



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN AGUAS
ESPAÑOLAS

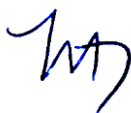
30 DE AGOSTO DE 2022

Juan Valera Argüelles

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Estudio de viabilidad de un parque eólico marino en aguas españolas”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/2022 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Juan Valera Argüelles

Fecha: 30/ 08/ 2022



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha: 30/ 08/ 2022

Agradecimientos

Quisiera agradecer a mi tutora Consuelo Alonso por la ayuda que me ha ofrecido, por lo que me ha enseñado y por la información que ha puesto a mi disposición.

También quisiera agradecer a la empresa VORTEX por facilitarme los datos de las series temporales de viento, sin los cuales no hubiera sido posible la realización del proyecto.

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN AGUAS ESPAÑOLAS

Autor: Valera Argüelles, Juan

Entidad Colaboradora: Universidad Pontificia de Comillas-I.C.A.I

RESUMEN DEL PROYECTO

El objetivo de este trabajo de fin de máster es estudiar la viabilidad de un parque eólico marino en aguas españolas. Para ello, se ha diseñado un parque eólico de 200 MW, con el fin de analizarlo y extrapolar las conclusiones a un nivel general de España.

Introducción

Dados los objetivos de descarbonización acordados a nivel mundial, las energías renovables están cobrando un protagonismo creciente que se materializa con el aumento de la potencia instalada y con el desarrollo de nuevas tecnologías. Una de las formas de generación renovable que está experimentando un desarrollo mayor y se espera que juegue un papel fundamental en el futuro, es la eólica offshore debido al gran recurso energético disponible, en forma de viento, en el mar y el bajo impacto socioeconómico y medioambiental que provocan los parques eólicos marinos. A lo largo del mundo ya hay una gran cantidad de parques eólicos alcanzando un total de 50 GW, y se han logrado grandes avances tecnológicos, permitiendo aumentar las profundidades de instalación de los parques eólicos offshore, aumentar las potencias de los aerogeneradores y reducir los costes de inversión, lo que se ha materializado en una reducción del LCOE del 70 % en una década. En España, sin embargo, a pesar de que varias empresas españolas han tenido un rol principal en el desarrollo de la tecnología eólica offshore, no hay todavía ningún parque eólico marino instalado. Esto se debe fundamentalmente a la profundidad y estrechez plataforma continental existente, lo que dificulta la instalación de parques eólicos offshore y al gran número de emplazamientos terrestres, lo que ha provocado que el desarrollo de la energía eólica se haya centrado en tierra. Sin embargo, esta situación se prevé que cambie a corto o medio plazo, habiendo como objetivo para el 2030 la instalación de entre 1 y 3 GW en parques eólicos marinos. Para comprobar la viabilidad de este objetivo se ha diseñado un parque eólico offshore en aguas españolas para analizarlo como referencia.

Diseño del parque eólico

El diseño del parque eólico ha constado de varias fases que se resumen a continuación.

En primer lugar, se ha elegido el emplazamiento de parque, para ello se ha analizado el recurso eólico y la plataforma continental existente. Finalmente se ha escogido el golfo de Cádiz al ser el lugar de la costa española que presenta una plataforma continental más favorable, con un buen recurso eólico. Una vez elegido el emplazamiento se ha realizado un análisis estadístico del recurso eólico empleando Windographer con los datos de viento de una estación virtual proporcionados por Vortex y se han definido las coordenadas de los aerogeneradores en el emplazamiento. Dado que no se dispone de información suficiente de aerogeneradores offshore se han empleado los aerogeneradores terrestres V-172 7.2 MW de Vestas y SG 6.6-170 de Siemens-Gamesa, para continuar con el diseño eligiéndose finalmente el aerogenerador que diera mejores resultados.

Con las coordenadas de los aerogeneradores definidas y los datos de viento se ha procedido a realizar una simulación con WASP, introduciendo las curvas de potencia y coeficiente de empuje de ambos aerogeneradores. Los resultados obtenidos en la simulación se pueden ver a continuación:

- 28 turbinas de V-170 7.2 MW

Variable	Resultado
Energía bruta anual producida [GWh]	813,928
Energía neta anual producida [GWh]	711,292
Pérdidas por el efecto estela [%]	12,61

Ilustración 1. Resultados con la turbina V-170 7.2 MW

- 31 turbinas SG 6.6-170

Variable	Resultado
Energía bruta anual producida [GWh]	848,354
Energía neta anual producida [GWh]	738,577
Pérdidas por el efecto estela [%]	12,94

Ilustración 2. Resultados con la turbina SG 6.6-170

Al obtenerse mejores resultados con el caso de los aerogeneradores SG 6.6-170 se ha continuado considerando solo este caso y se ha estimado la energía vertida a la red obteniéndose un valor anual de 660,18GWh.

Para continuar con el diseño del parque eólico, se han escogido las cimentaciones de los aerogeneradores optándose por las de tipo jacket y se ha definido y dimensionado la conexión eléctrica, empleando un esquema en estrella con 8 líneas de evacuación y con la subestación eléctrica en tierra, formada por dos transformadores de 125 MVA.

Finalmente se han estimado los costes de inversión, así como los costes de operación y mantenimiento empleando como modelo un parque eólico con cimentaciones tipo jacket.

Análisis del parque diseñado y resultados

Una vez diseñado el parque eólico y estimada su producción y costes tanto de inversión como de operación y mantenimiento se ha procedido a realizar una evaluación económica empleando el VAN, el TIR y el LCOE. Para calcular el VAN y el TIR se han estimado los ingresos del parque durante su vida útil tomando como precio de venta el precio de venta de la energía en España medio de los últimos 10 años, obteniéndose los siguientes resultados:

Herramienta	Resultado
VAN	-263,32 M€
TIR	2 %

Ilustración 3. Resultados del VAN y el TIR

Una vez calculados el VAN y el TIR se ha calculado el LCOE del parque del estudio, con el fin de compararlo con el LCOE de otros parques eólicos offshore, obteniendo un precio por megavatio hora de $110,141 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$.

Por último, se analizado el impacto medioambiental y socioeconómico del parque.

Conclusión

Atendiendo a los valores obtenidos del VAN y el TIR se podría concluir, que el proyecto no es rentable, sin embargo, estos valores se deben al precio de venta de la energía empleado, bastante menor al precio de venta que se aplica a otros parques eólicos offshore europeos. Por otro lado, si se compara el LCOE obtenido con el LCOE de otros parques eólicos offshore, se podría llegar a la conclusión, de que el parque eólico es viable al estar el LCOE del parque dentro de los márgenes normales actuales ($80-120 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$).

Atendiendo al impacto medioambiental y paisajístico, se ha concluido que el parque del estudio es viable al no sobrepasarse barreras inaceptables.

Si se extrapolan las conclusiones obtenidas del parque eólico del estudio, se puede concluir que, en España, es a día de hoy viable la instalación de un parque eólico marino en determinados puntos de la costa, sin embargo, se comprueba los escasos

emplazamientos disponibles con la tecnología actual, debido a las características de la plataforma continental. Por otro lado, observando la reducción del LCOE que está experimentando la eólica offshore y, sobre todo, el avance de la eólica marina con plataformas flotantes cabe esperar una implantación fuerte de esta forma de generación en España logrando cumplir con los objetivos definidos.

FEASIBILITY STUDY OF AN OFFSHORE WIND FARM IN SPANISH WATERS

Author: Valera Argüelles, Juan

Collaborating Institution: Universidad Pontificia de Comillas-I.C.A.I.

ABSTRACT

Given the globally agreed decarbonisation targets, renewable energies are gaining increasing prominence with the increase in installed capacity and the development of new technologies. One of the forms of renewable generation that is undergoing major development and is expected to play a key role in the future is offshore wind due to the large energy resource available, in the form of wind, at sea and the low socio-economic and environmental impact caused by offshore wind farms. Throughout the world there are already a large number of wind farms, reaching a total of 50 GW, and great technological advances have been made, making it possible to increase the installation depths of offshore wind farms, increase the power of wind turbines and reduce investment costs, which has resulted in a reduction of the LCOE of 70% in a decade. In Spain, however, despite the fact that several Spanish companies have played a leading role in the development of offshore wind technology, there are still no offshore wind farms installed. This is mainly due to the depth and narrowness of the existing continental shelf, which makes it difficult to install offshore wind farms, and the large number of onshore sites, which has meant that wind energy development has focused on land. However, this situation is expected to change in the short to medium term, with a target of 1 to 3 GW of offshore wind farms to be installed by 2030. To test the feasibility of this objective, an offshore wind farm has been designed in Spanish waters to be analysed as a reference.

Design of the wind farm

The design of the wind farm consisted of several phases, which are summarised below.

Firstly, the location of the wind farm was chosen by analysing the wind resource and the existing continental shelf. Finally, the Gulf of Cadiz was chosen as it is the place on the Spanish coast with the most favourable continental shelf, with a good wind resource. Once the site was chosen, a statistical analysis of the wind resource was carried out using Windographer with wind data from a virtual station provided by Vortex and the coordinates of the wind turbines at the site were defined. Since there is not enough information available on offshore wind turbines, the Vestas V-172 7.2 MW and Siemens-Gamesa SG 6.6-170 onshore wind turbines were used to continue with the design, finally choosing the wind turbine that gave the best results.

With the coordinates of the wind turbines defined and the wind data, a simulation was carried out with WASP, introducing the power and thrust coefficient curves of both wind turbines. The results obtained in the simulation can be seen below:

- 28 V-170 7.2 MW turbines

Variable	Resultado
Energía bruta anual producida [GWh]	813,928
Energía neta anual producida [GWh]	711,292
Pérdidas por el efecto estela [%]	12,61

Ilustración 1. Resultados with turbine V-170 7.2 MW

- 31 SG 6.6-170 turbines

Variable	Resultado
Energía bruta anual producida [GWh]	848,354
Energía neta anual producida [GWh]	738,577
Pérdidas por el efecto estela [%]	12,94

Ilustración 4. Resultados with turbine SG 6.6-170

As better results were obtained with the case of the SG 6.6-170 wind turbines, it has been continued considering only this case and the energy discharged to the grid has been estimated, obtaining an annual value of 660.18GWh.

To continue with the design of the wind farm, the foundations of the wind turbines have been chosen, opting for jacket foundations, and the electrical connection has been defined and dimensioned, using a star scheme with 8 evacuation lines and with the electrical substation on the ground, formed by two 125 MVA transformers.

Finally, the investment costs have been estimated, as well as the operation and maintenance costs, using a wind farm with jacket foundations as a model.

Analysis of the designed wind farm and results

Once the wind farm has been designed and its production and investment, operation and maintenance costs have been estimated, an economic evaluation has been carried out using the NPV, IRR and LCOE. To calculate the NPV and IRR, the income of the wind farm over its useful life has been estimated, taking the average selling price of energy in Spain over the last 10 years as the selling price, obtaining the following results:

Herramienta	Resultado
VAN	-263,32 M€
TIR	2 %

Ilustración 5. NPV and IRR results

Once the NPV and IRR have been calculated, the LCOE of the wind farm under study has been calculated in order to compare it with the LCOE of other offshore wind farms, obtaining a price per megawatt hour of 110.141 €/MWh.

Finally, the environmental and socio-economic impact of the wind farm was analysed.

Conclusion

Based on the NPV and IRR values obtained, it could be concluded that the project is not profitable, however, these values are due to the selling price of the energy used, which is much lower than the selling price applied to other European offshore wind farms. On the other hand, if the LCOE obtained is compared with the LCOE of other offshore wind farms, it could be concluded that the wind farm is viable as the LCOE of the wind farm is within the current normal range (80-120 €/MWh).

In terms of environmental and landscape impact, it has been concluded that the study park is viable as no unacceptable barriers are exceeded.

If we extrapolate the conclusions obtained from the wind farm of the study, we can conclude that, in Spain, the installation of an offshore wind farm in certain points of the coast is viable today, however, it is verified that there are few sites available with the current technology, due to the characteristics of the continental shelf. On the other hand, observing the reduction of the LCOE that offshore wind is experiencing and, above all, the advance of offshore wind with floating platforms, we can expect a strong implementation of this form of generation in Spain, achieving the defined object

Índice de memoria

1	Introducción	4
2	Estado del arte	4
2.1	Historia de la eólica marina	4
2.2	Situación actual de la eólica marina	6
2.2.1	Potencia instalada	6
2.2.2	Evolución de la tecnología eólica offshore	7
2.2.3	LCOE	11
2.3	Situación de la eólica offshore en España	12
2.3.1	Situación actual	12
2.3.2	Recurso eólico marino en España	13
2.3.3	Objetivos para la eólica marina en España	14
3	Diseño de un parque eólico marino	15
3.1	Elección de emplazamiento	15
3.1.1	Recurso eólico	15
3.1.2	Análisis medioambiental	16
3.1.3	Análisis fondo marino	17
3.1.4	Ubicación final del parque	19
3.2	Análisis del recurso eólico del emplazamiento escogido	21
3.2.1	Campaña de medición	21
3.2.2	Conclusiones del análisis estadístico de los datos de viento	27
3.2.3	Densidad del aire	27
3.2.4	Orografía del emplazamiento	28
3.3	Estudio de los aerogeneradores	28
3.3.1	Número y fabricante de los aerogeneradores	28
3.3.2	Distribución de los aerogeneradores	29
3.3.3	Curvas de potencia y coeficiente de empuje de los aerogeneradores	38
3.4	Selección de la estructura soporte de los aerogeneradores	41
3.4.1	Tipos de cimentaciones para aerogeneradores	41
3.4.2	Selección de la cimentación para el parque eólico del estudio	42
3.5	Estimación de la energía generada por el parque eólico	43
3.5.1	Estimación de la producción de energía	43
3.5.2	Estimación de la energía vertida a la red	43
3.6	Conexión a la red eléctrica	44

3.6.1	Estructura de la conexión a la red eléctrica	44
3.6.2	Línea de media tensión y conexión a la costa	50
3.6.3	Subestación eléctrica	59
4	Evaluación del parque eólico diseñado	61
4.1	Análisis económico	61
4.1.1	Vida útil del proyecto	61
4.1.2	Inversión inicial del parque	61
4.1.3	Operación, mantenimiento y desmantelamiento	68
4.1.4	Estimación de los ingresos del parque	70
4.1.5	Resultados y conclusiones del análisis económico	73
4.1.6	Conclusiones del análisis económico	75
4.2	Impacto medioambiental del parque eólico	78
4.2.1	Impactos en la fase de construcción	78
4.2.2	Impactos sobre la flora y fauna marina durante la vida del parque	79
4.2.3	Impactos sobre la avifauna	79
4.3	Impacto socioeconómico	80
4.3.1	Impacto paisajístico	80
4.3.2	Impacto sobre el tráfico marítimo y la actividad pesquera	80
4.4	Ahorro y contaminación evitada	82
5	Objetivos de desarrollo sostenible	83
5.1	ODS integrados en el proyecto del estudio	83
5.1.1	Energía accesible y no contaminante	84
5.1.2	Trabajo decente y crecimiento económico	84
5.1.3	Industria, Innovación e Infraestructura	84
5.1.4	Producción y consumo responsable	85
5.1.5	Acción por el clima	85
5.1.6	Vida submarina	85
5.1.7	Vida de ecosistemas terrestres	85
6	Conclusión	85
	Anexo i Planos	91

Índice de figuras

Figura 1. Distribución de la energía eólica offshore en Europa [26].....	6
Figura 2. Instalación anual de generación eólica offshore [27]	7
Figura 3. evolución de los aerogeneradores offshore [28]	8
Figura 4. Número acumulado de estructuras de sujeción de aerogeneradores en Europa 2020. [28]	10
Figura 5. Reducción del LCOE de la eólica offshore. [28].....	11
Figura 6. Comparativa de la reducción del LCOE de la eólica flotante con la eólica onshore y con estructuras fijas. [28].....	12
Figura 7. Reducción del LCOE de la eólica flotante. [28].....	12
Figura 8. Ranking de países por potencia eólica acumulada en 2019. [28]	13
Figura 9. Mapa eólico de España [2]	14
Figura 10. Objetivos de la hoja de ruta para la eólica marina en España de cara al 2030. [28] .	15
Figura 11 Mapa de la Red de Áreas Marinas Protegidas (RAMPE) proporcionado por el ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico	17
Figura 12. Mapa plataforma continental Europa.....	18
Figura 13. Impacto visual de aerogeneradores offshore en función de la distancia a la costa [16]	20
Figura 14 Captura del mapa eólico ibérico del IDEA [2] en el que se marca el punto escogido para el emplazamiento del parque	21
Figura 15 Serie temporal de viento	22
Figura 16 Rosa de viento frecuencia por dirección.....	23
Figura 17 Rosa de viento energía por dirección.....	24
Figura 18 Comportamiento eólico diario por mes	24
Figura 19 Función de la distribución de la probabilidad de Weibull.....	25
Figura 20 Modelo de la expansión del flujo de Jensen. [8]	30
Figura 21 Disposición de los aerogeneradores dentro del parque.	32
Figura 22 Perímetro del parque eólico.....	33
Figura 23 Disposición de los aerogeneradores dentro del parque.	35
Figura 24 Perímetro del parque eólico.....	36
Figura 25. Curva de potencia del aerogenerador SG-8.0 167 DD	38
Figura 26. Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador V-170 7,2 MW.....	39
Figura 27. Curvas de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador SG 6.6-170.....	40
Figura 28 Diferentes tipos de cimentaciones para aerogeneradores marinos. [9]	41
Figura 29 Imagen del transformador SGB UNI-Q.....	45
Figura 30. Algunas de las características principales del SGB UNI-Q facilitadas por el catálogo de SANEGRID	46
Figura 31 Esquema de un parque eólico con celdas de protección DVCAS de MESA. Obtenido del catálogo de Mesa	49
Figura 32 Esquem en T de una línea	55

Figura 33. Costes debidos al desarrollo y obtención de permisos en un parque eólico offshore.	62
Figura 34. Obtención de componentes	64
Figura 35. Costes de instalación y puesta en marcha	66
Figura 36. Coste total de inversión.	67
Figura 37. Caladeros de pesca de arrastre. [20]	82
Figura 38. Objetivos de desarrollo sostenible	84

Índice de tablas

Tabla 1 Resumen de los datos obtenidos	26
Tabla 2 Coordenadas en UTM de los aerogeneradores	34
Tabla 3. Coordenadas en UTM de los aerogeneradores	37
Tabla 4 Tabla con características de las cimentaciones del parque eólico East Anglia 1. [9]	43
Tabla 5. Resultas aerogenerador V-170 7,2 MW	43
Tabla 6. Resultados para el aerogenerador SG 6.6- 170	43
Tabla 7. Factores de corrección	44
Tabla 8. Factores de corrección por temperatura	52
Tabla 9. Factores de corrección por profundidad de enterramiento	53
Tabla 10. Factores de corrección por resistividad térmica	53
Tabla 11 Cables submarinos de media tensión fabricados por ABB [12]	54
Tabla 12. Tabla con el coste de un jacket desglosado para un aerogenerador de 5 MW. [16]	63
Tabla 13. Coste de instalación del conjunto jacket+aerogenerador. [16]	65
Tabla 14. Distribución de los costes durante el desarrollo e instalación del parque. [16]	67
Tabla 15 Evolución de los costes de operación y mantenimiento	70
Tabla 16. Costes de desmantelamiento [16]	70
Tabla 17 Estimación de los ingresos del parque	72
Tabla 18. Cuenta de pérdidas y ganancias del proyecto	73
Tabla 19 Flujos de caja	73
Tabla 20. Resumen resultados económicos	75
Tabla 21. LCOE de diferentes tipos de generación. [15] y [28]	76
Tabla 22. Emisiones por combustible	83
Tabla 23. Contaminación evitada	83

1 Introducción

El objetivo de este proyecto es estudiar la viabilidad de un parque eólico marino en aguas españolas. Para ello, se ha estructurado el proyecto de la siguiente manera:

En primer lugar, en el capítulo 2 se ha realizado una exposición del estado del arte de la eólica marina, llevando a cabo un análisis sobre la situación actual y esperada de la tecnología eólica offshore, así como de la potencia instalada tanto a nivel global como en España.

Una vez concluido el análisis sobre el estado del arte, en el capítulo 3, se ha diseñado un parque eólico marino de 200 MW en aguas españolas. Para ello, se ha debido elegir un emplazamiento, realizar un análisis estadístico del recurso eólico empleando Windographer, seleccionar el tipo de cimentación, escoger unos aerogeneradores, diseñar la instalación eléctrica y realizar una simulación mediante el modelo WASP para estimar su producción.

Una vez diseñado el parque eólico y estimada su producción se ha procedido, en el capítulo 4, a analizar el proyecto para estudiar su viabilidad. En primer lugar, se ha analizado la viabilidad económica, comparado los ingresos estimados del parque con los costes de inversión y de operación mantenimiento esperados, empleando diferentes herramientas. Posteriormente, se ha analizado la viabilidad medioambiental y socioeconómica, estudiando el impacto paisajístico, el impacto sobre la flora y la fauna y el impacto sobre el tráfico marítimo. Las conclusiones sobre la viabilidad del parque del estudio se han empleado para extrapolar una conclusión general para la eólica marina en España.

Finalmente, se ha llevado a cabo un análisis del impacto sobre los objetivos de desarrollo sostenible.

2 Estado del arte

2.1 Historia de la eólica marina

Debido al potencial eólico y espacio disponible en los mares, la posibilidad de instalar un parque eólico mar adentro fue contemplada desde que se empezaron a construir los primeros parques eólicos terrestres en la década de los 80, sin embargo, la mayor parte de la industria eléctrica veía, en aquel entonces, esta alternativa como una simple forma de dificultar la eólica terrestre, que en aquella época tampoco estaba exenta de dificultades.

En el año 1987 la empresa ELKRAFT comenzó con los estudios para la instalación del primer parque eólico offshore de la historia, llamado "Vindeby Offshore Wind Farm", en la isla de Lolland perteneciente a Dinamarca, país cuna de esta tecnología.

El parque "Vindeby Offshore Wind Farm" se comenzó a construir en el año 1991 con un presupuesto inicial de 10 millones de €, estando formado por 11 aerogeneradores de 450 KW fabricados por Bonus Energy, constituyendo una potencia instalada total de 4,95 MW.

A partir de este momento comenzó una revolución tecnológica en torno a la eólica offshore atrayendo el interés de la industria eléctrica, dando comienzo a una instalación masiva de parques eólicos marinos hasta alcanzar los 35 GW de potencia total instalada de la actualidad. De los avances tecnológicos que han permitido este boom de la eólica marina se pueden destacar por importancia principalmente dos, el aumento de la potencia de los aerogeneradores y la evolución de la cimentación de los aerogeneradores.

El aumento de la potencia de los aerogeneradores ha sido drástico en los últimos 30 años pasando de los apenas 450 KW de los aerogeneradores de Bonus Energy hasta los 14 MW que se empezarán a construir próximamente por la empresa Siemens-Gamesa. Este aumento de la potencia permite aprovechar mucho más el recurso eólico, además, el gran espacio disponible en el mar permite la instalación de turbinas con diámetros que en la tierra serían impensables por motivos de impacto medioambiental y/o socioeconómico.

La evolución de la cimentación ha permitido aumentar la versatilidad de la instalación de los aerogeneradores existiendo hoy en día tres tipos cimentaciones diferentes, cimentación con monopolite, cimentación por gravedad y cimentación tipo Jacket adecuadas en función de las características del fondo marino. Además, más recientemente se ha desarrollado una alternativa a la cimentación fija, las plataformas flotantes. La instalación de aerogeneradores sobre plataformas flotantes, si bien constituyen una alternativa más cara permiten la instalación a profundidades superiores incluso a los 100 m, frente al límite de 60 metros que presentan las cimentaciones fijas.

El conjunto de avances tecnológicos llevados a cabo principalmente por las empresas de la industria eléctrica y eólica como Gamesa, Dong Energy o VESTAS han permitido aumentar el aprovechamiento del recurso eólico, ir sorteando poco a poco diferentes dificultades técnicas y reducir costes, todo ello junto al gran recurso eólico disponible en el océano dota a la eólica marina con un papel principal de cara al reto energético inminente.

2.2 Situación actual de la eólica marina

2.2.1 Potencia instalada

Como se ha mencionado anteriormente la potencia eólica marina instalada alcanza los 50 GW en todo el mundo repartidos principalmente en los mares del norte de Europa, debido al gran recurso disponible y las condiciones favorables de la placa continental de la región y en China debido a su gran superficie.

En la siguiente figura se muestra la distribución de la potencia instalada entre los diferentes países de Europa:

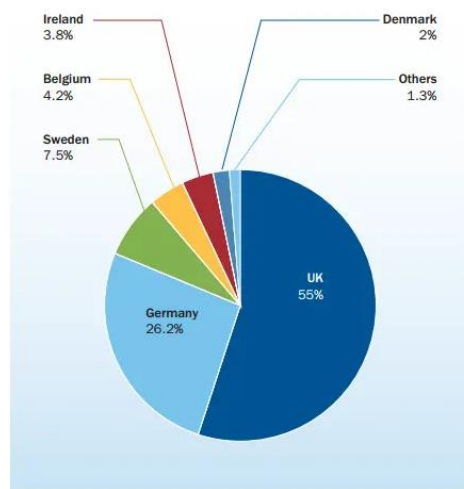


Figura 1. Distribución de la energía eólica offshore en Europa [26]

Con el desarrollo de la tecnología de la eólica marina y la mejora de su rentabilidad se está produciendo una expansión del interés por esta forma de generación energética más allá de Europa, siendo China ya a día de hoy el país que más GW instala. Gracias a la expansión del interés por esta tecnología se produjo en el año 2021 un récord de instalación de parques eólicos offshore con un total de 15,67 MW, constituyendo una aceleración de la trayectoria ascendente que se viene observando desde hace una década. En la siguiente figura se muestra la potencia eólica offshore instalada cada año desde el 2012.

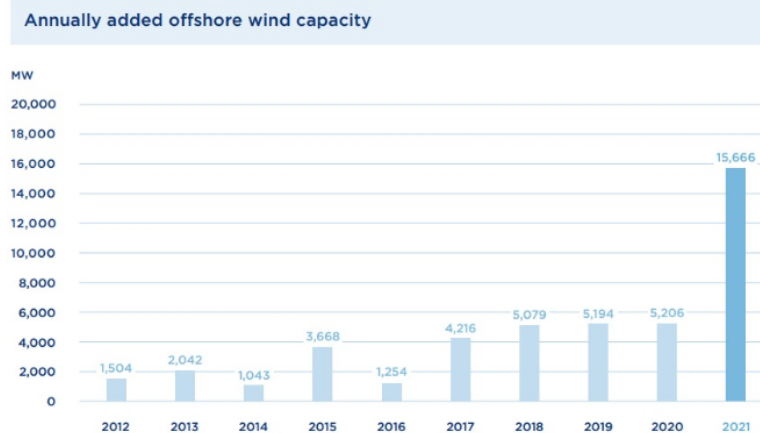


Figura 2. Instalación anual de generación eólica offshore [27]

Como se puede observar en la figura (2) la instalación de generación eólica offshore en el año 2021 triplicó la instalación del año anterior. Esta tendencia se espera que aumente alcanzándose los 110 GW instalados para el 2025 y los 250 GW para el 2030.

2.2.2 Evolución de la tecnología eólica offshore

Como ya se ha mencionado anteriormente en el ámbito de la eólica marina ha tenido y tiene lugar un importante desarrollo tecnológico. Este desarrollo tiene dos caminos principales, por un lado, el aumento de potencia de los aerogeneradores y por otro, la evolución de las estructuras soporte.

Una forma de mejorar el aprovechamiento del recurso eólico disponible en el mar es el aumento de las potencias de los aerogeneradores, por ello, resulta de especial interés elevar el tamaño de las turbinas marinas, además, en el caso del mar existen muchas menos limitaciones que en tierra, donde las turbinas de grandes diámetros no son viables desde el punto de vista socioeconómico y medioambiental debido al impacto paisajístico y acústico que provocan. En los últimos años se viene experimentando un aumento constante de los tamaños de los aerogeneradores, pasando de aerogeneradores de 1,6 MW y 43,5 metros de diámetro en el año 2000 a los aerogeneradores de 10 MW con diámetros de 164 metros que existen en la actualidad. Además, a día de hoy ya hay proyectos de construcción de aerogeneradores marinos de tamaños inimaginables en aerogeneradores terrestres como el aerogenerador SG 12-220 de 12 MW y 220 metros de diámetro y se espera que antes del 2030 se desarrollen aerogeneradores de hasta 20 MW con diámetros superiores a 230 metros.

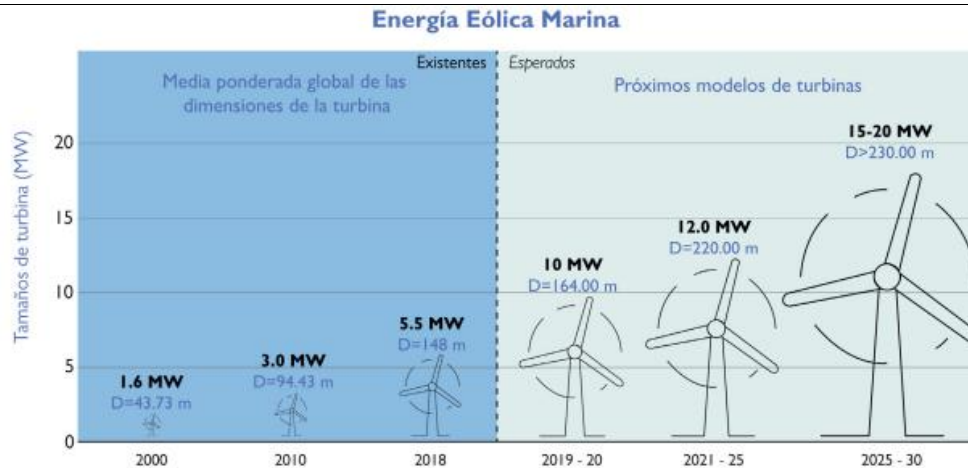


Figura 3. evolución de los aerogeneradores offshore [28]

Además de los aerogeneradores, otro de los factores fundamentales de la eólica offshore son las estructuras de sujeción de los mismos, el tipo de estructura determina los límites técnicos donde se puede instalar un parque eólico y afecta considerablemente al coste de inversión. Desde que se instalara el primer parque eólico offshore se han ido desarrollando nuevos tipos de cimentaciones con el fin de aumentar la profundidad de instalación y disminuir el coste. Los tipos de cimentación se pueden dividir en tres grupos que se exponen a continuación:

- Cimentación con monopolites. Los monopolites son estructuras sencillas compuestas por un gran cilindro que se entierra hasta 30 metros en el fondo marino para sujetar la torre. Este tipo de cimentación es la alternativa más económica y fue la primera en desarrollarse. Además, posee la ventaja de no requerir un acondicionamiento previo a la instalación del lecho marino, sin embargo, solo se puede emplear en suelos arenosos o arcillosos y a profundidades de hasta 15 metros mar adentro.
- Cimentación por gravedad. Este tipo de cimentación se constituye por una gran plataforma de acero o hormigón de 15 metros de diámetro que se apoya en el lecho marino a profundidades de hasta 30 metros. Debido a que es necesario crear una base de cemento se requiere llevar a cabo un acondicionamiento previo del lecho marino, este hecho por otra parte permite que la cimentación por gravedad se pueda emplear en casi cualquier tipo de suelo. Esta tecnología se puede encontrar en un 5 % de los parques eólicos de la actualidad.

-
- Cimentaciones tipo jacket. Los jackets constituyen una alternativa más compleja que las dos anteriores y permite la instalación de aerogeneradores a profundidades de hasta 60 metros, en cualquier tipo de suelo a excepción de los de tipo rocoso. Estas estructuras están compuestas por celosías con tres o cuatro puntos de anclaje fijados al lecho mediante pilotes.

A pesar del avance que ha experimentado la cimentación de los aerogeneradores offshore, sigue existiendo un límite importante en cuanto a la profundidad de instalación, ya que son escasos los mares en los que se puedan encontrar las profundidades requeridas en puntos alejados de la costa. Para lidiar con ello, más recientemente se ha desarrollado una alternativa a las cimentaciones fijas, las estructuras flotantes. Con las estructuras flotantes es técnicamente posible instalar aerogeneradores a profundidades muy elevadas, constituyendo un gran avance al encontrarse la inmensa mayoría del recurso eólico disponible a profundidades superiores a las alcanzables por las cimentaciones fijas. Las estructuras flotantes se pueden dividir en cuatro grupos que se exponen a continuación:

- Plataforma Spar. Estas plataformas consisten de un cilindro sumergido que estabiliza la estructura al mantener su centro de gravedad por debajo del centro de flotación. La plataforma es mantenida en su lugar mediante una catenaria tensada anclada al fondo. Esta estructura presenta la ventaja de ser de coste moderado y de diseño sencillo y estable. Sin embargo, debido a que las turbinas offshore son cada vez de tamaño provoca que sean necesarios cilindros de longitudes y pesos cada vez mayores lo que dificulta su construcción, transporte e instalación.
- Plataforma semisumergible. Esta plataforma consta de un número de cilindros semisumergibles de gran tamaño unidos entre sí mediante vigas y tirantes que crean una superficie donde se instala el aerogenerador. Esta plataforma dota a la estructura de estabilidad al distribuir la flotación a un plano mayor. Para mantener la estructura en su posición se emplean una o varias catenarias ancladas al fondo. Una de las grandes ventajas de esta estructura a parte de su estabilidad es la facilidad de su transporte al poder ser remolcada a profundidades poco elevadas.
- Plataforma TLP (Tension Legs Platform). Esta plataforma es la de más reciente diseño, tiene el objetivo de reducir al máximo las dimensiones con el fin de bajar los costes de fabricación. La plataforma consiste en una columna frontal y unos brazos conectados a tensores que forman la cimentación a los anclajes. Estas plataformas garantizan la estabilidad mediante las líneas de anclaje situadas en posición vertical debajo de cada brazo de la plataforma. Este sistema tiene la ventaja de tener menos huella y requerir menos líneas que las

líneas de catenarias, sobre todo, en aguas más profundas, sin embargo, los sistemas de anclaje deben ser más complejos y por tanto más costosos al soportar tensiones de mayor valor y de componente puramente vertical. Esta plataforma tiene un gran desarrollo potencial al ser fácil de fabricar, de transportar (puede ser remolcada) y presentar ventajas técnicas en aguas de mayor profundidad, sin embargo, el hecho de que sea un concepto novedoso provoca que presente un riesgo técnico más elevado que el resto de plataformas.

- Plataforma Barge (Barcaza). Esta plataforma logra su estabilidad al distribuir su flotabilidad a lo largo de una gran superficie de manera similar a un gran barco. A pesar de tener un diseño sencillo esta plataforma no ha sido empleada en grandes proyectos, por lo que se descarta como plataforma para el parque del estudio.

A pesar de las ventajas y potencial mencionado que presentan las plataformas flotantes, en la actualidad, constituyen una alternativa mucho más cara a las cimentaciones fijas y solo se encuentran en una minoría de los proyectos que se desarrollan en la actualidad.

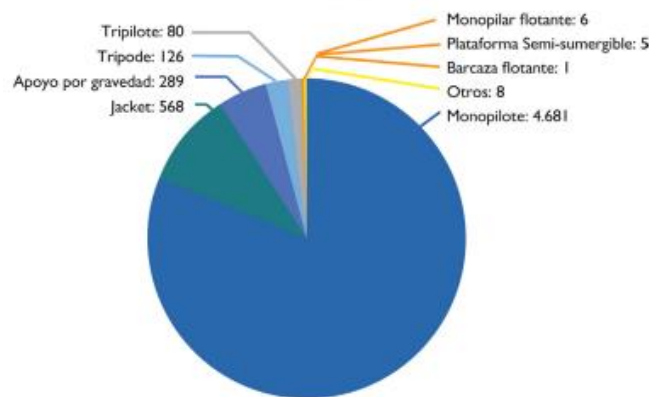


Figura 4. Número acumulado de estructuras de sujeción de aerogeneradores en Europa 2020. [28]

Como se puede observar en la figura anterior actualmente la inmensa mayoría de los parques eólicos offshore instalados emplean cimentaciones monopilote y apenas unos cuantos poseen estructuras flotantes. Esta situación se estima que cambie y vayan aumentando exponencialmente los parques eólicos offshore con estructuras flotantes al estimarse una reducción de los costes de estas tecnologías de hasta el 50 % para el año 2050.

2.2.3 LCOE

El principal inconveniente que presenta la eólica offshore es el elevado coste de inversión que requiere la instalación de un parque eólico en el mar, este hecho provoca que esta forma de generación presente un LCOE bastante elevado, significativamente mayor que las formas de generación comunes y mayoría de renovables. Sin embargo, en los últimos años gracias al aumento de las potencias de los aerogeneradores y la reducción de los costes de las cimentaciones se ha experimentado una disminución drástica del LCOE, lográndose una reducción del 70 % en una década, tendencia que se espera que se mantenga en los próximos años. En la figura (5) se puede observar la reducción del LCOE la eólica offshore con cimentaciones fijas experimentada y esperada a corto plazo.



Figura 5. Reducción del LCOE de la eólica offshore. [28]

En el caso de la eólica offshore con estructuras flotantes, si bien en la actualidad presenta un LCOE significativamente mayor que su homóloga con cimentaciones fijas, la tendencia negativa de su LCOE es todavía más acusada, esperándose que se llegue desde los $180-200 \frac{MW}{\text{€}}$ actuales a unos $40-60 \frac{MW}{\text{€}}$ en el año 2030. En las figuras (6) y (7) se puede observar la disminución del LCOE de la eólica offshore con plataformas flotantes en comparación con la eólica terrestre y marina con cimentaciones fijas y en términos absolutos.

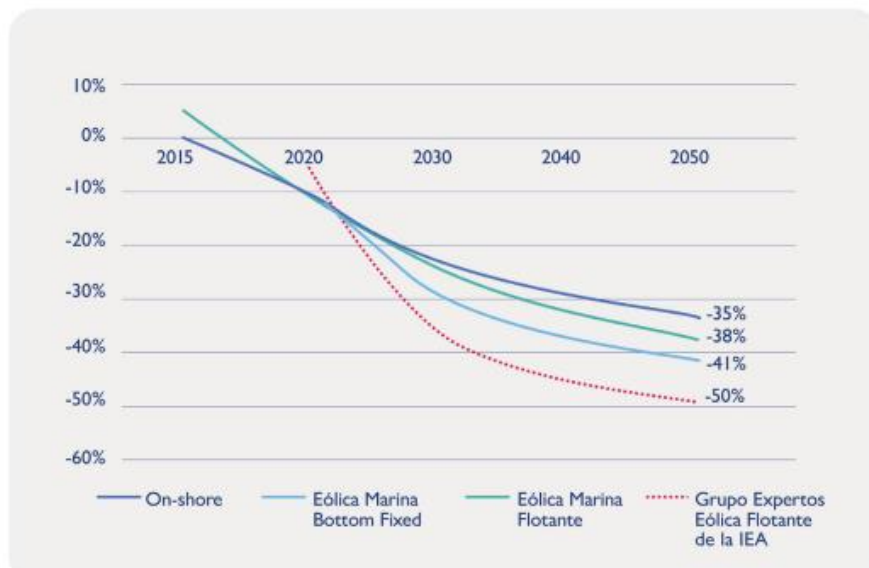


Figura 6. Comparativa de la reducción del LCOE de la eólica flotante con la eólica onshore y con estructuras fijas. [28]

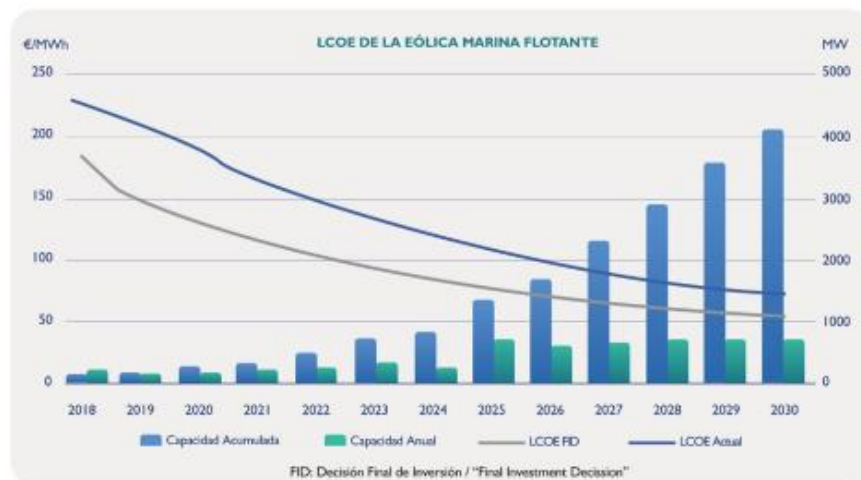


Figura 7. Reducción del LCOE de la eólica flotante. [28]

2.3 Situación de la eólica offshore en España

2.3.1 Situación actual

En España dado sus características geográficas el desarrollo de la energía eólica se ha centrado en tierra para aprovechar los emplazamientos de gran potencial existentes. Además, la escasa plataforma continental española, en la que la profundidad del mar es muy elevada a escasas distancias de la costa ha dificultado la implantación de la eólica marina con cimentaciones fijas, tecnología consolidada hasta el momento.

Por todo ello, en la actualidad no hay todavía ningún parque eólico offshore instalado en aguas españolas. En el caso de la eólica terrestre, por el contrario, España es uno de los líderes a nivel mundial con más de 25 GW instalados, representando un 16 % de la potencia total instalada en todo el mundo.

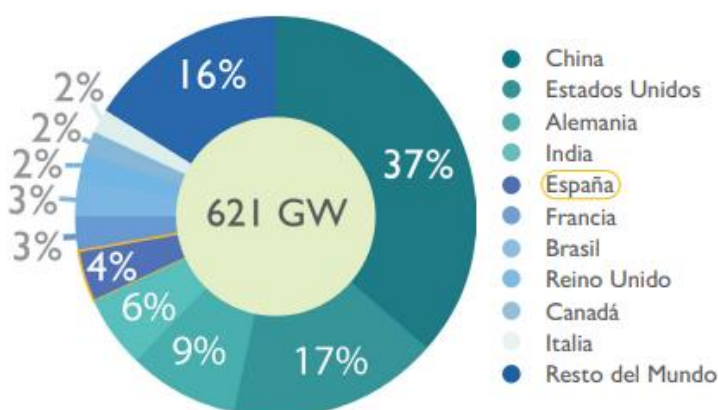


Figura 8. Ranking de países por potencia eólica acumulada en 2019. [28]

La experiencia acumulada tras más de 20 años de implementación de la energía eólica terrestre en España y la capacidad de la industria eléctrica y naval española ha permitido a varias empresas de estos sectores formar parte de proyectos de la eólica offshore en todo el mundo, mediante la exportación de componentes y servicios de toda clase.

2.3.2 Recurso eólico marino en España

Dada la gran superficie marina poseída, España dispone de un gran recurso eólico marino por explotar. En la figura (9) se puede observar como generalmente la velocidad media de viento es muy superior en el mar que tierra adentro a lo largo de la costa española. En general se puede afirmar que el recurso eólico es elevado en todo el cantábrico, en el atlántico gallego y andaluz, en varias zonas de la costa mediterránea y en las islas canarias, con velocidades medias de viento a 100 metros entre 7 y $10 \frac{m}{s}$ superándose incluso, esta cifra en algunos puntos concretos. En la figura (9) se pueden observar los lugares de la geografía española con mayor recurso eólico.



- Definir unos objetivos para el despliegue de la eólica marina en particular y del aprovechamiento de las energías renovables marinas

Teniendo en cuenta los objetivos marcados por la hoja de ruta y la situación actual y esperada de la tecnología eólica marina se tienen los siguientes objetivos numéricos en relación con la potencia instalada de cara al 2030:

	Objetivos 2030	Referencias 2030
Eólica marina	1 – 3 GW	5 – 30 GW flotante a nivel global. ⁴² 7 GW flotante a nivel europeo. ⁴³ 60 GW (fijo y flotante) a nivel europeo. ⁴⁴

Figura 10. Objetivos de la hoja de ruta para la eólica marina en España de cara al 2030. [28]

3 Diseño de un parque eólico marino.

Para estudiar la viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas se diseñará un parque eólico de 200 MW en un emplazamiento idóneo. Se estudiará la viabilidad técnica y económica de este parque concreto y se extrapolarán las conclusiones.

3.1 Elección de emplazamiento

Para realizar un estudio de la viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas el primer paso que se ha de llevar a cabo es la elección de un emplazamiento. Para ello se elegirá un punto de la costa española que disponga del mayor recurso eólico posible y en el que sea viable la instalación de un parque eólico. Debido a que en las islas canarias ya hay proyectos de instalación de parques eólicos marinos se optará por un emplazamiento en la costa de la península ibérica.

3.1.1 Recurso eólico

Dado que el recurso eólico varía drásticamente en función de la zona costera se deberá escoger una región que destaque por presentar un viento medio destacable. Observando de nuevo el atlas eólico de España (figura (9)), se observa que hay cuatro zonas costeras en la España peninsular que disponen de un recurso eólico considerable. Estas zonas son, la costa atlántica gallega, la costa cantábrica, la costa andaluza tanto mediterránea como atlántica y la costa del norte de Cataluña. Dentro de estas zonas hay varios puntos concretos que presentan una velocidad de viento media anual claramente superior a la media, estos lugares son, el estrecho de Gibraltar, la costa cercana al Cabo de Gata, la costa alrededor del Cabo de Creus y la costa de La Coruña. De estos lugares, en el que presenta una velocidad media de

viento mayor es el estrecho de Gibraltar, con velocidades de viento medio anual a 50 m superiores a $10 \frac{m}{s}$.

Atendiendo exclusivamente al recurso eólico cabría esperar que la ubicación idónea para un parque eólico offshore estuviera en alguno de los puntos mencionados con un recurso eólico muy por encima de la media como, por ejemplo, en el estrecho de Gibraltar, sin embargo, dado que esta situación se da en lugares muy concretos se puede dar el caso que por razones técnicas o de impacto medioambiental, no sea posible la instalación del parque por lo que sería necesario buscar un emplazamiento en zonas costeras de mayor superficie.

3.1.2 Análisis medioambiental

Una de las principales restricciones que se encuentran a la hora de elegir el emplazamiento idóneo de un parque eólico es su potencial impacto medioambiental. Por ello, es necesario asegurar que los lugares que se consideren para ubicar el parque no dispongan de un valor ecológico destacado y que su presencia no influya negativamente en la actividad económica y en la población de la zona.

Consultando el mapa de la Red de Áreas Marinas Protegidas (RAMPE) proporcionado por el ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico se observa que amplias zonas del litoral español disponen de algún tipo de protección especial debido a su valor ecológico. Entre estas zonas se encuentran varios de los lugares destacados por presentar un recurso eólico por encima de la media, como es el caso de las costas y áreas marinas cercanas al cabo de Gata y al cabo de Creus o gran parte del litoral coruñés, por lo que se deben descartar como posibles ubicaciones para el parque eólico offshore.

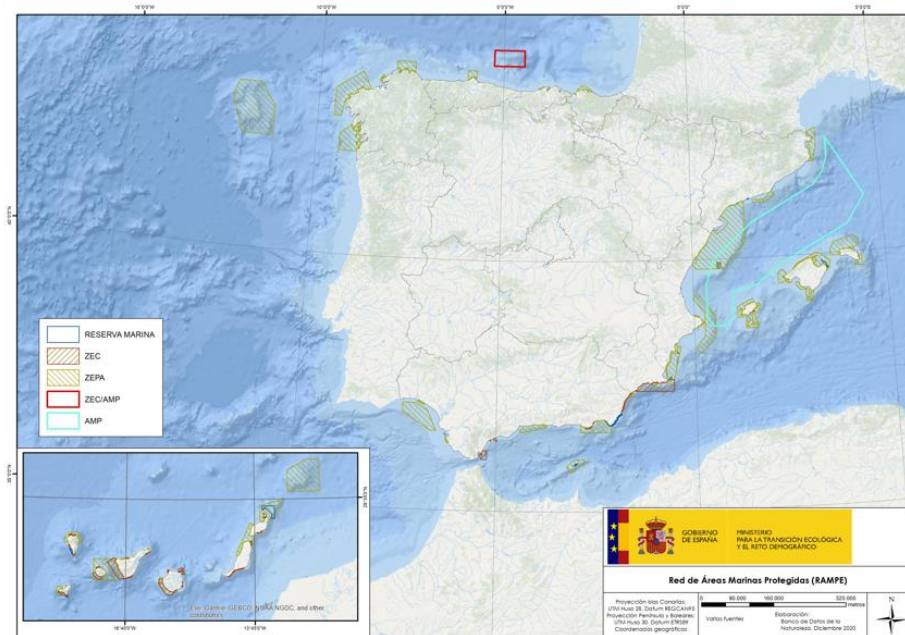


Figura 11 Mapa de la Red de Áreas Marinas Protegidas (RAMPE) proporcionado por el ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico

En cuanto al estrecho de Gibraltar a pesar de no contar actualmente con una protección concreta, el valor ecológico del estrecho al constituir un importante paso tanto de fauna marina como de avifauna, el escaso espacio disponible y el hecho de que sea un paso muy importante de tráfico marítimo hacen inviable también la instalación de un parque eólico en esta zona.

Por ello, teniendo en cuenta las restricciones anteriores, el emplazamiento final del parque se deberá ubicar en algún punto de la costa coruñesa o del litoral cantábrico o andaluz.

3.1.3 Análisis fondo marino

Uno de los principales inconvenientes que presenta el litoral español en relación a la instalación de un parque eólico marino es la escasa plataforma continental natural existente y el elevado gradiente de profundidad de la misma. Esto provoca que las profundidades sean muy elevadas a escasa distancia de la costa, así como la cercanía del talud continental donde es inviable cualquier tipo de instalación offshore.

Con la forma clásica de instalación de los aerogeneradores offshore, es decir, con el empleo de cimentaciones fijas no es técnicamente posible la ubicación de un parque a profundidades superiores a unos 60 metros, esto es uno de los principales motivos de la ausencia hasta ahora de parques eólicos marinos en aguas españolas ya que con la

mencionada restricción de profundidad son necesarios emplazamientos a escasas distancias de la costa en la mayor parte del litoral español con los inconvenientes que ello conlleva. Por el contrario, en mares como el Báltico o el mar del Norte se pueden encontrar profundidades inferiores a 60 metros y fondos marinos llanos a centenares de kilómetros de la costa.

En la siguiente figura se puede observar la diferencia entre la placa continental en la península ibérica y la placa continental de otros lugares de Europa como el mar del Norte.



Figura 12. Mapa plataforma continental Europa.

En la actualidad gracias al avance tecnológico existe ya una alternativa a las cimentaciones fijas como método de sujeción de aerogeneradores, las plataformas flotantes ancladas. Las plataformas flotantes permiten la instalación de parques eólicos offshore a profundidades superiores incluso a 100 m reduciendo además el impacto en el fondo marino al requerir menos intervenciones en el lecho. Esta nueva

tecnología abre varias posibilidades para el desarrollo de la eólica offshore en España, sin embargo, presenta el inconveniente de ser una alternativa mucho más costosa, siendo económicamente inviable su empleo en parques de cierto tamaño.

Debido a que de entrada un parque eólico flotante con el tamaño del parque del estudio es económicamente inviable, se estudiará la viabilidad de un parque eólico con estructuras fijas. Teniendo en cuenta la restricción de profundidad que conlleva esta tecnología, será necesario escoger un emplazamiento en un lugar donde exista una placa continental lo más favorable dentro de los rangos de la península ibérica, tanto en términos de profundidad como en términos de estructura del fondo marino.

Analizando la estructura de la placa continental de la península ibérica se puede observar que la zona que presenta el gradiente de profundidad con diferencia más favorable, es el golfo de Cádiz. Al estar esta zona en un lugar con un elevado recurso eólico es razonable afirmar que la ubicación idónea para un parque eólico offshore en España se encuentra en esta región, por lo que se escogerá para para el emplazamiento del parque del estudio.

3.1.4 Ubicación final del parque

Finamente una vez escogida la región en la que se instalará el parque eólico se deberá definir el punto concreto del emplazamiento, para ello, es necesario definir la distancia a la costa de la ubicación.

A la hora de definir la distancia a la costa del emplazamiento hay que tener en cuenta dos factores. El impacto medioambiental y la profundidad del fondo.

Los dos principales motivos por los que se instalan parques eólicos en el mar son, el mayor recurso eólico disponible y la disminución del impacto medioambiental con respecto a sus homólogos terrestres. Por ello se debe ubicar el parque eólico a una distancia suficiente de manera que no interfiera con el denso tráfico marino de la bahía de Cádiz y se minimice el impacto visual y acústico en la costa. Además, en el caso de Cádiz el último factor cobra una gran importancia debido al alto valor paisajístico de la zona y el impacto que tendría en la industria turística una alteración notable del paisaje.



Figura 13. Impacto visual de aerogeneradores offshore en función de la distancia a la costa [16]

En la figura anterior se muestran cómo se observan los aerogeneradores desde la costa en función de la distancia a tierra. Según diversos estudios se considera que a partir de 22 Km el impacto visual y acústico se puede despreciar, por ello, idealmente, el emplazamiento del parque se situaría a partir de esta distancia.

Si bien aumentar la distancia a tierra de la ubicación del parque reduce el impacto visual y se logra generalmente un mayor recurso eólico, también se avanza hacia zonas más profundas y se complica y encarece la instalación eléctrica. Como ya se ha mencionado anteriormente si se sobrepasan los 60 metros de profundidad es necesario emplear plataformas flotantes lo que constituye una alternativa inviable desde el punto de vista económico. Analizando la profundidad frente al litoral de la bahía de Cádiz se observa que la línea de 60 m de profundidad se encuentra a unos 15 Km (8,23 millas náuticas) de la costa, por debajo del umbral de 22 Km definido anteriormente, por lo que sería necesario asumir un cierto impacto paisajístico para poder llevar a cabo la instalación de un parque eólico offshore con estructuras fijas.

Alejando el parque eólico lo máximo posible de la costa y respetando el umbral de 60 m de profundidad el parque eólico se ubicará a una distancia de la costa tal, que los aerogeneradores más alejados de tierra se sitúen lo más cerca posible de la línea umbral de profundidad. Dado que la distancia de la línea de profundidad definida anteriormente no es constante a lo largo de la costa se definirá una distancia máxima de 14 Km dejando un margen de seguridad de 1 Km. Por tanto, finalmente, teniendo en cuenta todo lo anterior el parque eólico a estudiar se tratará de un parque eólico offshore con estructuras fijas, situado una distancia de hasta 14 Km frente a la ciudad de Cádiz. A continuación, se muestra una imagen con la ubicación exacta del parque.



Figura 14 Captura del mapa eólico ibérico del IDEA [2] en el que se marca el punto escogido para el emplazamiento del parque

3.2 Análisis del recurso eólico del emplazamiento escogido

Una vez escogido el emplazamiento se procederá a analizarlo detalladamente con el fin de caracterizar el recurso eólico y poder estimar la energía generable. Para ello se emplearán los datos de recurso eólico de la zona recogidos por una estación anemométrica virtual, facilitados por la empresa VORTEX y las herramientas Wasp y Windographer.

3.2.1 Campaña de medición.

A continuación, se muestran los resultados tras el análisis estadístico realizado con Windographer de los datos de eólicos del emplazamiento escogido (a 150 metros coordenadas: (732500,90 m E, 4036867.33 m N)) con los que se presentan los parámetros más importantes para la cuantificación del recurso eólico.

- Serie temporal de viento:

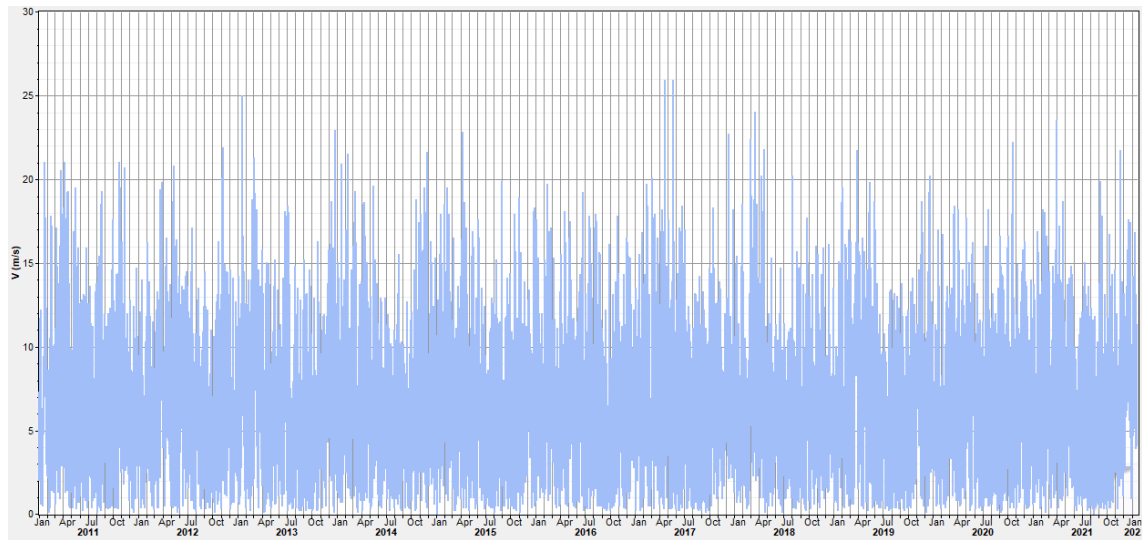


Figura 15 Serie temporal de viento

- Rosa de frecuencia de viento por dirección:

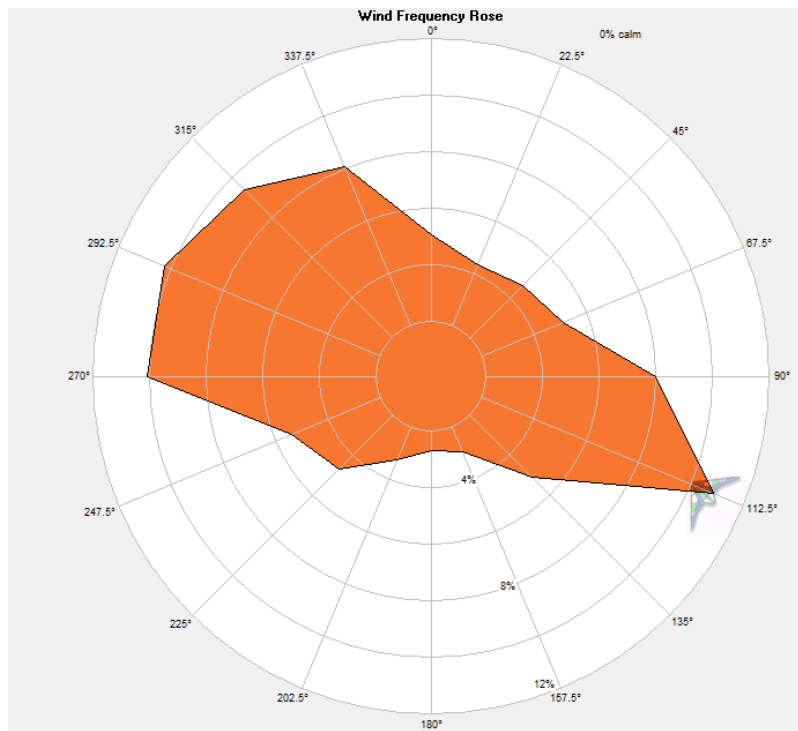


Figura 16 Rosa de viento frecuencia por dirección

- Rosa de viento de la energía por la dirección:

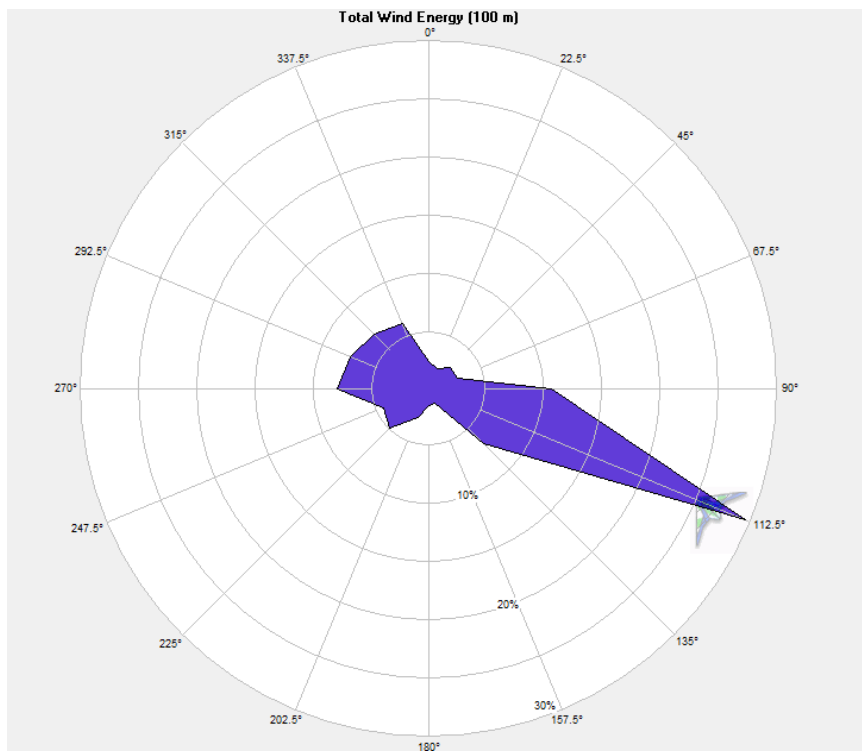


Figura 17 Rosa de viento energía por dirección

- Comportamiento diario del viento por mes:

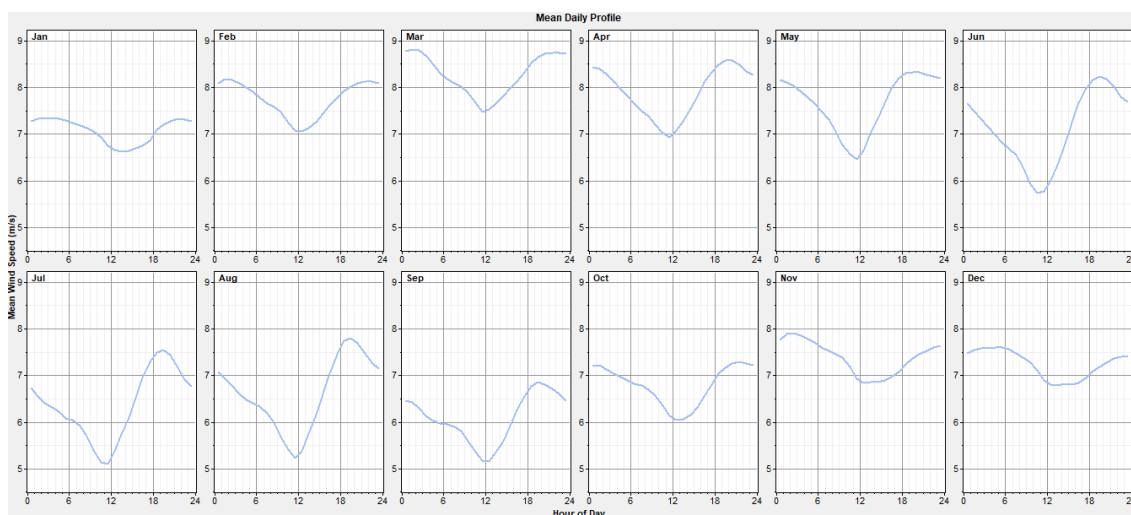


Figura 18 Comportamiento eólico diario por mes

- Función de la distribución de la probabilidad de Weibull:

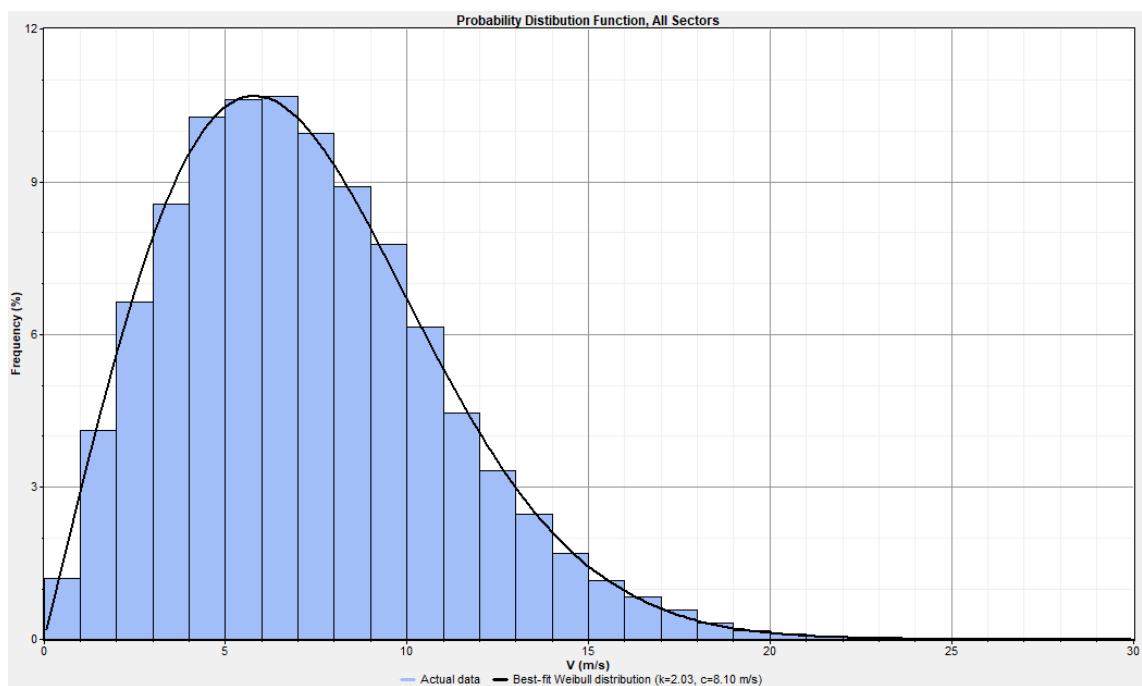


Figura 19 Función de la distribución de la probabilidad de Weibull

- Tabla resumen con los datos obtenidos

Variable	Resultado
Altura de la medición (m)	150
Velocidad media del viento (m/s)	7,562
Mediana de la velocidad del viento (m/s)	7,1
Velocidad máxima medida del viento (m/s)	27,500
Weibull K	1,967
Weibull c (m/s)	8,529
Densidad de potencia eólica media (W/m ²)	503
Factor del patrón de energía	1,945
Ratio de recuperación de datos (%)	100%
Coeficiente de correlación de 1 hora	0,983
Patrón de intensidad diurna	0,093
Hora pico de la velocidad del viento	24

Tabla 1 Resumen de los datos obtenidos

3.2.2 Conclusiones del análisis estadístico de los datos de viento.

La velocidad media de viento a la altura del buje (150 m) es de **7,562 m/s** y la densidad de potencia media es de **503 $\frac{W}{m^2}$** . Estos valores son bastante elevados y difíciles de encontrar en España en tierra.

En cuanto a la dirección del viento se observan dos patrones de comportamiento claramente diferenciados. Atendiendo a la frecuencia de viento existen dos sentidos opuestos predominantes, NW y SE, por el contrario, atendiendo a el contenido energético del viento se observa claramente que la dirección predominante es la SE.

3.2.3 Densidad del aire

Para conocer las curvas de potencia y coeficientes de empuje de los aerogeneradores será necesario calcular la densidad del aire a la altura de los aerogeneradores, ya que las curvas de potencia dependen de dicha densidad.

La densidad del aire depende a su vez de la temperatura y la altura del emplazamiento de los aerogeneradores.

$$\rho = \left(\frac{P_o}{RT} \right) * e^{-g \frac{z}{RT}}$$

Siendo:

1. P_o Presión atmosférica al nivel del mar
2. aceleración de la gravedad
3. z altitud de los aerogeneradores sobre el nivel del mar
4. T temperatura
5. R Constante de los gases

Al ser una estación marina la altura de los aerogeneradores corresponderá a la altura del buje, es decir, unos 100 m. Para obtener la temperatura media del emplazamiento se empleará la temperatura media conocida del punto más cercano y se calculará en función de la diferencia de alturas. El punto más cercano donde se conoce la temperatura media es la bahía de Cádiz, con una temperatura media de 18,5°C. A pesar de que el emplazamiento del parque está a una distancia considerable de la costa y que por tanto se debería tener en cuenta un cambio en el comportamiento de la temperatura, se considera que esta diferencia es notable sólo en los valores extremos y no en el valor medio.

$$T(Z2) = T(Z1) - \frac{1^{\circ}\text{C}}{154\text{m}} * (Z2 - Z1) = 18,5 - \frac{150}{154} = 17,53^{\circ}\text{C}$$

Una vez conocida la temperatura se empleará la herramienta air density calculator de Wasp que calcula directamente la densidad del aire a partir de la altura y temperatura empleando la fórmula anteriormente descrita, obteniéndose un valor de **1,193 $\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$**

3.2.4 Orografía del emplazamiento

Al tratarse de un parque eólico marino no existirán diferencias de altitud ni rugosidades que interfieran en el comportamiento del viento, por lo que se considerará el lugar como una superficie lisa y plana.

3.3 Estudio de los aerogeneradores

Para diseñar el parque eólico será necesario escoger el número y fabricante de los aerogeneradores, el tipo de turbina, así, como la posición exacta de cada aerogenerador.

3.3.1 Número y fabricante de los aerogeneradores

Actualmente hay varias empresas que fabrican aerogeneradores marinos (offshore) destacando empresas como Siemens-Gamesa, General electric o Goldwind. Como el emplazamiento del parque está en aguas españolas, se optará por escoger una turbina fabricada por Siemens-Gamesa, al ser esta empresa originaria de España, siendo además la líder actual en este sector.

Actualmente Siemens-Gamesa fabrica o prevé fabricar tres tipos de turbinas off-shore (marinas):

La turbina SG-14 222 DD. Esta turbina se comenzará a fabricar en serie en el año 2024, tendrá una potencia nominal de 14 MW y un diámetro de rotor de 222 m. Con esta turbina serían necesarios 15 aerogeneradores para constituir un parque de 200 MW.

La turbina SG-11.0 200 DD. Esta turbina se comenzará a fabricar en serie en el año 2022, tendrá una potencia nominal de 11 MW y un diámetro de rotor de 200 m. Con esta turbina serían necesarios 19 aerogeneradores para constituir un parque de 200 MW.

La turbina SG-8.0 167 DD. Esta turbina se comenzó a fabricar en serie en el año 2019, tiene una potencia nominal de 8 MW y un diámetro de rotor de 167 m. Con esta turbina serían necesarios 25 aerogeneradores para constituir un parque de 200 MW.

Debido a que la turbina SG-8.0 167 DD es la única turbina que se fabrica en serie actualmente, sería una buena opción como aerogenerador para el parque del estudio. Sin embargo, debido a que la generación eólica offshore está actualmente en constante desarrollo los fabricantes solo ponen a disposición del público escasos datos sobre los aerogeneradores, por lo que en el caso del aerogenerador mencionado solo se dispone de su curva de potencia a la densidad estándar y se desconoce la curva del coeficiente de empuje. Esto ocurre con todos los aerogeneradores offshore y en la mayoría de los casos tampoco se conoce ninguna curva de potencia, por ello, para poder hacer una simulación detallada del parque con el modelo Wasp será necesario emplear aerogeneradores terrestres de los que se disponga de sus curvas de potencia y coeficiente de empuje.

En este caso, para realizar la simulación se utilizarán los aerogeneradores V172-7.2MW de Vestas y SG 6.6-170 Siemens-Gamesa de potencias y dimensiones similares al SG-8.0 167 DD mencionado, escogiéndose finalmente el que de mejores resultados. Por tanto, teniendo en cuenta la potencia nominal de 200 MW deseada, los casos que se simularán serán, dos parques eólicos offshore, con 28 turbinas V172-7.2MW el primero y con 31 de SG-6.6-170 el segundo.

3.3.2 Distribución de los aerogeneradores

3.3.2.1 Disposición y ubicación de los aerogeneradores

Una de las decisiones más importantes que se han de tomar a la hora de diseñar un parque eólico es la disposición de los aerogeneradores en el emplazamiento escogido.

Esta decisión se ha de tomar en función del espacio disponible, sus características y el impacto del efecto estela.

El efecto estela es un efecto sufrido por el viento al pasar por un aerogenerador, este efecto tiene dos características principales. La primera es la pérdida de energía del viento, esto se debe a que cuando el viento pasa a por un aerogenerador “se frena” debido a que parte de su energía cinética es absorbida por la turbina. La segunda es el flujo del viento aguas abajo del aerogenerador, que debido a la interacción con las palas se convierte en turbulento. Evidentemente se debe evitar instalar aerogeneradores en zonas afectadas por el efecto estela de otro aerogenerador, en primer lugar, debido a la menor energía disponible y, en segundo lugar, debido al flujo turbulento del viento, que puede acortar la vida útil de la turbina al producir vibraciones en las palas.

En la siguiente figura se muestra la expansión de la estela según el modelo de Jensen:

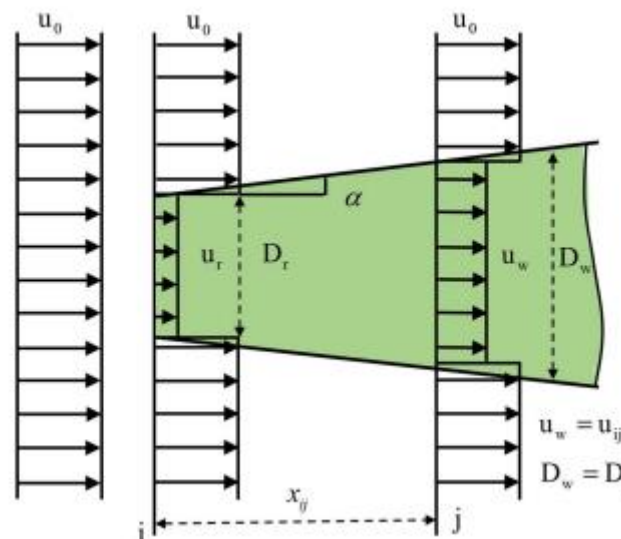


Figura 20 Modelo de la expansión del flujo de Jensen. [8]

Para reducir los impactos del efecto estela, es necesario alejar los aerogeneradores unos de otros, actualmente, los aerogeneradores se suelen colocar a una distancia de entre 6 y 10 diámetros del rotor en la dirección predominante del viento y entre 1 y 3 diámetros en la dirección perpendicular al viento.

Además de la distancia entre los aerogeneradores se ha de elegir su distribución. Según las características del viento y el emplazamiento existen numerosos tipos de distribución, tanto lineales como circulares. En lugares donde el viento tiene una clara dirección predominante, como es el caso del emplazamiento escogido se emplean

disposiciones lineales. A continuación, se exponen las distribuciones lineales más empleadas:

- **Distribución en línea:**
En esta distribución se colocan todos los aerogeneradores en una misma línea perpendicular a la dirección predominante del viento. Esta distribución es la más eficaz para reducir el efecto estela, sin embargo, presenta el inconveniente de requerir una gran cantidad de espacio.
- **Distribución en cuadro alineado:**
En esta disposición se colocan los aerogeneradores en filas alineadas, presenta la ventaja de ser la disposición que menos superficie ocupa, aunque, es la distribución más susceptible al efecto estela
- **Distribución en tresbolillo:**
Esta disposición es muy similar a la anterior, la diferencia reside en que las filas contiguas no están alineadas, logrando reducir el impacto del efecto estela.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se optará por una distribución en tresbolillo para el parque eólico del estudio. En cuanto a la distancia entre aerogeneradores, en la dirección perpendicular a la predominante del viento los aerogeneradores se separarán a una distancia igual a 3 diámetros del rotor y en la dirección predominante del viento (SE, 112,5º) se separarán a una distancia de 8 diámetros de rotor. Tanto la disposición como la distancia entre aerogeneradores será igual para los dos casos a estudiar.

En el siguiente apartado, se exponen unos esquemas con la distribución del parque eólico y la tabla con las coordenadas en UTM de cada aerogenerador para cada caso.

3.3.2.1.1 Distribución y coordenadas para el caso de V172-7.2MW de Vestas

- Distribución de los aerogeneradores en el parque eólico. Se puede observar como la distribución empleada es la distribución tresbolillo al estar los aerogeneradores en la dirección predominante del viento ($112,5^\circ$) no alineados.



Figura 21 Disposición de los aerogeneradores dentro del parque.

- Perímetro del parque:



Figura 22 Perímetro del parque eólico.

- Coordinadas en UTM de cada aerogenerador. Estas coordenadas se emplearán para realizar la simulación del parque eólico con WASP:

Aerogenerador	X (mE)	Y (mN)
AgV1	729638,91	4036534,43
AgV2	729836,375	4037011,152
AgV3	730033,84	4037487,873
AgV4	730231,305	4037964,595
AgV5	730428,77	4038441,317
AgV6	730359,164	4036064,5
AgV7	730556,629	4036541,221
AgV8	730754,094	4037017,943
AgV9	730951,559	4037494,665
AgV10	731149,024	4037971,386
AgV11	731200,734	4035887,415
AgV12	731398,199	4036364,136
AgV13	731595,664	4036840,858
AgV14	731793,13	4037317,58
AgV15	731990,595	4037794,301
AgV16	731920,988	4035417,484
AgV17	732118,453	4035894,206
AgV18	732315,918	4036370,928
AgV19	732513,383	4036847,649
AgV20	732710,848	4037324,371
AgV21	732762,559	4035240,399
AgV22	732960,024	4035717,121
AgV23	733157,489	4036193,843
AgV24	733354,954	4036670,564
AgV25	733552,419	4037147,286
AgV26	733482,812	4034770,469
AgV27	733680,277	4035247,191
AgV28	733877,743	4035723,913

Tabla 2 Coordinadas en UTM de los aerogeneradores

3.3.2.1.2 Distribución y coordenadas para el caso de SG-6.6-170 MW de Siemens-Gamesa

- Distribución de los aerogeneradores en el parque eólico. Se puede observar como la distribución empleada es la distribución tresbolillo al estar los aerogeneradores en la dirección predominante del viento ($112,5^\circ$) no alineados.



Figura 23 Disposición de los aerogeneradores dentro del parque.

- Perímetro del parque:

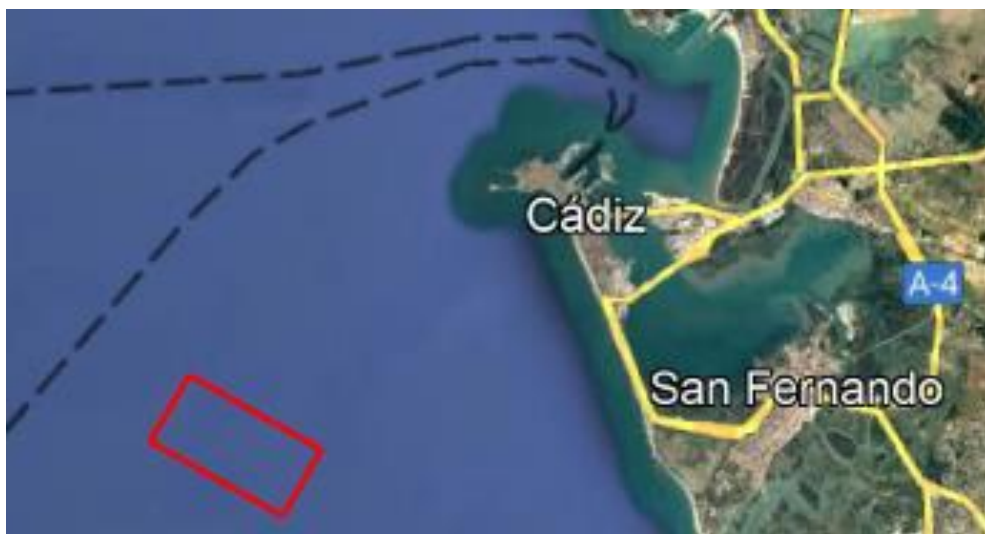


Figura 24 Perímetro del parque eólico.

- Coordenadas en UTM de cada aerogenerador. Estas coordenadas se emplearán para realizar la simulación del parque eólico con WASP:

Aerogenerador	X (mE)	Y (mN)
AgV1	729638,91	4036534,43
AgV2	729836,375	4037011,152
AgV3	730033,84	4037487,873
AgV4	730231,305	4037964,595
AgV5	730428,77	4038441,317
AgV6	730359,164	4036064,5
AgV7	730556,629	4036541,221
AgV8	730754,094	4037017,943
AgV9	730951,559	4037494,665

AgV10	731149,024	4037971,386
AgV11	731200,734	4035887,415
AgV12	731398,199	4036364,136
AgV13	731595,664	4036840,858
AgV14	731793,13	4037317,58
AgV15	731990,595	4037794,301
AgV16	731920,988	4035417,484
AgV17	732118,453	4035894,206
AgV18	732315,918	4036370,928
AgV19	732513,383	4036847,649
AgV20	732710,848	4037324,371
AgV21	732762,559	4035240,399
AgV22	732960,024	4035717,121
AgV23	733157,489	4036193,843
AgV24	733354,954	4036670,564
AgV25	733552,419	4037147,286
AgV26	733482,812	4034770,469
AgV27	733680,277	4035247,191
AgV28	733877,743	4035723,913
AgV29	734075,208	4036200,634
AgV30	734272,673	4036677,356
AgV31	734324,383	4034593,384

Tabla 3. Coordenadas en UTM de los aerogeneradores

3.3.3 Curvas de potencia y coeficiente de empuje de los aerogeneradores.

- Aerogenerador SG-8.0 167 DD:

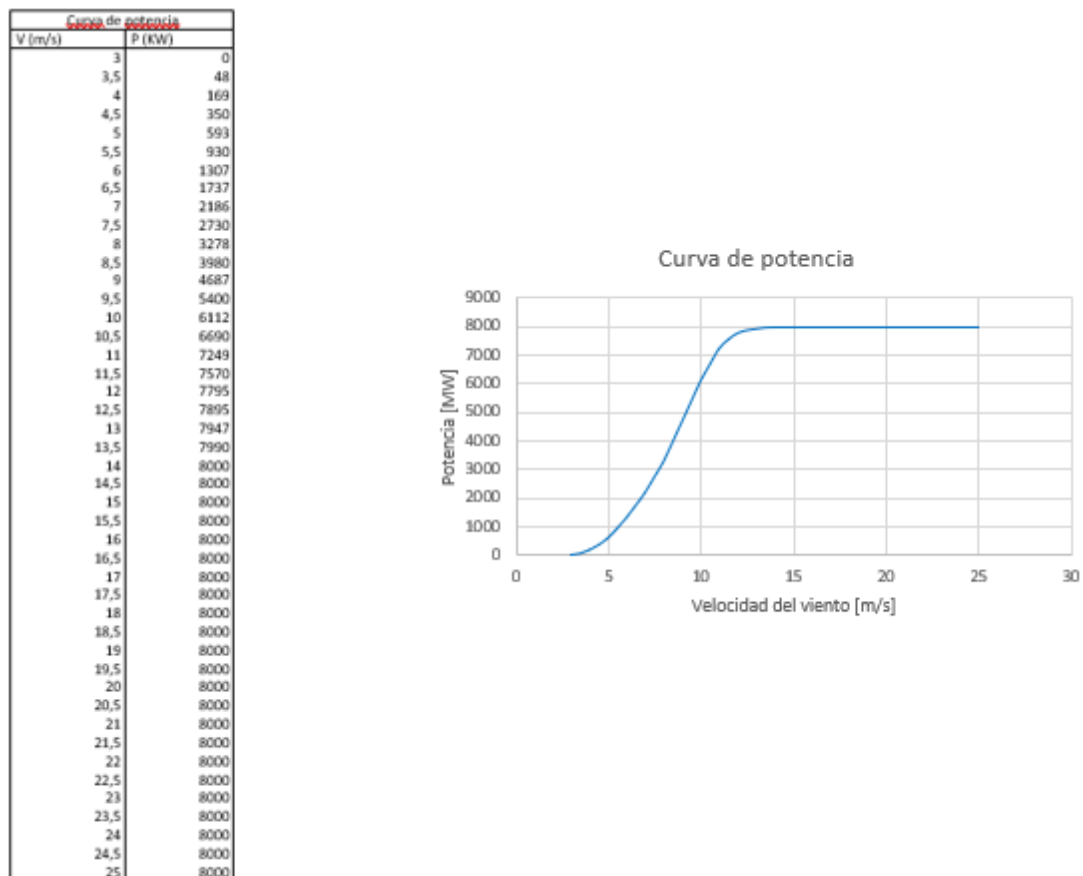


Figura 25. Curva de potencia del aerogenerador SG-8.0 167 DD

Como se ha dicho anteriormente del aerogenerador marino solo se dispone de la curva de potencia a velocidad estándar y no se conoce la curva del coeficiente de empuje.

- Aerogenerador V 172-7.2 MW

A continuación, se exponen las curvas de potencia y del coeficiente de empuje a la densidad calculada del emplazamiento:

V[m/s]	P[MW]	C _p
3	39,72	0,98128
3,5	121,6	0,89328
4	280,48	0,837
4,5	469,64	0,81528
5	697,24	0,805
5,5	973,56	0,807
6	1305,88	0,806
6,5	1693,36	0,802
7	2143,84	0,79628
7,5	2655,32	0,78828
8	3236,24	0,78256
8,5	3907,6	0,79284
9	4611,92	0,77196
9,5	5273,16	0,71708
10	5887,52	0,65536
10,5	6403,44	0,59464
11	6796,2	0,53164
11,5	6998,24	0,46536
12	7104,76	0,4028
12,5	7178,88	0,35024
13	7188,44	0,30596
13,5	7194	0,27068
14	7200	0,2404
14,5	7200	0,2144
15	7200	0,19212
15,5	7200	0,17384
16	7200	0,15784
16,5	7200	0,14664
17	7200	0,13156
17,5	7200	0,12084
18	7200	0,11156
18,5	7200	0,10156
19	7200	0,09228
19,5	7200	0,08356
20	7200	0,07628
20,5	7200	0,06928
21	7200	0,06328
21,5	7200	0,05628
22	7200	0,05028
22,5	7200	0,044
23	7200	0,03828
23,5	7200	0,03328
24	7200	0,02828
24,5	7200	0,02428
25	7200	0,021



Figura 26. Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador V-170 7,2 MW

- Aerogenerador SG 170-6.6

A continuación, se muestran las curvas de potencia y coeficiente del coeficiente empuje del aerogenerador SG 170-6.6 a la densidad calculada del emplazamiento:

V(m/s)	P(MW)	C_t
3	86	0,953
3,5	172	0,88
4	317	0,847
4,5	507	0,828
5	737	0,824
5,5	1017	0,828
6	1355	0,833
6,5	1752	0,836
7	2211	0,837
7,5	2473	0,835
8	3317	0,825
8,5	3940	0,804
9	4570	0,766
9,5	5156	0,712
10	5651	0,646
10,5	6023	0,575
11	6273	0,503
11,5	6426	0,438
12	6512	0,382
12,5	6557	0,333
13	6580	0,266
13,5	6590	0,382
14	6595	0,229
14,5	6598	0,205
15	6599	0,191
15,5	6600	0,167
16	6600	0,151
16,5	6600	0,138
17	6600	0,127
17,5	6600	0,117
18	6600	0,109
18,5	6600	0,101
19	6600	0,095
19,5	6600	0,089
20	6600	0,084
20,5	6600	0,071
21	6600	0,402
21,5	6600	0,366
22	6600	0,055
22,5	6600	0,051
23	6600	0,047
23,5	6600	0,044
24	6600	0,04
24,5	6600	0,037
25	6600	0,035

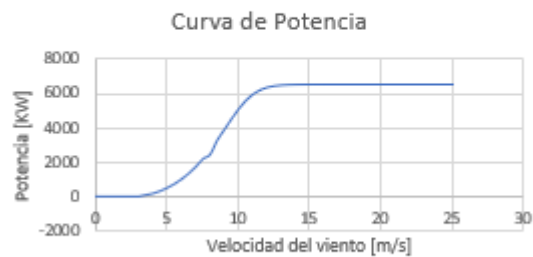


Figura 27. Curvas de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador SG 6.6-170

3.4 Selección de la estructura soporte de los aerogeneradores

En este apartado se exponen los diferentes tipos de cimentaciones existentes con el fin de escoger la cimentación adecuada según las características del parque del estudio.

3.4.1 Tipos de cimentaciones para aerogeneradores



Figura 28 Diferentes tipos de cimentaciones para aerogeneradores marinos. [9]

- Cimentación con monopolites

Los monopolites son estructuras sencillas compuestas por un gran cilindro que se entierra hasta 30 metros en el fondo marino para sujetar la torre. Este tipo de cimentación es la alternativa más económica y se puede encontrar en el 81% de los parques eólicos offshore existentes en la actualidad. Además, posee la ventaja de no requerir un acondicionamiento previo a la instalación del lecho marino, sin embargo, solo se puede emplear en suelos arenosos o arcillosos y a profundidades de hasta 15 metros mar adentro.

- Cimentación por gravedad

Este tipo de cimentación se constituye por una gran plataforma de acero o hormigón de 15 metros de diámetro que se apoya en el lecho marino a profundidades de hasta 30 metros. Debido a que es necesario crear una base de cemento se requiere llevar a

cabo un acondicionamiento previo del lecho marino, este hecho por otra parte permite que la cimentación por gravedad se pueda emplear en casi cualquier tipo de suelo. Esta tecnología se puede encontrar en un 5 % de los parques eólicos de la actualidad.

- Cimentaciones tipo jacket

Los jackets constituyen una alternativa más compleja que las dos anteriores y permite la instalación de aerogeneradores a profundidades de hasta 60 metros, en cualquier tipo de suelo a excepción de los de tipo rocoso. Estas estructuras están compuestas por celosías con tres o cuatro puntos de anclaje fijados al lecho mediante pilotes.

3.4.2 Selección de la cimentación para el parque eólico del estudio.

Dada la profundidad del emplazamiento del parque del estudio, la única cimentación viable es la cimentación tipo jacket al ser la única estructura que se emplea a partir de los 30 metros de profundidad.

A continuación, se exponen algunas de las características de las plataformas tipo jacket empleadas por Iberdrola en el parque eólico offshore East Anglia 1 de dimensiones similares al caso del estudio:

Dimensiones	Parque
Potencia turbina	7 MW
Diámetro palas	150 m
Altura de buje	167 m
Profundidad	40-48 m
Configuración	3 patas
Número de clusters	2
Longitud	65,5 m
Peso	845 t
Huella	23 m
Pieza de transición	De cajón
Puerta de acceso	En torre turbina

Tabla 4 Tabla con características de las cimentaciones del parque eólico East Anglia 1. [9]

3.5 Estimación de la energía generada por el parque eólico

En este apartado se estimará la producción de energía bruta y neta del parque, así como, la como la energía vertida a la red.

3.5.1 Estimación de la producción de energía

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para los dos casos mencionados tras la simulación empleando WASP.

- 28 turbinas de V-170 7.2 MW

Variable	Resultado
Energía bruta anual producida [GWh]	813,928
Energía neta anual producida [GWh]	711,292
Pérdidas por el efecto estela [%]	12,61

Tabla 5. Resultados aerogenerador V-170 7,2 MW

- 31 turbinas SG 6.6-170

Variable	Resultado
Energía bruta anual producida [GWh]	848,354
Energía neta anual producida [GWh]	738,577
Pérdidas por el efecto estela [%]	12,94

Tabla 6. Resultados para el aerogenerador SG 6.6- 170

Como se puede observar en las tablas anteriores, el caso de 31 aerogeneradores SG 6.6-170 se obtiene una energía neta anual generada mayor que en el caso de 28 aerogeneradores V-170 7.2 MW. A partir de ahora, solo se considerará el caso de los aerogeneradores SG 6.6-170 MW.

3.5.2 Estimación de la energía vertida a la red

En un parque eólico, no toda la energía que se transmite teóricamente a las aspas de los aerogeneradores se traduce en energía vertida a la red. Hay varios factores que influyen en que la energía vertida final sea menor que la neta teórica.

En primer lugar, se ha de tener en cuenta que los aerogeneradores no están disponibles el 100% del tiempo a lo largo del año, ya que han de ser sometidos a labores de mantenimiento y operación. Las pérdidas asociadas a la indisponibilidad de los aerogeneradores ρ_i dependen del contrato de operación y mantenimiento anual

del parque y suelen aproximarse a un valor entre el 3 y el 5 %. En el caso del parque del estudio se tomará un valor del 5%.

En segundo lugar, se han de tener en cuenta las pérdidas eléctricas que tendrán lugar en los diversos circuitos de conexión entre los aerogeneradores y la red. El valor de estas pérdidas suele tomarse entre el 3 y el 5 %. En el caso del parque del estudio se considerarán unas pérdidas eléctricas p_e del 3 %.

Además, se ha de tener en cuenta que la precisión de la curva de potencia es limitada pudiendo llevar a sobreestimaciones de energía. Por ello, se suele aplicar un factor de corrección p_{gp} del 95 % sobre el total.

Variable	Resultado
Energía neta anual producida [GWh]	738,577
P_e [%]	3
P_i [%]	5
P_{gp} [%]	95

Tabla 7. Factores de corrección

A continuación, se muestra el valor de la energía vertida a la red teniendo en cuenta los factores mencionados

$$p_e * p_i * p_{gp} * E_n = 0,97 * 0,97 * 0,95 = 660,18GWh$$

3.6 Conexión a la red eléctrica

3.6.1 Estructura de la conexión a la red eléctrica

Una de las decisiones más importantes que se han de tomar a la hora de diseñar un parque eólico marino es su integración a la red eléctrica, la manera en que un parque esté conectado a la red determina en gran manera el coste y la complejidad de la instalación, así como el rendimiento de su producción. A pesar de que hay varias alternativas para definir la conexión de un parque en función de la distancia a la costa y de la potencia instalada todos presentan unos componentes comunes. A continuación, se presentan los elementos comunes del sistema de integración a la red de un parque eólico con sus correspondientes variabilidades.

3.6.1.1 Transformador de baja tensión/media tensión.

La tensión a la salida de los convertidores de los aerogeneradores tiene siempre un valor bajo que no suele superar los 1000 V, por ejemplo, en el caso del aerogenerador SG-8.0 167 DD esta tensión tiene un valor de 900 V. Por tanto, es necesario elevar la tensión mediante un transformador para posibilitar el transporte de la potencia de cada aerogenerador con bajas pérdidas, por ello, los aerogeneradores tienen incorporado en la propia torre un transformador de baja/media tensión que eleva la tensión a 33 KV conectando el aerogenerador a la red de media tensión de interconexión entre los aerogeneradores. Generalmente el valor de alta del transformador empleado es 33 KV, sin embargo, a medida que se van aumentando las potencias de las turbinas se comienza a plantear el uso de tensiones de 66 KV.

Por cuestiones de seguridad los transformadores de MT/BT están puestos a tierra en barras de MT a través de un transformador adicional de puesta a tierra. El empleo de estos transformadores facilita la detección de faltas y limita las sobretensiones en las fases sanas.

En el caso del parque eólico del estudio se podría emplear cualquier transformador de MT/BT comercial general para aerogeneradores. Por ejemplo, un transformador válido sería el transformador de tipo seco fabricado por SANEGRID SGB UNI-Q de 100KW (1-63KV/120-52.000V).

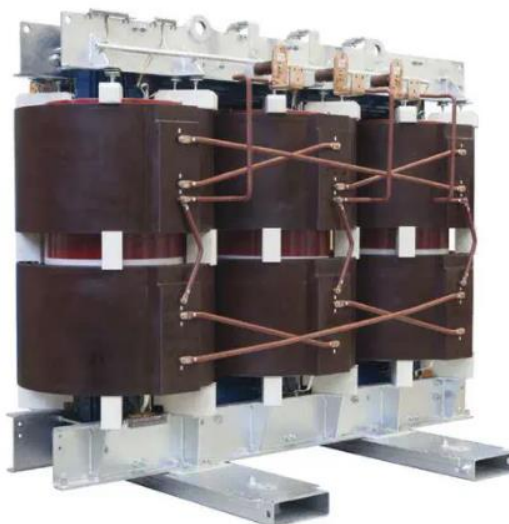


Figura 29 Imagen del transformador SGB UNI-Q

Características eléctricas	trifásico a bifásico, de tipo rectificador controlado de silicio, trifásico, de alta tensión, de tensión, de tensión media
Otras características	primario, de impregnación al vacío, compacto, con bobinado de cobre, de baja pérdida, rectificador, de aumento de tensión, secos (resina epoxi), a medida, con 3 bobinas, con dos bobinas
Potencia eléctrica	Mín.: 1 W Máx.: 100.000 W
Tensión primaria	Mín.: 1 kV Máx.: 63 kV
Tensión secundaria	Mín.: 120 V Máx.: 52.000 V

Figura 30. Algunas de las características principales del SGB UNI-Q facilitadas por el catálogo de SANEGRID

3.6.1.2 Línea de media tensión de interconexión entre los aerogeneradores.

En todos los parques eólicos hay una red de media tensión que conecta los aerogeneradores con la subestación. A continuación, se muestran tres de las configuraciones más importantes:

- Configuración radial. En este esquema se conectan los aerogeneradores en grupos con un solo hilo de alimentación lateral. Es el sistema más económico al requerir menos longitud de cable y permitir el uso de un concepto de protección simple. Sin embargo, presenta el inconveniente de ser la configuración menos fiable, ya que ante la falta o maniobra de un aerogenerador se inhabilitan los aerogeneradores situados aguas arriba de la misma línea. Esta configuración es muy utilizada en los parques eólicos terrestres y poco común en los marinos.
- Configuración en anillo. Esta configuración es similar a la anterior pero cada grupo de aerogeneradores está dotado de una línea auxiliar redundante, de manera que, si un aerogenerador queda indispuerto, se conectan los aerogeneradores situados aguas arriba a través de la línea redundante cerrando el conmutador que une la línea principal con la auxiliar. Esta configuración dota de gran fiabilidad a la conexión frente a

la configuración radial, sin embargo, posee el inconveniente de requerir mucho más cable. Una alternativa a la configuración en anillo simple es la configuración en anillo de doble cara. En esta configuración se conectan los extremos de las líneas principales, consiguiendo la misma redundancia que en la configuración de anillo simple y ahorrando las líneas redundantes. El inconveniente de esta configuración reside en que es necesario disponer de cables con mayor capacidad de transporte.

- Configuración en estrella. En la configuración en estrella se conectan un número determinado de aerogeneradores que forman un grupo de forma individual a un conector que los une a la subestación. De esta manera, si un aerogenerador queda indisponible no afectará a ningún otro aerogenerador del parque. Una alternativa similar a la configuración anterior es la configuración mallada. En esta configuración los aerogeneradores de un grupo se unen entre sí formando una telaraña y uniéndose a la subestación a través de un aerogenerador.

Para el parque eólico del estudio se escogerá una configuración en estrella al lograrse una buena fiabilidad y un ahorro de cable en comparación con la configuración en anillo. El número de grupos se definirá de manera que no se supere el límite de corriente que soporten las celdas de interconexión del embarrado de media tensión de la subestación eléctrica.

3.6.1.3 Subestación eléctrica.

En todos los parques eólicos existe una subestación eléctrica que conecta la red de media tensión de los aerogeneradores con una red de alta tensión. Las subestaciones eólicas contienen un transformador de alta tensión/media tensión, equipos de compensación de reactiva y otros elementos propios de una subestación eléctrica.

En el caso de los parques eólicos marinos se pueden distinguir dos tipos de subestaciones diferenciadas en función de su ubicación. Subestaciones en tierra y subestaciones offshore.

La subestación eléctrica en tierra es la opción más económica, pero, tiene el inconveniente de provocar más pérdidas eléctricas y caídas de tensión, debido a que la evacuación de la energía entre los aerogeneradores y la costa se realiza en media

tensión. Esta solución es empleada en parques no muy alejados a la costa y/o de potencias no muy elevadas.

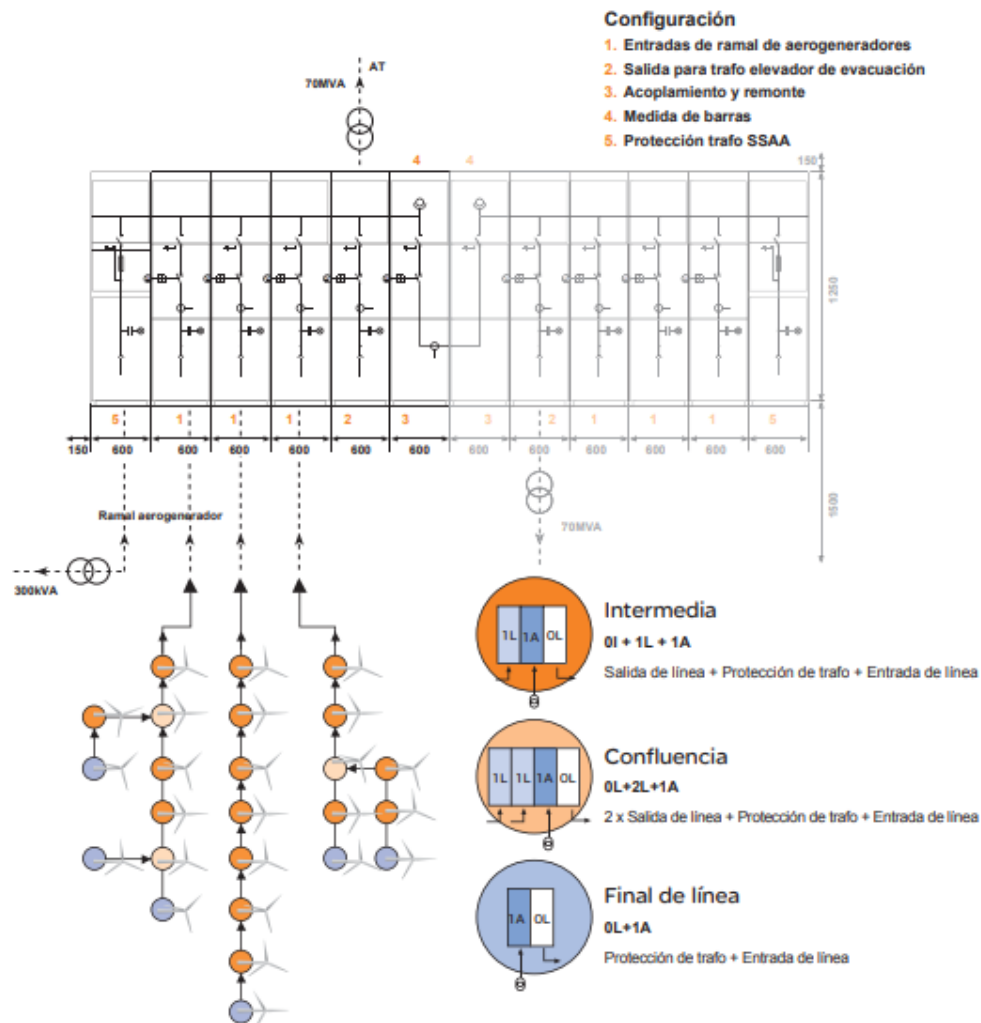
La subestación offshore reduce de manera considerable las pérdidas eléctricas y la caída de tensión al realizarse la evacuación entre los aerogeneradores y la costa en alta tensión, sin embargo, la subestación offshore añade mucha complejidad y coste a la instalación, por lo que su uso solo se justifica en los casos en los que se superen los umbrales admisibles de caída de tensión y/o pérdidas eléctricas con una evacuación en media tensión.

En el caso del parque eólico del estudio se optará por prescindir de la subestación offshore dada la cercanía del parque a la costa, aunque, se deberá comprobar que no se sobrepasan los límites admisibles de pérdidas y caídas de tensión con esta configuración. Para más detalle ver 3.6.3.

3.6.1.4 Sistemas de protección

Los aerogeneradores de un parque eólico cuentan con celdas modulares de protección aisladas con gas SF₆ que protegen a los transformadores y a la red de MT frente a posibles faltas, además estas celdas cuentan con seccionadores que permiten el aislamiento de cada generador de la red para realizar labores de mantenimiento. Todas las celdas modulares poseen celdas de protección de transformador y en función de la ubicación de los aerogeneradores en la red tienen diferentes tipos de celdas de línea.

En la siguiente imagen se muestra un ejemplo de un esquema de un parque eólico con configuración radial en el que se pueden observar las celdas de protección que posee cada aerogenerador.



Figurara 31 Esquema de un parque eólico con celdas de protección DVCAS de MESA. Obtenido del catálogo de Mesa

Para el parque eólico del estudio se podría emplear cualquier celda modular específica para aerogeneradores existente, como, por ejemplo, la celda DVCAS producida por MESA.

3.6.1.5 Línea de evacuación

La línea de evacuación de un parque eólico es la línea submarina que conecta los aerogeneradores con la costa, a través de la cual, se transporta la energía producida por el parque. En los parques eólicos que carecen de una subestación offshore la línea

de evacuación coincide generalmente con las líneas de media tensión de conexión entre aerogeneradores.

En el caso de los parques que sí poseen una subestación offshore la línea de evacuación es una línea de alta tensión que conecta la subestación con la costa. La evacuación de la energía a través de esta línea se puede realizar en corriente alterna o en corriente continua. Con la evacuación en corriente continua se logra disminuir significativamente las pérdidas eléctricas frente a la evacuación en corriente alterna, sin embargo, la instalación del inversor y el convertidor necesario encarece enormemente la inversión, por ello, solo se plantea la transmisión en corriente continua en parques situados muy lejos de la costa de manera que la reducción de las pérdidas eléctricas debidas a la transmisión en corriente continua compensen los costes de inversión del inversor y convertidor. Generalmente, se considera que la distancia a partir de la cual es económicamente rentable la transmisión en corriente continua es 60 Km de la costa.

En el caso del parque eólico el estudio, al carecer en principio de subestación offshore, la transmisión de la energía a la costa se realizará a través de la red de MT del parque. En caso de que fuera finalmente necesario el empleo de una subestación en el mar, la distancia de la costa a la que está situado el parque tampoco justificaría en ningún caso una evacuación en corriente continua.

3.6.2 Línea de media tensión y conexión a la costa

3.6.2.1 Cables de media tensión

En este apartado se dimensionarán los cables de la línea media tensión de interconexión entre los aerogeneradores y la costa. Lo primero que se ha de realizar es definir el número de grupos en estrella en los que se dividirá la evacuación. Como se ha dicho anteriormente, se ha optado por ubicar la subestación eléctrica en tierra, generalmente las celdas de interconexión del embarrado de media tensión de las subestaciones terrestres pueden soportar hasta 630 A. Por tanto, deberá haber un número suficiente de grupos en estrella de manera que no se supere el límite de 630 A definido. El número máximo de aerogeneradores que puede haber por grupo es:

$$n = \frac{I_{max} * \sqrt{3} * V(KV) * \cos(\gamma)}{P(KW)} = 4,637$$

De la expresión anterior se deduce que deberá haber como máximo 4 aerogeneradores por grupo, por lo que finalmente la evacuación se compondrá por 7 grupos de 4 aerogeneradores y un grupo de 3 aerogeneradores formando 9 en total.

Con la división escogida, se pueden diferenciar tres zonas de la línea de media tensión en función de su corriente nominal: los cables que conectan cada aerogenerador con el centro de la estrella, la línea de evacuación de los grupos de 4 aerogeneradores y la línea de evacuación del grupo de 3 aerogeneradores. Debido a la mencionada diferencia de potencias cada zona se dimensionará por separado.

La corriente nominal que deberá tener cada cable viene dada por la expresión:

$$In = \frac{n * P(KW)}{\sqrt{3} * V(KV) * \cos(\gamma)} \quad (1)$$

Siendo:

1. P. La potencia nominal de cada aerogenerador
2. n. El número de aerogeneradores a los que está conectado el cable
3. V. La tensión nominal de la línea de MT
4. $\cos(\gamma)$. El factor de potencia. Se tomará un valor de 0,85 para todos los casos

Por tanto, sustituyendo en (7) para las 3 zonas;

- Cable de conexión entre cada aerogenerador y centro de la estrella

$$In = \frac{1 * 6,6 * 10^3}{\sqrt{3} * 33 * 0,85} = 135,847 \text{ A}$$

- Línea de evacuación de los grupos de 4 aerogeneradores

$$In = \frac{4 * 6,6 * 10^3}{\sqrt{3} * 33 * 0,85} = 543,388 \text{ A}$$

- Línea de evacuación del grupo de 3 aerogeneradores

$$In = \frac{6 * 6,6 * 10^3}{\sqrt{3} * 33 * 0,85} = 407,542 \text{ A}$$

Además, se deberá tener en cuenta los factores de corrección propios de un cable submarino. Al estar los cables submarinos enterrados debajo del lecho marino se

consideran factores de corrección de un cable soterrado y se tomarán los mismos valores para las 3 zonas. Por tanto, el valor de la intensidad nominal real mínima que deberá soportar cada cable viene dado por la expresión:

$$Inr = In * Kt * Kr * Kp \quad (2)$$

Siendo:

1. Kt. El factor de corrección por temperatura
2. Kr. El factor de corrección por resistividad térmica
3. Kp. El factor de corrección por profundidad de enterramiento

El factor de corrección por temperatura Kt se obtiene de la tabla 6 del ITC-BT-07 que se muestra a continuación:

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

Tabla 8. Factores de corrección por temperatura

La temperatura de servicio se considerará de 90°C al ser una red de MT, en cuanto a la temperatura del terreno se considerará igual a la temperatura del mar al estar el terreno completamente inundado. La temperatura del océano Atlántico en la zona de la bahía de Cádiz se puede considerar como constante e igual a 15°C a profundidades elevadas, por tanto, el valor del factor de corrección por temperatura KT empleado será **1,07**.

El factor de corrección por profundidad de enterramiento se obtiene de la tabla 9 del ITC-BT-07 que se muestra a continuación:

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

Tabla 9. Factores de corrección por profundidad de enterramiento

Los cables submarinos se instalan generalmente directamente soterrados y a profundidades superiores a 1 m. Para el caso del parque del estudio se considerará una profundidad de enterramiento igual a 1,2 m, por tanto, el valor del factor de corrección K_p empleado será **0,95**.

El factor de corrección por resistividad térmica se obtiene de la tabla 7 del ITC-BT-07 que se muestra a continuación:

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Tabla 10. Factores de corrección por resistividad térmica

La mayor parte de los trayectos entre los diversos puntos de la línea de MT se realizan en un terreno inundado y, por tanto, con una resistividad térmica de valor muy bajo, por ello, se considerará una resistividad térmica del terreno igual a la mínima de la tabla 7 del ITC-BT-07 para obtener el factor de corrección K_r . En cuanto al tipo de cable se optará por emplear cables unipolares, por tanto, el factor de corrección por resistividad térmica K_r empleado tendrá un valor de **1,09**.

Teniendo en cuenta los factores de corrección se obtiene que la intensidad nominal mínima que deberán tener los cables, sustituyendo en (8) para cada zona es:

- Cable entre cada aerogenerador y el centro de la estrella

$$I_{nr} = 135,847 * 1,07 * 0,95 * 1,09 = 150,517 \text{ A}$$

- Línea de evacuación del grupo de 4 aerogeneradores

$$Inr = 543,388 * 1,07 * 0,95 * 1,09 = 602,066 \text{ A}$$

- Línea de evacuación del grupo de 3 aerogeneradores

$$Inr = 407,542 * 1,07 * 0,95 * 1,09 = 451,550 \text{ A}$$

Por tanto, se deberá escoger de un catálogo de cables submarinos de media tensión cables unipolares con una intensidad nominal superior a la calculada para cada zona. El catálogo que se decide emplear es el catálogo XLPE submarine Cables Systems del fabricante ABB. A continuación, se muestra una tabla con diferentes cables submarinos de media tensión del fabricante ABB.

Cross section Cu conductor mm ²	Rated voltage 10 - 90 kV	
	Wide spacing A	Close spacing A
95	410	315
120	465	355
150	520	395
185	585	435
240	670	495
300	750	545
400	840	610
500	940	670
630	1050	740
800	1160	805
1000	1265	870

Tabla 11 Cables submarinos de media tensión fabricados por ABB [12]

De la tabla anterior se obtiene una sección mínima para cada zona de:

- Cable entre cada aerogenerador y el centro de la estrella

$$95 \text{ mm}^2$$

- Línea de evacuación del grupo de 4 aerogeneradores

$$240 \text{ mm}^2$$

- Línea de evacuación del grupo de 6 aerogeneradores

$$120 \text{ mm}^2$$

3.6.2.2 Corriente capacitiva

Como se ha dicho anteriormente uno de los inconvenientes del transporte de energía en corriente alterna es la existencia de la corriente capacitiva que depende de la capacitancia y longitud de la línea. Esto se debe a que desde un punto de vista eléctrico los conductores de una línea aislados entre sí y tierra se comportan como un condensador y al estar en potenciales distintos toman una carga eléctrica que depende del valor relativo de dichos potenciales. A continuación, se calcula la corriente capacitiva de las líneas de evacuación para confirmar la validez de las secciones escogidas.

El valor de la corriente capacitiva se puede calcular de forma aproximada empleando un esquema en T y despreciando la caída de tensión entre los extremos de la línea.

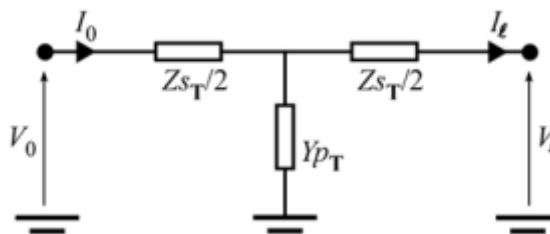


Figura 32 Esquem en T de una línea

Por tanto, la expresión de la corriente capacitiva será:

$$I_c = \frac{V_n * Y_{pT}}{\sqrt{3}} \quad (3)$$

Siendo:

1. V_n . La tensión nominal de la red. En este caso 33 kV
2. Y_{pT} . La admitancia paralelo de la línea, siendo en este caso igual a la susceptancia capacitiva al despreciarse la conductancia de la línea.

El valor de la susceptancia capacitiva viene dado por la expresión

$$B = C * 10^{-6} * 2 * \pi * f * L \quad (4)$$

Siendo:

1. C. la capacitancia en $\frac{\mu f}{Km}$ tomando un valor de 0,14 (dato ofrecido por el fabricante para conductores de 500 mm² de sección)
2. f. Frecuencia de la línea, tomando un valor de 50 Hz
3. L. Longitud de la línea, tomando un valor de 12,5 Km.

Por tanto, el valor de la corriente capacitiva será

$$B = 0,14 * 2 * \pi * 50 * 12,5 = 549,78 * 10^{-6} S ;$$

$$B = Y_p T ;$$

$$I_c = \frac{33 * 10^3 * 549,78 * 10^{-6}}{\sqrt{3}} = 10,475 A$$

El valor de la corriente capacitiva obtenido no es elevado, muy por debajo del 10% de la intensidad nominal, valor límite para considerar el empleo de un enlace en corriente continua. Este resultado es lógico al tratarse de una línea de corta distancia.

Finalmente, la corriente total que deberá conducir la línea será la suma de la intensidad nominal mínima calculada anteriormente y la corriente capacitiva de la línea. Por tanto, la corriente total para cada caso será:

- Línea de evacuación de los grupos de 4 aerogeneradores

$$I_t = I_n + I_c * j = 543,388 + 10,475 * j = 543,450 A$$

teniendo en cuenta los factores de corrección:

$$I_{nr} = 671,317 * 1,07 * 0,95 * 1,09 = 602,177 A$$

- Línea de evacuación del grupo de 3 aerogeneradores

$$I_t = I_n + I_c * j = 407,542 + 10,475 * j = 407,677 A$$

teniendo en cuenta los factores de corrección:

$$Inr = 407,677 * 1,07 * 0,95 * 1,09 = 451,699 A$$

Como se puede observar el efecto de la corriente capacitiva es despreciable para ambos casos por lo que se confirma la validez de las secciones escogidas para las líneas de evacuación.

3.6.2.3 Pérdidas eléctricas

En este apartado se estimarán las pérdidas eléctricas en la línea de evacuación, así como la caída de tensión entre sus extremos.

Las pérdidas en una línea trifásica cualquiera, vienen dadas por la expresión

$$P = 3 * R * I^2 \quad (5)$$

Siendo:

1. P. Las pérdidas en W
2. R. La resistencia de la línea en Ω
3. I. Intensidad nominal.

El valor de la resistencia de la línea R se puede obtener de

$$R = \frac{L}{\sigma * S} \quad (6)$$

Siendo:

1. L. La longitud de la línea en m.
2. σ . La conductividad del cobre en $\frac{m}{\Omega * mm^2}$. En este caso $49 \frac{m}{\Omega * mm^2}$, considerando la conductividad del cobre a 40°C
3. S. La sección del cable en mm^2 .

Por tanto, empleando (11) y (12) el valor de la resistencia y las pérdidas de cada línea de evacuación será según cada caso:

Línea de evacuación de los grupos de 4 aerogeneradores

$$R = \frac{12500}{49 * 400} = 0,637 \Omega ;$$

$$P = 3 * 543,388^2 * 0,637 = 564,262 \text{ kW}$$

Línea de evacuación del grupo de 3 aerogeneradores

$$R = \frac{12500}{49 * 500} = 0,51 \Omega ;$$

$$P = 3 * 407,542^2 * 0,51 = 254,118 \text{ kW}$$

Por tanto, las pérdidas totales en la evacuación serán la suma de las pérdidas de las 7 líneas de evacuación de los grupos de 4 aerogeneradores y las pérdidas de la línea de evacuación del grupo de 6 aerogeneradores:

$$7 * 564,262 + 254,118 = 4203,952 \text{ kW}.$$

Comparando este valor con el valor de la potencia nominal del parque (200 MW) se obtiene que las pérdidas a la corriente nominal son del 2,1 %. El resultado obtenido se encuentra dentro de los rangos normales y se asemeja al valor presupuesto en la estimación de la energía vertida a la red.

Finalmente, el valor de la caída de tensión se obtiene de la expresión

$$\Delta V = I * \frac{|R+Xj|}{\left(\frac{V_n}{\sqrt{3}}\right)} \quad (7)$$

Siendo:

1. R. la resistencia de la línea en Ω .
2. X. la Inductancia de la línea.
3. V_n . La tensión nominal de la línea
4. I. El módulo de la intensidad máxima que circula por la línea.

El valor de la inductancia de la línea es igual a

$$X = 2 * \pi * f * L * l \quad (8)$$

Siendo:

1. F. La frecuencia de la línea. 50Hz
2. L. Coeficiente de autoinducción de la línea en $\frac{mH}{Km}$. En este caso $0,40 \frac{mH}{Km}$. Dato proporcionado por el fabricante para conductores de $500 mm^2$
3. l. Longitud de la línea. 12,5 Km

Por tanto, el valor de la impedancia y de la caída de tensión para cada caso es:

Línea de evacuación de los grupos de 4 aerogeneradores:

$$X = 2 * \pi * 50 * 0,35 * 10^{-3} * 12,5 = 1,374 j \Omega ;$$

$$\Delta V = 543,388 * \frac{|0,637 + 1,374j|}{\left(\frac{33\,000}{\sqrt{3}}\right)} = 4,32\%;$$

Línea de evacuación del grupo de 3 aerogeneradores:

$$X = 2 * \pi * 50 * 0,34 * 10^{-3} * 12,5 = 1,335 j \Omega ;$$

$$\Delta V = 407,542 * \frac{|0,51 + 1,374j|}{\left(\frac{33\,000}{\sqrt{3}}\right)} = 3,24\%;$$

El valor de la caída de tensión se encuentra en ambos casos dentro del rango normal por debajo del límite del 5% que se suele considerar, por tanto, se comprueba que la configuración escogida y las dimensiones de los cables son correctas.

3.6.3 Subestación eléctrica

La subestación eléctrica, como ya se ha dicho anteriormente se ubicará en tierra y servirá para conectar la red de MT del parque eólico con la red de alta tensión. La subestación escogida será tipo GIS con un esquema de única línea por transformador con un interruptor automática para su protección y maniobra. El número de transformadores será de dos con potencias de 110 MVA.

A continuación, se resumen los componentes de la subestación eléctrica:

- Celdas de media tensión

Las celdas de media tensión acogerán las 8 líneas de evacuación del parque y las conectarán a los dos transformadores de potencia de MT/AT. Las celdas de MT están dotadas de interruptores, autoválvulas y equipos de protección y medida, además de poseer el transformador de los servicios auxiliares de la subestación. Las celdas de media tensión HB3 fabricadas por Siemens serían una opción para la subestación del estudio.

- Transformadores de potencia MT/AT

Estos transformadores se encargan de elevar la tensión de la red de media tensión de los aerogeneradores, a la tensión de la red de transporte (220KV), por tanto, la relación de transformación deberá ser de 33/220 KV para cada transformador. En cuanto a la potencia de los transformadores, la suma de ambas, deberá ser mayor a la potencia del parque eólico. Considerando un factor de potencia de 0,85 se tendría una potencia aparente nominal de $\frac{204,6}{0,85} = 240,7 \text{ MVA}$, por tanto, cada transformador debería tener al menos 121 MVA de potencia. Dejando un poco de margen una potencia nominal de 125 MVA por transformador sería una opción viable.

Cada transformador deberá contar con relés de sobrecarga y cortocircuito, así como de un relé diferencial como protección.

- Interruptor de potencia

El interruptor de potencia se utilizar para proteger el transformador de sobreintensidades.

- Autoválvulas

Las autoválvulas protegen al transformador frente a sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, se ubican aguas arriba y aguas abajo del transformador.

- Seccionador

El seccionador se instala en el lado de alta tensión y se emplea para aislar la subestación.

- Transformadores de medida y protección

Estos transformadores se instalan en el lado de alta tensión y sirven para reducir la tensión o corriente a los valores a los que trabajan los diferentes relés y equipos de medida y protección.

4 Evaluación del parque eólico diseñado

4.1 Análisis económico

Una vez diseñado el parque eólico y estimada su producción energética se procederá a hacer un análisis de los ingresos esperados del parque comparándolos con los gastos de inversión y mantenimiento para llegar a una conclusión sobre la viabilidad económica del parque.

4.1.1 Vida útil del proyecto

Para poder realizar un estudio económico, lo primero que se habrá de fijar es el horizonte temporal en el que se realizará el análisis. El horizonte temporal que se debe emplear es la vida útil del proyecto estudiado que en este caso corresponde con la vida útil de los aerogeneradores. Los aerogeneradores marinos tienen por lo general una vida útil entre 20 y 25 años, por tanto, siendo conservador, para el caso del estudio se considerará una vida útil de **20 años**.

4.1.2 Inversión inicial del parque

En este apartado se estimarán los diferentes costes derivados de la obtención e instalación de los componentes del parque eólico, así como de las acciones necesarias para la iniciación y puesta en marcha del proyecto. Para llevar a cabo la estimación se tomará como modelo los costes de inversión de un parque eólico offshore de 500 MW con aerogeneradores de 5 MW con cimentaciones tipo jacket [16] adaptándolo a las dimensiones del caso del estudio.

4.1.2.1 Desarrollo y obtención de permisos

En este apartado se incluyen los costes debidos a las acciones llevadas a cabo antes de del comienzo de la instalación del parque, es decir, los costes derivados de los diversos estudios técnicos previos necesarios, así como los gastos generales del diseño.

El valor de los costes de desarrollo y obtención de permisos depende de cada proyecto y suele suponer en torno a 5-10 % de la inversión total, siguiendo los datos recopilados por la empresa NREL se podría estimar un valor de aproximadamente $200 \frac{\text{€}}{\text{KW}}$ [15] para parques eólicos offshore.

Por tanto, teniendo en cuenta las dimensiones del parque del estudio se considerarán unos costes de desarrollo y producto de **40 millones de euros**.

A continuación, se muestra un gráfico con los costes de desarrollo y obtención de permisos desglosado de un parque eólico offshore estándar:

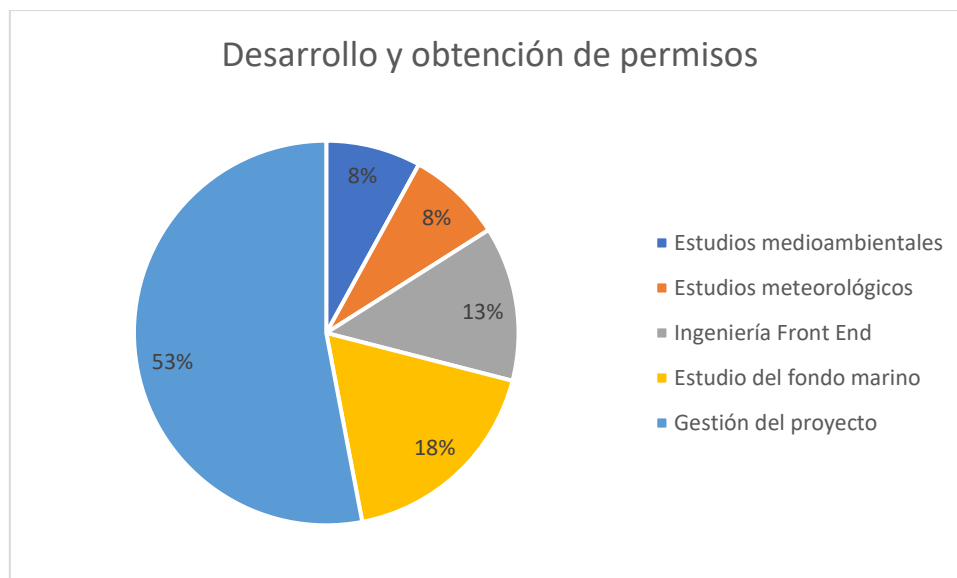


Figura 33. Costes debidos al desarrollo y obtención de permisos en un parque eólico offshore.

4.1.2.2 Obtención de componentes

En este apartado se analizarán los costes debidos a la obtención de los diferentes componentes que constituyen el parque

- *Aerogeneradores*

Uno de los principales componentes del coste de inversión de un parque eólico es el precio de los aerogeneradores. En el caso del estudio se tomará un valor de $0,92 \frac{\text{M€}}{\text{KW}}$ para la turbina SG 6.6-170, es decir, un precio de 6.072.000 € por cada aerogenerador de 6.6 MW. El coste de la suma de los aerogeneradores será por tanto **188,232 millones de euros**.

- *Cimentaciones jacket*

Otro de los componentes que mayor peso tienen el coste de inversión son las cimentaciones. Como se ha dicho anteriormente, las cimentaciones empleadas en el parque del estudio son las cimentaciones tipo jacket. El precio de estas cimentaciones se debe especialmente al consumo de material y a la complejidad de su construcción. A continuación, se muestra una tabla con el coste de una cimentación tipo jacket desglosado para un aerogenerador de 5 MW.

Componentes	Valor
Material [toneladas]	510
Material [K€]	510
Factor de complejidad constructiva	400%
Coste de construcción [K€]	2040
Coste total de la cimentación [K€]	3180

Tabla 12. Tabla con el coste de un jacket desglosado para un aerogenerador de 5 MW. [16]

Aplicando un factor de corrección del $1,32 \left(\frac{6,6}{5\text{MW}}\right)$ al coste de 3.180.000 € por jacket para aerogeneradores de 5 MW, se obtiene un coste de 4.197.600 € por cimentación en el caso del estudio, lo que constituye un coste total de **130,123 millones de euros**.

- *Componentes de la conexión eléctrica*

En este apartado se incluyen los costes de adquisición de los diferentes elementos que constituyen la conexión eléctrica del parque eólico, es decir, los cables de MT de la línea de interconexión, así como la subestación eléctrica onshore.

- Cables de MT

Para los cables de 33 KV de interconexión entre aerogeneradores se considerará un precio medio para todas las zonas de $350.000 \frac{\text{€}}{\text{Km}}$. Teniendo en cuenta que la longitud total de los cables de la línea de MT es de unos 110 KM se tendría un coste total de 38,5 millones de euros.

- Subestación eléctrica

Como se ha dicho anteriormente, debido a las características del parque, será necesario el empleo de una subestación offshore, encareciendo de esta manera la inversión inicial.

Para el parque del estudio se considerará una subestación de 25 millones de euros.

Por tanto, sumando los costes de los diferentes componentes de la conexión eléctrica se tendría un coste total de **63,5 millones de euros**.

A continuación, se muestra un gráfico con el coste desglosado de obtención de componentes:

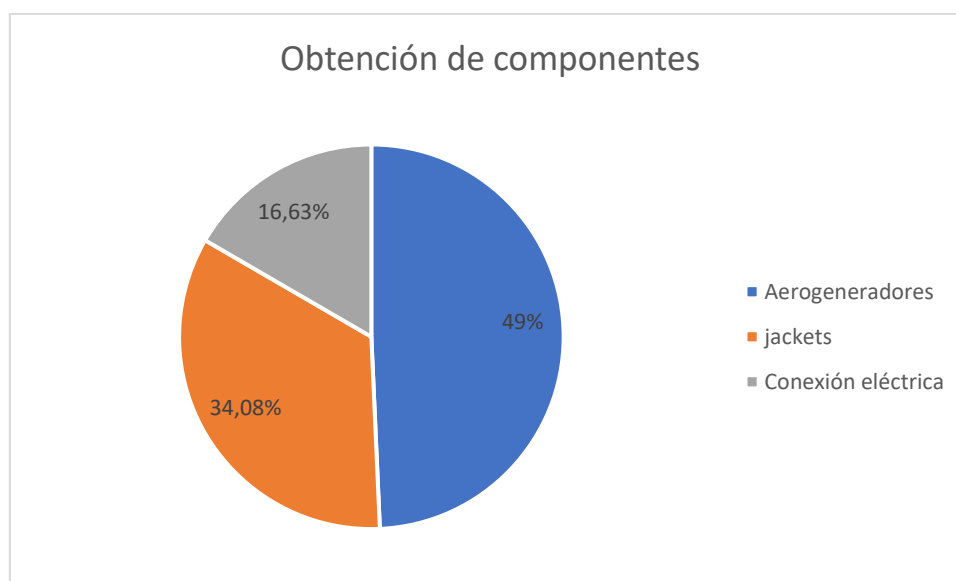


Figura 34. Obtención de componentes

4.1.2.3 Instalación y puesta en marcha

- *Infraestructura portuaria*

Dadas las complejas características de la instalación y componentes de un parque eólico offshore, es necesario llevar a cabo algunas maniobras para adaptar la infraestructura portuaria empleada, de forma que se puedan llevar a cabo las operaciones necesarias de forma eficaz y segura.

Para el parque del estudio se considerará un coste de $37 \frac{\text{€}}{\text{KW}}$ en obras de adaptación de la infraestructura portuaria, es decir, un coste total de **7,4 millones de euros**.

- *Instalación de los aerogeneradores y cimentaciones tipo jacket*

A continuación, se muestra una tabla con los costes de instalación de una cimentación tipo jacket y un aerogenerador de 5 MW

Componente	Operación	Cuenta	Duración	Coste [K€/U]	OM [%]	Coste [K€]
<i>Instalación jackets</i>	Elevadores laterales	2,00	0,13	196	75	65
	Transporte	0,22	0,82		75	47
	Instalación jacket	1,00	2,00		50	1176
	Personal	30	3,94	370	52	63
<i>Instalación turbinas</i>	Elevadores Laterales	1,00	0,17	196	80	42
	Transporte	0,11	0,82		80	22
	Instalación turbina	1,00	1,2		50	470
	Personal	30	2,18	370	54	45
Total						1951

Tabla 13. Coste de instalación del conjunto jacket+aerogenerador. [16]

Aplicando un factor de corrección del 1,32 al coste de 1.951.000 € de instalación del conjunto cimentación y turbina con aerogeneradores de 5 MW, se obtiene un coste de 2.575.320 € por conjunto en el caso del estudio, lo que constituye un coste total de **79,835 millones de euros**.

- *Instalación de la conexión eléctrica*

Para estimar el coste de instalación de la conexión eléctrica habrá que estimar por separado el coste de cada una de las partes:

- Cables de media tensión.

Para el coste de instalación de los cables de la línea inter-array y evacuación se considerará un valor de $190.000 \frac{\text{€}}{\text{Km}}$, lo que constituye un valor total de 20.900.000 €.

- Subestación eléctrica.

El coste de instalación eléctrica se considerará despreciable frente al coste de instalación de los cables.

Por tanto, el coste de la instalación de la conexión eléctrica se puede estimar en **20,9 millones de euros**.

A continuación, se muestra un gráfico con el coste desglosado de la instalación y puesta en marcha:

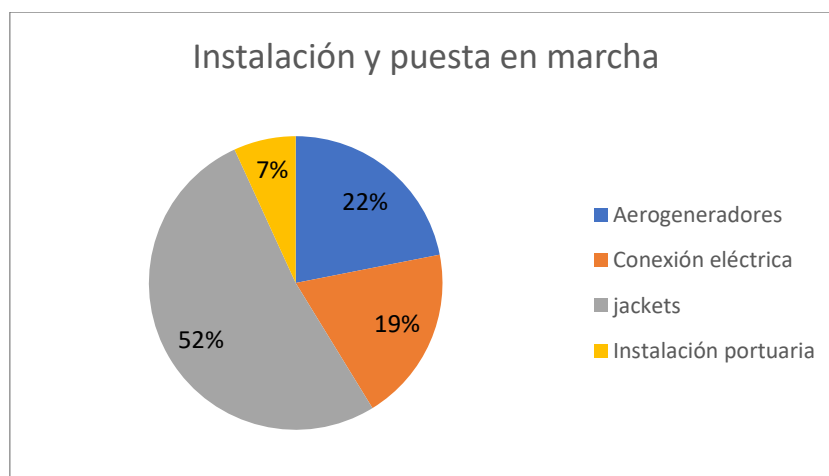


Figura 35. Costes de instalación y puesta en marcha

4.1.2.4 Inversión total inicial (CAPEX, Total Capital Expenditures)

Sumando el total de los costes de inversión se obtiene una inversión inicial necesaria de entorno a **530 millones de euros**.

La distribución de la inversión durante los años de construcción se da de la siguiente manera [14]:

Fase	-4	-3	-2	-1	0
Desarrollo y obtención de permisos	56%	10%	11%	11%	12%
Seguro fase de construcción	0%	25%	25%	25%	25%
Obtención de la turbina	0%	0%	19%	39%	42%
Costes de producción	0%	0%	19%	39%	42%
Costes de la cimentación	0%	0%	0%	40%	60%
Costes de la instalación eléctrica	0%	20%	75%	5%	0%
Instalación del aerogenerador	0%	0%	0%	36%	34%
Total (M€)	22,4	25	120	150	210

Tabla 14. Distribución de los costes durante el desarrollo e instalación del parque. [16]

A continuación, se muestra un gráfico con el coste total de inversión desglosado:

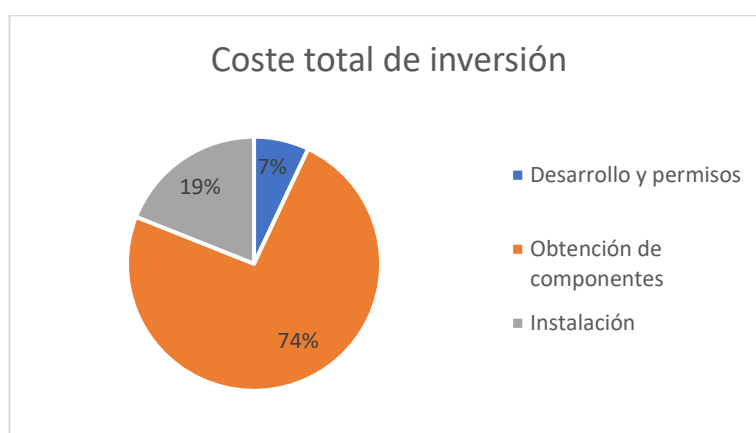


Figura 36. Coste total de inversión.

4.1.3 Operación, mantenimiento y desmantelamiento

Para llevar a cabo la estimación de los costes de operación, mantenimiento y desmantelamiento se tomará de nuevo como modelo los costes de inversión de un parque eólico offshore de 500 MW con aerogeneradores de 5 MW con cimentaciones tipo jacket [16].

4.1.3.1 Costes de operación y mantenimiento OPEX.

En este apartado se estimarán los costes asociados desde la puesta en marcha del parque hasta su desmantelamiento.

Generalmente se pueden distinguir 3 tipos de labores asociadas a la operación y mantenimiento:

1. Labores de mantenimiento planeadas
2. Labores de mantenimiento condicionadas y/o labores de corrección planeadas
3. Labores de corrección no planeadas

Además, se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Mantenimiento anual de 24 h por turbina con tres técnicos asistidos por una pequeña embarcación de mantenimiento, con una labor preventiva mayor cada 10 años, que requiere el doble de tiempo. Además, se requiere una inspección del subsuelo cada 3 años con la ayuda de un buque de buceo.
2. Se prevé que la sustitución de los componentes más pequeños con un desgaste previsible requiera ocho horas por parte de tres técnicos. Se supone que la sustitución de las piezas más grandes requiere el doble de recursos.
3. Se espera que todas las operaciones se realicen in situ. Los incidentes menores pueden repararse sin la ayuda de un buque grúa, a diferencia de las reparaciones mayores, que sí la requieren. Los tiempos correspondientes de reparación es de 4 y 48 h con la ayuda de tres y seis técnicos respectivamente.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y el seguro de la fase de operación se puede considerar un coste medio anual de $17.500 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$ en mantenimiento lo que constituiría un coste total anual en el parque del estudio de 3.500.000 €.

Además del coste del mantenimiento se deberán considerar los costes debidos al empleo de los buques y equipos necesarios para llevar a cabo las labores de operación que correspondan. Para ello se deberán tener en cuenta las siguientes asunciones:

1. Las labores de mantenimiento se realizarán con un solo buque de mantenimiento. El tiempo medio de viaje hasta la turbina es de una hora y el buque puede transportar piezas de hasta 2 toneladas. Se alquilarán buques auxiliares de mantenimiento en caso de que sea necesario puntualmente.
2. La sustitución de piezas de mayor tamaño requiere un buque grúa más grande, que se contratará cuando se requiera. En estos casos, además, un buque de mantenimiento especializado participará en la operación.
3. La reparación de cables submarinos se llevará a cabo mediante buques específicos y ROVS que serán contratados cuando se requieran.
4. La inspección y las reparaciones en el subsuelo serán realizadas por un buque especializado que se contratará cuando se requiera.
5. En caso de que sea necesario se contratará un helicóptero para el transporte de personal.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores el coste total de los buques especializados se asume en $1.900.000 \frac{\text{€}}{\text{año}}$ y el coste de los buques grúa y de transporte de gran tamaño en $300.000 \frac{\text{€}}{\text{día}}$.

Por último, se deberán considerar los costes debidos al personal encargado de la operación y mantenimiento del parque. Asumiendo un equipo formado por 70 técnicos y 2 gestores además de los trabajadores de los buques y equipos auxiliares se tiene un coste anual en personal de unos 2,3 M€.

Teniendo en cuenta todos los costes mencionados se puede estimar el coste total anual de operación y mantenimiento en unos **3,8 millones de euros** al año.

Considerando una inflación del 1,5% del coste de operación y mantenimiento se obtiene la siguiente tabla en la que se muestra la evolución del OPEX a lo largo de la vida del proyecto.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Costes esperados KI	3800	3857	3914,86	3973,58	4033,181	4093,68	4155,08	4217,41	4280,67	4344,88	4410,06	4476,21	4543,35	4611,5	4680,67	4750,88	4822,15	4894,48	4967,89	5042,41

Tabla 15 Evolución de los costes de operación y mantenimiento

4.1.3.2 Desmantelamiento

Al final de la vida útil del proyecto será necesario desmantelar el parque eólico para restaurar la zona y reutilizar en la medida de la posible los elementos empleados.

Los procedimientos necesarios para desmantelar el parque se pueden comparar con los procedimientos llevados a cabo en la instalación. A continuación, se muestra una tabla en la que se presentan los costes de desmantelamiento en función de los costes de instalación.

	Coste en función del coste de instalación	Precio total (K€)
jacket + Aerogenerador	70 %	31215
Cables submarinos	10 %	5614
Precio total de desmantelamiento [K€]		36829

Tabla 16. Costes de desmantelamiento [16].

Por tanto, como se muestra en la tabla anterior el coste total de desmantelamiento tendrá un valor de **36,829 millones de euros**.

4.1.4 Estimación de los ingresos del parque

Una vez fijado el horizonte temporal del estudio será necesario estimar los ingresos que se obtendrán debido a la venta de la energía producida. Estos ingresos dependerán de la energía anual producida, del precio de venta de la energía y de la tasa de inflación, pudiéndose obtener con la siguiente expresión

$$It = E * Pm * (1 + i)^{t-1}$$

Siendo:

1. *E*. La energía anual media producida por el parque
2. *Pm*. El precio medio de venta que se considere
3. *i*. La tasa de inflación que se considere

- Energía anual media producida

La energía media anual producida por el parque que se considerará, será la energía anual producida estimada con WASP anteriormente, es decir, se tomará un valor de 484,418GWh.

- Precio medio de venta de la energía

El precio que se considerará inicialmente para obtener los ingresos será la media del precio medio de venta de energía en España de los últimos 10 años.

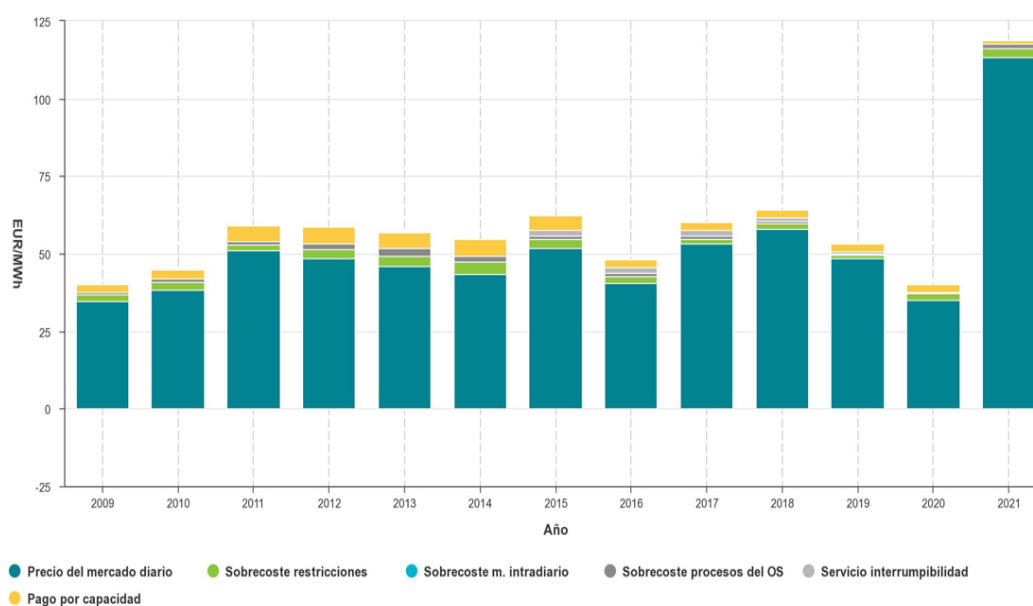


Ilustración 6 Precio final medio del mercado libre en España. Obtenido del OMIE.

En la gráfica anterior proporcionada por el operador de mercado español OMIE se muestra el precio final del mercado libre desglosado en sus componentes, siendo el precio del mercado diario (marcado en azul) el precio de venta de la energía por parte de las generadoras. Tomando como periodo de cálculo desde enero de 2012 hasta diciembre de 2021 se obtiene que el precio medio de venta de energía en España es de $53,94 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Por tanto, el valor del precio que se considerará inicialmente para llevar a cabo los cálculos será $53,94 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Si se compara este valor con los precios de venta de los parques eólicos offshore europeos se puede observar que es significativamente menor, por lo que es posible que al precio de venta normal de la energía en España el proyecto no sea rentable.

- Tasa de inflación

El valor de la tasa de inflación que se considerará para el precio de venta de la energía será del 2%, en línea con el criterio de estabilidad fijado por el Banco central europeo.

Empleando la expresión anterior con los valores de los componentes definidos se obtiene la siguiente tabla en la que se muestran los ingresos brutos esperados a lo largo de la vida del proyecto. Al valor de estos ingresos habría que restarle la amortización, el impuesto sobre la generación y los gastos de operación para obtener los beneficios antes de intereses e impuestos.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos esperados (K€)	35636,52	36349,25	37016,2	37617,8	38574,1	39345,59	40132,5	40935,2	41753,9	42588,9	43440,7	44309,5	45195,7	46099,6	47021,6	47962,1	48921,3	50430	50837,7	51915,7

Tabla 17 Estimación de los ingresos del parque

Al valor de los ingresos mostrados en la tabla 11 hay que restarle la amortización, el impuesto sobre la generación y los gastos de operación para obtener los beneficios antes de intereses e impuestos.

- Amortización

La amortización de la inversión se hará teniendo en cuenta las tablas de amortización presentes en el BOE [20]. De acuerdo con estas tablas, las centrales de generación renovable deben amortizarse con un coeficiente línea máximo del 7% y período máximo de 30 años. Teniendo en cuenta estas consideraciones, el parque eólico se amortizará linealmente durante los 20 años de vida del proyecto.

- Impuesto sobre la generación

El valor del impuesto sobre la generación que se considerará será del 7%.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se obtiene la siguiente tabla en la que se muestra la cuenta de pérdidas y ganancias del proyecto.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos esperados KI	35636,52	36349,2	37076,2	37817,8	38574,11	39345,6	40132,5	40935,2	41753,9	42588,9	43440,7	44309,5	45195,7	46099,6	47021,6	47962,1	48921,3	49899,7	50897,7	51915,7	
Costes esperados KI	3800	3857	3914,86	3973,58	4033,181	4093,68	4155,08	4217,41	4280,67	4344,88	4410,06	4476,21	4543,35	4611,5	4680,67	4750,88	4822,15	4894,48	4967,89	5042,41	
Impuesto Generación KI	2494,556	2544,45	2595,34	2647,24	2700,188	2754,19	2809,28	2865,46	2922,77	2981,23	3040,85	3101,67	3163,7	3226,97	3291,51	3357,34	3424,49	3492,98	3562,84	3634,1	
Amortización KI	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	
ics antes de Intr. e Impst	2841,96	3447,8	4066,04	4696,94	5340,742	5997,72	6668,15	7352,28	8050,42	8762,83	9489,81	10231,7	10988,7	11761,2	12549,4	13353,8	14174,7	15012,3	15867	16739,2	

Tabla 18. Cuenta de pérdidas y ganancias del proyecto

Una vez obtenida la cuenta de pérdidas y ganancias se obtiene el valor de los flujos de caja mostrado en la siguiente tabla.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ics antes intr. e impsto KI	2841,96	3447,8	4066,04	4696,94	5340,74	5997,72	6668,15	7352,28	8050,42	8762,83	9489,81	10231,7	10988,7	11761,2	12549,4	13353,8	14174,7	15012,3	15867	16739,2	0	
Impuesto de Scds(25%)	710,4901	861,95	1016,51	1174,23	1335,19	1499,43	1667,04	1838,07	2012,6	2190,71	2372,45	2557,91	2747,17	2940,29	3137,36	3338,46	3543,67	3753,07	3966,75	4184,79	0	
Amortización	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	26500	0	
Inversión inicial	-530000																					
Flujo de caja	-530000	28631,47	29085,8	29549,5	30022,7	30505,6	30998,3	31501,1	32014,2	32537,8	33072,1	33617,4	34173,7	34741,5	35320,9	35912,1	36515,4	37131	37759,2	38400,2	39054,4	-36829

Tabla 19 Flujos de caja

4.1.5 Resultados y conclusiones del análisis económico

4.1.5.1 Resultados

En este apartado se muestran los resultados de rentabilidad obtenidos empleando diferentes herramientas específicas.

- VAN

Para realizar el cálculo del VAN se emplea la siguiente expresión:

$$\sum_{t=1}^n \frac{Fct}{(1+WACC)^t} - I_0 \quad (9)$$

Siendo:

1. Fct. Flujos de caja
2. WACC. La tasa de descuento.
3. I₀. La inversión inicial

Al no conocerse la estructura financiera de otros parques eólicos similares al parque del estudio se asumirá una tasa de descuento base del 10 % con una variación de $\pm 2\%$ [14].

Desarrollando la ecuación (15) se obtiene un valor actual neto de -263.312.921 € como caso base y de -221.246.461 € y -297.001.911 € como caso favorable y desfavorable respectivamente.

- TIR

Para realizar el cálculo de la tasa interna de retorno se emplea la siguiente expresión:

$$Io = \sum_{t=1}^n \frac{F Ct}{(1+TIR)^t} \quad (10)$$

Despejando de la expresión anterior se obtiene una tasa interna de retorno máxima del 2 %.

- LCOE

Para realizar el cálculo del LCOE se empleó la siguiente expresión:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{It+Mt}{(Io+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Et}{(Io+r)^t}} \quad (11)$$

Siendo:

1. t tiempo en años contando desde el inicio del desarrollo del parque
2. It la inversión en el tiempo t
3. t tiempo en años contando desde el inicio del desarrollo del parque
4. Mt Los costes de operación y mantenimiento en el tiempo t
5. Et la energía generada en el tiempo t
6. T la tasa de descuento (WACC)

Desarrollando la expresión (17) se obtiene que un precio de generación de energía por MWh de $110,141 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$.

4.1.6 Conclusiones del análisis económico

4.1.6.1 Consideraciones sobre el análisis económico

Para llevar a cabo los cálculos necesarios para realizar el análisis económico se han tomado un gran número de asunciones y aproximaciones que provocan que la precisión numérica de los resultados mostrados en este apartado sea baja.

En el cálculo de los ingresos se ha tomado un valor de generación anual sujeto a errores por los motivos explicados en el apartado correspondiente, además, se ha tomado un precio de venta de la energía y una tasa de inflación estándares basados en elementos empíricos sin tener en cuenta las posibles tendencias y cambios que se puedan dar según el contexto geopolítico del momento.

En el cálculo de los costes se ha realizado una adaptación de los costes de un parque eólico con cimentaciones jacket recogidos en [16], en función potencia instalada del caso del estudio sin entrar en factores más complejos.

Por último, en general para la tasa de descuento y la inflación de los diferentes costes se han tomado valores estándares que podrían diferir de los valores reales en función de las circunstancias y características hipotéticas del proyecto.

Por ello, teniendo en cuenta todas las asunciones y aproximaciones realizadas en los cálculos y observando análisis similares de otros proyectos se ha de considerar una variabilidad muy elevada de los resultados obtenidos pudiendo ser incluso superior al 50%.

4.1.6.2 Rentabilidad del proyecto

Herramienta	Resultado
VAN	-263,32 M€
TIR	2 %

Tabla 20. Resumen resultados económicos

A pesar de la falta de precisión, como se ha indicado, de los valores de la tabla anterior, observando los valores del VAN y el TIR se puede afirmar que el proyecto tal y

como está planteado no es viable económicamente. El valor actual neto del proyecto es de -221.246.461 € como caso favorable, lo que representa un valor negativo muy elevado, del mismo modo, la tasa interna de retorno es del 2 % muy por debajo de la tasa de descuento mínima considerable (8%), estos resultados arrojan una conclusión clara sobre la rentabilidad del parque al precio de venta de la energía en España aun considerando variabilidades de los valores empleados del 50%.

4.1.6.3 LCOE

En cuanto al LCOE el valor obtenido es ligeramente superior al valor estándar del LCOE de la eólica marina offshore. A continuación, se muestra una tabla comparativa con el valor estimado medio del LCOE proyectado en el 2021 de diferentes formas de generación.

Tipo de planta	Factor de capacidad	LCOE (€/MWh)
Tecnologías regulables		
Central de carbón	85 %	95,18
Ciclo combinado	97 %	47,08
Nuclear	90 %	92,85
Hidráulica	59 %	77,691
Tecnologías no regulables		
Eólica Onshore	41 %	61,71
Eólica offshore	44%	100
Solar Fotovoltaica	29 %	42,25
Parque del estudio		110,141

Tabla 21. LCOE de diferentes tipos de generación. [15] y [28]

Como se observa en la tabla anterior la eólica marina offshore tiene uno de los LCOE más elevados lo que dificulta la rentabilidad de proyectos de este tipo sin el apoyo de

subvenciones o ayudas. En el caso del LCOE del proyecto del estudio, como se ha mencionado anteriormente, es ligeramente superior al LCOE medio actual, sin embargo, se encuentra dentro del rango normal y es claramente inferior a los LCOE de la eólica offshore anteriores al 2020 (figura (5)). Por ello, desde el punto de vista del LCOE se puede afirmar que el proyecto del estudio es viable. Para lograr la rentabilidad del proyecto se debería vender la energía con un régimen especial, a un precio superior a $110,141 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ como ocurre con los parques eólicos offshore de otros países.

4.1.6.3.1 Factores que influyen en el LCOE

En este apartado se analizan los factores más influyentes en el LCOE del proyecto del estudio y por tanto en su rentabilidad.

- Cimentación de los aerogeneradores

Una de las características de un parque eólico offshore que más influye en el coste de inversión es el tipo de cimentación empleado. En los casos en los que la profundidad del emplazamiento es mayor a 30 metros la única cimentación viable es la cimentación tipo jacket, tecnología significativamente más costosa que el resto de cimentaciones.

Como se ha dicho anteriormente, en el caso del estudio, dada la profundidad del emplazamiento, es necesario el empleo de estas cimentaciones provocando un aumento del coste de inversión y con ello del LCOE.

- Potencia instalada

Otro de los factores que influye notablemente en el valor del LCOE de un parque eólico marino es la potencia instalada. Cuanto mayor sea la potencia nominal del parque, mayor es el número y potencia de los aerogeneradores requeridos, encareciendo drásticamente el coste de inversión al corresponder a los aerogeneradores el componente principal del coste de inversión. Además, con el aumento de potencia también se aumenta la sección requerida de los cables de la red de interconexión de los aerogeneradores aumentando los costes de la instalación eléctrica.

En el caso del estudio ambos factores y en especial el número de aerogeneradores tienen un impacto considerable en el LCOE.

- Distancia a la costa

El factor que más influye en el LCOE de un parque eólico al afectar de manera directa a los dos factores anteriormente mencionados es la distancia de la costa a la que se sitúa el emplazamiento. El aumento de la distancia a la costa

conlleva en primer lugar un aumento de la profundidad, elevando la complejidad de las cimentaciones requeridas, y en segundo lugar un aumento de las caídas de tensión entre los aerogeneradores y la subestación eléctrica elevando la sección de los cables inter-array requerida.

En el caso del estudio ambos factores contribuyen al aumento del LCOE del parque eólico.

Para mejorar el coste por megavatio del proyecto se deberían realizar cambios en los factores mencionados. Con una reducción de la distancia a la costa del emplazamiento de manera que fuera viable el empleo de otras cimentaciones más sencillas, se abarataría el coste de la instalación eléctrica, sin embargo, esta solución sería inviable en cuanto a impacto medioambiental se refiere. De la misma manera una reducción de la potencia instalada del parque conllevaría una disminución del LCOE y con ello un aumento de la rentabilidad del parque.

Considerando cambios drásticos como inviables, por mucho que se redujera el LCOE dentro de los rangos normales, el parque del estudio no sería rentable en ningún caso sin el apoyo de medidas de régimen especial atendiendo al VAN y al TIR. Sin embargo, considerando que el LCOE se encuentra dentro de un rango normal y es claramente inferior a los LCOE de numerosos parques eólicos offshore ya instalados, se puede afirmar que el proyecto del estudio es viable, pudiéndose lograr la rentabilidad igualando el precio de venta al de otros parques eólicos marinos europeos.

4.2 Impacto medioambiental del parque eólico

La eólica marina como ya se ha mencionado a lo largo del proyecto es una de las alternativas de generación con menor impacto ecológico, sin embargo, se han de tener en cuenta algunos aspectos fundamentales y utilizar todas las herramientas disponibles para la minimización de impactos en los ecosistemas marinos.

4.2.1 Impactos en la fase de construcción

Durante la fase de construcción son necesarias varias operaciones sobre el lecho marino. Estas operaciones conllevan dos impactos ecológicos principales.

Por un lado, se producen perforaciones en el fondo marino en la instalación de tanto el cableado como de las cimentaciones fijas en los casos que se requiera, provocando una alteración importante sobre la flora marina. En el caso del proyecto, al emplearse

cimentaciones tipo jacket el impacto se ve reducido frente a otros tipos de cimentaciones.

Por otro lado, durante las operaciones de instalación un parque eólico offshore se producen niveles de sonido muy destacables afectando a la fauna marina de la zona. Debido al ruido algunas especies de mamíferos marinos pueden llegar a alejarse hasta 20 Km de la zona en obras. En el caso del parque del estudio también se reduce notablemente el sonido producido en la instalación al no ser necesarias las labores de cimentación, principales causantes del ruido.

Los impactos sobre el ecosistema producidos en la fase de construcción se pueden considerar transitorios. En el caso de la flora salvo en casos especialmente sensibles, retoma su estado natural tras el fin de las perforaciones. En el caso de la fauna, los mamíferos suelen repoblar la zona una vez que el ambiente marino recupera la calma habitual.

4.2.2 Impactos sobre la flora y fauna marina durante la vida del parque

Uno de los efectos no deseados producidos por los parques eólicos offshore que mayor impacto tienen es la generación de sedimentos producidos por la potencia de los aerogeneradores, lo que supone una disminución de la radiación solar que llega al fondo marino, alterando la flora y fauna del lugar.

En el caso del parque del estudio Dada la distancia a la que están situados los aerogeneradores entre sí y el tamaño del parque se podría considerar este impacto como bajo o moderado.

4.2.3 Impactos sobre la avifauna

Otro de los efectos no deseables más destacable producidos por los parques eólicos offshore es el impacto sobre las aves que pueblan la zona. Debido a la presencia de los aerogeneradores algunas especies de aves migratorias se ven obligadas a modificar sus rutas provocando una alteración importante de su comportamiento. Debido a la ubicación del parque del estudio como punto de paso de varias especies y la cercanía de zonas ZEPA de gran importancia como el parque natural de la bahía de Cádiz provoca que el impacto sobre la avifauna sea uno de los factores de impacto medioambiental más destacables a considerar.

4.3 Impacto socioeconómico

Además del impacto medioambiental se deberán tener en cuenta los efectos que produce el parque eólico sobre la vida social y económica de las zonas cercanas a la ubicación del parque eólico marino.

4.3.1 Impacto paisajístico

Como se explica en el apartado 1.1 uno de los principales criterios que se han tenido en cuenta a la hora de elegir la ubicación exacta del parque eólico es la minimización del impacto visual desde la costa, dentro de los límites técnicos. Sin embargo, a la distancia a la que se sitúa el emplazamiento, se ha de asumir un cierto impacto paisajístico, al estar situado por debajo del límite de 22 Km a partir del cual se considera el impacto visual desde la costa como despreciable.

4.3.2 Impacto sobre el tráfico marítimo y la actividad pesquera

Los parques eólicos offshore tienen un impacto muy significativo el tráfico marítimo por lo que es necesario realizar un estudio detallado para evitar incompatibilidades.

4.3.2.1 Buques de Carga

Las grandes embarcaciones como los barcos cargueros se alejan de un parque eólico por la simple razón de evitar colisiones con turbinas. El espacio entre turbinas es comúnmente tal que no sería prudente para una ruta de navegación dado que la embarcación debe transitar entre las turbinas a distancias de menos de 1,000 metros, lo que supondría una limitación significativa en la maniobrabilidad de una embarcación para evitar una colisión o para corregir un error humano o falla mecánica antes de impactar con una turbina.

En segundo lugar, se han de tener en cuenta efectos sobre la visibilidad producidos por el parque. Visualmente un parque eólico puede ocultar embarcaciones más pequeñas como barcos pesqueros o de recreo pudiendo conducir a colisiones.

Por todo ello, es imprescindible asegurar que un parque eólico no se ubique en una ruta de navegación.

La provincia de Cádiz por su ubicación frente al estrecho de Gibraltar y la ubicación de importantes puertos como el de Algeciras presenta en sus aguas un tráfico marítimo muy denso. Sin embargo, el emplazamiento del parque se encuentra a distancia suficiente de todas las rutas de navegación y autopistas marinas de la provincia, por lo que el tráfico de buques de carga no debería verse afectado por el parque eólico.

4.3.2.2 *Barcos de recreo*

La navegación de embarcaciones de recreo, la mayoría de tamaños pequeños es compatible con la eólica offshore, aunque, la presencia de los aerogeneradores puede afectar su seguridad. Debido a ello generalmente los barcos de recreo evitan los parques eólicos marinos.

En el caso del parque del estudio, el emplazamiento escogido se encuentra una distancia a la que la mayoría de los barcos de recreo no navegan por lo que se puede afirmar que el impacto sobre la navegación de recreo sería reducido.

4.3.2.3 *Impacto sobre la actividad pesquera*

Uno de los sectores que más afectado se puede encontrar por la presencia de un parque eólico offshore es el sector pesquero. Diversos proyectos de parques eólicos marinos a lo largo del mundo han provocado conflictos con la industria pesquera al haber visto afectados sus caladeros tradicionales. Por ello, es necesario, en todo proyecto de estas características realizar un análisis del impacto sobre este sector.

La interacción de un parque eólico con la actividad pesquera depende fundamentalmente del arte de pesca del que se trate. Las artes de pesca pueden ser clasificadas en activas, aquellas que se desplazan en el medio acuático al encuentro de la especie objeto y pasivas, aquellas carentes de movimiento, que permanecen fijas, siendo la especie objeto la que va en su encuentro.

En el caso de la pesca pasiva como, por ejemplo, la captura con palangres u otros tipos de pesca tradicional es por lo general compatible con la eólica marina.

En el caso de pesca activa se pueden diferenciar de nuevo varios tipos de pesca, aunque, se pueden resumir principalmente en dos. Cerco y arrastre.

La pesca de cerco busca pescar peces cuya costumbre es formar cardúmenes (bancos de peces) en superficie o a media profundidad mediante la formación de un cerco de red alrededor de ellos. Este tipo de redes no llegan al suelo por lo que no afectan a los cables submarinos, sin embargo, la presencia de los aerogeneradores, así como los de las cimentaciones reducen considerablemente la maniobrabilidad de los buques y las redes, dificultando notablemente el desarrollo de este tipo de pesca.

La pesca de arrastre se realiza mediante el arrastre de fondo u otras artes que entran en contacto con el fondo oceánico, lo que puede producir daños a los cables y otras infraestructuras submarinas, por lo que es incompatible con la eólica marina.

En el caso del parque eólico del estudio el emplazamiento escogido se encuentra cerca un caladero de pesca de arrastre por lo que el sector pesquero podría verse afectado, llevando a un conflicto que se debería abordar.

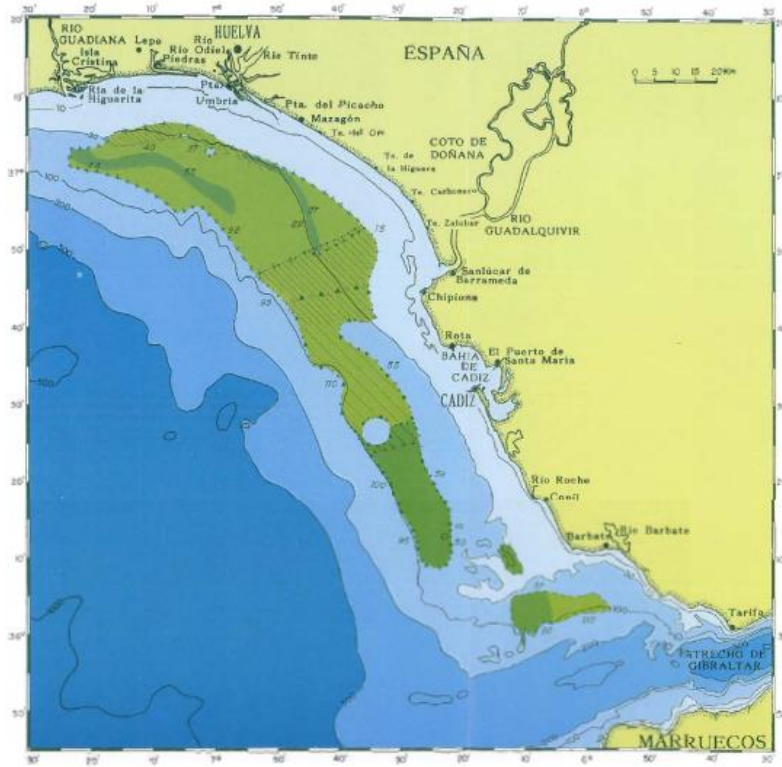


Figura 37. Caladeros de pesca de arrastre. [20]

4.4 Ahorro y contaminación evitada

Las formas de generación tradicionales emplean combustibles fósiles para generar energía emitiendo gases contaminantes a la atmósfera. Por el contrario, las fuentes de generación renovable, como los parques eólicos, no producen ningún tipo de emisión siendo una alternativa mucho más favorable para el medio ambiente.

A continuación, se muestra una tabla con las emisiones producidas por los dos combustibles más empleados en la generación de energía.

Combustible	Factor de conversión (MWh/ton)	CO ₂ (Kg/MWh)	SO ₂ (Kg/MWh)	NO _x (Kg/MWh)
Carbón	2,5	0,9777	14	3
Gas natural	0,011	0,383	0,007	1,2
Ciclo combinado	-	0,799	2,9	1,2

Tabla 22. Emisiones por combustible

Teniendo en cuenta que el parque eólico del estudio generaría 660,18 *GWh* de energía aprovechable, el ahorro de combustible y la contaminación evitada se resume en la siguiente tabla.

Combustible	Consumo (ton)	CO ₂ (Kg)	SO ₂ (Kg)	NO _x (Kg)
Carbón	264.072	645.458	9.242.520	1.980.540
Gas natural	60.016.364	252.849	4.621	792.216
Ciclo combinado	-	527.484	1.914.522	792.216

Tabla 23. Contaminación evitada

5 Objetivos de desarrollo sostenible

En este capítulo se evaluará el impacto sobre los objetivos de desarrollo sostenible que tiene el proyecto.

5.1 ODS integrados en el proyecto del estudio

En el año 2014 fueron definidos por la ONU una serie de objetivos con el fin de solucionar problemas variados relacionados con temas como la pobreza, el clima, la degradación medioambiental o la paz de cara al 2030 a través de la sostenibilidad. En la siguiente figura se muestran el conjunto de objetivos de desarrollo sostenible definidos.



Figura 38. Objetivos de desarrollo sostenible

5.1.1 Energía accesible y no contaminante

Uno de los principales objetivos con los que cumple el proyecto. La energía eólica offshore constituye una forma de generación renovable que, además, en el caso de España, aprovecha un recurso energético hasta ahora no utilizado, contribuyendo a la reducción de la dependencia de combustibles fósiles y de formas de generación contaminantes en general.

5.1.2 Trabajo decente y crecimiento económico

Los parques eólicos marinos constituyen una gran fuente de empleo y crecimiento económico, especialmente en la fase de desarrollo e instalación al necesitar gran cantidad de personal y materias primas, notándose especialmente el impacto en la población cercana al emplazamiento. En el caso del parque del estudio, al ubicarse en una región como Cádiz con una tasa de desempleo bastante elevada este impacto cobraría una especial importancia.

5.1.3 Industria, Innovación e Infraestructura

Debido a la situación emergente en la que se encuentra la eólica offshore, la instalación de un parque eólico marino esta siempre relacionada con la innovación tecnológica, favoreciendo el I+D+i del país en el que se encuentra el emplazamiento.

Además, la complejidad que conlleva la instalación de un parque eólico, provoca que se requiera una industria e infraestructura importante, potenciando su desarrollo.

5.1.4 Producción y consumo responsable

La eólica marina constituye una forma de generación renovable libre de emisiones, por lo que su desarrollo, está directamente relacionado con el objetivo de producción responsable.

5.1.5 Acción por el clima

Este proyecto se enmarca de manera directa con el compromiso de avanzar hacia la descarbonización y una generación renovable, en línea con los diversos acuerdos tanto internacionales a nivel mundial y europeo como nacionales para aumentar el porcentaje de las renovables en el mix energético y reducir la emisión de gases de efecto invernadero.

5.1.6 Vida submarina

En el caso del proyecto del estudio, la reducción del impacto sobre la flora y la fauna ha cobrado un papel principal en el diseño. Por ello, se ha asegurado que el emplazamiento no estuviera en una zona protegida y se han alejado los aerogeneradores entre sí con el fin de reducir los sedimentos en suspensión con el impacto que conllevan sobre el ecosistema marino de la zona.

5.1.7 Vida de ecosistemas terrestres

Una de las principales ventajas que conlleva la eólica marina con respecto a la terrestre es el impacto medioambiental. Al instalarse en el mar, los parques eólicos marinos no tienen prácticamente ningún impacto sobre los ecosistemas terrestres frente a los graves problemas que pueden causar otras formas de generación que requieren de grandes superficies, afectando a la flora, fauna y paisaje como ocurre con los parques eólicos terrestres o los parques fotovoltaicos.

6 Conclusión

Extrapolando las conclusiones obtenidas del proyecto estudiado se puede afirmar que a día de hoy un parque eólico marino de mediano o gran tamaño podría ser viable en algunos puntos de la costa española.

Como se ha mencionado anteriormente el principal problema que presenta la costa española en la relación a la eólica offshore es la escasa plataforma continental existente, así como su gradiente de profundidad. Por tanto, la instalación de un parque eólico offshore con plataformas fijas, opción más barata y con viabilidad económica ya demostrada a gran escala en diversos proyectos a lo largo del mundo, conllevaría un impacto paisajístico y socioeconómico difícilmente aceptable en la mayor parte de la costa española al ser necesario emplazarlo a escaso kilómetros de la costa. Solo en

escasos puntos, como el golfo de Cádiz, sería posible instalar un parque eólico con cimentaciones fijas a una distancia aceptable de la costa. En estos casos el LCOE se asemejaría a los LCOE de los parques eólicos offshore que se instalan en la actualidad.

Por otro lado, el empleo de plataformas flotantes posibilitaría la instalación de un parque eólico marino en diversas ubicaciones en aguas españolas con un impacto medioambiental y socioeconómico reducido. Sin embargo, los elevados costes que actualmente presenta esta tecnología, provocan que un parque de mediano o gran tamaño no sea viable desde un punto de vista económico.

Debido a que la eólica flotante es una tecnología todavía en desarrollo y la investigación que se realiza sobre ella, cabe esperar una reducción drástica a medio plazo de los costes asociados a esta tecnología y con ello de su LCOE, alcanzando la viabilidad económica a gran escala. Por tanto, considerando esta tendencia, el gran recurso eólico sin explotar en las aguas españolas y la hoja de ruta para el desarrollo de la eólica marina y energías del mar en España, se espera que España se convierta en una potencia de la eólica offshore a corto o medio plazo.

Bibliografía

- [1]. Asociación Empresarial Eólica. (2021). *Preguntas frecuentes sobre la energía eólica marina en España*. Obtenido de <https://www.aeeolica.org/images/Posicionamientos/FQ-EOLICA-MARINA-PDF-def.pdf>

- [2]. IDAE. *Mapa Ibérico de alta resolución*. Obtenido de <https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=43.54058;longitude=-8.47058;altura=50;dato=micro>

- [3]. Iberdrola. *Qué es la energía eólica marina*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/como-funciona-la-energia-eolica-marina>

- [4]. Iberdrola. *Eólica marina flotante*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/innovacion/eolica-marina-flotante#:~:text=Actualmente%2C%20es%20t%C3%A9cnicamente%20factible%20instalar,econ%C3%B3micamente%20viable%20en%20la%20actualidad.>

- [5]. Consuelo Alonso Alonso. (2021) *Energía Eólica. Sesión 1*

- [6]. Consuelo Alonso Alonso. (2021) *Análisis y Evaluación del recurso eólico*

- [7]. Universidad Politécnica de Madrid. *EFFECTO DE LAS ESTELAS EN LOS PARQUES EÓLICOS*. Obtenido de https://oa.upm.es/7505/1/INVE_MEM_2010_76793.pdf

- [8]. IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, VOL. 18, NO. 4, APRIL 2020. *Analysis of the Wake Effect in the Distribution of Wind Turbines*. Obtenido de <file:///C:/Users/USUARIO/Downloads/overgara,+article180404.pdf>

- [9]. Iberdrola. *¿Cómo se sustentan los aerogeneradores en el mar?* Obtenido de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/cimentaciones-aerogeneradores-marinos>

- [10]. Energías Renovables marinas. *Componentes eléctricos de una estación eólica marina*. Obtenido de <http://energiasrenovablesmarinas.blogspot.com/2018/04/componentes-electricos-en-una.html>

-
- [11]. EGA Master. (2021). Las estructuras de la eólica offshore. Obtenido de <https://www.egamaster.com/es/ega-wiki/2021/6/25/las-estructuras-de-la-eolica-offshore>
- [12]. ABB. *XLPE Submarines Cables Systems*. Obtenido de <https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf>
- [13]. Vector Renewables. *Parque eólico marino: Ventajas y oportunidades en medio del océano*. Obtenido de <https://www.vectorenrenewables.com/es/recursos/blog/parque-eolico-marino-ventajas-oportunidades#:~:text=de%20la%20instalaci%C3%B3n.-,Un%20parque%20e%C3%B3lico%20en%20el%20mar,aproximadamente%2020%20o%2025%20a%C3%B1os.>
- [14]. OMIE. *Componentes precio final medio del mercado libre*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/average-final-prices/reference-retailers?scope=interannual>
- [15]. NREL. (2015). *Cost of Wind Energy Review*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/66861.pdf>
- [16]. Anders Myhr [et al.], *Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective*, 2014. Obtenido de <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0960148114000469?token=86D42F380B9C0D8A88F3837F1C3B0D2AAAA4AAE73DDC041D5C50E87DBB01C14666ECBFB0FC6FAD2A07BB20D63EE2C83E&originRegion=eu-west-1&originCreation=20220421135447>
- [17]. Weather Guard. (2021). *Wind Turbine Costs: How Much? Are They Worth it in 2022?*. Obtenido de <https://weatherguardwind.com/how-much-does-wind-turbine-cost-worth-it/>
- [18]. Boletín Oficial del Estado. *Orden HAP/2222/2014, de 27 de noviembre, por la que se desarrollan para el año 2015 el método de estimación objetiva del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y el régimen especial simplificado del Impuesto sobre el*

-
- Valor Añadido. Obtenido de https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-12409
- [19]. U.S Energy Information Administration. *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022*.
- [20]. Antonio Narejos. (2011). *Impacto visual de parques eólicos marinos (offshore)*. Obtenido de <https://antonionarejos.wordpress.com/2011/04/15/impacto-visual-de-parques-eolicos-marinos-offshore/>
- [21]. emberiza MEDIOAMBIENTE. (2019). *Eólica offshore y sus impactos ambientales*. Obtenido de <https://www.emberizamedioambiente.es/noticia-medio-ambiente/eolica-offshore-y-sus-impactos-ambientales#:~:text=El%20gran%20problema%20que%20presenta,y%20la%20flora%20del%20lugar.>
- [22]. ENERGÍA ONLINE. (2021). *Un golpe en el medio del mar: el impacto de la eólica offshore en el ambiente marino*. Obtenido de <https://www.energiaonline.com.ar/un-golpe-en-el-medio-del-mar-la-repercusion-de-la-eolica-offshore-en-el-ambiente-marino/>
- [23]. ENERGÍAS RENOVABLES MARINAS. (2019). *Tráfico marino y parques eólicos*. Obtenido de <https://energiasrenovablesmarinas.blogspot.com/2019/08/trafico-maritimo-y-parques-eolicos.html>
- [24]. Junta de Andalucía. Consejería de agricultura y pesca. *CARTOGRAFÍA DE ESPECIES Y CALADEROS “Golfo de Cádiz”*. Obtenido de https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/1337170139Cartografxa_de_Especies_y_Caladeros_Golfo_de_Cxdiz.pdf
- [25]. Diario Renovables. *Un poco de historia. Vindeby Offshore Wind Farm, el primer parque eólico del mundo*. Obtenido de <https://www.diariorenovables.com/2018/03/primer-parque-eolico-marino-del-mundo.html>
- [26]. Ovacen. *La energía eólica marina en Europa se duplica en un año*. Obtenido de <https://ovacen.com/la-energia-eolica-marina-en-europa/>
- [27]. El periódico de la energía. (2022). *China impulsó un crecimiento récord de la eólica marina mundial en el 2021*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/china-impulso-un-crecimiento-record-de-la-energia-eolica-marina-mundial-en-2021/>
- [28]. Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. *Hoja de ruta de para el desarrollo de la eólica marina y energías del mar en España*. Obtenido de
-

https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5_tcm30-534163.pdf

Anexo i. Planos

1. Ubicación del parque
2. Ubicación aerogeneradores

<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">MATERIAL</td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>TOLERANCIA</td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>GRUPO</td> <td style="width: 30%;">NOMBRE</td> <td style="width: 30%;">FECHA</td> </tr> <tr> <td>ALUMNO</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ALUMNO</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ESCALA</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>		MATERIAL			TOLERANCIA			GRUPO	NOMBRE	FECHA	ALUMNO			ALUMNO			ESCALA				
		MATERIAL																			
		TOLERANCIA																			
		GRUPO	NOMBRE	FECHA																	
		ALUMNO																			
ALUMNO																					
ESCALA																					
																					
PROYECTO Ubicación del parque																					
I.C.A.I.																					
1																					

