migratoria de algunas especies provocando un esfuerzo energético en estas con el fin de evitar los aerogeneradores.

Existe la posibilidad de que el emplazamiento del parque se encuentre en una zona de cría y alimentación, provocando un desplazamiento de aves hacia otros lugares, una solución que mejora la tasa de mortalidad es que las palas tengan colores llamativos en los extremos, pues las aves mejoran su percepción del peligro de las aspas.

En cuanto a la fauna marina son altamente influenciados por este tipo de construcciones por lo términos de obra y levantamiento de sedimentos, los cuales pueden provocar el desplazamiento de las especies por la disminución de calidad del agua, sin embargo, una vez instalado el parque si consiguen permanecer en la zona, existe la posibilidad de que se desplacen nuevas especies o las mismas tiendan a proliferar por el perímetro donde estén los aerogeneradores.

Esto es debido a la mortalidad que tienen las aves en la zona es elevada haciendo que el mayor depredador de los peces se vea prácticamente inexistente, cobijándose en sus proximidades.

Las especies más comunes en estas zonas son: bonitos, melvas, albacoras, marrajos, cazones, lirios, lisas, budiones, salmonetes, meros, urtas, sargos, centollos, cangrejos, pulpos, erizos, ortiguillas, borriquetes, corvinas, pargos, dentones, róbalos o lubinas, doradas, congrios y morenas.

De todas estas especies las más afectadas serán la de los peces planos y moluscos que se entierran en el lecho marino, no obstante, las tortugas laúd que están en peligro de extinción podrán ser afectadas ya que utilizan las corrientes marinas para su desplazamiento y orientación.

Como hemos nombrado anteriormente, los cetáceos (delfines mulares, ballenas y marsopas) son especies marinas mamíferas que se comunican gracias a los sonidos que emiten, estas especies marinas se instan a reunirse o se avisan de la presencia de amenazas y también les sirve a la hora de buscarse para reproducirse, la interferencia de estos sonido por causa de los ruidos provocados en la instalación y funcionamiento del parque así como de los barcos que navegan alrededor afectan a esta comunicación de forma que puedan causar estrés, incluso daños permanentes.

En cuanto a la flora, puede verse afectada principalmente en el periodo de construcción del parque, por la alteración del lecho marino, posteriormente las cimentaciones pueden constituir un nuevo hábitat debido a la proliferación de algas que atraen a las especies marinas.

Impacto socio - económico

El proyecto se encuentra localizado próximo al cabo de Trafalgar y la costa sur del litoral andaluz, una zona de elevado tránsito marítimo, como vimos en la Figura 55 el parque está situado Estrecho de Gibraltar, pero nuestra localización está apartada del flujo principal, pero si afectará en menor medida al trayecto de algunas embarcaciones, entre estas embarcaciones pueden ser afectadas las pesqueras, como solución a este problema se evitará construir en las inmediaciones de caladeros. Para evitar problemas de colisiones, el área de los aerogeneradores estará señalado lumínicamente y mediante boyas.

La eólica marina no tiene una buena aceptación social hoy en día debido a los problemas medioambientales que puede acarrear, no obstante, debido a que es una solución frente a los problemas de gases de efecto invernadero, la opinión social ha tendido a mejorar con el paso de los años. [43]

Una de las causas por las que hay rechazo a la instalación de parques eólicos marino es el impacto visual que conlleva y su influencia en el sector turístico.



Figura 79 Impacto visual de un molino eólico en función de la distancia [44]

En nuestro caso, no hay problema en este aspecto ya que como podemos apreciar en la anterior figura, el impacto visual es prácticamente nulo. Los aerogeneradores también provocan contaminación acústica como hemos visto anteriormente, pero al igual que el impacto visual es prácticamente nulo debido a la distancia y en este caso a la dirección del viento (E), la percepción será nula.

Como aspecto importante a tener en cuenta, el hecho de instalar un parque eólico de unos 20 aerogeneradores hace que decenas de empresas tengan que involucrarse para la planificación, desarrollo, mantenimiento y desmantelamiento del parque. Generando puestos de trabajo en diferentes campos del proyecto y a lo largo de toda su vida útil, además las infraestructuras locales se desarrollarán tecnológicamente para poder soportar las operaciones logísticas.

9.10. Logística

En este apartado analizaremos los recursos necesarios para llevar a cabo la instalación de los aerogeneradores, la subestación eléctrica y las interconexiones. Una clara ventaja que tiene la eólica offshore es que evitamos el transporte por carreteras de elementos de gran tamaño, lo que resulta mucho más económico, rápido y seguro.

Para la instalación de las turbinas eólicas se utilizan buques instaladores TIV (*Turbine Installation Vessels*), estos buques tienen la característica principal de contar con una amplia cubierta en los que poder transportar los elementos necesarios de un molino eólico. Este tipo de embarcación es capaz de, una vez situado en la localización del aerogenerador, fijarse al lecho marino y elevarse a una altura determinada necesaria para la colocación de sus componentes mediante grúas de gran capacidad.



Figura 80 Buque TIV "Pacific Orca" en funcionamiento [45]

Se ha elegido el diseño de este buque de la compañía de ingeniería danesa Knud E Hansen, muy conocida en el sector en cuanto a seguridad, fiabilidad y eficiencia, concretamente con el modelo TIV "Pacific Orca" el cual podremos ver sus características en el Anexo 12.6 con capacidad para instalar turbinas eólicas de hasta 10 MW de potencia en aguas de 60 metros de profundidad, el cual es apto para nuestro proyecto.

Tras haber elegido un buque apto para la instalación de los aerogeneradores, cimentaciones y subestación eléctrica, queda pendiente la selección del equipo encargado de instalar la línea de evacuación del parque eólico marino.

Para la instalación de la línea se usará un buque cablero especialmente diseñado para este tipo de operaciones, los cuales cuentan con un sistema de poleas y cadenas que son controlados en parámetros como la velocidad, longitud y tendido del cable. Además, estos buques cuentan con sistemas de empalme entre cables para la instalación de estos o incluso su reparación. Finalmente se ha elegido el buque cablero *Stemat Spirit*, este buque cuenta con un carretel de 24 metros de diámetro capaz de cargar hasta 4.400 toneladas de cable, la ficha completa se encuentra en el Anexo 12.7



Figura 81 Buque cablero "Stemat Spirit" [46]

Se ha de realizar un análisis exhaustivo del terreno para poder determinar el tipo de lecho marino, si es de arena fina y fondo no rocoso, será más que suficiente el propio peso del cable para su soterramiento. En caso de que el lecho marino presente grandes cantidades de sedimentos y sea fondo rocoso, habitualmente se utiliza la ayuda de un vehículo operado a distancia ROV (*Remotely Operate Vehicule*), este vehículo se encarga de enterrar el cable procedente del buque cablero cavando mediante la propulsión de agua a alta velocidad y conforme el cable es insertado en la zanja, automáticamente lo entierra de nuevo con los sedimentos levantados.

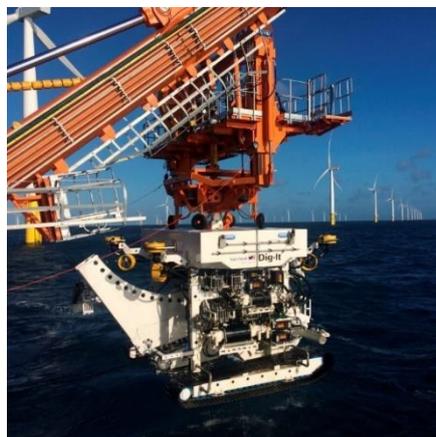


Figura 82 Vehículo ROV para tendido de cable [47]

9.11. Mantenimiento

El mantenimiento de un parque eólico es vital para que este pueda funcionar a pleno rendimiento y extienda su vida útil lo máximo posible, además de prevenir posibles fallas eléctricas o mecánicas. Según la guía de mantenimiento para parques eólicos offshore realizado por ZECSA (*Zona Eólica Canaria S.A.*) [48] [49] vemos los elementos a inspeccionar y sus posibles averías:

<u>Cimentación y Torre</u>	<ul style="list-style-type: none"> • Grietas fundación • Pares de apriete
<u>Palas</u>	<ul style="list-style-type: none"> • Fisuras y Marcas de Grietas • Decoloraciones y Rugosidades • Borde de ataque • Problemas por hielo
<u>Rotor</u>	<ul style="list-style-type: none"> • Fisuras y tornillos soporte cono del buje • Retenes y engrases rodamientos palas • Pares de apriete rodamiento pala-buje • Aprietes y holguras cajas rodamientos de palas • Uniones rotor y eje principal • Engrase rodamiento eje principal • Comprobación alineación eje principal
<u>Multiplicadora</u>	<ul style="list-style-type: none"> • Apriete y holguras de amortiguador • Aceite: análisis, fugas y nivel • Aspecto rodamientos y engranajes • Alineado, ruidos, y vibraciones • S. Refrigeración: bomba aceite, fugas circuito, válvulas, ventilador
<u>Eje alta velocidad</u>	<ul style="list-style-type: none"> • Freno: desgastes, fisuras, alabeos. • S. hidráulico freno: aceite, fugas, precarga. • Uniones cardan, juntas, engrases • Rodamientos

<u>Generador</u>	<ul style="list-style-type: none"> • Engrase de rodamientos • Inspección y apriete de caja de bornas • Inspección anillos y escobillas • Limpieza de intercambiador y filtros • Megado devanados estator y rotor
<u>Sistema de cambio de paso</u>	<ul style="list-style-type: none"> • Comprobar ajustes: señal y rango entre extremos • Prueba de carrera: carga, puntos duros, etc. • Comprobaciones de S. hidráulico / Servomotores
<u>Sistema de orientación</u>	<ul style="list-style-type: none"> • Inspección dientes y prueba: carga, ruidos, puntos duros • Engrase de corona y superficies deslizantes. • Reapriete de discos y holguras. • Comprobación del sistema hidráulico: aceite, presión, frenos.
<u>Otros sistemas eléctricos</u>	<ul style="list-style-type: none"> • Inspección visual, limpieza y comprobación conexiones: auxiliares, cables, terminales, trafo, celda • Megados y comprobación aislamiento eléctrico

Tabla 22 Inspecciones habituales por elementos en un molino eólico

Estos elementos pueden tener 5 tipos de mantenimiento diferenciados por su carácter y momento de actuación:

- Mantenimiento correctivo: también recibe el nombre de mantenimiento reactivo debido a que se produce cuando se detecta la avería, por lo que, si no hay una falla notificada, el mantenimiento no se produce. Este tipo de mantenimiento tiene ciertas desventajas como la interrupción normal de un aerogenerador o incluso la parada total de actividad en el parque, también como desventaja una falta de planificación para la sustitución del elemento averiado.
- Mantenimiento preventivo: este tipo de mantenimiento tiene lugar antes de la avería, a diferencia del anterior caso se efectúa sin que haya notificación alguna de posible avería. Para este caso se tiene en cuenta la experiencia y la aptitud del personal de peritaje, los cuales determinan en qué momento actuar, normalmente basado en las fichas técnicas de los elementos que conforman el parque.

- Mantenimiento predictivo: trata de detectar el fallo antes de que este ocurra a través de análisis de vibraciones, termografías de esfuerzos, análisis por endoscopia, análisis de ruidos, inspección visual de las palas, etc. Consigue así reducir los tiempos de parada y permite planificar la reparación de los elementos que próximamente tengan una falla.

Una clara desventaja de este tipo de mantenimiento es el coste que conlleva llevarlo a cabo, pues la lejanía a la costa y las dificultades meteorológicas que pueden suceder, elevan el coste ampliamente.

- Mantenimiento Cero horas (Overhaul): el mantenimiento *Overhaul* funciona de forma que se revisan los equipos en intervalos de tiempo antes programados antes de la aparición de una avería, también se da cuando la falla ocurre con periodicidad disminuyendo la fiabilidad del componente en cuestión. En las revisiones se sustituyen donde ocurre esto, se sustituye completamente los elementos desgastados para asegurar un tiempo de funcionamiento extenso.
- Mantenimiento en uso: se trata de una inspección básica de los elementos que permiten su conservación a través de tareas como la toma de datos, inspecciones visuales, la limpieza o lubricación, etc. Generalmente no es necesario de un equipo muy formado para estas tareas, este tipo de mantenimiento corresponde a la base del TPM (*Total Productive Maintenance*).

El conjunto de estos tipos de mantenimientos forma el Modelo de Mantenimiento, dado que no todos los elementos necesitan mantenimiento por igual, ni tampoco tienen el mismo periodo de fabricación o coste del proceso.

A continuación, haremos un breve resumen del procedimiento a realizar en las partes más importantes del parque eólico:

- **Aerogeneradores y subestación eléctrica:** El mantenimiento se realizará en días de calma, donde el viento no pueda afectar al equipo necesario de inspección o sustitución, el personal estará dotado de formación especializada en alto voltaje, equipos de izado y entrenamiento en altura. El tipo de mantenimiento será de carácter predictivo, realizando un análisis de los principales problemas relacionados con el modelo del aerogenerador seleccionado, con la ayuda de la monitorización remota que usa los sensores y alarmas instaladas en cada uno de los componentes, este análisis considerará la cantidad de apariciones de los problemas y finalmente se diseñará un plan de mantenimiento de estos.



Figura 83 Operarios realizando mantenimiento predictivo de las palas de un aerogenerador [50]

- **Tendido eléctrico:** las líneas de corrientes pueden tener fallos por problemas internos de diseño, defectos de fábrica, etc. Siendo los más comunes los fallos por accidentes estructurales provocados por las anclas de embarcaciones o por las redes de pescadores, por lo que si el cable no está enterrado deberá ser protegido mediante un manto de hormigón o conductos protectores de acero.
El mantenimiento se realizará por buzos y cámaras sumergibles, en caso de daño irreparable de la línea se procederá a su sustitución mediante un buque cableado equipado de un ROV, este mantenimiento tendrá alta prioridad debido a que una avería en el tendido subestación offshore – subestación onshore supone la paralización total del parque eólico.

- **Cimentaciones:** El mantenimiento las cimentaciones generalmente se basa en la limpieza de vegetación marina acoplada en su superficie y en la pintura de la plataforma, no obstante, se realizarán inspecciones de grietas del hormigonado y en la estructura superior debido a erosión por oleaje y mareas, provocando desperfectos en elementos como escaleras, puertas o rejas.

Así mismo, se diseñará un plan de mantenimiento general que incluirá almacenes e instalaciones para operaciones de emergencia para la rápida sustitución de los elementos indispensables para el correcto funcionamiento del parque. El establecimiento de operaciones se situará en el puerto de la Bahía de Trafalgar, dispondrá de un pequeño helipuerto que asistirá las tareas de mantenimiento del parque.



10. ESTUDIO ECONÓMICO

El objetivo de este apartado es llevar a cabo un análisis económico del parque, estimando los costes de construcción de la infraestructura de los aerogeneradores, el transporte, mantenimiento y desmantelamiento una vez finalice la vida útil del parque eólico marino. Los datos económicos a los que nos acogemos en este apartado se basan en un estudio técnico-financiero a cerca de la construcción de un parque eólico marino. [51] [51].

Utilizaremos las herramientas financieras de estimación de rentabilidad y amortización utilizando el TIR. Previamente dividiremos las diferentes partes del proyecto para su estudio económico:

Líneas eléctricas

La instalación de líneas requiere de un previo estudio de condiciones marinas, la fabricación del cable, el uso de un buque cablero para el tendido de los cables con la asistencia de buzos o incluso un vehículo ROV y por último la conexión de las líneas a los sistemas. Además, debemos contar con posibles imprevistos por mal tiempo, impidiendo las labores de instalación de líneas.

En el estudio en el que se basa este apartado, cuenta con una distancia de 30 km a la costa, en nuestro caso tenemos 13,9 km por lo que se hará una ponderación lineal. El cable seleccionado se trata de un ABB tripolar con conductor de cobre y 1000 mm² de sección.

Plataformas

La construcción de los báculos de monopilote serán realizados en las acerías pertenecientes a Navantia en la localidad de Fene, A Coruña. En los costes de este componente estará presente el acero necesario, así como su elaboración, los costes de alquiler de grúa especializada de gran tonelaje para su maniobrabilidad en el astillero y su transporte e instalación en las localizaciones antes marcadas.

Aerogeneradores

Se contará con unos costes de adquisición del modelo SG 8.0-167 DD así como el transporte y medios auxiliares para su montaje en los astilleros, se incluirá las torres así como los sistemas internos, y el buque Jack-Up para la instalación sobre las plataformas.

10.1. Clasificación de los costes

Las siguientes tablas cuantifican lo más ajustado posible cada uno de los aspectos posibles que hemos visto anteriormente, los datos han sido recogido gracias a la colaboración de varias empresas en el sector [52]:

Construcción Monopilote	
Mano de obra estimada (h/ton)	40
Coste mano de obra (€/h)	45
Peso de acero (ton/unidad)	850
Coste acero mercado actual (€)	1950
Tiempo de construcción de una plataforma (h)	34000
Total mano de obra (€)	1.530.000
Total acero (€)	1.657.500
Total por construcción de plataforma (€)	3.187.500
Armamento (€)	560.000
Beneficio astillero por ud. (7%)	262.325
Base imponible (€)	4.009.825
IVA (21 %)	4.851.888

Tabla 23 Coste de la primera unidad de cimentación

La tabla anterior es una estimación de los costes de la primera unidad construida, pero hay que considerar el factor de aprendizaje, el cual consiste en la disminución del coste unitario en función de los años de construcción siguientes a la fabricación de la primera unidad, este factor afecta principalmente al coste de mano de obra. Esta teoría está basada en suposiciones como “el tiempo necesario para completar una tarea será menor cada vez que se realice dicha tarea”, el modelo matemático es el siguiente:

$$C_n = C_0 * n^{\log_2 b}$$

- Donde C_n es el coste de la enésima unidad.
- C_0 es la primera unidad fabricada.
- n es el número de unidades a fabricar.
- b es la tasa de aprendizaje (se ha supuesto 90%)

Dando lugar a la siguiente evolución de costes:

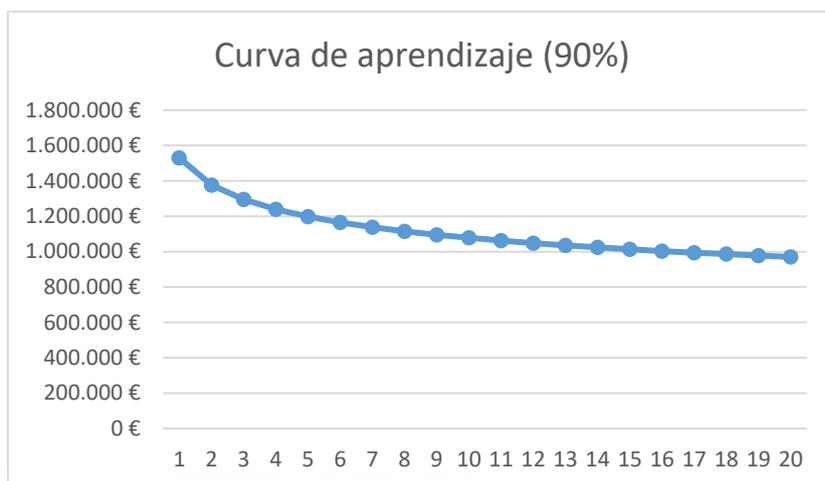


Figura 84 Curva de aprendizaje de mano de obra en cimentación

Costes totales cimentación		
Unidad nº	Coste mano de obra (€)	Coste / unidad (€)
1	1.530.000 €	4.851.888
2	1.377.000 €	4.698.888
3	1.294.695 €	4.616.583
4	1.239.300 €	4.561.188
5	1.197.970 €	4.519.858
6	1.165.226 €	4.487.114
7	1.138.240 €	4.460.128
8	1.115.370 €	4.437.258
9	1.095.579 €	4.417.467
10	1.078.173 €	4.400.061
11	1.062.665 €	4.384.553
12	1.048.703 €	4.370.591
13	1.036.021 €	4.357.909
14	1.024.416 €	4.346.304
15	1.013.729 €	4.335.617
16	1.003.833 €	4.325.721
17	994.625 €	4.316.513
18	986.021 €	4.307.909
19	977.951 €	4.299.839
20	970.355 €	4.292.243
Total (€)	22.349.872 €	88.787.632 €

Tabla 24 Coste total por mano de obra y de la plataforma completa

A continuación estudiaremos el coste por un aerogenerador de 8 MW, el coste estimado está en torno a 0,8-1,2 M€ [51], en este caso contaremos con el máximo, ya que el aerogenerador seleccionado es actualmente de los más modernos.

Con respecto a la torre, se ha realizado una ponderación, ya que el cálculo de su coste es difícil de cuantificar debido a que depende el número de capas, diámetro, estandarización, etc.

Adquisición de los aerogeneradores	
Coste unitario aerogenerador (€ / ud.)	1.200.000
Coste unitario torre (€ / ud.)	560.000
Coste transporte (€ / ud.)	540.000
Coste total de los aerogeneradores (€)	46.000.000 €

Tabla 25 Coste total aerogeneradores

A continuación, haremos un análisis con respecto a la infraestructura eléctrica, conjuntando el sistema de líneas HVAC con la plataforma offshore y su infraestructura interna, al igual que los anteriores casos se ha ponderados frente a costes fundamentados.

Coste infraestructura eléctrica	
Cable de 8 MW (€/m)	240
Longitud hasta la subestación (m)	2500
Cable de 160 MW (€/m)	400
Longitud hasta la costa (m)	13900
Carga y Transporte de cable (€)	2.500.000
Tendido de cable (€)	2.316.000
Subestación eléctrica (€)	25.000.000
Coste total de cable (€)	10.976.000
Coste total infraestructura eléctrica (€)	43.530.960 €

Tabla 26 Costes infraestructura eléctrica

Operación y mantenimiento

Los costes por operación y mantenimiento son aquellos que derivan de la explotación del parque, la inspección de los elementos de este y por último la reparación en caso de falla o avería. Este apartado también es difícil de cuantificar, según el documento por el que se basa este análisis, hay que tomar un valor aproximado de 200 % del coste inicial de los aerogeneradores para las piezas a reponer.

En cuanto al mantenimiento, como vimos en el apartado 9.11, se deben hacer una serie de inspecciones como rutina a lo largo de la vida útil del parque, el factor más relevante es la cantidad de temporales / año en la zona, pero en nuestro caso este factor es prácticamente nulo, contaremos con una inspección anual rutinaria.

Operación y mantenimiento	
Coste inspecciones rutinarias (€)	20.000.000
Coste inspecciones extraordinarias (€)	1.350.000
Coste de repuestos (€)	92.000.000
Coste de herramientas y equipo (€)	10.000.0000
Cote total (€)	123.350.000 €

Tabla 27 Costes por operación y mantenimiento

Finalmente debemos incluir los costes los estudios de fondeo, impacto medioambiental, normativa y certificación, evaluación exhaustiva del recurso eólico y la asesoría legal dando como costes propios una inversión entorno a los 5.000.000 M€.

También es de obligado cumplimiento la contratación de un seguro, que supondremos con una prima de 3 M€ /año, con un total de 30 años, da un total de 90.000.000 €. En la siguiente tabla agruparemos todos los costes para examinar la cantidad de inversión inicial necesaria para el proyecto:

Presupuesto final	
Costes de construcción cimentación (€)	88.877.632
Costes de adquisición de aerogeneradores (€)	46.000.000
Costes de infraestructura eléctrica (€)	43.530.960
Costes de operación y mantenimiento (€)	123.350.000
Costes de ingeniería y finanzas (€)	95.000.000
INVERSION INICIAL NECESARIA	396.758.592
	€

Tabla 28 Presupuesto final del parque eólico

Tras saber la inversión final necesaria, se procederá a realizar un cálculo de la amortización de la instalación, para ver la rentabilidad y a partir de qué año se lleva a cabo.

Utilizaremos la página web de OMIE donde se puede obtener el precio de venta de electricidad en el mercado, así como los valores límite máximo y mínimo en un determinado periodo de tiempo.

Dado que en el mercado se producen fluctuaciones y para el cálculo necesitamos un precio fijo de venta, se supondrá un 2% de incremento anual por inflación sobre el precio que posteriormente fijaremos.

Se supondrán las siguientes condiciones para los cálculos financieros:

- El periodo de vida útil se considerará hasta 30 años debido a la mejora continua en el sector.
- La posibilidad de pedir préstamos para financiar la inversión inicial.
- La posibilidad de percibir ayudas económicas en base al desarrollo de fuentes de energía renovables.
- En 2021 se ha incrementado considerablemente el precio de venta de electricidad llegando a máximos históricos, según el OMIE el precio medio anual de 2021 será 68,46 €/MWh.
- Se analizará la viabilidad económica utilizando el precio medio en 2021 y otro diferente para la media aritmética de los últimos 3 años, por lo que se calculará con un precio medio de 50,37 €/MWh.

Además, se calculará la TIR del proyecto, que vendrá determinada por la estructura de los flujos de caja del mismo, que servirá para tomar la decisión de aceptar o rechazar el proyecto de inversión.

Si la TIR es mayor o igual a la rentabilidad exigida hacia el parque, se aceptará el proyecto de inversión, ya que nos indica que el proyecto cumple el requisito mínimo exigido de rentabilidad por los inversores.

Si la TIR es menor a la rentabilidad exigida, se rechazará el proyecto, ya que nos indica que el proyecto no cumple el requisito mínimo de rentabilidad de los inversores.

Año	Generación anual (MWh)	Compraventa (€/MWh)	Beneficio neto (€)	Saldo (€)
1	537.331	68,46	36.785.680	-359.972.912
2	537.331	69,83	37.521.394	-322.451.518
3	537.331	71,23	38.271.822	-284.179.696
4	537.331	72,65	39.037.258	-245.142.438
5	537.331	74,10	39.818.003	-205.324.435
6	537.331	75,59	40.614.363	-164.710.071
7	537.331	77,10	41.426.651	-123.283.421
8	537.331	78,64	42.255.184	-81.028.237
9	537.331	80,21	43.100.287	-37.927.949
10	537.331	81,82	43.962.293	6.034.344
11	537.331	83,45	44.841.539	50.875.883
12	537.331	85,12	45.738.370	96.614.252
13	537.331	86,82	46.653.137	143.267.390
14	537.331	88,56	47.586.200	190.853.589
15	537.331	90,33	48.537.924	239.391.513
16	537.331	92,14	49.508.682	288.900.196
17	537.331	93,98	50.498.856	339.399.052
18	537.331	95,86	51.508.833	390.907.885
19	537.331	97,78	52.539.010	443.446.895
20	537.331	99,73	53.589.790	497.036.685
21	537.331	101,73	54.661.586	551.698.270
22	537.331	103,76	55.754.818	607.453.088
23	537.331	105,84	56.869.914	664.323.002
24	537.331	107,95	58.007.312	722.330.314
25	537.331	110,11	59.167.458	781.497.772
26	537.331	112,32	60.350.808	841.848.580
27	537.331	114,56	61.557.824	903.406.403
28	537.331	116,85	62.788.980	966.195.384
29	537.331	119,19	64.044.760	1.030.240.143
30	537.331	121,57	65.325.655	1.095.565.798

Tabla 29 Situación económica anual considerando precio medio de 2021

$$VAN = -i + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

La TIR se define como el tipo de descuento que hace nulo el valor actual neto del capital, por lo que se debe cumplir la relación siguiente:

$$VAN = -i + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0;$$

$$TIR = 10,41\%$$

Año	Generación anual (MWh)	Compraventa (€/MWh)	Beneficio neto (€)	Saldo (€)
1	537.331	50,37	27.063.571	-369.695.021
2	537.331	51,37	27.604.843	-342.090.178
3	537.331	52,40	28.156.940	-313.933.238
4	537.331	53,45	28.720.078	-285.213.160
5	537.331	54,52	29.294.480	-255.918.680
6	537.331	55,61	29.880.370	-226.038.310
7	537.331	56,72	30.477.977	-195.560.333
8	537.331	57,86	31.087.537	-164.472.797
9	537.331	59,01	31.709.287	-132.763.509
10	537.331	60,19	32.343.473	-100.420.036
11	537.331	61,40	32.990.342	-67.429.694
12	537.331	62,62	33.650.149	-33.779.544
13	537.331	63,88	34.323.152	543.608
14	537.331	65,15	35.009.615	35.553.223
15	537.331	66,46	35.709.808	71.263.031
16	537.331	67,79	36.424.004	107.687.035
17	537.331	69,14	37.152.484	144.839.519
18	537.331	70,53	37.895.534	182.735.052
19	537.331	71,94	38.653.444	221.388.496
20	537.331	73,37	39.426.513	260.815.010
21	537.331	74,84	40.215.043	301.030.053
22	537.331	76,34	41.019.344	342.049.397
23	537.331	77,87	41.839.731	383.889.128
24	537.331	79,42	42.676.526	426.565.654
25	537.331	81,01	43.530.056	470.095.710
26	537.331	82,63	44.400.657	514.496.368
27	537.331	84,28	45.288.671	559.785.038
28	537.331	85,97	46.194.444	605.979.482
29	537.331	87,69	47.118.333	653.097.815
30	537.331	89,44	48.060.700	701.158.515

Tabla 30 Situación económica anual considerando precio medio de electricidad de 2018-2020

$$VAN = -i + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

$$VAN = -i + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

$$TIR = 7,35\%$$

11. CONCLUSIONES

Tras realizar el proyecto se han podido sacar varias conclusiones, una de ellas es la certeza de que las fuentes de energías renovables son el relevo no muy lejano de las energías tradicionales, el motivo no es debido solamente a razones medioambientales sino como solución a largo plazo al agotamiento de los recursos naturales.

El hecho de poder seguir investigando en el campo de la eólica demuestra que esto solo es el principio de muchos proyectos de desarrollo I+D que nos lleven al camino de la energía totalmente limpia y sostenible.

Tras un análisis del perfil batimétrico español podemos darnos cuenta de la cantidad de zonas aptas que en el futuro podrían ser aprovechadas por los nuevos sistemas de plataformas flotantes desarrollados por empresas internacionales, siendo España el país donde más pruebas están llevando a cabo. También cabe recalcar el continuo desarrollo de la cimentación monopilote, el cual es utilizado por aproximadamente el 90% de los aerogeneradores marinos en todo el mundo, destaca las dimensiones de gran tamaño consiguiendo aumentar su rango de profundidad y resultando ser una cimentación sencilla y barata.

Como conclusión al desarrollo del parque, se remarca la posibilidad de ampliar la cantidad de aerogeneradores a lo largo del emplazamiento, pues solo se ha utilizado una pequeña parte del terreno apto.

En cuanto a la viabilidad económica, teniendo en cuenta los datos del mercado eléctrico de 2021, el proyecto requiere de una gran inversión pero logrando alcanzar una TIR del 10,4%, un valor bastante aceptable para un proyecto de estas dimensiones. No obstante, considerando los precios de 2018-2020 tendría un valor de pay-back más elevado, llegando hasta los 13 años para recuperación de la inversión y una TIR del 7,35%, siendo también una opción de posible interés frente a los inversores. No obstante, la tendencia actual del mercado no parece disminuir, o al menos a corto plazo, debido a las penalizaciones por CO₂ y al aumento del precio del gas usado en los ciclos combinados.

12. ANEXOS

12.1. Ficha técnica aerogenerador SG 8.0-167 DD

Hoja de datos

De energía

Potencia nominal:	8,000.0 kW
Rangos de potencia flexibles:	-
Velocidad del viento:	3.0 m/s
Velocidad nominal del viento:	12.0 m/s
Velocidad del viento de corte:	25.0 m/s
Velocidad del viento de supervivencia:	70.0 m/s

Wind zone (DIBt):	-
Wind class (IEC):	Ib

Hélice

diámetro:	167.0 m
superficie del rotor:	21,900.0 m ²
número de hojas:	3
Velocidad, máx.:	12.0 U/min
velocidad de punta:	105 m/s
designación del tipo:	B82/81.5m
esencial:	GRE
Fabricante:	Siemens
Densidad de potencia 1:	365.3 W/m ²
Densidad de potencia 2:	2.7 m ² /kW

Caja de cambios

planear:	direct drive
alturas:	-
traducción:	-
Fabricante:	-

Grupo electrógeno

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

Torre

Altura del buje:	site specific m
Planear:	steel tube
Moldear:	conical
Protección anticorrosiva:	painted
Fabricante:	-

[Declaración medioambiental del producto \(EN\)](#)

12.2. Ficha técnica transformador GEAFOL de Siemens



CARACTERÍSTICAS

Función	de distribución
Construcción	de tipo seco
Aplicaciones	para la industria, para aplicaciones fotovoltaicas, para aplicaciones offshore, para equipos mineros, para laminador
Características eléctricas	de alta tensión
Normas	IEC
Otras características	de baja pérdida
Tensión primaria	Mín.: 0 V Máx.: 52.000 V

DESCRIPCIÓN

La tecnología de los transformadores en seco GEAFOL. El principio GEAFOL ha conseguido producir transformadores de distribución con excelentes características eléctricas, mecánicas y térmicas, que también han demostrado ser especialmente compatibles con el medio ambiente.

Exceder los más altos estándares de seguridad

Los transformadores de tipo seco GEAFOL cumplen con las clases de comportamiento al fuego, ambientales y climáticas definidas en la norma IEC 60076-11 de la siguiente manera:

- E2 Clase ambiental (E3 a petición)
- F1 Clase de comportamiento al fuego (clase definida más alta)
- C2 Categoría climática (C3, C4, C5 a petición)

Desde el 1 de julio de 2015, los transformadores instalados en el Espacio Económico Europeo (EEE) deben cumplir los requisitos de diseño ecológico de la nueva directiva, siempre que entren en el ámbito de aplicación de la misma. Dado que la directiva es una medida para aplicar la Directiva 2019/125/CE sobre diseño ecológico, el marcado CE se utiliza como prueba de conformidad. Los transformadores GEAFOL Neo están diseñados en consecuencia y son particularmente económicos y de baja pérdida. Los transformadores cumplen la norma DIN EN 50588-1. Además, el GEAFOL Neo ya puede configurarse de acuerdo con la segunda fase de la Directiva de Ecodiseño, que establece estándares mínimos aún más estrictos para la eficiencia energética y debe ser implementado antes del 1 de julio de 2021.

Producimos el GEAFOL según VDE 0532-76-11, IEC 60076-11, DIN EN 60076-11, DIN EN 50541-1 y EN 50588-1 (ecodiseño). Los transformadores de tipo seco GEAFOL también pueden ser diseñados para cumplir con especificaciones nacionales especiales o con los deseos de los clientes.

12.3. Ficha técnica celda de protección Siemens NXPLUS C

Celdas tipo NXPLUS C con interruptores de potencia fijos, hasta 36 kV, aisladas en gas

Celdas de media tensión

Catálogo HA 35.41 · 2020

siemens.com/nxplusc

Características técnicas

Datos eléctricos (valores máximos) y dimensiones

Tensión asignada	kV	7,2	12	15	17,5	24	36
Frecuencia asignada	Hz	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial	kV	20 ¹⁾	28 ²⁾	36	38	50	70
Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo	kV	60 ¹⁾	75 ²⁾	95	95	125	170
Valor de cresta de la corriente admisible asignada	kA	80/82	80/82	80/82	80/82	63/65	63/65
Corriente asignada de cierre en cortocircuito	kA	80/82	80/82	80/82	80/82	63/65	63/65
Corriente admisible asignada de corta duración 3 s	kA	31,5	31,5	31,5	31,5	25	25
Corriente asignada de corte en cortocircuito	kA	31,5	31,5	31,5	31,5	25	25
Corriente asignada en servicio continuo del embarrado	A	2500	2500	2500	2500	2500	1250
Corriente asignada en servicio continuo de las derivaciones	A	2500	2500	2500	2500	2500	1250
Partición	mm	300 ⁴⁾					
	mm	450	450	450	450	450	–
	mm	600	600	600	600	600	600
	mm	900	900	900	900	900	900
Profundidad	mm	1225	1225	1225	1225	1225	1225
Altura	mm	2250	2250	2250	2250	2250	2250

1) 32 kV/60 kV según algunos requisitos nacionales

2) 42 kV/75 kV según algunos requisitos nacionales

3) Correspondiente a "blindado" según la antigua norma IEC 60298

4) Sólo celda vacía

Datos eléctricos comunes, presión de llenado, temperatura	Nivel de aislamiento asignado	Tensión asignada U_r	kV	7,2	12	15	17,5	24
		Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial U_d – fase/fase, fase/tierra, distancia entre contactos abierta – a través de la distancia de seccionamiento	kV	20 ¹⁾	28 ²⁾	36	38	50
			kV	23 ¹⁾	32 ²⁾	40	45	60
		Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo U_p – fase/fase, fase/tierra, distancia entre contactos abierta – a través de la distancia de seccionamiento	kV	60 ¹⁾	75 ²⁾	95	95	125
			kV	70 ¹⁾	85 ²⁾	110	110	145
		Frecuencia asignada f_r	Hz	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
		Corriente asignada en servicio continuo ³⁾ I_r para el embarrado	hasta A	2500	2500	2500	2500	2500
		Nivel de llenado asignado (valor absoluto) p_{re} para la cuba de la celda aislada en gas	kPa	150	150	150	150	150
	Nivel funcional mínimo (valor absoluto) p_{me} para la cuba de la celda aislada en gas	kPa	130	130	130	130	130	
	Temperatura del aire ambiente	°C	-5 hasta +55 ⁶⁾					

Datos de las celdas

Celda con interruptor de potencia 630 A 800 A	Corriente asignada en servicio continuo I_r	a una temperatura del aire ambiente de 40 °C	A	630	630	630	630	630
			A	800	800	800	800	800
	Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con $t_k = 1$ s	kA	20 25	20 25	20 25	20 25	20 25
		para celdas con $t_k = 3$ s	kA	20 25	20 25	20 25	20 25	20 25
	Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50 Hz	kA	50 63	50 63	50 63	50 63	50 63
		60 Hz	kA	52 65	52 65	52 65	52 65	52 65
	Corriente asignada de cierre en cortocircuito I_{ma}	50 Hz	kA	50 63	50 63	50 63	50 63	50 63
		60 Hz	kA	52 65	52 65	52 65	52 65	52 65
	Corriente asignada de corte en cortocircuito I_{sc}		kA	20 25	20 25	20 25	20 25	20 25
	Endurancia eléctrica del interruptor de potencia	con corriente asignada en servicio continuo		10.000 ciclos de maniobra				
	con corriente asignada de corte en cortocircuito		50 operaciones de corte					
	Clases de endurancia según IEC 62271-100		M2, E2, C2, S2					
	Clases de endurancia según IEC 62271-102	SECCIONAMIENTO	M1	M1	M1	M1	M1	
		PUESTA A TIERRA	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	
Celda con interruptor de potencia ⁵⁾ y celda de acoplamiento longitudinal 1000 A ⁵⁾ 1250 A ⁵⁾ 1600 A 2000 A 2500 A	Corriente asignada en servicio continuo ³⁾ I_r	a una temperatura del aire ambiente de 40 °C	A	1000	1000	1000	1000	1000
			A	1250	1250	1250	1250	1250
			A	1600	1600	1600	1600	1600
			A	2000	2000	2000	2000	2000
			A	2500	2500	2500	2500	2500
	Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con $t_k = 1$ s	kA	20 25 31,5	20 25 31,5	20 25 31,5	20 25 31,5	20 25 31,5
		para celdas con $t_k = 3$ s	kA	20 25 31,5	20 25 31,5	20 25 31,5	20 25 31,5	20 25 31,5
	Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50 Hz	kA	50 63 80	50 63 80	50 63 80	50 63 80	50 63 80
		60 Hz	kA	52 65 82	52 65 82	52 65 82	52 65 82	52 65 82
	Corriente asignada de cierre en cortocircuito I_{ma}	50 Hz	kA	50 63 80	50 63 80	50 63 80	50 63 80	50 63 80
	60 Hz	kA	52 65 82	52 65 82	52 65 82	52 65 82	52 65 82	
Corriente asignada de corte en cortocircuito I_{sc}		kA	20 25 31,5	20 25 31,5	20 25 31,5	20 25 31,5	20 25 31,5	
Endurancia eléctrica del interruptor de potencia al vacío	con corriente asignada en servicio continuo		10.000 ciclos de maniobra					
			30.000 ⁵⁾ ciclos de maniobra					
	con corriente asignada de corte en cortocircuito		50 operaciones de corte					
	Clases de endurancia según IEC 62271-100		M2, E2, C2, S2					
	Clases de endurancia según IEC 62271-102	SECCIONAMIENTO	M1	M1	M1	M1	M1	
		PUESTA A TIERRA	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	M0, E0	

12.4. Ficha técnica cable submarino XLPE ABB

The XLPE cable should at least have a conductor cross section adequate to meet the system requirements for power transmission capacity. The cost of energy losses can be reduced by using larger conductor.

Load losses in XLPE cables are primarily due to the ohmic losses in the conductor and the metallic screen. XLPE cables can be loaded continuously to a conductor temperature of 90°C.

The dielectric losses of XLPE insulation are present also at no load. Those losses depend on the operation voltage applied and shall be considered above 100 kV.

Dielectric losses in XLPE cables are lower than for EPR and fluid-filled cables.

The current rating of submarine cables follows the same rules as for land cables. However there are some differences:

- Three-core submarine cables usually have steel wire armour. Single-core cables have non-magnetic armour.
- Single-core cables can be laid separated or close. Close laying gives lower losses. Separation eliminates mutual heating but means higher losses in the armour. The induced current in the armour can be high, up to the same value as in the conductor.



Single-core cable with lead sheath and wire armour



Three-core cable with optic fibers, lead sheath and wire armour

Continuous current ratings for three-core submarine cables are given in Tables 33-34 and for single-core cables in Table 36. The continuous current ratings are calculated according to IEC 60287 series of standards and with the following conditions:

- One three-core cable or one three-phase group of single-core cables
- Temperature in sea bed 20°C
- Laying depth in sea bed 1.0 m
- Sea bed thermal resistivity 1.0 K x m/W

Rating factors for sea bed temperature - see Table 35 and the brochure "XLPE Land Cable Systems - Use and Abuse".

Current rating for three-core submarine cables with steel wire armour

Table 33

10-90 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm ²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Table 34

100-300 kV XLPE 3-core cables	
Cross section mm ²	Conductor
	mm ²
300	5
400	5
500	6
630	7
800	7
1000	8

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEM

Three-core cables with copper wire screen

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inc
mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	r

Table 41

Three-core cables, nominal voltage 10 kV (Um = 12 kV)										
70	9.6	3.4	18.8	16	80.7	13.7	15.0	0.31	0.6	
95	11.2	3.4	20.4	16	84.2	14.4	16.2	0.34	0.6	
120	12.6	3.4	21.8	16	87.2	14.9	17.2	0.37	0.7	
150	14.2	3.4	23.4	16	90.6	15.7	18.5	0.40	0.7	
185	15.8	3.4	25.0	16	94.1	16.5	19.9	0.44	0.8	
240	18.1	3.4	27.3	16	99.1	17.7	22.2	0.48	0.9	
300	20.4	3.4	29.6	16	104.0	18.9	24.5	0.53	1.0	
400	23.2	3.4	32.4	16	110.1	20.8	26.2	0.59	1.1	
500	26.2	3.4	35.8	16	117.4	22.7	32.1	0.66	1.2	

Table 42

Three-core cables, nominal voltage 20 kV (Um = 24 kV)										
70	9.6	5.5	23.0	16	89.8	15.1	16.4	0.21	0.8	
95	11.2	5.5	24.8	16	93.2	15.8	17.6	0.23	0.9	
120	12.6	5.5	26.0	16	96.2	16.6	18.8	0.25	0.9	
150	14.2	5.5	27.6	16	99.7	17.3	20.1	0.27	1.0	
185	15.8	5.5	29.2	16	103.2	18.2	21.6	0.29	1.1	
240	18.1	5.5	31.5	16	108.1	19.3	23.7	0.32	1.2	
300	20.4	5.5	33.8	16	113.1	20.6	26.2	0.35	1.3	
400	23.2	5.5	36.8	16	119.1	22.5	29.9	0.39	1.4	
500	26.2	5.5	40.0	16	126.5	24.5	33.8	0.43	1.6	
630	29.8	5.5	43.6	16	134.3	26.7	38.5	0.48	1.7	

Table 43

Three-core cables, nominal voltage 30 kV (Um = 36 kV)										
70	9.6	8.0	28.0	16	100.6	16.9	18.2	0.16	0.9	
95	11.2	8.0	29.6	16	104.0	17.7	19.5	0.18	1.0	
120	12.6	8.0	31.0	16	107.0	18.4	20.7	0.19	1.0	
150	14.2	8.0	32.6	16	110.5	19.3	22.1	0.21	1.1	
185	15.8	8.0	34.2	16	114.0	20.1	23.6	0.22	1.2	
240	18.1	8.0	36.5	16	118.9	21.4	25.9	0.24	1.3	
300	20.4	8.0	38.8	16	123.9	22.6	28.2	0.26	1.4	
400	23.2	8.0	41.6	16	129.9	24.6	32.0	0.29	1.6	
500	26.2	8.0	45.0	16	137.3	26.7	36.0	0.32	1.7	
630	29.8	8.0	48.6	16	145.1	29.2	40.9	0.35	1.9	
800	33.7	8.0	52.5	16	154.4	32.2	47.2	0.38	2.1	

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYST

Three-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km

Table 47

Three-core cables, nominal voltage 132 kV (Um = 145 kV)									
185	15.8	18.0	54.2	2.1	165.0	41.4	44.9	0.13	3.0
240	18.1	17.0	54.5	2.1	166.0	41.8	46.3	0.14	3.4
300	20.4	16.0	54.8	2.1	167.0	42.4	48.0	0.16	3.8
400	23.2	15.0	55.6	2.1	168.0	43.6	51.1	0.18	4.3
500	26.2	15.0	59.0	2.3	176.0	48.6	58.0	0.20	4.6
630	29.8	15.0	62.6	2.4	185.0	53.3	65.2	0.21	5.1
800	33.7	15.0	66.5	2.5	194.0	59.0	74.0	0.23	5.6
1000	37.9	15.0	71.3	2.7	206.0	66.6	85.4	0.25	6.1

Table 48

Three-core cables, nominal voltage 150 kV (Um = 170 kV)									
240	18.1	21.0	62.5	2.4	184.0	51.1	55.5	0.13	3.4
300	20.4	20.0	62.8	2.4	185.0	51.7	57.3	0.14	3.7
400	23.2	19.0	63.6	2.4	187.0	52.9	60.5	0.15	4.1
500	26.2	18.0	65.0	2.5	190.0	55.7	65.1	0.17	4.7
630	29.8	17.0	66.6	2.5	194.0	57.8	69.7	0.19	5.3
800	33.7	17.0	70.5	2.7	204.0	64.7	79.8	0.21	5.7
1000	37.9	17.0	75.3	2.8	215.0	71.6	90.5	0.23	6.3

Table 49

Three-core cables, nominal voltage 220 kV (Um = 245 kV)									
500	26.2	24.0	77.6	2.9	219.0	71.8	81.3	0.14	5.7
630	29.8	23.0	79.2	3.0	224.0	74.9	86.7	0.16	6.4
800	33.7	23.0	83.1	3.1	234.0	80.2	95.3	0.17	6.9
1000	37.9	23.0	87.3	3.1	241.0	85.1	104.0	0.19	7.4

Table 50

Three-core cables, nominal voltage 275 kV (Um = 300 kV)									
500	26.2	26.0	81.6	2.9	229.0	75.3	84.7	0.14	6.8
630	29.8	24.0	81.2	3.0	228.0	77.0	88.9	0.16	7.7
800	33.7	24.0	85.1	3.1	237.0	82.5	97.6	0.17	8.3
1000	37.9	24.0	89.3	3.1	247.0	87.4	106.3	0.18	9.0

[Ficha técnica de cables XLPE de ABB a diferentes tensiones \(EN\)](#)

12.5. Ficha técnica celda de protección ELK 04-C de 145 kV



ELK-04 C, 145 kV	Product ID	2GHV010550M0001
Rated voltage	kV	145
Rated short-duration power-frequency withstand voltage	kV	275
Rated short-duration power-frequency withstand voltage across isolating distance	kV	315
Rated lightning impulse withstand voltage	kV	650
Rated lightning impulse withstand voltage across isolating distance	kV	750
Rated frequency	Hz	50/60
Rated normal current	A	3150
Rated short-time withstand current	kA	40
Rated duration of short-circuit	s	3
Rated peak withstand current	kA	108
Installation		Indoor/outdoor
Rated filling pressure / minimum functional pressure (abs. at 20 °C)	MPa	0.68/0.60
Circuit-breaker		
Rated short-circuit breaking current, 50/60 Hz	kA	40
Rated short-circuit making current, peak value	kA	108
First pole-to-clear factor		1.3/1.5
Drive type		spring
Rated opening time	ms	26 ... 35
Rated closing time	ms	45 ... 55
Reclosing time	ms	≤ 300
Rated operating sequence		O - 0.3s - CO - 3min - CO
Number of mechanical operations	class	M2
Rated capacitive switching currents	class	C2
Disconnecter and earthing switch		
Capacitive current switching capability	mA	500
Rated bus-transfer current / rated bus-transfer voltage	A/V	1600/30
Fast-acting earthing switch		
Rated short-circuit making current	kA	108
Rated induced voltage (electromagnetic coupling)	kV	6
Rated induced current (electromagnetic coupling)	A	100
Rated induced voltage (electrostatic coupling)	kV	6
Rated induced current (electrostatic coupling)	A	5
Classification for electrical endurance	class	E1

[Ficha técnica completa \(EN\)](#)

12.6. Ficha técnica buque “Pacific Orca”

Características generales.

Eslora total: 160,90 metros

Eslora entre perpendiculares: 155,60 metros

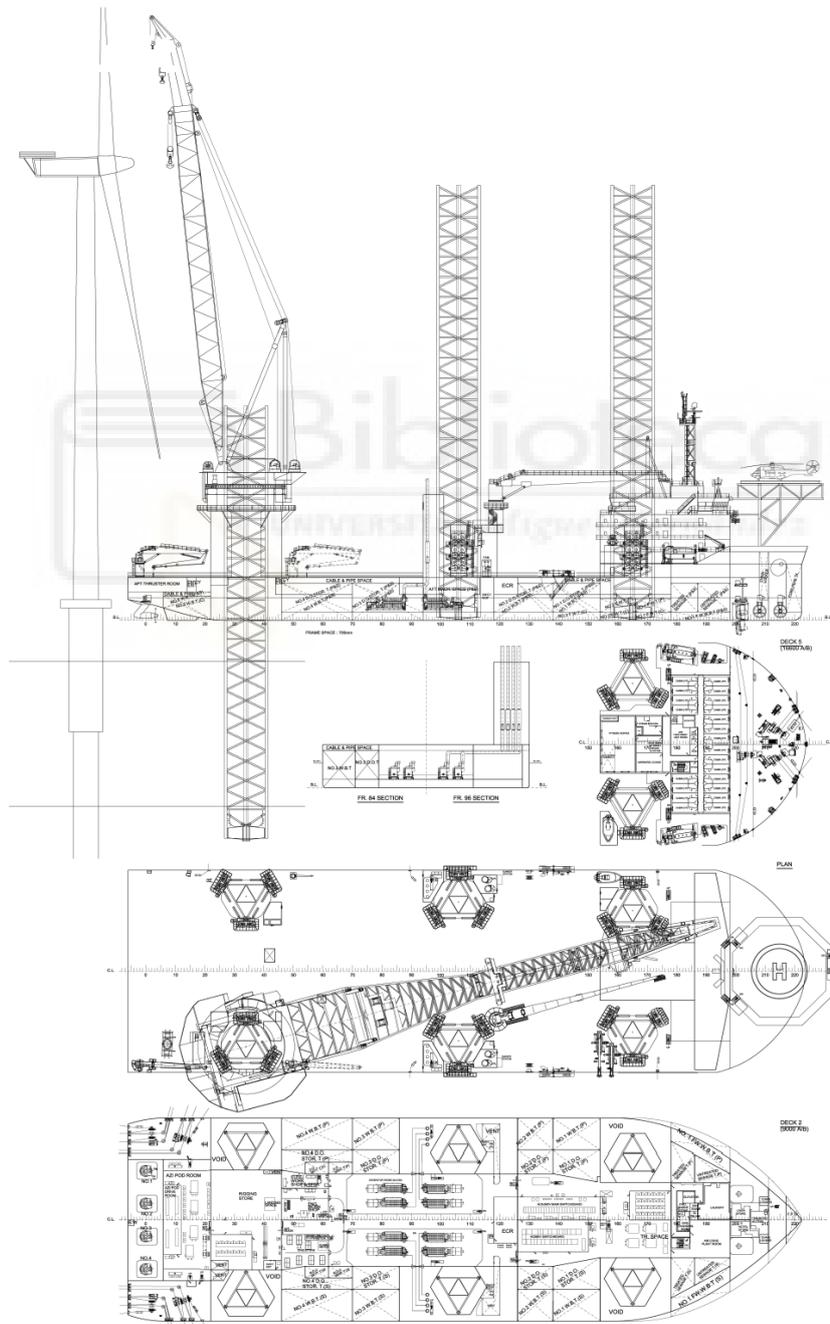
Manga: 49,00 metros

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



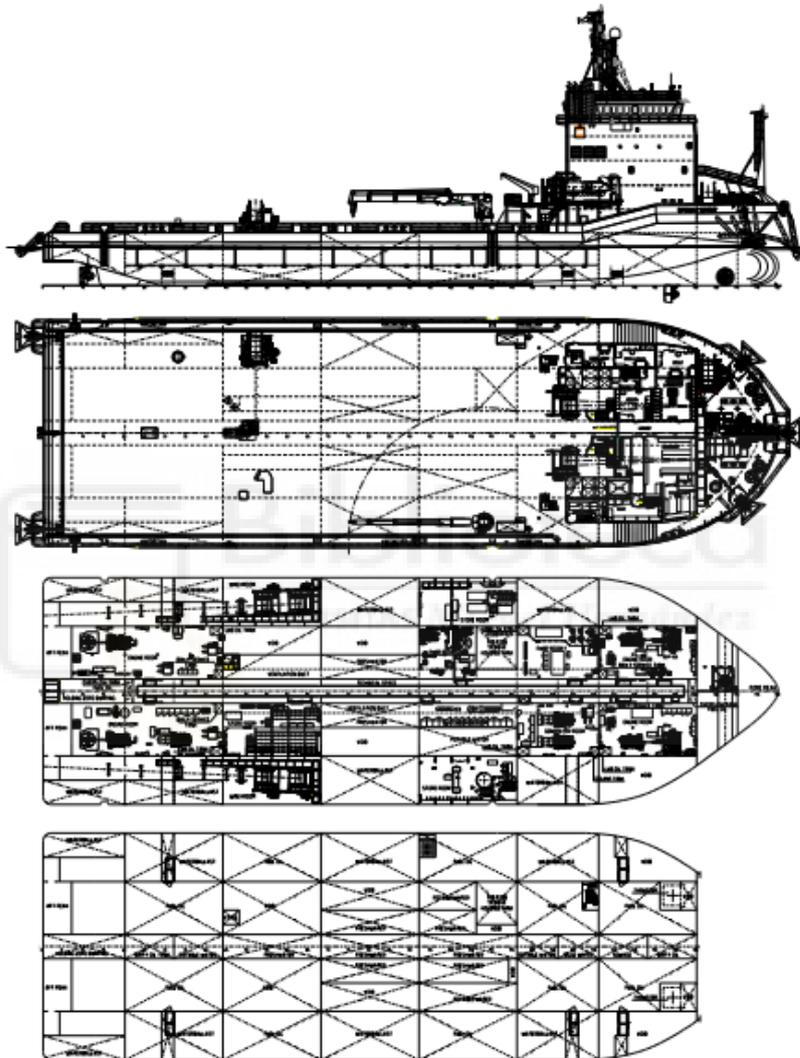
12.7. Ficha técnica buque cablero “Stemat Spirit”

Stemat Spirit

Stemat  **MARINE SERVICES**

Multi purpose vessel

rev.ZQ



Stemat bv
Quarantaineweg 10
3089 KP Rotterdam

P.O. Box 54511
3008 KA Rotterdam
The Netherlands

Phone +31 (0)10 2996555
Fax +31 (0)10 2996543
www.stemat.com / info@stemat.com

Page 3 of 3

Cable lay vessel / Stemat Spirit

Specifications:

Type of vessel:	DP2 special serviceworkboat
Class:	Bureau Veritas + Hull + Mach + AUT UMS +Dynapos AM/AT R Special Service
Flag:	The Netherlands The Vessel complies with SOLAS

Principle Dimension and capability

Length over all:	90.0 m
Moulded depth:	6.5 m
Moulded Width:	28.0 m
Maximum draft:	4.70 m (7.00 m bow thrusters down)
Minimum draft (Approx):	1.90 m (4.20 m bow azimuth down) [minimum draft including standard cable lay equipment on board]
Gross tonnage:	5,551 GT
Deck strength:	15 ton / m ²
Speed (Max approx.):	9 knots
Fuel oil capacity:	Up to 1,400 m ³
Fresh water maker:	2 x 12m ³
Fresh water tank capacity:	~300 m ³
Ballast tank capacity:	~2,000 m ³
Ballast pump discharge rate:	2 x 400 m ³ /hr
Sewage treatment plant:	1

Dynamic positioning system

Regulatory approved:	BV Class AM/AT R
----------------------	------------------

Accommodation

Single and double cabins:	4 / 28
Hospital:	1
Total number of bunks:	60
Client office:	2
Conference room:	1
Safety equipment:	According to Class / NSI and SOLAS

Power and Propulsion

Main engines:	2x Caterpillar 3512HD
Stem thrusters:	2x HRP 6111
azimuting thrusters:	1140 kW*
Bow thrusters:	*2x Caterpillar 3512B 2 x HPR 6111 retractable Azimuth 1118 kW 1 x Electric driven tunnel thruster 650 kW
Auxiliary / Generators:	3 x 850 kW Parallel running / PM system
Emergency / Harbour generator:	1 x 200 kW

Cranes & lifting appliances

6 Point Mooring System:	6 nos 60 ton pull / 100 ton hold, full CT
Drum Capacity:	1,000 m Ø 48 mm anchor wire
Anchors:	6 nos 7 ton SSHP, 5 ton steypris
Optional:	pull winch for plough operations 125 ton sust./180 ton mx.
Hydraulic deck crane:	18 ton at 14 m radius
Main Crane:	Liebherr LR 1300

Navigation & Communication

GMDSS:	As per flag state / Class Unlimited navigation
Satellite communications:	Seatel VSAT 4006activities

Turntable

Loading capacity:	4,400 ton
Outer diameter:	24 m
Inner core diameter:	6.6 m (adjustable to meet cable specifications)
Height of turntable:	5.5 (Extendable to max 7 m)
Surface area ring:	420 m ²
Cable speed range:	0 – 1000 m / hr (loading and laying)
Max product diameter:	450 mm
Max product weight:	150 kg / m

Cable lay equipment

Cable tensioners:	2 x 5 or 10 ton (project specific)
Cable splice area:	Deck space is available for jointing activities

13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] AEE, «www.aeeolica.org,» Julio 15 2020. [En línea]. Available: <https://www.aeeolica.org/comunicacion/la-actualidad-eolica/4277-ae-presenta-el-anuario-eolico-2020-analisis-de-la-situacion-de-la-energia-eolica-en-espana-y-en-el-mundo>.
- [2] A. Ruiz, «www.tecpa.es,» 12 Abril 2021. [En línea]. Available: <https://www.tecpa.es/energia-eolica-ventajas-inconvenientes/>.
- [3] WindEurope, «WindEurope,» 8 Febrero 2020. [En línea]. Available: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/offshore-wind-in-europe-key-trends-and-statistics-2020/>.
- [4] Danish Wind Industry Association, «<http://xn--drmstre-64ad.dk/>,» 23 Julio 2003. [En línea]. Available: <http://xn--drmstre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/pictures/brush.htm>.
- [5] I. Mártel, «<https://www.bbvaopenmind.com/>,» 11 Marzo 2021. [En línea]. Available: <https://www.bbvaopenmind.com/tecnologia/innovacion/historia-energia-eolica-origen-ii-guerra-mundial/>.
- [6] DONG Energy, «<https://www.diariorenovables.com>,» 23 Abril 17. [En línea]. Available: <https://www.diariorenovables.com/2017/04/evolucion-tamano-eolica-offshore.html>.
- [7] Central Eólica, «<https://centraleolica.wordpress.com>,» 2010. [En línea]. Available: <https://centraleolica.wordpress.com/partes-de-un-aerogenerador/>.
- [8] Renovables Verdes, «<https://www.renovablesverdes.com>,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.renovablesverdes.com/molino-de-viento/>.
- [9] Sick, «www.sick.com,» [En línea]. Available: <https://www.sick.com/es/es/sectores/energia-eolica/instalacion-de-energia-eolica->

con-reductor/rotor/controlador-de-motores-pitch/c/p659435.

- [10] D. C. Llorens, «Apuntes de Energía Eólica,» 2019.
- [11] Wikipedia, «<https://es.wikipedia.org>,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_Coriolis.
- [12] J. L. C. Blanco, Origen del viento, 2018.
- [13] Fraunhofer IWES, «windmonitor.iee.fraunhofer.de,» 2018. [En línea]. Available: http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_en/4_Offshore/2_tech/2_Kuestenentfernung_und_Wassertiefe/.
- [14] M. Leimeister, «www.researchgate.net,» Mayo 2017. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Coordinate-system-of-a-floating-wind-turbine-using-the-example-of-a-spar-buoy-platform_fig5_318219099.
- [15] Iberdrola, «www.iberdrola.com,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/cimentaciones-aerogeneradores-marinos>.
- [16] Somorrostro, «<http://www.somorrostro.com>,» Junio 2011. [En línea]. Available: http://www.somorrostro.com/pdf/generacion_eolica_offshore.pdf.
- [17] HBM, «www.hbm.com,» [En línea]. Available: <https://www.hbm.com/es/6949/siemens-cargas-en-la-cimentacion-de-aerogeneradores-marino/>.
- [18] OE, «<https://ibemar.net>,» 10 Diciembre 2020. [En línea]. Available: <https://ibemar.net/van-oord-instalara-monopilotes-cables-intermoldeados-en-el-parque-eolico-costa-afuera-de-sofia/>.
- [19] M. T. Matey, «<https://repositorio.unican.es>,» Septiembre 2017. [En línea]. Available: <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/12180/MTM.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

- [20] P. A. d. Miguel, «PFC - VALORACIÓN DEL ENTORNO DE SIMULACIÓN SESAM,» 2010.
- [21] Reve, «www.evwind.com,» 30 Marzo 2020. [En línea]. Available: <https://www.evwind.com/2020/03/30/iberdrola-se-prepara-para-demostraciones-de-energia-eolica-flotante-en-noruega-espana/>.
- [22] B. A. C. C. F. Bernardino Couñago Lorenzo, «Soluciones flotantes para aerogeneradores: Plataforma Spar.».
- [23] Pelastar, «<https://pelastar.com/>,» [En línea].
- [24] M. Collu, «<https://www.researchgate.net>,» Febrero 2012. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Tri-floater-structural-components_fig2_256817687.
- [25] Cables Submarinos - Blog, «<https://cablesubmarino.wordpress.com/>,» 13 Marzo 2013. [En línea].
- [26] IEEE Boston PES, «<http://site.ieee.org>,» 16 Noviembre 2010. [En línea]. Available: <http://site.ieee.org/boston-pes/files/2011/06/OffshoreWindPresentation.pdf>.
- [27] IDAE, «Análisis del recurso. Atlas eólico de España,» Madrid, 2011.
- [28] DTU Wind Energy, Vortex , Nazka Mapps, WGB, «<https://globalwindatlas.info/>,» [En línea].
- [29] EMODnet, «<https://www.emodnet-bathymetry.eu/>,» EU, Mayo 2014. [En línea]. Available: <https://portal.emodnet-bathymetry.eu/>.
- [30] CENER, «<https://www.mapaeolicoiberico.com/map>,» 2019. [En línea].
- [31] S. Lopez, «<http://teleformacion.edu.aytolacoruna.es>,» 2007. [En línea]. Available: <http://teleformacion.edu.aytolacoruna.es/ECONOGAL/document/puertos.html>.
- [32] Dimitris Lekkas, «<https://www.marinetraffic.com/>,» Noviembre 2007. [En línea].

- [33] Puertos de Las Palmas, «<http://www.palmasport.es/>,» 2 Marzo 2021. [En línea]. Available: <http://www.palmasport.es/es/el-gobierno-autoriza-las-obras-de-un-nuevo-dique-muelle-en-el-puerto-del-rosario-por-un-valor-estimado-de-308-millones-de-euros/>.
- [34] A. Tercero, «<https://cronicaglobal.elespanol.com>,» 14 Agosto 2018. [En línea]. Available: https://cronicaglobal.elespanol.com/business/trafico-mercancias-puerto-barcelona-crece_160919_102.html.
- [35] N. Mateo, «<https://focomar.com>,» 3 Enero 2021. [En línea]. Available: <https://focomar.com/el-puerto-de-algeciras-cierra-2019-con-cifras-record/>.
- [36] Google, «<https://earth.google.com/web/>,» [En línea].
- [37] Gobierno de España, «<http://www.puertos.es/>,» [En línea]. Available: <http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>.
- [38] M. H. Zhang, «Wind Resource Assessment and Micro-siting,» China, 2015.
- [39] Siemens-Gamesa, «<https://www.thewindpower.net>,» 21 Mayo 2021. [En línea]. Available: https://www.thewindpower.net/turbine_es_1558_siemens-gamesa_sg-8.0-167-dd.php.
- [40] Energinet, «Technical Project Description for Offshore,» Denmark, 2015.
- [41] Siemens, «<https://new.siemens.com>,» 2021. [En línea]. Available: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/medium-voltage/systems/nxplusc.html>.
- [42] E. Csanyi, «<https://electrical-engineering-portal.com>,» 4 Agosto 2014. [En línea]. Available: <https://electrical-engineering-portal.com/analysing-the-costs-of-high-voltage-direct-current-hvdc-transmission>.
- [43] Z. U. Laspidea, «TFG - Implantación de un parque eólico offshore. Análisis técnico y viabilidad economico financiera.,» Zaragoza, 2016.
- [44] A. Narejos, «<https://antonionarejos.wordpress.com>,» 15 Abril 2011. [En línea].

Available: <https://antonionarejos.wordpress.com/2011/04/15/impacto-visual-de-parques-eolicos-marinos-offshore/>.

- [45] J. A. Oliveira, «<https://vadebarcos.net>,» 9 Noviembre 2014. [En línea]. Available: <https://vadebarcos.net/2014/11/09/buques-instaladores-turbinas-eolicas-pacific-orca/>.
- [46] «<https://www.vesselfinder.com>,» 2010. [En línea]. Available: <https://www.vesselfinder.com/es/vessels/SPIRIT-IMO-9496458-MMSI-212471000>.
- [47] ACSM, «<https://acsmships.com>,» [En línea]. Available: <https://acsmships.com/es/activos/vehiculos-operados-de-manera-remota-rovs/>.
- [48] Zona Eólica Canaria S.A, Guía para el mantenimiento y operación de parques eólicos marinos offshore, Las Palmas de Gran Canaria, 2017.
- [49] P. Tavner, «Offshore Wind Turbines».
- [50] Espai vertical, «<https://espaivertical.com>,» [En línea]. Available: <https://espaivertical.com/servicios/mantenimiento-de-turbinas-eolicas/>.
- [51] B. Couñago, «Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español,» Bilbao, 2010.
- [52] S. d. G. Montón, «PFC - Plataforma Offshore para un aerogenerador de 5 MW,» 2011.
- [53] Acciona, Noviembre 2015. [En línea]. Available: <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/>.
- [54] P. P. Rodríguez, «TFG - DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE DE 60 MW EN LA COSTA DE TENERIFE,» 2020.
- [55] OMIE, «<https://www.omie.es>,» [En línea]. Available: https://www.omie.es/sites/default/files/2021-01/informe_anual_2020_es.pdf.

- [56] Steelwind Nordenham, «<https://www.offshorewind.biz>,» 11 Mayo 2020. [En línea]. Available: <https://www.offshorewind.biz/2020/05/11/beyond-xxl-slim-monopiles-for-deep-water-wind-farms/>.
- [57] A. G. G. B. D. Raymundo Torres, «HVDC Transmission for Offshore Wind Farms,» 2014.
- [58] G. Rinzo, «Longest HVAC Cable Systems: A Review,» 2018.
- [59] I. d. P. González, «TFG - Estudio de implantación de un parque eólico offshore flotante en la costa de Cantabria,» Cantabria, 2018.
- [60] I. d. I. R. Armstrong, «TFG - Criteros de instalación de un parque eólico marino,» Madrid, 2018.
- [61] R. B. A. I. D. H. Bernardino Couñago Lorenzo, «Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español,» 2010.

