



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

VIENTOS DEL ATLÁNTICO: METODOLOGÍA Y SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO ÓPTIMO PARA UN PROYECTO COMERCIAL DE ENERGÍA EÓLICA MARINA EN LAS ISLAS CANARIAS

Autor: Álvaro Pérez Plantalamor

Director: Jaime Domínguez Soto

Madrid

26/08/2024

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

**VIENTOS DEL ATLÁNTICO: METODOLOGÍA Y SELECCIÓN DEL
EMPLAZAMIENTO ÓPTIMO PARA UN PROYECTO COMERCIAL DE
ENERGÍA EÓLICA MARINA EN LAS ISLAS CANARIAS**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2023/2024 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.: Álvaro Pérez Plantalamor

Fecha: 26/08/2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Jaime Domínguez Soto

Fecha: 26/08/2024



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

VIENTOS DEL ATLÁNTICO: METODOLOGÍA Y SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO ÓPTIMO PARA UN PROYECTO COMERCIAL DE ENERGÍA EÓLICA MARINA EN LAS ISLAS CANARIAS

Autor: Álvaro Pérez Plantalamor

Director: Jaime Domínguez Soto

Madrid

26/08/2024

*A mis padres, José Félix y Mónica,
por darme libertad para desarrollar mis proyectos
de vida y apoyarme en todo momento.*

*A mis hermanos, Gabriela y Alejandro,
por ser mis compañeros de vida y alentarme a alcanzar mis objetivos.*

*A mi prima María,
por estar siempre a mi lado y brindarme su ayuda incondicional.*

*A mis amigos más cercanos,
por creer en mí y respaldarme en cada decisión.*

*A mis compañeros de BlueFloat,
por ayudarme a elaborar este proyecto y confiar en mí día a día.*

VIENTOS DEL ATLÁNTICO: METODOLOGÍA Y SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO ÓPTIMO PARA UN PROYECTO COMERCIAL DE ENERGÍA EÓLICA MARINA EN LAS ISLAS CANARIAS

Autor: Pérez Plantalamor, Álvaro.

Director: Domínguez Soto, Jaime.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN

El creciente desafío de satisfacer la demanda energética de manera sostenible ha impulsado el desarrollo de fuentes de energía renovable, y la energía eólica marina emerge como una de las soluciones más prometedoras. En las Islas Canarias, donde las condiciones meteoceánicas son favorables y el espacio en tierra es limitado, esta tecnología ofrece una alternativa viable para fortalecer el mix energético del archipiélago. Este trabajo se enfoca en desarrollar una metodología para seleccionar el emplazamiento óptimo de un parque eólico marino, evaluando diversas áreas potenciales y comparándolas para identificar la más adecuada.

La metodología aplicada considera factores clave como la disponibilidad de capacidad en la red eléctrica, el potencial eólico, la compatibilidad ambiental, la adecuación legal y las características del fondo marino, entre otros. Así, se identifican inicialmente tres áreas potenciales para la instalación de un parque de energía eólica marina, tanto en Gran Canaria como en Tenerife. Posteriormente, mediante el uso de herramientas avanzadas para el análisis de datos espaciales, se integran datos más precisos sobre el recurso eólico y la batimetría para refinar la selección de la ubicación ideal. Además, se consideran aspectos socioeconómicos, como la distancia a la costa para minimizar el impacto visual y la compatibilidad del proyecto con otras actividades.

El análisis concluye con la identificación de un área que ofrece condiciones óptimas para maximizar la producción anual de energía, minimizar costes en todas las fases del proyecto, y cumplir con las restricciones legales y ambientales. Esta zona permitirá la instalación de hasta seis aerogeneradores de 15 MW, consolidando el proyecto como una solución atractiva y rentable para el desarrollo de la energía eólica marina en las Islas Canarias.

Palabras clave: Energía eólica marina, Islas Canarias, Selección del emplazamiento, Metodología de selección, Factores clave, Comparativa de áreas, Ubicación óptima

1. Introducción

La transición hacia fuentes de energía renovables es un imperativo global para mitigar los efectos del cambio climático y satisfacer la creciente demanda energética de manera sostenible. En este contexto, la energía eólica marina se destaca como una de las alternativas más prometedoras, lo que se refleja en su creciente adopción a nivel mundial.

En las Islas Canarias, la energía eólica marina se presenta como una solución viable a la crisis energética que atraviesan, dada la limitación de espacio en tierra firme y las favorables condiciones meteoceánicas. Además, integrar fuentes renovables en el mix eléctrico canario es fundamental para alcanzar los objetivos energéticos establecidos por el Gobierno para el archipiélago.

Por tanto, el desarrollo de proyectos de energía eólica marina en las Islas Canarias es una necesidad indiscutible. Pero surge la pregunta: ¿dónde deben ubicarse estos proyectos? Este trabajo tiene como objetivo describir la metodología para seleccionar el emplazamiento óptimo, al tiempo que aplica dicha metodología identificando varias áreas potenciales para el desarrollo de un proyecto, comparándolas entre sí y seleccionando la ubicación más adecuada.

2. Metodología Aplicada y Selección de Áreas Óptimas

La selección de la ubicación es crucial para obtener el mayor rendimiento de un proyecto de energía eólica marina, cuyo fin último es conseguir la mayor producción anual de energía. De esta forma, para la identificación del emplazamiento se tienen en cuenta diferentes requerimientos técnico-legales, restricciones socioambientales y consideraciones económicas.

La selección de la ubicación es crucial para maximizar el rendimiento de un proyecto de energía eólica marina, cuyo objetivo principal es lograr la mayor producción anual de electricidad. De esta forma, para identificar el emplazamiento adecuado, se deben considerar diversos requerimientos técnico-legales, restricciones socioambientales y factores económicos.

La metodología utilizada para seleccionar las áreas óptimas es de carácter iterativo y se enfoca en la optimización de los siguientes parámetros:

1. **Aspectos Legales** – Ubicar el proyecto en las zonas definidas por el Ministerio en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM).
2. **Acceso a la Red** – Situar el proyecto cerca de un nudo de acceso con suficiente capacidad disponible para evacuar la energía generada.
3. **Compatibilidad Ambiental** – Ubicar el proyecto en una zona sin restricciones medioambientales.
4. **Fondo Marino** – Localizar el proyecto en una zona sin cables ni tuberías submarinas. Además, debe ubicarse a la menor profundidad posible y sobre un lecho marino con poca pendiente para optimizar el sistema de fondeo.
5. **Consideraciones Sociales y Otros Usos** – Ubicar el proyecto en una zona compatible con la actividad pesquera, el tráfico marítimo, el sector aeronáutico y las operaciones militares. También debe estar a una distancia considerable de la costa para minimizar el impacto visual.

6. **Accesibilidad del Emplazamiento** – Asegurar que el proyecto se sitúe en una zona con acceso a la infraestructura portuaria necesaria para su ejecución y operación.
7. **Condiciones Meteoceánicas** – Ubicar el proyecto en una zona con condiciones óptimas en términos de recurso eólico (alta densidad de energía eólica y capacidad de producción) y oleaje (que permita una accesibilidad aceptable al parque).

Siguiendo estos criterios, se han identificado tres áreas óptimas para el desarrollo de un proyecto de energía eólica marina: CAN GC 1-2 (en la costa sureste de Gran Canaria), y CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 (en la costa este de la isla de Tenerife).



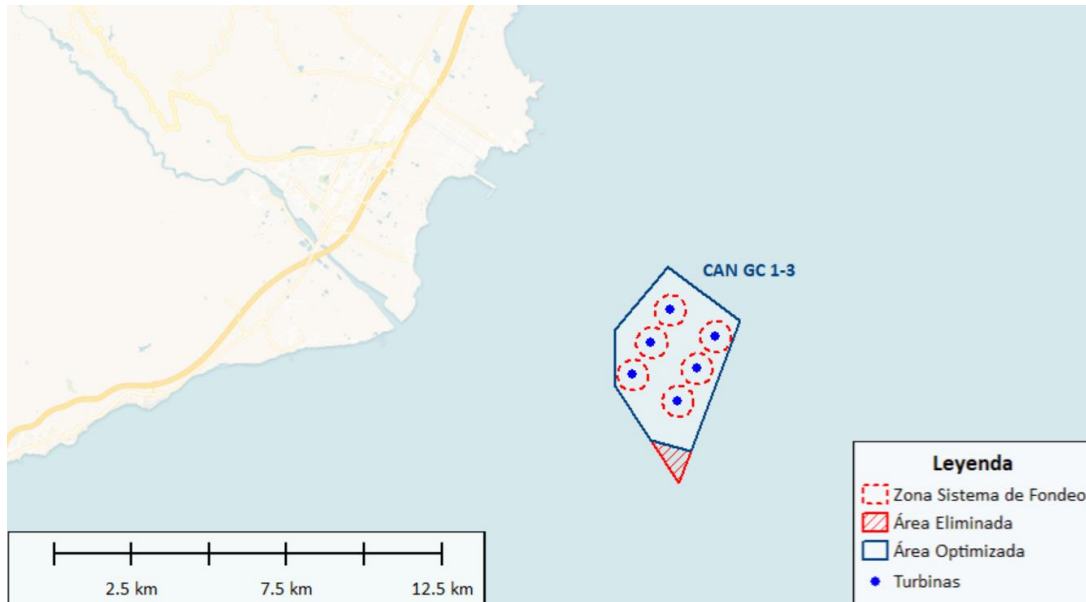
3. Comparativa y Selección del Emplazamiento Definitivo

Una vez identificadas las áreas óptimas y confirmado que no existen prohibiciones o restricciones que las descarten como adecuadas para un proyecto de energía eólica marina, se realiza una comparativa para destacar las principales ventajas e inconvenientes de cada una. También se detallan los factores que influyen en mayor medida para considerar un emplazamiento como el más adecuado.

Para llevar a cabo esta comparativa, se refinan los resultados obtenidos en la fase anterior mediante la integración de las áreas identificadas en un software SIG (Sistema de Información Geográfica) y la superposición de diferentes capas, principalmente relacionadas con el recurso eólico y la batimetría, aspectos que influyen considerablemente en la selección de la ubicación óptima. Además, se consideran otros parámetros que no se habían tenido en cuenta hasta ahora, como la extensión del área necesaria para disponer todos los componentes de la instalación y la producción anual de energía estimada, basada en la curva de potencia de la turbina y la distribución de la velocidad anual del viento.

Como resultado de este análisis, se selecciona el área CAN GC 1-2 como el emplazamiento definitivo para el proyecto, debido a que cuenta con una extensión óptima para un proyecto comercial, ofrece la mayor producción anual de energía, se encuentra próxima a un nudo de acceso con suficiente capacidad disponible y es la zona con menor profundidad.

Se confirma que esta área puede albergar hasta 6 aerogeneradores de 15 MW. Por lo tanto, se optimiza la disposición de estos dentro del emplazamiento para reducir las pérdidas y el coste del sistema de fondeo, maximizando así la rentabilidad de la instalación. Esta nueva área se renombra como CAN GC 1-3, y se selecciona como la ubicación definitiva para el parque eólico marino.



4. Conclusiones

El presente trabajo concluye con la identificación de los principales factores que condicionan la elección del emplazamiento óptimo para el proyecto:

1. La disponibilidad de capacidad en el nudo de acceso a la red
2. La extensión del área identificada
3. La producción anual de energía estimada
4. La batimetría del fondo marino
5. La distancia a la costa (debido al impacto visual del proyecto) y la proximidad al puerto de instalación e integración (por las actividades de transporte e instalación)

Además de estos factores, es crucial verificar que el área seleccionada cumpla satisfactoriamente con todas las restricciones y limitaciones presentes en la zona, ya sean de carácter legal, medioambiental o socioeconómico.

Así, tras considerar el área CAN GC 1-3 como la más adecuada para el desarrollo de un parque eólico marino de 90 MW, esta destaca por maximizar las condiciones del entorno y lograr una alta producción de energía con un coste controlado en todas las fases del proyecto (desarrollo, ejecución y operación), lo que lo convierte en un proyecto atractivo.

ATLANTIC WINDS: METHODOLOGY AND OPTIMAL SITE SELECTION FOR A COMMERCIAL OFFSHORE WIND PROJECT IN THE CANARY ISLANDS

Author: Pérez Plantalamor, Álvaro.

Supervisor: Domínguez Soto, Jaime.

Collaborating Entity: ICAI – Comillas Pontifical University.

ABSTRACT

The growing challenge of meeting energy demand sustainably has driven the development of renewable energy sources, with offshore wind energy emerging as one of the most promising solutions. In the Canary Islands, where metocean conditions are favorable and land space is limited, this technology offers a viable alternative to enhance the archipelago's energy mix. This thesis focuses on developing a methodology to select the optimal site for an offshore wind farm, evaluating various potential areas and comparing them to identify the most suitable location.

The applied methodology considers key factors such as grid capacity availability, wind potential, environmental compatibility, legal suitability, and seabed characteristics, among others. Initially, three potential areas for the installation of an offshore wind farm are identified, both in Gran Canaria and Tenerife. Subsequently, advanced tools for spatial data analysis are used to integrate more precise data on wind resource and bathymetry to refine the selection of the optimal location. Additionally, socioeconomic aspects are considered, such as distance from the coast to minimize visual impact and compatibility of the project with other activities.

The analysis concludes with the identification of an area that offers optimal conditions for maximizing annual energy production, minimizing costs across all project phases, and meeting legal and environmental constraints. This site will accommodate up to six wind turbines of 15 MW, making the project an attractive and profitable solution for the development of offshore wind energy in the Canary Islands.

Key words: Offshore wind energy, Canary Islands, Site selection, Selection methodology, Key factors, Area comparison, Optimal location

1. Introduction

The transition to renewable energy sources is a global imperative to mitigate the effects of climate change and meet the increasing energy demand sustainably. In this context, offshore wind energy stands out as one of the most promising alternatives, as reflected in its growing adoption worldwide.

In the Canary Islands, offshore wind energy emerges as a viable solution to the energy crisis they face, given the limited land space and favorable metocean conditions. Furthermore, integrating renewable sources into the Canary Islands' electricity mix is essential to achieve the energy goals set by the Government for the archipelago.

Thus, the development of offshore wind energy projects in the Canary Islands is an undeniable necessity. However, the question arises: where should these projects be located? This thesis aims to describe the methodology for selecting the optimal site, while applying this methodology to identify several potential areas for project development, comparing them, and selecting the most suitable location.

2. Applied Methodology and Selection of Optimal Areas

Selecting the site is crucial to achieve the highest performance of an offshore wind energy project, which the ultimate goal is to maximize annual energy production. Thus, various technical-legal requirements, socio-environmental constraints, and economic considerations must be considered when identifying the optimal location.

The methodology used to select optimal areas is iterative and focuses on optimizing the following parameters:

1. **Legal Aspects** – Locate the project in areas defined by the Ministry in the Maritime Spatial Plan (*Planes de Ordenación del Espacio Marítimo*, in Spanish)
2. **Grid Availability** – Position the project near a grid node with sufficient available capacity to evacuate the generated energy
3. **Environmental Compatibility** – Choose a location without environmental restrictions
4. **Seabed Conditions** – Select a site without existing underwater cables or pipelines. Additionally, the location should be at the shallowest depth possible and on a seabed with minimal slope to optimize the anchoring and mooring system
5. **Social Considerations and Other Uses** – Ensure the project site is compatible with fishing activities, maritime traffic, the aviation sector, and military operations. It should also be situated at a considerable distance from the coast to minimize visual impact
6. **Site Accessibility** – Confirm that the project is located in an area with access to the necessary port infrastructure for execution and operation phases
7. **Metoccean Conditions** – Choose a site with optimal conditions in terms of wind resource (high wind energy density and production capacity) and wave conditions (allowing acceptable accessibility to the wind farm)

Using these criteria, three optimal areas have been identified for the development of an offshore wind energy project: CAN GC 1-2 (on the southeast coast of Gran Canaria), and CAN TEN 1-2 and CAN TEN 2-2 (on the east coast of Tenerife).



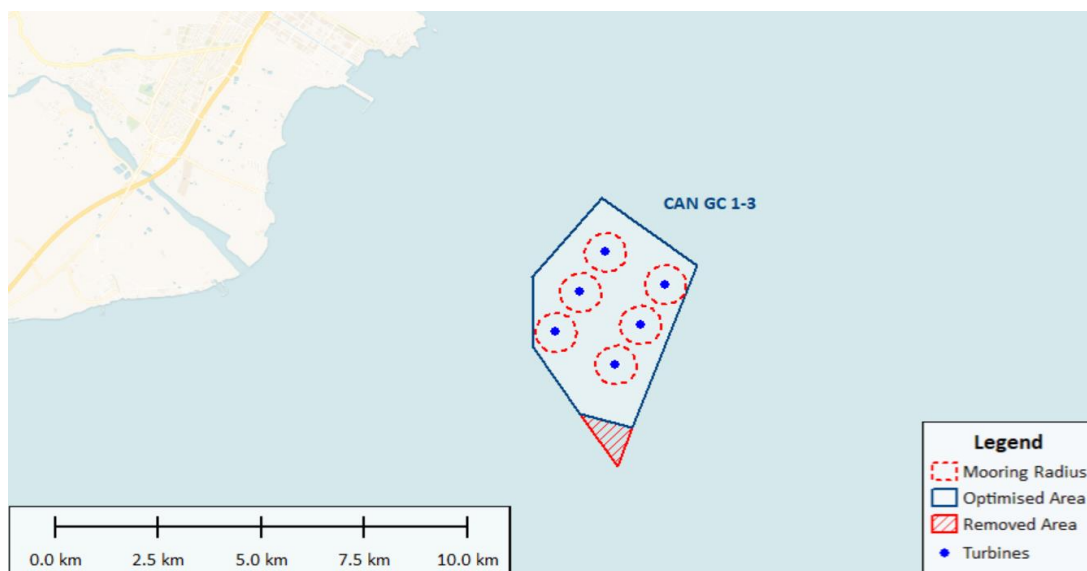
3. Comparative Analysis and Final Site Selection

Once the optimal areas have been identified and it has been confirmed that there are no prohibitions or restrictions excluding them as suitable for an offshore wind energy project, a comparative analysis is conducted to highlight the main advantages and disadvantages of each site. Additionally, factors that most significantly influence the designation of a site as the most suitable are detailed.

To conduct this comparison, the results from the previous phase are refined by integrating the identified areas into a Geographic Information System (GIS) software and overlaying various layers, primarily related to wind resource and bathymetry – factors that significantly impact the selection of the optimal location. Other parameters not previously considered, such as the area required to accommodate all components and the estimated annual energy production based on turbine power curves and annual wind speed distribution, are also taken into account.

As a result of this analysis, the CAN GC 1-2 area is selected as the final site for the project. This site is chosen due to its optimal surface for a commercial project, the highest estimated annual energy production, the proximity to a grid node with sufficient available capacity, and the shallowest depth among the considered areas.

It is confirmed that this site can accommodate up to six wind turbines of 15 MW. Therefore, the arrangement of these turbines within the site is optimised to minimize losses and reduce the cost of the mooring system, thus maximizing the project's profitability. This revised area is renamed CAN GC 1-3 and selected as the definitive location for the offshore wind farm.



4. Conclusions

This study concludes with the identification of the key factors influencing the selection of the optimal site for the project:

1. Availability of grid capacity at the access node
2. Extent of the identified area

3. Estimated annual energy production
4. Seabed bathymetry
5. Distance to the coast (due to the visual impact of the project) and proximity to the installation and integration port (due to transportation and installation activities)

In addition to these factors, it is crucial to ensure that the selected area satisfactorily meets all the restrictions and limitations present in the region, be they legal, environmental, or socioeconomic.

Thus, after considering the CAN GC 1-3 area as the most suitable for developing a 90 MW offshore wind farm, it stands out for optimizing environmental conditions and achieving high energy production while maintaining controlled costs throughout all project phases (development, execution, and operation), making it an attractive project.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	9
1.1 Justificación.....	9
1.2 Objetivos	10
1.3 Metodología y Estructura	10
Capítulo 2. Estado del Arte.....	13
Capítulo 3. Identificación de la Ubicación	17
3.1 Aspectos Legales.....	21
3.2 Recurso Eólico	23
3.3 Acceso a la Red	25
3.4 Compatibilidad Ambiental	29
3.5 Fondo Marino.....	33
3.5.1 Identificación Inicial de Áreas Óptimas.....	35
3.6 Consideraciones Sociales y Otros Usos	41
3.6.1 Actividad Pesquera.....	41
3.6.2 Tráfico Marítimo	44
3.6.3 Consideraciones Aeronáuticas y Militares.....	48
3.6.4 Impacto Visual.....	52
3.7 Accesibilidad del Emplazamiento	52
3.7.1 Identificación Final de Áreas Óptimas.....	58
3.8 Condiciones Metoceánicas	61
3.8.1 CAN GC 1-2	63
3.8.2 CAN TEN 1-2.....	64
3.8.3 CAN TEN 2-2.....	65
Capítulo 4. Emplazamiento del Proyecto.....	67
4.1 Comparativa de Áreas Identificadas.....	67
4.1.1 Aspectos Legales	71
4.1.2 Acceso a la Red	71
4.1.3 Compatibilidad Ambiental.....	71
4.1.4 Fondo Marino.....	72

4.1.5 Consideraciones Sociales y Otros Usos	73
4.1.6 Accesibilidad del Emplazamiento.....	74
4.1.7 Condiciones Meteoceánicas.....	75
4.1.8 Extensión del Área.....	77
4.1.9 Infografía Comparativa.....	78
4.2 Selección del Emplazamiento Definitivo	81
4.3 Disposición y Caracterización del Área Definitiva	82
Capítulo 5. Conclusiones.....	87
Bibliografía	91
Anexo I. Alineamiento con los ODS	99

Índice de figuras

Figura 1: Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina en la Demarcación marina canaria (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023).....	22
Figura 2: Velocidad media anual de viento a una altura de 140 m sobre la superficie del mar (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a partir de datos del Instituto Tecnológico de Canarias, S.A., 2023)	24
Figura 3: Potencia media total a una altura de 100 m sobre la superficie del mar (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a partir de datos del IDEA, 2023)	25
Figura 4: Red de transporte canaria de Tenerife y Gran Canaria, respectivamente (Fuente: Red Eléctrica de España, 2016).....	26
Figura 5: Ubicación de la estación eléctrica y las zonas declaradas para el desarrollo de energía eólica marina en Tenerife (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)	26
Figura 6: Ubicación de las estaciones eléctricas y la zona declarada para el desarrollo de energía eólica marina en Gran Canaria (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)	27
Figura 7: Zonas de prohibición y restricción del desarrollo del sector de la eólica marina en Gran Canaria por la presencia de hábitats y especies marinas de alto valor ecológico (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con datos de la Dirección General de Biodiversidad, Bosques y Desertificación, 2023)	29
Figura 8: Ubicación del área completa, CAN GC 1, definida en los POEM para Gran Canaria (en azul) y de las restricciones medioambientales (como áreas rayadas) (Fuente: Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas, 2023)	30
Figura 9: Zonas de prohibición y restricción del desarrollo del sector de la eólica marina en Tenerife por la presencia de hábitats y especies marinas de alto valor ecológico (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con datos de la Dirección General de Biodiversidad, Bosques y Desertificación, 2023)	31

Figura 10: Ubicación de las áreas completas, CAN TEN 1 y 2, definidas en los POEM para Tenerife (en azul) y de las restricciones medioambientales (como áreas rayadas) (Fuente: Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas, 2023).....	32
Figura 11: Ubicación del área completa, CAN GC 1, definida en los POEM para Gran Canaria (en azul), de las zonas de fondeo prohibido (como áreas rayadas) y de los cables submarinos (como líneas azules) (Fuente: Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas, 2023).....	34
Figura 12: Ubicación del área completa, CAN TEN 1 y 2, definida en los POEM para Tenerife (en azul) y de los cables submarinos (como líneas azules) (Fuente: Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas, 2023).....	34
Figura 13: Ubicación inicial de la zona óptima del proyecto en Gran Canaria, CAN GC 1-1 (en verde) (Fuente: Elaboración Propia)	36
Figura 14: Perfil batimétrico del área CAN GC 1-1 (Fuente: Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2023).....	37
Figura 15: Ubicación inicial de la zona óptima del proyecto en Tenerife (1), CAN TEN 1-1 (en verde) (Fuente: Elaboración Propia)	38
Figura 16: Perfil batimétrico del área CAN TEN 1-1 (Fuente: Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2023).....	39
Figura 17: Ubicación inicial de la zona óptima del proyecto en Tenerife (2), CAN TEN 2-1 (en verde) (Fuente: Elaboración Propia)	40
Figura 18: Perfil batimétrico del área CAN TEN 2-1 (Fuente: Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2023).....	41
Figura 19: Distribución y densidad del esfuerzo de la flota de línea de mano en la demarcación canaria (Fuente: Fundo Regional da Ciência e Tecnologia (FRCT) & Governo dos Açores, 2019).....	42
Figura 20: Distribución y densidad del esfuerzo de la flota de cerco en la demarcación canaria (Fuente: Fundo Regional da Ciência e Tecnologia (FRCT) & Governo dos Açores, 2019)	43

Figura 21: Distribución y densidad del esfuerzo de la flota de palangre en la demarcación canaria (Fuente: Fundo Regional da Ciência e Tecnologia (FRCT) & Governo dos Açores, 2019)	43
Figura 22: Densidad de tráfico marítimo y medidas de ordenación de la navegación en Gran Canaria, junto con la ubicación del área CAN GC 1-1 (en verde) (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)	45
Figura 23: Mapa de densidad del tráfico marítimo en el sureste de Gran Canaria, junto con la ubicación del área CAN GC 1-1 (en verde) (Fuente: MarineTraffic, 2022)	45
Figura 24: Densidad de tráfico marítimo y medidas de ordenación de la navegación en Tenerife, junto con la ubicación de las áreas CAN TEN 1-1 y CAN TEN 2-1 (en verde) (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)	46
Figura 25: Mapa de densidad del tráfico marítimo en el sureste de Tenerife, junto con la ubicación de las áreas CAN TEN 1-1 y CAN TEN 2-1 (en verde) (Fuente: MarineTraffic, 2022).....	47
Figura 26: Servidumbres aeronáuticas en Gran Canaria (Fuente: AESA, 2024)	49
Figura 27: Servidumbres aeronáuticas en Tenerife (Fuente: AESA, 2024)	50
Figura 28: Zonas de ejercicios militares aéreos en Gran Canaria (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)	51
Figura 29: Zonas de ejercicios militares aéreos en Tenerife (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)	51
Figura 30: Plano del Puerto de Las Palmas (Fuente: Autoridad Portuaria de Las Palmas, 2024).....	54
Figura 31: Plano del Puerto de Santa Cruz de Tenerife (Fuente: Autoridad Portuaria de Santa Cruz de Tenerife, 2024).....	55
Figura 32: Ruta de navegación desde el Puerto de Santa Cruz de Tenerife al área en Gran Canaria, CAN GC 1-1 (Fuente: BednBlue, 2024).....	56
Figura 33: Ruta de navegación desde el Puerto de Santa Cruz de Tenerife al área en Tenerife, CAN TEN 1-1 (Fuente: BednBlue, 2024)	57
Figura 34: Ruta de navegación desde el Puerto de Santa Cruz de Tenerife al área en Tenerife, CAN TEN 2-1 (Fuente: BednBlue, 2024)	57

Figura 35: Ubicación final de la zona óptima del proyecto en Gran Canaria, CAN GC 1-2 (en verde), sobre la zona definida en los POEM (en azul) (Fuente: Elaboración Propia)	59
Figura 36: Ubicación final de las zonas óptimas del proyecto en Tenerife, CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 (en verde), sobre las zonas definidas en los POEM (en azul) (Fuente: Elaboración Propia)	60
Figura 37: Interacción del área CAN GC 1-2 con el recurso eólico y la batimetría (Fuente: Elaboración Propia)	63
Figura 38: Altura de ola significativa (en metros) en el área CAN GC 1-2 (Fuente: Puertos del Estado, 2024)	64
Figura 39: Interacción del área CAN TEN 1-2 con el recurso eólico y la batimetría (Fuente: Elaboración Propia)	64
Figura 40: Altura de ola significativa (en metros) en el área CAN TEN 1-2 (Fuente: Puertos del Estado, 2024)	65
Figura 41: Interacción del área CAN TEN 2-2 con el recurso eólico y la batimetría (Fuente: Elaboración Propia)	65
Figura 42: Altura de ola significativa (en metros) en el área CAN TEN 2-2 (Fuente: Puertos del Estado, 2024)	66
Figura 43: Curva de potencia, en morado, del aerogenerador “IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine” (Fuente: NREL, 2020)	75
Figura 44: Distribución Weibull (factor de escala = 12,4684 y factor de forma = 2,4630) de la velocidad de viento en el área CAN GC 1-2 (Fuente: Elaboración Propia, con datos de Global Wind Atlas)	76
Figura 45: Distribución Weibull (factor de escala = 12,0465 y factor de forma = 1,9707) de la velocidad de viento en el área CAN TEN 1-2 (Fuente: Elaboración Propia, con datos de Global Wind Atlas)	76
Figura 46: Distribución Weibull (factor de escala = 12,1175 y factor de forma = 1,9746) de la velocidad de viento en el área CAN TEN 2-2 (Fuente: Elaboración Propia, con datos de Global Wind Atlas)	76

Figura 47: Rosa de frecuencia del viento en el área definitiva (Fuente: Universidad Técnica de Dinamarca, 2024).....	83
Figura 48: Disposición de los aerogeneradores en el área definitiva CAN GC 1-3 (Fuente: Elaboración Propia).....	84
Figura 49: Área definitiva del proyecto, CAN GC 1-3, junto con la disposición de los aerogeneradores y el recurso eólico y profundidad de la zona (Fuente: Elaboración Propia).....	85
Figura 50: Rosa de oleaje anual, representando la altura de ola significativa (en metros) y la dirección, del área definitiva CAN GC 1-3 (Fuente: Puertos del Estado, 2024).....	86
Figura 51: Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) alineados con el proyecto (Fuente: Naciones Unidas, 2015).....	100

Índice de tablas

Tabla 1: Coordenadas del área óptima CAN GC 1-2 (Fuente: Elaboración propia).....	59
Tabla 2: Coordenadas de las áreas óptimas CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 (Fuente: Elaboración propia)	61
Tabla 3: Comparativa entre las áreas óptimas identificadas: CAN GC 1-2, CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 (Fuente: Elaboración Propia)	70
Tabla 4: Producción anual de energía por aerogenerador en cada una de las áreas óptimas identificadas: CAN GC 1-2, CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 (Fuente: Elaboración Propia)	77
Tabla 5: Capacidad máxima recomendada de cada una de las áreas óptimas identificadas: CAN GC 1-2, CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 (Fuente: Elaboración Propia)	78
Tabla 6: Infografía comparativa entre las áreas óptimas identificadas: CAN GC 1-2, CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 (Fuente: Elaboración Propia)	80
Tabla 7: Coordenadas del área definitiva CAN GC 1-3 (Fuente: Elaboración propia)..	85
Tabla 8: Coordenadas de la posición de los aerogeneradores en el área definitiva CAN GC 1-3 (Fuente: Elaboración Propia)	86

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 JUSTIFICACIÓN

La transición energética hacia fuentes de energía renovables es un imperativo global para mitigar los efectos del cambio climático. La energía eólica marina es una de las alternativas más prometedoras en este contexto, especialmente en áreas insulares donde la intermitencia de otras fuentes renovables y la limitación de espacio terrestre presentan grandes retos.

Debido a sus condiciones meteoceánicas, las Islas Canarias tienen un gran potencial para el desarrollo de proyectos de energía eólica marina. La producción de energía eficiente es garantizada tanto por la constancia como por la intensidad del viento, que también brindan una oportunidad para el desarrollo económico. Estas instalaciones también pueden ser cruciales para aumentar la autonomía energética del archipiélago y garantizar la sostenibilidad a largo plazo.

La experiencia del autor en el sector de la energía eólica marina le ha permitido comprender los beneficios y desafíos específicos de esta industria desde un punto de vista personal y profesional. Así, el autor de este Trabajo de Fin de Máster tiene como objetivo describir la metodología de selección del emplazamiento óptimo para la instalación de un parque de energía eólica marina en las Islas Canarias.

En resumen, la elección de este tema se justifica por el gran potencial de la energía eólica marina en el archipiélago, así como por la necesidad de comprender cuáles son los factores y parámetros que gobiernan la elección de un emplazamiento para la ubicación de un proyecto de energía eólica marina. Además, el autor está comprometido profesionalmente con el avance de soluciones energéticas renovables y sostenibles.

1.2 OBJETIVOS

El objetivo general de este Trabajo de Fin de Máster es explicar la metodología para la selección de la ubicación óptima para el desarrollo de un parque eólico marino en las Islas Canarias, así como proponer un emplazamiento para la implementación del proyecto, tras llevar a cabo una revisión y análisis detallado de todos los aspectos que afectan a este.

A continuación, se detallan los objetivos específicos del presente trabajo:

- Describir los parámetros y factores principales para la selección del emplazamiento adecuado
- Identificar varias áreas óptimas para el desarrollo de un parque eólico marino
- Realizar una comparativa de las zonas identificadas, a partir de una evaluación de los aspectos más relevantes
- Proponer un emplazamiento definitivo para el proyecto

Además, este Trabajo de Fin de Máster tiene como objetivo transversal promover el conocimiento sobre la energía eólica marina y su potencial para contribuir a los objetivos de sostenibilidad y lucha contra el cambio climático.

Por último, cabe destacar que este proyecto está alineado con los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS): Energía Asequible y No Contaminante (7); Industria, Innovación e Infraestructura (9); y Acción por el Clima (13), tal y como se detalla en el Anexo I.

1.3 METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA

Para realizar este trabajo, se emplea una metodología deductiva. Esto significa que se analizan las teorías e ideas generales actuales antes de aplicarlas al caso específico del proyecto.

Por lo tanto, se elige esta metodología porque permite tomar como referencia una amplia base teórica y aplicarla al caso particular de este trabajo. Este método lógico y estructurado ayuda a llegar a conclusiones coherentes y acordes con los objetivos. Además, esta metodología es útil porque se puede utilizar fácilmente en estudios similares.

De esta forma, siguiendo esta metodología deductiva, el trabajo se estructura en los siguientes apartados:

- I. En primer lugar, se describe el estado de la técnica para comprender la situación actual respecto a la metodología de selección del emplazamiento para el desarrollo de un proyecto de energía eólica marina, a partir de una revisión literaria.
- II. Tras el análisis del estado del arte, se detalla la metodología seguida para la identificación de la ubicación del proyecto, considerando distintos aspectos legales, técnicos, sociales y medioambientales. Así, se proponen diversas áreas óptimas situadas en las Islas Canarias para la instalación de un parque eólico marino, teniendo en cuenta las posibles limitaciones, restricciones y/o prohibiciones en la zona, así como las condiciones meteoceánicas y del fondo marino.
- III. Posteriormente, se lleva a cabo un análisis comparativo de las distintas áreas identificadas, valorando las ventajas y desventajas de cada zona según los aspectos analizados. De esta forma, se propone el emplazamiento definitivo para la ubicación del proyecto, optimizando el área inicial identificada, representando la disposición de los aerogeneradores y caracterizando la zona.
- IV. Por último, se presentan las principales conclusiones derivadas del trabajo. Igualmente, se incluyen las limitaciones de estos resultados y las posibles líneas de investigación futuras.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

La situación climática en la que nos encontramos, caracterizada por el aumento de las temperaturas globales y el incremento del precio de los combustibles fósiles, ha sido un catalizador clave para el desarrollo y la expansión de fuentes de energía renovable para la producción de electricidad. Entre estas fuentes, la energía eólica marina ha emergido como una de las soluciones más prometedoras para combatir la crisis energética y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Así, en los últimos años se ha producido un notable avance tecnológico que ha permitido la creación de parques eólicos en alta mar, los cuales son más eficientes que los ubicados en tierra y son capaces de generar grandes cantidades de energía limpia.

Este escenario ha propiciado un aumento significativo en la implementación de proyectos de energía eólica marina en diversas regiones geográficas, impulsado tanto por políticas gubernamentales, que buscan acelerar la transición energética y cumplir con los objetivos establecidos, así como por las continuas mejoras tecnológicas en este sector. Estas mejoras y la ambición de llegar a las “cero emisiones” en el año 2050 han consolidado la energía eólica marina como una solución viable y estratégica para el futuro energético del planeta.

Debido a que esta tecnología lleva presente en el mercado durante más de una década, existen una gran cantidad de estudios, investigaciones y proyectos que exploran diferentes aspectos de su desarrollo e implementación. Por lo tanto, se hace necesario realizar una investigación exhaustiva para evaluar el estado actual del mercado y comprender las soluciones tecnológicas disponibles actualmente.

En primer lugar, se constata que se han llevado a cabo numerosos proyectos de diseño de un parque eólico marino en las costas españolas, incluyendo las Islas Canarias, en los últimos años. Así, estos proyectos se centran en la definición del emplazamiento seleccionado, el dimensionamiento de la instalación (incluyendo la plataforma, el aerogenerador, el sistema de fondeo y el sistema eléctrico), la disposición de los aerogeneradores y la viabilidad económica. Algunos de los proyectos relacionados con esta temática son los siguientes:

- El Yusufi, O. (2023). *Diseño de un parque eólico offshore de 500 mw en la costa de España* [Universitat Politècnica de Catalunya].
- Gamero, C. (2024). *Diseño e implantación de un parque eólico offshore en la costa de Cádiz* [Universidad Rey Juan Carlos].
- Odriozola, U. (2022). *Diseño de un parque eólico offshore* [Universidad Politécnica de Cartagena].
- Sahuquillo, P. (2022). *Diseño y análisis de viabilidad económica de una instalación eólica off-shore ubicada en la costa de Gran Canaria* [Universitat Politècnica de València].
- Seva, M. (2021). *Diseño de un parque eólico offshore de 160 MW en el Cabo de Trafalgar* [Universidad Miguel Hernández].

De esta forma, se ha apreciado que hay una gran cantidad de proyectos dedicados a definir un parque eólico marino, incluyendo todos sus componentes, por lo que se entiende que este alcance está ya suficientemente cubierto por las investigaciones actuales y no representa una innovación en el estudio de la energía eólica marina.

Igualmente, también se han realizado diversos estudios empleando técnicas de análisis multicriterio para la selección de emplazamientos para la ubicación de un proyecto de energía eólica marina, evaluando diversas alternativas en función de diversos aspectos. La mayor parte de estos trabajos se han hecho a nivel general, sin especificar una ubicación en concreto, aunque hay alguno que se centra en zonas situadas en la costa española, incluso en las Islas Canarias. Entre estas investigaciones destacan las siguientes:

- Bien, C., Arzaghi, E., Yazdi, M., Jahromi, H., & Abbassi, R. (2022). A multi-criteria decision-making framework for site selection of offshore wind farms in Australia. *Ocean & Coastal Management*, 224.
- Castro-Santos, L., Lamas-Galdo, M.I., & Filgueira-Vizoso, A. (2020). Managing the oceans: Site selection of a floating offshore wind farm based on GIS spatial analysis. *Marine Policy*, 113.
- Díaz, H., Loughney, S., Wang, J., & Guedes, C. (2022). Comparison of multicriteria analysis techniques for decision making on floating offshore wind farms site selection. *Ocean Engineering*, 248.

- Magrasó, C. (2019). *Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz* [Universitat Politècnica de València].

Por lo tanto, aunque hay también trabajos dedicados a la metodología de decisión para la selección del emplazamiento de un parque eólico marino, la mayoría de estos explican criterios generales, así como las herramientas que se pueden emplear para guiar esta decisión. No obstante, existen muy pocos trabajos dedicados exclusivamente a analizar una zona en específico y comparar diversas áreas identificadas siguiendo unos criterios establecidos, permitiendo analizar las ventajas y desventajas de cada una de ellas.

En consecuencia, el presente trabajo propone abrir esta nueva línea de investigación sobre un proyecto de energía eólica marina situado en las Islas Canarias, región que sufre una crisis energética y que necesita incorporar fuentes renovables en su mix energético. Además, este trabajo resultará innovador tanto por comparar diversas áreas consideradas óptimas en una misma región, como por el hecho de identificar el emplazamiento más adecuado sobre el que desarrollar la instalación.

Capítulo 3. IDENTIFICACIÓN DE LA UBICACIÓN

La identificación y selección de la ubicación es crucial para obtener el mayor rendimiento del proyecto. El objetivo principal de este proceso y, en general, del parque, es conseguir la mayor producción de energía durante toda su vida útil, teniendo en cuenta los diferentes requerimientos técnicos, restricciones socio-medioambientales y consideraciones económicas. Así, la identificación del emplazamiento en el que desarrollar el proyecto tendrá en cuenta los siguientes aspectos:

- **Recurso Eólico:** Uno de los aspectos más importantes a considerar en la identificación de la ubicación del parque es el recurso eólico del emplazamiento. Para evaluar este parámetro se considera la densidad de energía eólica, que es la potencia que suministra el viento por unidad de superficie (W/m^2), y depende de la velocidad del viento principalmente. Este valor influye considerablemente en la producción anual de energía (AEP, por sus siglas en inglés), que se relaciona directamente con la rentabilidad del proyecto. Además, se tiene en consideración la consistencia del viento a lo largo del tiempo para asegurar una producción constante. Esto último se analiza realizando series temporales y modelos meteorológicos, en función de datos reales e históricos, consiguiendo obtener una predicción fiable del recurso eólico de la zona.
- **Condiciones Metoceánicas:** Se trata del estudio del oleaje, corrientes, viento y condiciones de marea que afectan a las estructuras y operaciones offshore (Rodríguez-Rubio, 2020). Este aspecto permite entender la severidad de las condiciones del emplazamiento y gobierna el diseño de las estructuras. Dentro de las condiciones metoceánicas se engloba el Recurso Eólico y, de la misma forma, se analizan realizando series temporales y modelos meteorológicos.
- **Fondo Marino:** Conocer las condiciones del lecho marino es necesario para asegurar la viabilidad y adecuación de las diferentes tecnologías al emplazamiento, así como analizar los riesgos relacionados. Los principales parámetros que considerar en este punto se resumen en:

- **Batimetría:** Se denomina batimetría al estudio del lecho de las masas de agua. Originalmente se refiere a la profundidad del océano en relación con el nivel del mar, en otras palabras, la profundidad y la forma de la tierra bajo el agua. Al igual que la topografía, que ofrece una representación tridimensional de la superficie de la tierra, la batimetría también ofrece una representación del fondo marino (Kumari & Ramesh, 2020). De esta forma, se conoce la profundidad del agua y la pendiente que hay, lo cual va a condicionar la configuración del parque y las tecnologías a emplear, desde el tipo de estructura hasta el sistema de fondeo, así como la viabilidad del proyecto en sí. Por ejemplo, si la zona presenta una pendiente superior a 6° (Muthukkumaran & Arun, 2015), la instalación de los sistemas de anclaje se vuelve más compleja.
- **Geofísica:** Este parámetro caracteriza el fondo marino, es decir, evalúa y detalla lo que hay en el lecho. Así, se trata de identificar fallas, cañones u otras alteraciones morfológicas del terreno que afecten a la instalación de manera significativa. De la misma forma, detalla la presencia de pecios, cables o tuberías submarinas, o elementos no identificados en el fondo marino.
- **Geotecnia:** Analiza la composición del lecho marino para conocer los materiales que lo forman y su estratificación en capas, lo cual gobernará el diseño del sistema de anclaje en cuanto a la capacidad del suelo para absorber las cargas de las líneas de fondeo. Además, evalúa los riesgos geológicos del emplazamiento, como por ejemplo la licuefacción, que es “el comportamiento de suelos que, estando sujetos a la acción de fuerzas externas, en ciertas circunstancias pasan de un estado sólido a un estado líquido” (Durán, 2018). Este fenómeno puede producir la succión de los elementos de anclaje y la “pérdida” de estos.
- **Acceso a la Red:** Otro parámetro importante en la identificación del emplazamiento es la evacuación a la red de la energía producida. Dado que se trata de una instalación offshore y la exportación de la electricidad es un proceso más complejo, se debe analizar cuidadosamente este aspecto. Así, hay que tener en cuenta la distancia a la subestación eléctrica en tierra, con el objetivo de minimizar las pérdidas y el coste de transmisión. Igualmente, se debe considerar

la capacidad disponible para asegurar que el proyecto puede evacuar la energía generada sin restricción alguna. Por último, se debe valorar la necesidad o “déficit” de energía en la región para asegurar que es necesaria la inyección de electricidad a la red en esa ubicación.

- **Compatibilidad Ambiental:** El proyecto debe ser compatible con la biodiversidad marina. De esta forma, se deben tener en consideración los distintos corredores ecológicos y biológicos, incluyendo aves, peces y mamíferos acuáticos, para trazar la disposición del parque. Igualmente, el emplazamiento no puede situarse en zonas especialmente protegidas para la vida marina o aquellas con ecosistemas vulnerables. Así, antes de empezar la construcción del proyecto se debe realizar una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA), que debe ser aprobada por el organismo correspondiente.
- **Consideraciones Sociales y Otros Usos:** El proyecto debe ser compatible con otros sectores, principalmente la navegación, la pesca, la aviación y el militar. Respecto a la navegación, se deben garantizar las rutas de navegación para pequeñas y grandes embarcaciones, ya que idealmente se desea que no atraviesen embarcaciones a través del parque para evitar accidentes. En cuanto al sector pesquero, la energía eólica marina afecta considerablemente a este, ya que restringe el acceso a extensas áreas de pesca y caladeros tradicionales (Odriozola, 2022). Por último, respecto a la aviación y el sector militar, se deben evitar las zonas de exclusión militar, así como cumplir con los requisitos de aquellas zonas especiales cercanas a aeropuertos. Igualmente, se debe conseguir la aceptación de la comunidad local, debido al impacto visual que puede ocasionar el proyecto. En consecuencia, durante la fase de desarrollo del proyecto se debe implicar a todas las partes interesadas para obtener información de estas y buscar una solución que no perjudique gravemente a ninguna de ellas, intentando buscar sinergias entre los distintos sectores.
- **Aspectos Legales:** Otro punto importante a considerar en la especificación del emplazamiento es la legislación vigente a nivel local, regional y/o estatal. Así, en primer lugar, el proyecto debe situarse en las zonas habilitadas y definidas para ello. Igualmente, debe cumplir con todas las normativas y leyes aplicables, con el fin de poder obtener las licencias y permisos necesarios para la construcción, instalación y operación del parque.

- **Accesibilidad del Emplazamiento:** Se debe garantizar que la ubicación sea fácilmente accesible y que exista la infraestructura necesaria para llevar a cabo las operaciones de instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento del parque eólico marino. Igualmente, este aspecto tiene grandes consideraciones económicas, ya que influye directamente en los gastos de capital (CAPEX, por sus siglas en inglés) y de operación (OPEX, por sus siglas en inglés).
- **Esquema de Remuneración:** Este aspecto es crucial para la rentabilidad del proyecto y depende directamente de las políticas gubernamentales o Contratos de Compraventa de Energía (PPA, por sus siglas en inglés) que el desarrollador del proyecto consiga acordar.

Por un lado, el Gobierno, a través de empresas que posee o gestiona relacionadas con la distribución de energía, puede establecer diferentes esquemas de remuneración. En la actualidad, el esquema de remuneración más común para las energías renovables es el Contrato por Diferencia (CfD, por sus siglas en inglés), como se ha implementado en Reino Unido, Alemania, Francia y otros países de la Unión Europea.

El CfD se basa en una diferencia entre el precio de mercado y un precio de venta acordado. Si el precio de venta es superior al precio de mercado, la contraparte del CfD debe pagar al desarrollador la diferencia entre el precio de venta y el precio de mercado. Si el precio de mercado es superior al precio de venta acordado, el desarrollador deberá devolver a la contraparte del CfD la diferencia entre el precio de mercado y el precio de venta (International Energy Agency, 2019). De esta forma, se consigue establecer un precio de venta de la energía estable a largo plazo, garantizando la ejecución de estos proyectos, que implican una gran inversión inicial. Además, el Gobierno puede establecer incentivos financieros, beneficios y políticas de apoyo al desarrollo de energía eólica marina. No obstante, cabe mencionar que en España todavía no se ha definido el esquema de remuneración por el que se regirán las subastas de energía eólica marina.

Por otra parte, el desarrollador puede conseguir firmar un PPA, que se trata de un acuerdo de compraventa de energía renovable a largo plazo de un proyecto en concreto y a un precio preestablecido entre un desarrollador renovable y un consumidor que, por lo general, se trata de empresas que necesitan grandes cantidades de electricidad (Iberdrola, 2024).

No obstante, dado que el esquema de remuneración viene impuesto por el Gobierno a nivel estatal y va a ser igual en todas las zonas del ámbito nacional, no se tiene en cuenta este aspecto a la hora de definir y seleccionar el emplazamiento del proyecto.

La identificación y selección de una ubicación óptima para el proyecto de energía eólica marina es un proceso complejo que requiere de la consideración de los múltiples criterios y factores indicados anteriormente. En conclusión, la integración armónica de todos estos aspectos es esencial para el desarrollo exitoso del proyecto.

3.1 ASPECTOS LEGALES

El desarrollo e instalación de parques eólicos marinos en las Islas Canarias representa una oportunidad significativa para avanzar hacia un modelo energético más sostenible y menos dependiente de combustibles fósiles. No obstante, la realización de estos proyectos requiere una cuidadosa consideración de una serie de aspectos legales y regulatorios para asegurar su viabilidad técnica, ambiental y social. Estos aspectos cubren un amplio espectro que va desde la planificación territorial y el impacto ambiental hasta la obtención de las necesarias autorizaciones y licencias.

En primer lugar, de cara a seleccionar el emplazamiento, se debe tener en cuenta que el parque debe ubicarse dentro de los límites establecidos para las “Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina”, publicados en el Real Decreto 150/2023. Así, en la Figura 1 se detallan las zonas aptas para la ubicación de un parque eólico marino en la demarcación marina canaria (Real Decreto 150/2023, de 28 de Febrero, Por El Que Se Aprueban Los Planes de Ordenación Del Espacio Marítimo de Las Cinco Demarcaciones Marinas Españolas, 2023).

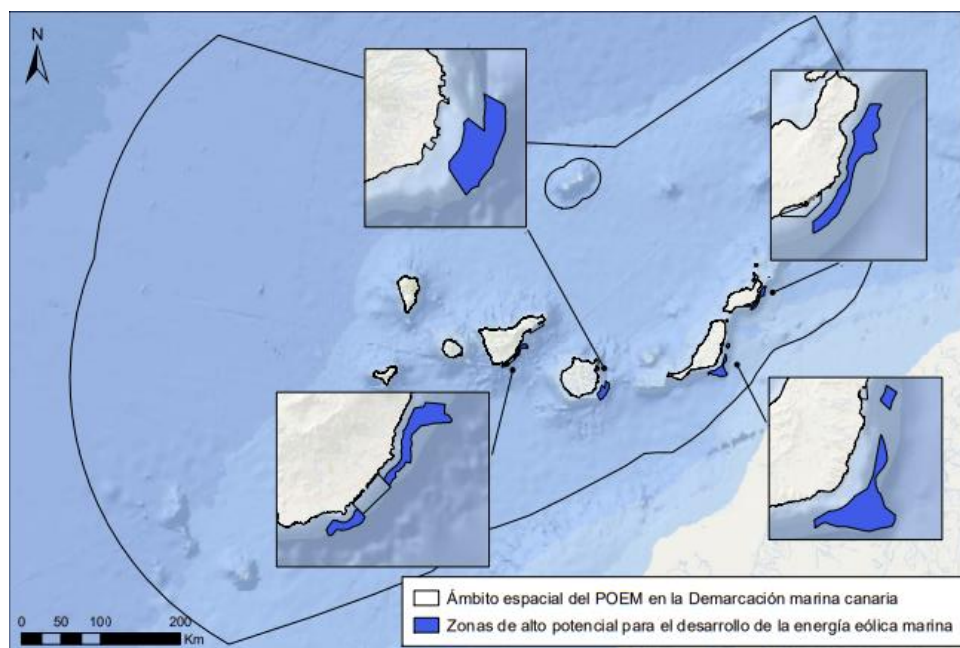


Figura 1: Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina en la Demarcación marina canaria (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)

De esta forma, se constata que el parque eólico marino solamente podrá estar situado en las zonas habilitadas para ello, es decir, en los emplazamientos demarcados de Tenerife, Gran Canaria, Fuerteventura y Lanzarote. Así, el proyecto se ubicará dentro de los límites de estas zonas para cumplir con el primer y más importante requisito.

Cabe mencionar que, aunque el cumplimiento de la ubicación del parque en las zonas definidas por los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) sea un criterio obligatorio, una vez se haya definido con mayor detalle el proyecto, este debe obtener la aprobación satisfactoria de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA). Este proceso de evaluación enfatiza los posibles impactos del proyecto sobre el medio ambiente y establece las medidas necesarias para prevenir, mitigar o compensar dichos impactos negativos. Además, la EIA incorpora la realización de procesos de consulta pública en las distintas etapas del proyecto, para tener en consideración las opiniones de los ciudadanos y de las distintas partes involucradas o interesadas (Ley 21/2013, de 9 de Diciembre, de Evaluación Ambiental, 2023).

Posteriormente se requiere obtener las diversas autorizaciones y licencias estatales, regionales y municipales, previo a la construcción y operación del parque eólico. Además, se deben llevar a cabo estudios de integración paisajística con el objetivo de minimizar el impacto visual de las estructuras desde la costa.

3.2 RECURSO EÓLICO

La importancia del recurso eólico en el proceso de selección del emplazamiento para el desarrollo de un parque eólico marino no puede ser subestimada, ya que constituye la base fundamental sobre la cual se asienta el éxito operativo y financiero del proyecto. Un recurso eólico adecuado garantiza no solo una generación óptima, sino también una mayor previsibilidad y estabilidad en la producción durante toda la vida útil del proyecto. De esta forma, para analizar el recurso eólico se debe tener en cuenta principalmente la velocidad media de viento, que es la variable que afecta principalmente a su definición, y, en consecuencia, se trata de un factor determinante para la viabilidad del proyecto.

La definición del potencial eólico de una región se lleva a cabo a partir de un modelo de simulación meteorológica y de prospección del recurso eólico a largo plazo. Así, en la Figura 2 se detalla la velocidad media anual del viento a 140 metros de altura sobre el nivel del mar. En este caso, para evaluar el recurso eólico se ha implementado el modelo de nueva generación WRF-ARW (Advanced Research Weather Research Forecast, por sus siglas en inglés) con datos ERA5 provistos por el Centro Europeo de Predicciones a Medio Plazo (ECMWF, por sus siglas en inglés), la fuente más precisa de reanálisis computada hasta la fecha para Canarias (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023). Además, este se ha evaluado a una altura de 140 metros puesto que se corresponde con la altura de buje de gran parte de los aerogeneradores de en torno a 15MW de potencia nominal, siendo estos los más potentes hasta la fecha y los considerados en la mayor parte de los futuros parques eólicos marinos.

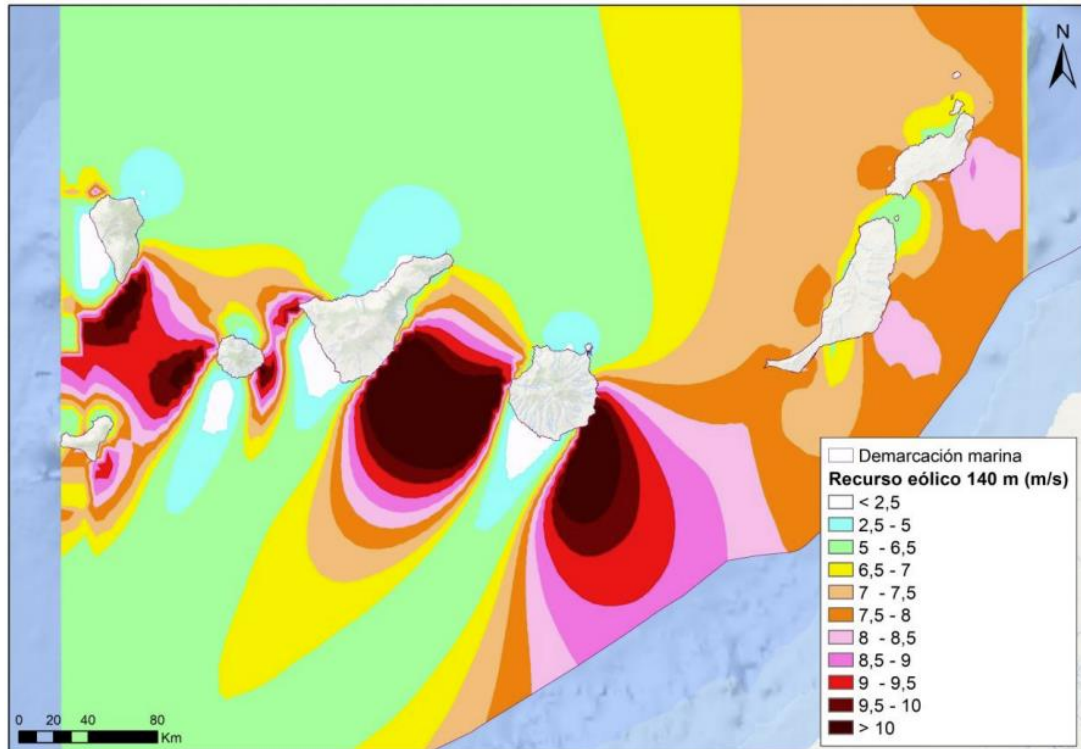


Figura 2: Velocidad media anual de viento a una altura de 140 m sobre la superficie del mar (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a partir de datos del Instituto Tecnológico de Canarias, S.A., 2023)

Como se puede observar en la imagen anterior, Figura 2, las “Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina”, publicadas en los POEM, con mayor recurso eólico son aquellas ubicadas en las costas sureste de las islas de Tenerife y Gran Canaria. De esta forma, se van a priorizar estas islas para el desarrollo del proyecto de energía eólica marina en cuestión, ya que la mayor velocidad de viento va a permitir una mayor fiabilidad y seguridad en la generación de energía durante toda la vida útil del parque.

En consecuencia, las áreas definidas en los POEM que se ubican en las islas de Tenerife y Gran Canaria, y que serán aquellas sobre las que se llevará a cabo el desarrollo del proyecto son: CAN TEN 1 y CAN TEN 2, en Tenerife, y CAN GC 1, en Gran Canaria.

Igualmente, como se puede apreciar en la siguiente imagen, Figura 3, la mayor densidad de potencia eólica media total de las Islas Canarias se ubica en aquellas zonas con la mayor velocidad media anual de viento. Este hecho era de esperar, ya que la velocidad del viento es un parámetro directamente relacionado con la potencia media. Así, se recalca que el mayor recurso eólicos se sitúa en las costas sureste de las islas de Tenerife y Gran Canaria.

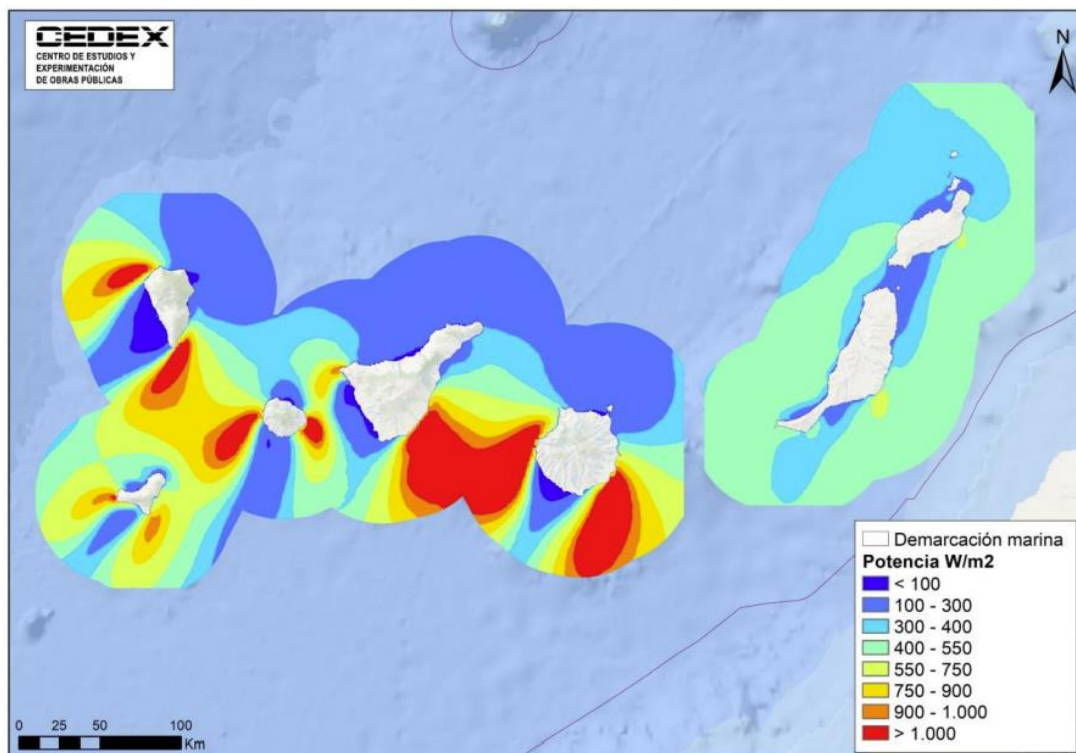


Figura 3: Potencia media total a una altura de 100 m sobre la superficie del mar (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a partir de datos del IDEA¹, 2023)

3.3 ACCESO A LA RED

Una vez analizado el recurso eólico y seleccionados aquellos emplazamientos con un mayor potencial, es necesario establecer cómo se va a realizar la evacuación de la energía generada y su inyección en la red. Así, de esta integración va a depender el tamaño potencial del proyecto y el dimensionamiento de este.

De esta forma, uno de los parámetros que se debe valorar atentamente es la cercanía del parque a una subestación eléctrica en tierra, así como su capacidad disponible o posibilidad de aumento de esta. En consecuencia, en la Figura 4 se detalla la red eléctrica de transporte de las islas de Tenerife y Gran Canaria, incluyendo las principales centrales generadoras y los puntos de interconexión (Red Eléctrica de España, 2016).

¹ IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía



Figura 4: Red de transporte canaria de Tenerife y Gran Canaria, respectivamente (Fuente: Red Eléctrica de España, 2016)

Tal y como se publica en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo específicos para la Demarcación Marina Canaria, se constata que las subestaciones eléctricas más próximas a las áreas situadas en las costas sureste delimitadas en los POEM son: Granadilla en Tenerife y Barranco de Tirajana en Gran Canaria. De esta forma se confirma que estos nudos de acceso son los que se han propuesto para realizar la conexión de los parques eólicos marinos a la red. Así, en la Figura 5 y la Figura 6, se observan las zonas habilitadas en previas iteraciones para la potencial instalación de proyectos de energía eólica marina (sombreadas en rosa, en la leyenda como ER4) y las estaciones eléctricas.

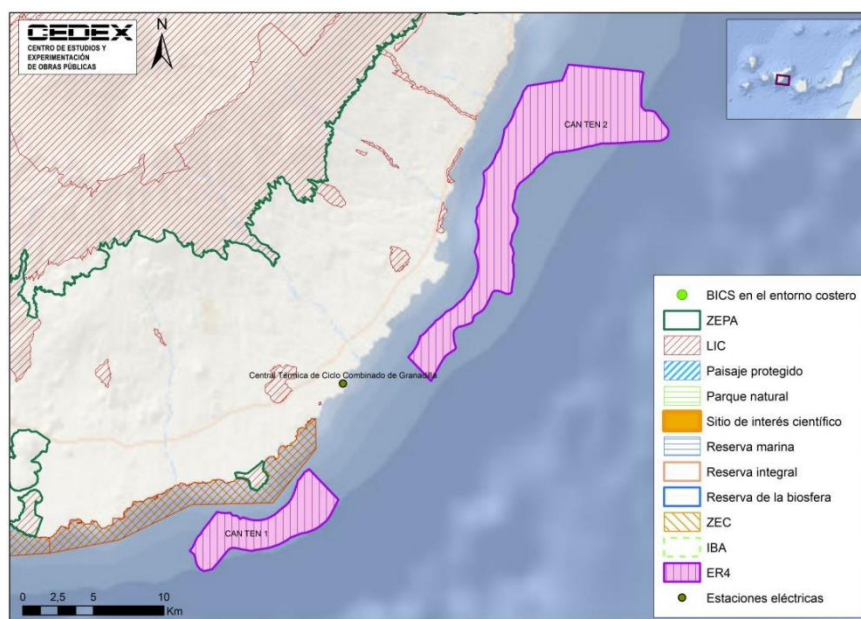


Figura 5: Ubicación de la estación eléctrica y las zonas declaradas para el desarrollo de energía eólica marina en Tenerife (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)

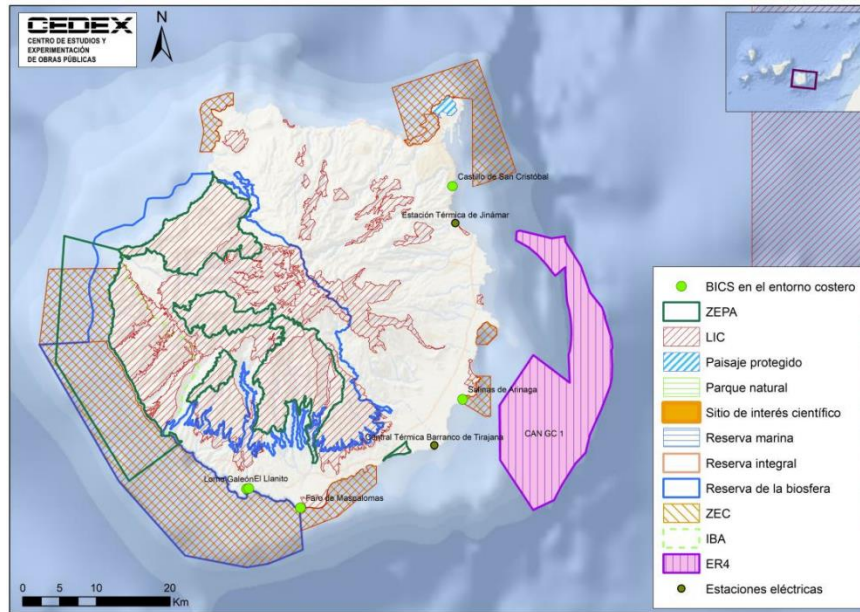


Figura 6: Ubicación de las estaciones eléctricas y la zona declarada para el desarrollo de energía eólica marina en Gran Canaria (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)

En consecuencia, considerando la ubicación del proyecto en las áreas con mayor recurso eólico, según se detalla en el Apartado 3.2, y teniendo en cuenta que este debe encontrarse próximo a una de las subestaciones mencionadas anteriormente para mejorar la transmisión eléctrica, se concluye que las zonas óptimas se encuentran en el polígono CAN TEN 1 y en el sur del polígono CAN TEN 2 de la Figura 5, además de en el sur del polígono CAN GC 1 de la Figura 6.

Además, una vez identificados los principales nudos de acceso a la red para cada una de las “Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina” de interés, se debe comprobar que estos puntos tienen capacidad de acceso disponible o, en su defecto, si se proyecta la ampliación de esta capacidad en la zona próximamente. Así, por un lado, según el estudio de capacidad de la red de transporte publicado mensualmente por REE² (Red Eléctrica de España, 2024), los nudos de acceso Granadilla I y II (Tenerife), tanto para una tensión de 66kV como 220kV, no tienen capacidad de acceso disponible para solicitudes de generación a la red de transporte. Por otro lado, los nudos Barranco de Tirajana I y II (Gran Canaria) tampoco tienen capacidad de acceso disponible.

² REE: Red Eléctrica de España

No obstante, hay proyectada una nueva subestación Barranco de Tirajana III (Gran Canaria) de 220kV con capacidad suficiente, aproximadamente de 500MW, para permitir la evacuación a tierra de la energía renovable producida por los parques eólicos marinos situados frente a las costas de esta (Comunidad Autónoma de Canarias, 2023). Así, una vez que esta infraestructura recibió “luz verde” en junio de 2023, el plazo máximo para presentar la solicitud de puesta en servicio de las instalaciones es de 24 meses, por lo que esta nueva subestación podría estar plenamente operativa durante el tercer trimestre de 2025 (Quesada, 2023b).

De esta forma, dada la nueva capacidad de acceso a la red que generará la subestación Barranco de Tirajana III, el proyecto podría ubicarse frente a esta, es decir, en la costa sureste de Gran Canaria. Así, se asegura que el parque eólico marino tenga garantizado el acceso a la red.

Por otro lado, aunque todavía no hay planes específicos para la ampliación de los nudos de acceso Granadilla I y II, la normativa por la que se regirá el procedimiento de concurrencia competitiva para la instalación de parques eólicos marinos en España otorgará, tras su adjudicación, la reserva de la capacidad de acceso en un nudo concreto (Raso, 2024). De esta forma, se garantiza que desde el Gobierno llevarán a cabo todas las acciones necesarias para asegurar que el proyecto puede conectarse a la red en estos puntos mediante la mejora de las subestaciones existentes o la creación de una nueva, tal y como se va a realizar en Gran Canaria. Por lo tanto, la instalación podría situarse en las proximidades de Granadilla, en la costa sureste de Tenerife.

Por último, teniendo en cuenta que se va a construir una nueva subestación eléctrica de al menos 500MW en Gran Canaria y los planes del Gobierno para incrementar la energía inyectada en los nudos de acceso de Granadilla (Tenerife), queda más que justificada la necesidad energética de la zona. Además, esta capacidad debe provenir en su mayor parte de fuentes de energía renovables ya que, según establece el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), la generación eléctrica de origen renovable debe ser de al menos el 58% para el año 2030. Así, teniendo en cuenta que actualmente en las Islas Canarias las centrales de combustión representan en torno al 70% del mix eléctrico, deben introducirse una gran cantidad de proyectos de energía renovable en el mix para sustituir a estas centrales (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2022a).

3.4 COMPATIBILIDAD AMBIENTAL

Otro aspecto importante para la elección de emplazamiento adecuado para el desarrollo de un parque eólico marino es el impacto que su instalación y operación tenga en la biodiversidad y los hábitats marinos. De esta forma, el proyecto debe situarse en una zona libre de restricciones y/o prohibiciones al respecto.

Así, la Dirección General de Biodiversidad, Bosques y Desertificación (DG BBD), perteneciente al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, ha establecido una serie de áreas delimitadas en las que no se pueden ubicar instalaciones eólicas marinas debido a la presencia de hábitats y especies marinas de alto valor ecológico que deben estar protegidas o, al menos, sobre las que se debe llevar a cabo un estudio más exhaustivo.

En primer lugar, en relación con el área situada en Gran Canaria, en la Figura 7, se muestra en rayado rojo y amarillo aquellas zonas de prohibición y restricción, respectivamente, para la instalación de proyectos. Se puede observar que estas áreas se encuentran relativamente cerca de la costa y, de esta forma, no interferirían en el emplazamiento seleccionado preliminarmente (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023).

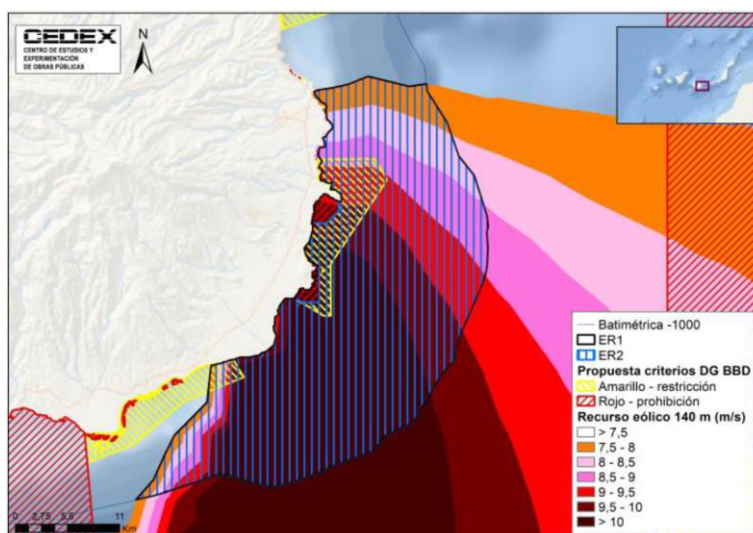


Figura 7: Zonas de prohibición y restricción del desarrollo del sector de la eólica marina en Gran Canaria por la presencia de hábitats y especies marinas de alto valor ecológico (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con datos de la Dirección General de Biodiversidad, Bosques y Desertificación, 2023)

Además, con el objeto de comprobar que el área seleccionada, ubicada al sureste de Gran Canaria, es compatible ambientalmente con el entorno, se muestra en la siguiente imagen, obtenida a partir de una herramienta informática facilitada por el Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, la ubicación del área y las distintas limitaciones medioambientales (Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas, 2023). Así, en la Figura 8 se detallan los distintos hábitats de especies de interés, los espacios protegidos a nivel regional, estatal e internacional, las áreas importantes para la conservación de aves y de la biodiversidad, y aquellas zonas de protección de la costa. Todas estas áreas se muestran como polígonos rayados en la figura, mientras que el polígono sombreado en azul detalla el área definida en los POEM. En consecuencia, se confirma que la zona delimitada para la ubicación del proyecto está libre de restricciones ambientales.

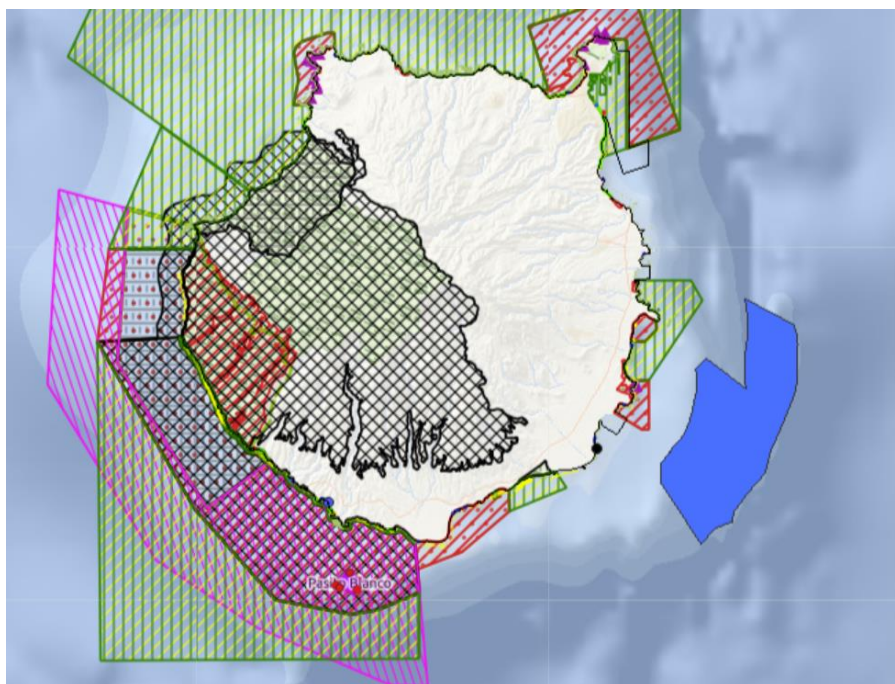


Figura 8: Ubicación del área completa, CAN GC 1, definida en los POEM para Gran Canaria (en azul) y de las restricciones medioambientales (como áreas rayadas) (Fuente: Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas, 2023)

En segundo lugar, se lleva a cabo este mismo análisis para los polígonos situados en Tenerife. De esta forma, se presenta en la Figura 9 las zonas de prohibición y restricción para la instalación de proyectos de energía eólica marina (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023). Así, teniendo en cuenta que las áreas definidas para la instalación de parques eólicos marinos al sureste de Tenerife se encuentran

relativamente próximas a la costa, se concluye que para no ubicar el proyecto sobre zonas de restricción, lo cual alargará los procesos burocráticos y podría poner en riesgo la viabilidad del proyecto, la instalación se situará al este del polígono CAN TEN 1 y al sur, como ya se había indicado, del polígono CAN TEN 2 (la representación de estas zonas se encuentra en el Apartado 3.3).

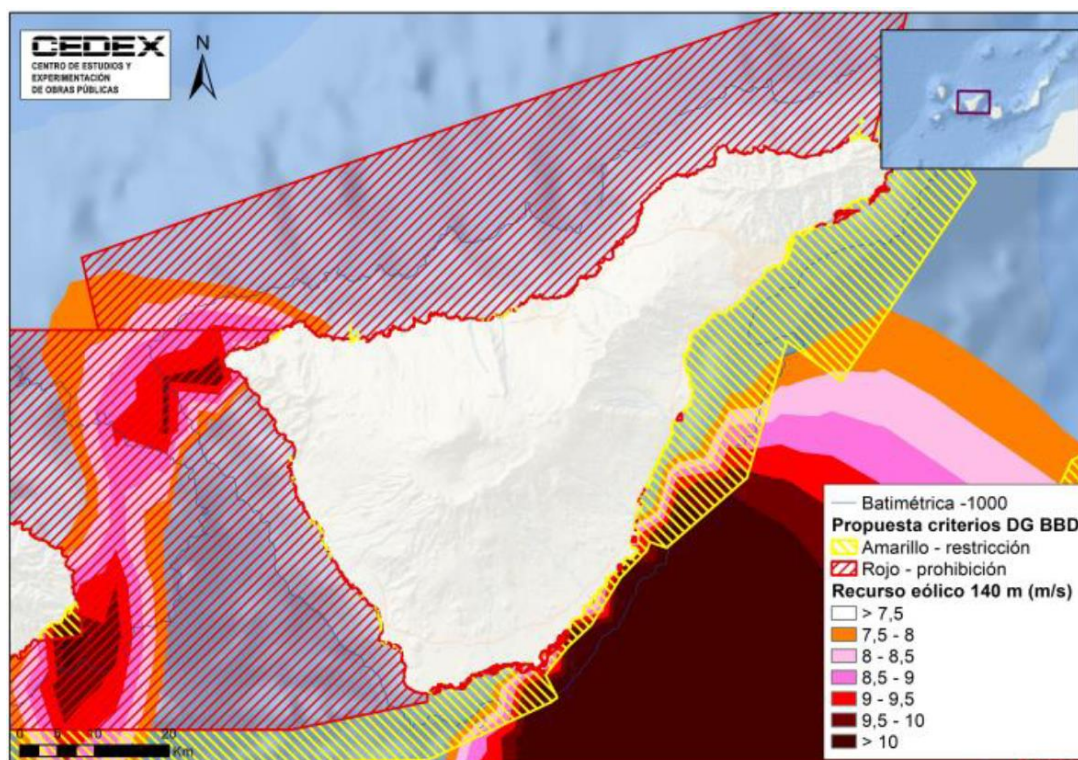


Figura 9: Zonas de prohibición y restricción del desarrollo del sector de la eólica marina en Tenerife por la presencia de hábitats y especies marinas de alto valor ecológico (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con datos de la Dirección General de Biodiversidad, Bosques y Desertificación, 2023)

Igualmente, se muestra, en la Figura 10, la ubicación del polígono definido en los POEM y las distintas limitaciones medioambientales (Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas, 2023). Todas estas áreas se muestran como polígonos rayados en la figura, mientras que los polígonos sombreados en azul detallan las áreas habilitadas para el desarrollo de instalaciones de energía eólica marina. De esta forma, se confirma lo mencionado en párrafo anterior respecto a las zonas aptas para el desarrollo de instalaciones de energía eólica marina libres de restricciones medioambientales y, por tanto, viables para el proyecto.

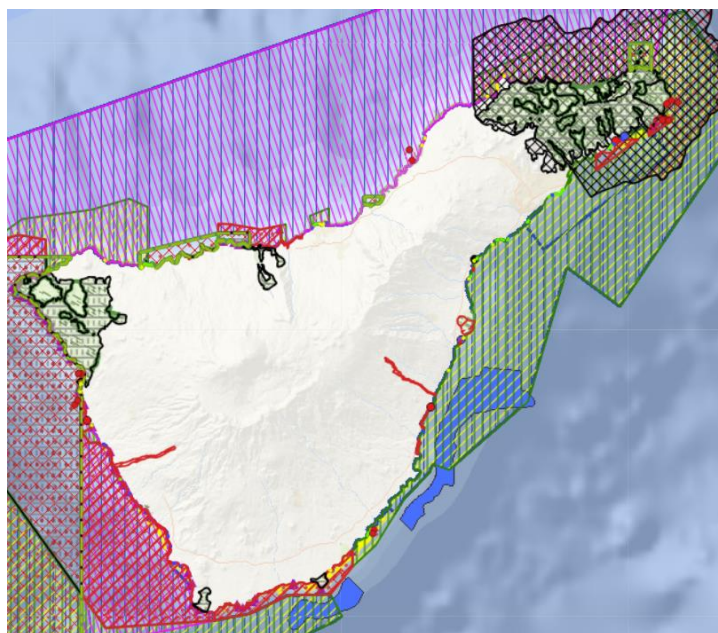


Figura 10: Ubicación de las áreas completas, CAN TEN 1 y 2, definidas en los POEM para Tenerife (en azul) y de las restricciones medioambientales (como áreas rayadas) (Fuente: Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas, 2023)

A pesar de lo mencionado anteriormente, cabe remarcar que todos los proyectos deberán someterse a una Evaluación de Impacto Ambiental previa al inicio de las actividades de construcción e instalación, que deberán superar satisfactoriamente. Así, como se indica en la resolución publicada por la Dirección General de Calidad y Evaluación, “destaca que la evaluación ambiental estratégica realizada en el proceso de aprobación de los POEM no exime, en ningún caso, las preceptivas evaluaciones de impacto ambiental de los proyectos que se pretendan desarrollar en el futuro en cada una de las zonas” (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2022b). De esta forma, aunque el proyecto se sitúe en una zona ya definida como apta para el desarrollo de eólica marina y sin restricciones ambientales, se tendrá que realizar un estudio más exhaustivo de la presencia de hábitats y especies marinas de interés que puedan verse afectadas por el desarrollo de este.

No obstante, teniendo en cuenta que esta evaluación debe ser específica de proyecto y se debe realizar mediante distintos estudios científicos en el área definida, se asumen las consideraciones mencionadas previamente por las que se define que el proyecto se ubicará en una zona libre de restricciones, limitaciones y/o prohibiciones en materia ambiental. Así, se mitiga el riesgo de que el proyecto finalmente se encuentre en un emplazamiento con afectaciones medioambientales.

3.5 FONDO MARINO

El estudio del fondo marino es esencial para conocer la viabilidad de realizar la instalación del parque eólico en el emplazamiento seleccionado. Este aspecto va a afectar al diseño y posterior instalación de sistema de fondeo y anclaje. Por un lado, el dimensionamiento de las líneas de fondeo se va a ver afectado principalmente por la profundidad de la zona, concretamente, por el perfil batimétrico. Por otro lado, el diseño del sistema de anclaje va a estar condicionado, entre otros, por la composición de lecho marino, la presencia de elementos en el fondo y la pendiente en los puntos de anclaje.

En primer lugar, el área del proyecto debe evitar las áreas de fondeo prohibido definidas en los POEM, puesto que no se puede realizar la instalación de elementos de anclaje. Además, también se tienen que evadir las zonas de paso de cables y tuberías submarinas, porque la instalación de los sistemas de anclaje en sus inmediaciones se tiene que realizar con mucho cuidado para no dañarlos y puede resultar muy compleja. Por tanto, la selección del emplazamiento se debe hacer teniendo en cuenta estas consideraciones respecto al fondo marino.

De esta forma, en primer lugar, en la Figura 11, el polígono azul sombreado muestra el área completa situada en Gran Canaria (CAN GC 1), las líneas azules indican la presencia de cables submarinos y las zonas rayadas representan las áreas de fondeo prohibidas (Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas, 2023). Mientras que la zona indicada para el potencial desarrollo de proyectos de energía eólica marina no coincide con áreas de fondeo prohibidas, esta es atravesada por dos cables submarinos. Idealmente, el proyecto no deberá situarse sobre cables submarinos puesto que esto añadirá complejidad a la fase de instalación, así como posibles interferencias durante las fases de operación y mantenimiento de las distintas infraestructuras.

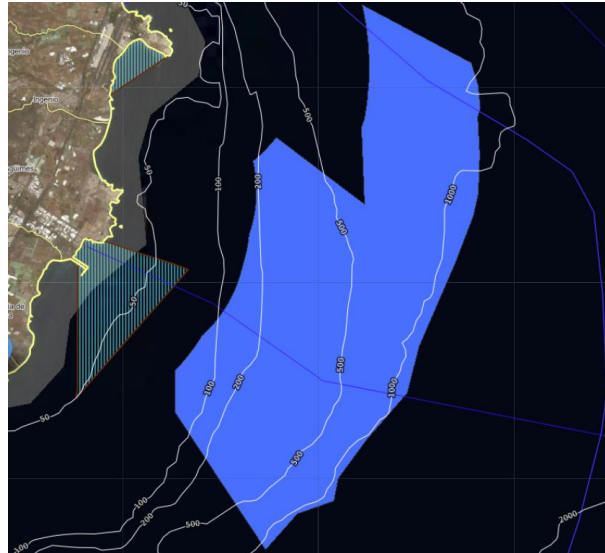


Figura 11: Ubicación del área completa, CAN GC 1, definida en los POEM para Gran Canaria (en azul), de las zonas de fondeo prohibido (como áreas rayadas) y de los cables submarinos (como líneas azules) (Fuente: Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas, 2023)

Seguidamente, se muestra la misma información de los polígonos CAN TEN 1 y 2, situados en Tenerife, en la Figura 12 (Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas, 2023). Así, se observa que no existen áreas de fondeo prohibido por motivos ambientales u otros en las proximidades. No obstante, la zona este del polígono CAN TEN 1, la cual era óptima desde el punto de vista de acceso a la red y compatibilidad ambiental, es atravesada por hasta 4 cables submarinos.

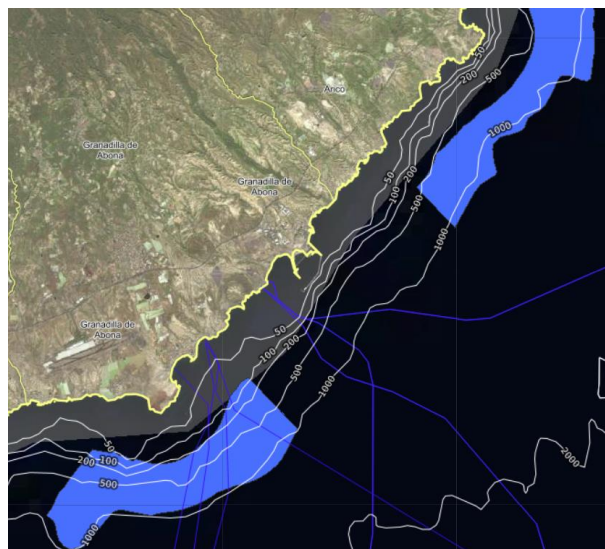


Figura 12: Ubicación del área completa, CAN TEN 1 y 2, definida en los POEM para Tenerife (en azul) y de los cables submarinos (como líneas azules) (Fuente: Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas, 2023)

Como hemos mencionado anteriormente, el proyecto debe evitar ser atravesado por un cable submarino debido a la complejidad de la instalación de los elementos de anclaje, además de los potenciales problemas derivados de la interacción entre las operaciones de mantenimiento del cableado y el normal funcionamiento del parque. Por ello, se establece una distancia de seguridad perpendicular al cable de 250 metros respecto a los límites del proyecto.

Por último, como se observa en la Figura 11 y Figura 12, la mayor parte de los polígonos definidos en los POEM tiene una profundidad superior a los 100 metros. Las subestructuras empleadas para sustentar las turbinas eólicas por encima del nivel del mar pueden ser de tipo fijo, las cuales van directamente embebidas en el fondo marino, o de tipo flotante, que permiten a las turbinas flotar en la superficie y van ancladas al fondo marino mediante líneas de fondeo. La diferencia respecto al uso de unas u otras es principalmente la profundidad del mar, ya que se considera que en aguas con profundidades superiores a 65 metros las estructuras fijas dejan de ser eficientes técnico-económicamente y las subestructuras flotantes son la solución óptima (Alberte & Fernández, 2022). De esta forma, considerando que la mayor parte de las áreas tienen profundidades superiores a los 100 metros, se emplearán subestructuras flotantes, que emplean un sistema de fondeo compuesto por las líneas de amarre, las anclas y diversos componentes adicionales.

3.5.1 IDENTIFICACIÓN INICIAL DE ÁREAS ÓPTIMAS

Una vez abordados los principales parámetros para la identificación y selección de las potenciales zonas para el desarrollo de instalaciones eólicas marinas, se analiza cada una de las áreas disponibles definidas en los POEM (CAN GC 1, CAN TEN 1 y CAN TEN 2), ubicadas en Gran Canaria y Tenerife. Así, teniendo en cuenta todas las consideraciones, limitaciones y restricciones detalladas en los Apartados anteriores, se establecen las zonas óptimas dentro de estos polígonos.

3.5.1.1 CAN GC 1-1

En primer lugar, se evalúa el polígono situado en la islas de Gran Canaria. Así, dado que el recurso eólico es el criterio fundamental para la selección del emplazamiento (véase el Apartado 3.2), la región con mayor velocidad media anual de viento se sitúa en la parte suroeste del polígono CAN GC 1, representado en la Figura 11, por lo que resultaría

óptimo ubicar en esta área el proyecto para obtener la máxima producción de energía y el mayor factor de capacidad³. Por otro lado, como el acceso a la red es un criterio importante también para la ubicación del proyecto (véase el Apartado 3.3), idealmente este se debe situar lo más próximo posible a la subestación Barranco de Tirajana III, nudo de evacuación de la electricidad generada, para reducir las pérdidas por el transporte de la energía y la longitud del cableado necesario.

En consecuencia, dado que ambos criterios se solapan y coinciden, en la Figura 13 se detalla la zona óptima, CAN GC 1-1, para la ubicación de proyecto teniendo en cuenta los criterios mencionados en este Apartado. Además, se ha tenido en cuenta la distancia de seguridad de 250 metros respecto al cable submarino para reducir las complejidades durante la fase de instalación del anclaje y líneas de amarre (véase el Apartado 3.5).

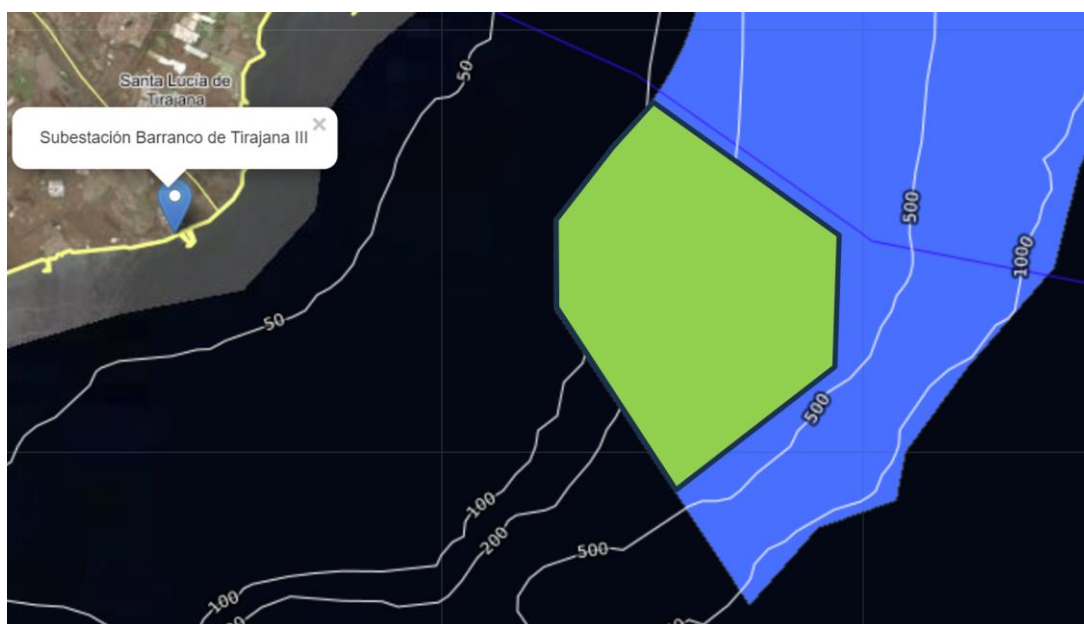


Figura 13: Ubicación inicial de la zona óptima del proyecto en Gran Canaria, CAN GC 1-1 (en verde)
(Fuente: Elaboración Propia)

Esta zona óptima se ha definido para que la profundidad del emplazamiento no supere los 500 metros, distancia a partir de la cual la instalación del sistema de fondeo se vuelve más compleja. En consiguiente, de esta forma se optimiza el diseño de las líneas de fondeo,

³ El factor de capacidad “se trata de la relación entre la energía generada anualmente por una máquina, en nuestro caso eólica, y la energía que podría haber generado si hubiera estado generando todo el año al total de su potencia nominal” (Jurado et al., 2018)

permitiendo reducir la longitud de estas considerablemente y aprovechando el mejor comportamiento de sus componentes. Además, la tecnología de cables de interconexión entre turbinas y exportación aún no está probada para profundidades superiores a los 500 metros. Así, en la Figura 14 se presenta el perfil batimétrico de la zona seleccionada (Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2023). Se puede observar que en la mayor parte del área la disminución de la profundidad ocurre de forma escalonada, sin haber cambios abruptos (a excepción de las zonas menos profundas), lo que significa que no existen pendientes elevadas en la misma y, por lo tanto, la instalación de los puntos de anclaje es viable y no muy difícil, a priori.

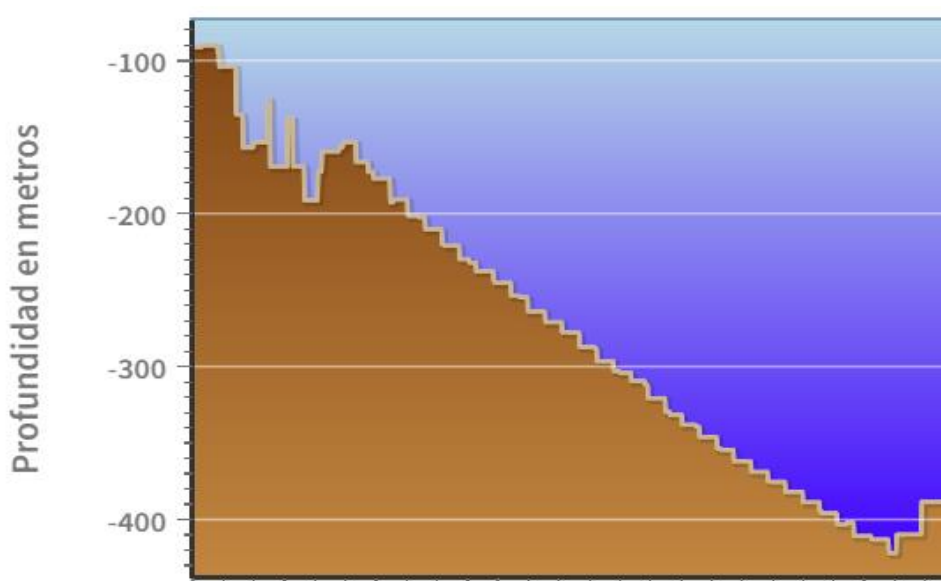


Figura 14: Perfil batimétrico del área CAN GC 1-1 (Fuente: Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2023)

Cabe mencionar que el estudio definitivo del fondo marino se debe realizar durante las primeras fases de desarrollo del proyecto a través de campañas geofísicas y geotécnicas para determinar con exactitud la presencia de otros objetos en este, elaborar un perfil batimétrico exacto y analizar la composición del lecho marino. De esta forma, se pueden diseñar y dimensionar con precisión y exactitud los sistemas de anclaje. Aun así, la información presentada en este Apartado resulta adecuada para poder realizar una selección del emplazamiento preliminar en el ámbito de este proyecto.

3.5.1.2 CAN TEN 1-1

Seguidamente, de igual forma se evalúa el polígono situado más al sur en la isla de Tenerife. Con el fin de evitar restricciones y limitaciones ambientales que puedan comprometer la viabilidad del proyecto (véase el Apartado 3.4) se considera únicamente el área situado en la mitad este del polígono CAN TEN 1, representado en la Figura 12. Además, esta zona es la más próxima a la subestación Granadilla I y II, por lo que se optimiza la instalación eléctrica.

Por otro lado, tal y como se detalla en el Apartado 3.2, este polígono está situado en la zona con mayor recurso eólico de la isla, con una velocidad media anual de viento mayor a 10 m/s, lo que permite obtener una elevada generación de energía. Así, se confirma que esta área es óptima para la instalación de un proyecto de energía eólica marina. No obstante, sobre esta transcurren hasta 4 cables submarinos, lo que dificultará la instalación del sistema de fondeo, por lo que se incorpora la distancia de seguridad de 250 metros respecto a los cables.

En conjunto, en la Figura 15 se detalla la zona óptima, CAN TEN 1-1, para la ubicación de proyecto teniendo en cuenta los criterios mencionados en este Apartado.

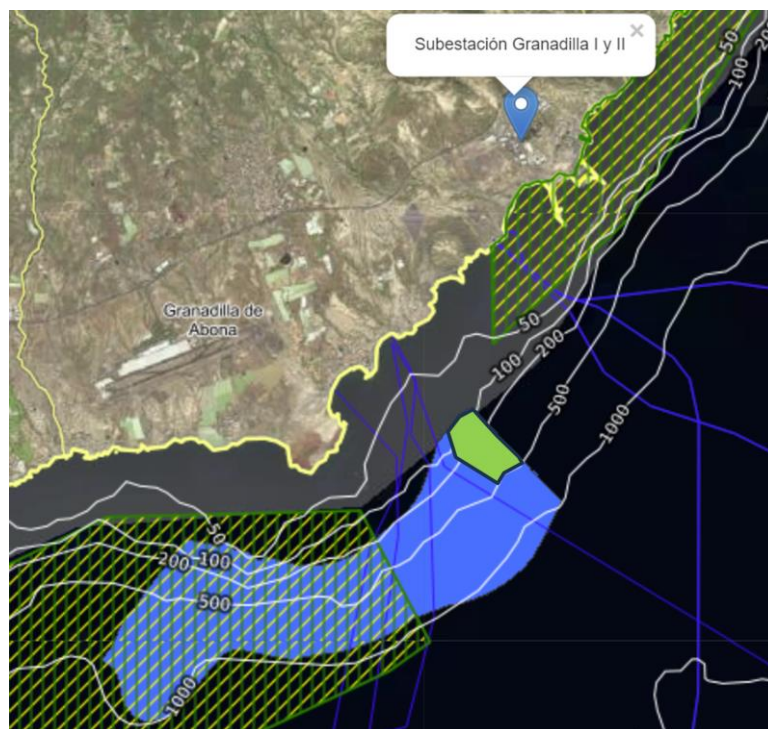


Figura 15: Ubicación inicial de la zona óptima del proyecto en Tenerife (1), CAN TEN 1-1 (en verde)

(Fuente: Elaboración Propia)

Igualmente, esta zona óptima se ha definido para que la profundidad del emplazamiento no supere los 500 metros, debido a las razones detalladas en el Apartado 3.5.1.1. También, en la Figura 16 se presenta el perfil batimétrico de la zona (Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2023). Al igual que en el área anterior, se puede observar que en la mayor parte del polígono la disminución de la profundidad ocurre de forma escalonada, aunque con escalones más significativos en las profundidades más elevadas, lo que significa que no existen pendientes pronunciadas en la mayor parte de la zona y, por lo tanto, la instalación de los puntos de anclaje es viable de forma preliminar.

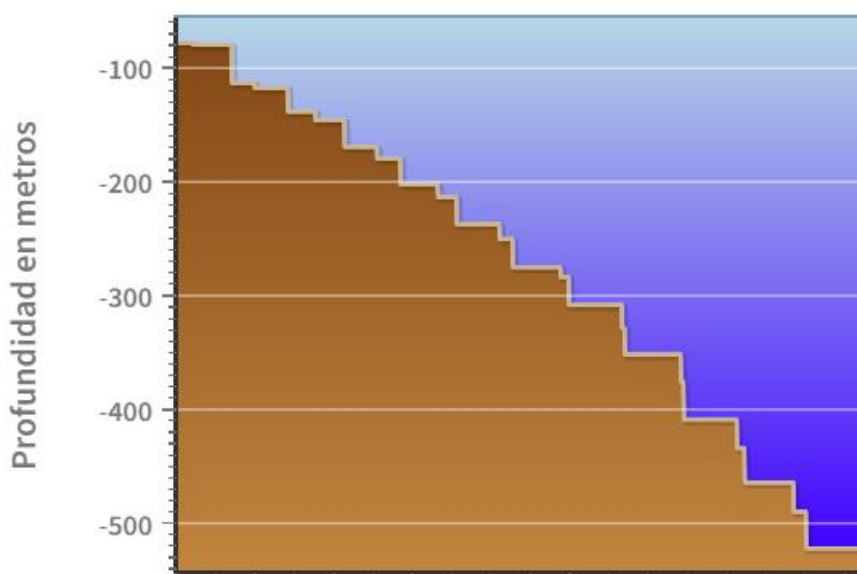


Figura 16: Perfil batimétrico del área CAN TEN 1-1 (Fuente: Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2023)

3.5.1.3 CAN TEN 2-1

Por último, se analiza el otro polígono situado en la isla de Tenerife, CAN TEN 2, representado en la Figura 12. De igual forma, se considera solamente el área situado en la parte más al sur del polígono para evitar las restricciones medioambientales, además de tener una posición ventajosa respecto a la subestación Granadilla I y II por situarse más cerca de esta.

Además, tal y como se detalla en el Apartado 3.2, la parte sur del polígono se sitúa en la zona con mayor velocidad de viento, lo que permite obtener una mayor producción de energía. Así, como tampoco transcurren cables submarinos por esta zona, se confirma que esta área es óptima para la instalación de un proyecto de energía eólica marina.

En consecuencia, en la Figura 17 se detalla la zona óptima, CAN TEN 2-1, para la ubicación de proyecto teniendo en cuenta los criterios mencionados en este Apartado.



*Figura 17: Ubicación inicial de la zona óptima del proyecto en Tenerife (2), CAN TEN 2-1 (en verde)
(Fuente: Elaboración Propia)*

En este caso, dado que la zona se ubica en gran parte a una profundidad mayor a los 500 metros, no se puede optimizar el diseño ni la instalación del sistema de fondeo. Además, no se ha probado aún la tecnología del sistema eléctrico para esas profundidades. Aun así, aunque resulte más complejo y, en consecuencia, más costoso, se deberá confirmar la viabilidad para el desarrollo de una instalación eólica marina de hasta 800 metros de profundidad. No obstante, para la realización de este trabajo se considera preliminarmente como viable. De esta forma, en la Figura 18 se representa el perfil batimétrico de esta área (Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2023). De forma similar a los anteriores casos, la profundidad disminuye escalonadamente, habiendo algunos escalones abruptos, aunque en general se puede considerar que no hay pendientes significativas en la mayor parte de la zona. Por lo tanto, la instalación de los puntos de anclaje es, a priori, viable y no muy complicada.

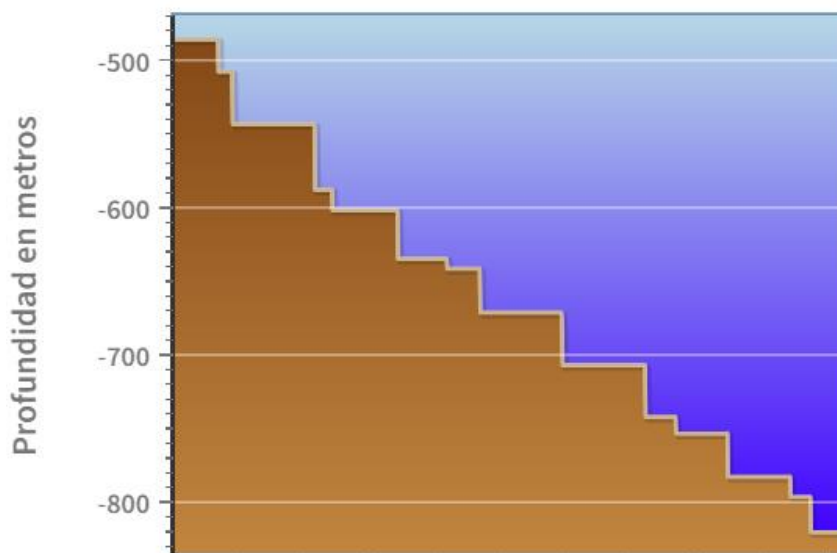


Figura 18: Perfil batimétrico del área CAN TEN 2-1 (Fuente: Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2023)

3.6 CONSIDERACIONES SOCIALES Y OTROS USOS

Una vez identificadas las áreas óptimas iniciales, se debe analizar la interacción y compatibilidad de estas con otros sectores con el objetivo de mitigar el potencial impacto negativo en ellos y confirmar que no hay limitaciones o afectaciones sustanciales. La pesca, el tráfico marítimo, la aviación y la defensa nacional son los principales sectores afectados.

3.6.1 ACTIVIDAD PESQUERA

En primer lugar, la pesca es el principal sector afectado por la instalación del proyecto de energía eólica marina, puesto que supone la limitación (o más bien, prohibición) de la actividad pesquera en el área indicada. Así, resulta crucial abordar este tema con las diferentes asociaciones y cofradías de pescadores en etapas tempranas de desarrollo del proyecto para mitigar esta afectación. Igualmente, se debe analizar de antemano la localización de los distintos caladeros tradicionales y la distribución de las flotas de barcos para anticipar la interacción con este sector.

De esta forma, a través del proyecto MarSP “Macaronesian Maritime Spatial Planning” financiado por la Unión Europea, se definieron distintas zonas de esfuerzo pesquero en la demarcación canaria. Esta dinámica se realizó junto con la ayuda de las cofradías de

pescadores, puesto que existen en las Islas Canarias una gran cantidad barcos de pesca tradicionales que no llevan sistemas de monitoreo y, por tanto, no podrían haberse definido estas áreas de otra forma. Así, en la Figura 19, Figura 20 y Figura 21 se muestran los mapas realizados que indican la distribución y densidad del esfuerzo de la flota de las principales artes de pesca (Fundo Regional da Ciência e Tecnologia (FRCT) & Governo dos Açores, 2019).

Así, en primer lugar, la zona CAN GC 1-1, que se ubica en el sureste de la isla de Gran Canaria, no coincide con ninguna de las regiones de mayor densidad de barcos, es más, se sitúa sobre las zonas con menor densidad, por lo que se confirma que, a priori, la ubicación del proyecto no interferirá significativamente con el sector pesquero.

Por otro lado, las áreas CAN TEN 1-1 y CAN TEN 2-1, situadas frente a la coste sureste de Tenerife, no se encuentran sobre las zonas frecuentadas por las flotas de cerco y palangre. Solamente se ubican sobre las zonas de menor densidad del esfuerzo de la flota de línea de mano. En consecuencia, se puede afirmar preliminarmente que la instalación de un parque eólico marino en alguna de estas áreas no afectará negativamente al sector pesquero.

No obstante, como se mencionaba anteriormente, se deberá tratar este tema directamente con los responsables del sector, intentando que la afectación sea la mínima posible, y tras un análisis completo.

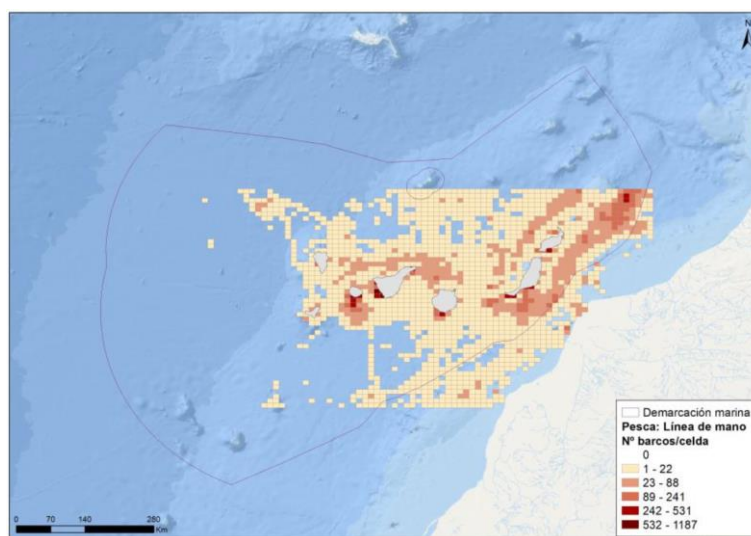


Figura 19: Distribución y densidad del esfuerzo de la flota de línea de mano en la demarcación canaria (Fuente: Fundo Regional da Ciência e Tecnologia (FRCT) & Governo dos Açores, 2019)

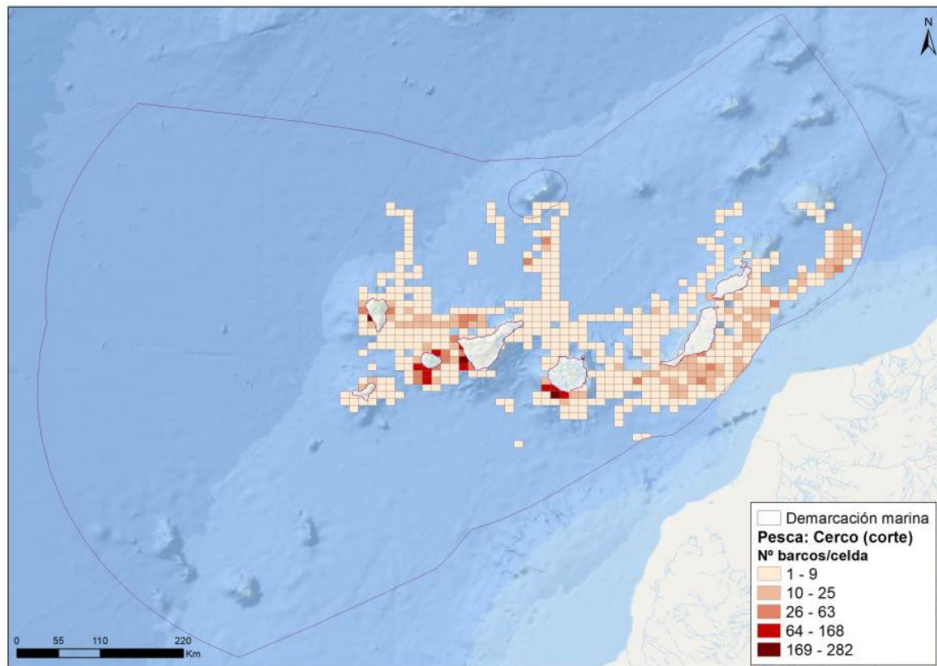


Figura 20: Distribución y densidad del esfuerzo de la flota de cerco en la demarcación canaria (Fuente: Fundo Regional da Ciência e Tecnologia (FRCT) & Governo dos Açores, 2019)

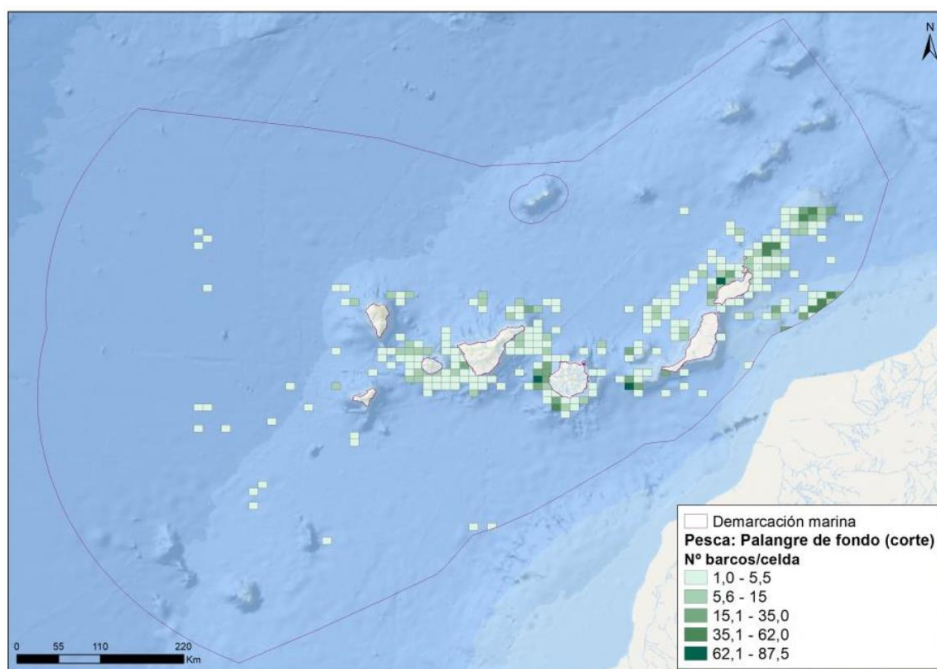


Figura 21: Distribución y densidad del esfuerzo de la flota de palangre en la demarcación canaria (Fuente: Fundo Regional da Ciência e Tecnologia (FRCT) & Governo dos Açores, 2019)

3.6.2 TRÁFICO MARÍTIMO

A continuación, se analiza la interacción del proyecto con el tráfico marítimo, que debido a la situación de las Islas Canarias es bastante considerable por la multitud de rutas nacionales e internacionales que las atraviesan. De esta forma, desde la Dirección General de la Marina Mercante (DG MM), se realizó un análisis de las implicaciones que tendría el establecimiento de parques eólicos sobre la actividad de la navegación. Igualmente, la DG MM estableció que se debe garantizar un corredor libre de aerogeneradores de, al menos, 1 milla náutica desde la costa para garantizar la seguridad de la navegación (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023).

En primer lugar, en el área CAN GC 1-1 (Gran Canaria), los principales riesgos observados por la DG MM fueron la dificultad de acceso de los buques a los puertos de la fachada oriental de Gran Canaria y la necesidad de que el alcance luminoso de los faros y la recepción de los ecos del radar sean óptimas para la seguridad de la navegación (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023). A pesar de esto, esta área se encuentra, como mínimo, a 3,5 millas náuticas de la costa, por lo que se cumple holgadamente con el criterio de la Dirección General de la Marina Mercante de garantizar un corredor libre de estructuras de, al menos, 1 milla náutica.

Igualmente, en la Figura 22 se muestra la densidad de buques en la región y las zonas a evitar debido a los corredores de navegación existentes. Así, se constata que las zonas de navegación se sitúan al norte de esta área y, por lo tanto, no hay interferencia entre ambas.

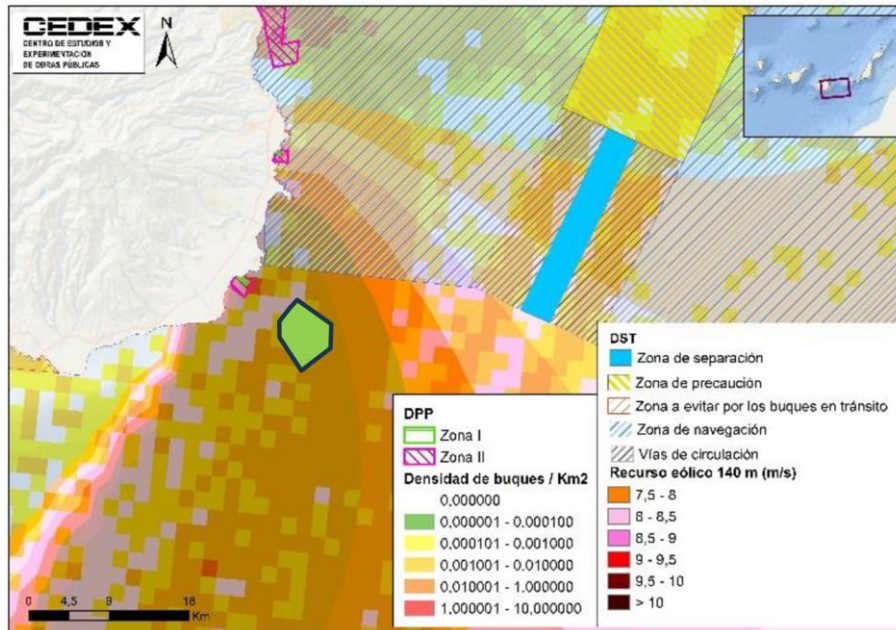


Figura 22: Densidad de tráfico marítimo y medidas de ordenación de la navegación en Gran Canaria, junto con la ubicación del área CAN GC 1-1 (en verde) (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)

Por último, para confirmar que el área CAN GC 1-1 no se encuentra sobre líneas de navegación frecuentes, en la Figura 23 se muestra un mapa de densidad del tráfico marítimo frente a la costa sureste de Gran Canaria (MarineTraffic, 2022). De esta forma, se valida que el área solamente es atravesada ligeramente por líneas marítimas por la parte este, estando la mayor parte de la zona libre de rutas frecuentes.

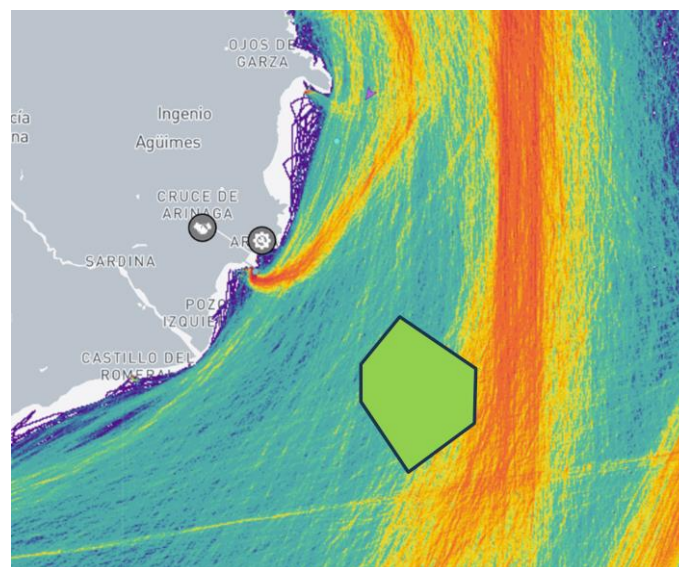


Figura 23: Mapa de densidad del tráfico marítimo en el sureste de Gran Canaria, junto con la ubicación del área CAN GC 1-1 (en verde) (Fuente: MarineTraffic, 2022)

Por otro lado, respecto a las zonas situadas en la isla de Tenerife (CAN TEN 1-1 y CAN TEN 2-1), la Dirección General de la Marina Mercante puso de manifiesto que esta área es una zona de navegación frecuente de buques principalmente orientados a actividades recreativas, remarcando así la necesidad de que exista un corredor entre la costa y las instalaciones eólicas marinas (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023). Así, estas áreas se encuentran, como mínimo, a 1 milla náutica de la costa, cumpliendo con el requerimiento de la DG MM.

Además, en la Figura 24 se muestra la densidad de buques en la región y las zonas a evitar debido a los corredores de navegación existentes. Así, se constata que el área CAN TEN 1-1 no se encuentra sobre las zonas de navegación declaradas, mientras que el área CAN TEN 2-1 se sitúa sobre la zona, declarada por los Dispositivos de Separación de Tráfico (DST), de navegación, por lo que podría haber interferencias en esta última entre el tráfico marítimo y el proyecto. Por último, ambas áreas se encuentran fuera del Dominio Público Portuario (DPP).

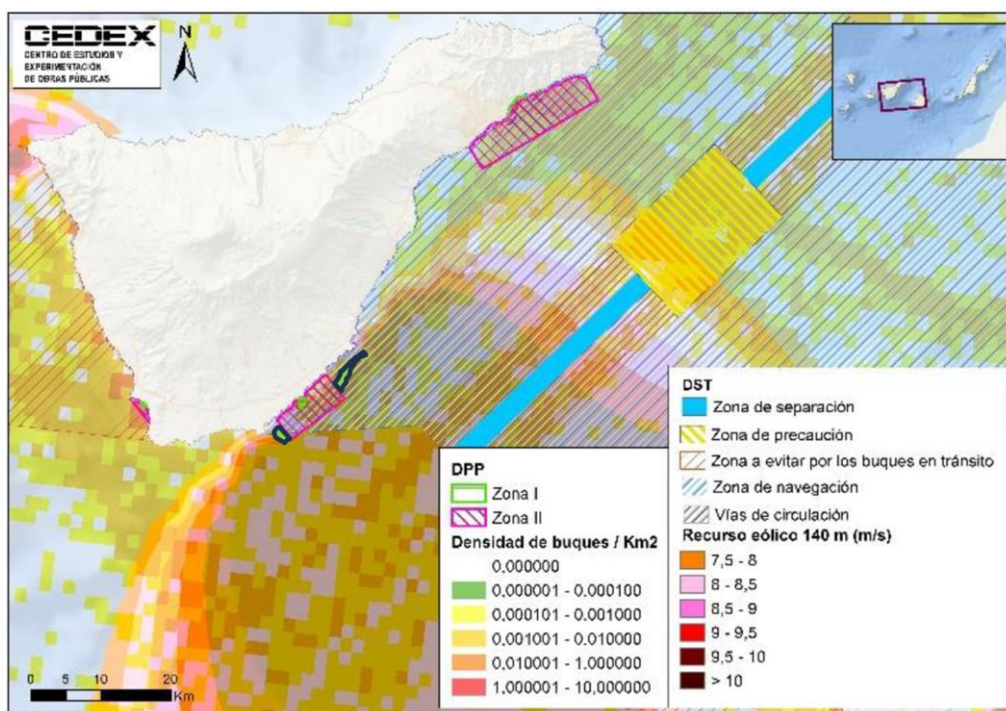


Figura 24: Densidad de tráfico marítimo y medidas de ordenación de la navegación en Tenerife, junto con la ubicación de las áreas CAN TEN 1-1 y CAN TEN 2-1 (en verde) (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)

De la misma forma, para confirmar que las áreas CAN TEN 1-1 y CAN TEN 2-1 no se encuentran sobre líneas de navegación frecuentes, en la Figura 25 se muestra el mapa de densidad del tráfico marítimo frente a la costa sureste de Tenerife (MarineTraffic, 2022). El área CAN TEN 1-1 es atravesada y se encuentra muy próxima a frecuentes rutas marítimas, lo que implicará la necesidad de redirigir las embarcaciones que empleen esta ruta en caso de realizar la instalación del proyecto en esta zona, así como delimitar adecuadamente el parque para evitar accidentes. Por último, el área CAN TEN 2-1, aunque se encuentra en la zona de navegación declarada por los DST, no interfiere en las principales líneas de navegación, por lo que se confirma que no existen interferencias entre el proyecto y el tráfico marítimo en esta zona.

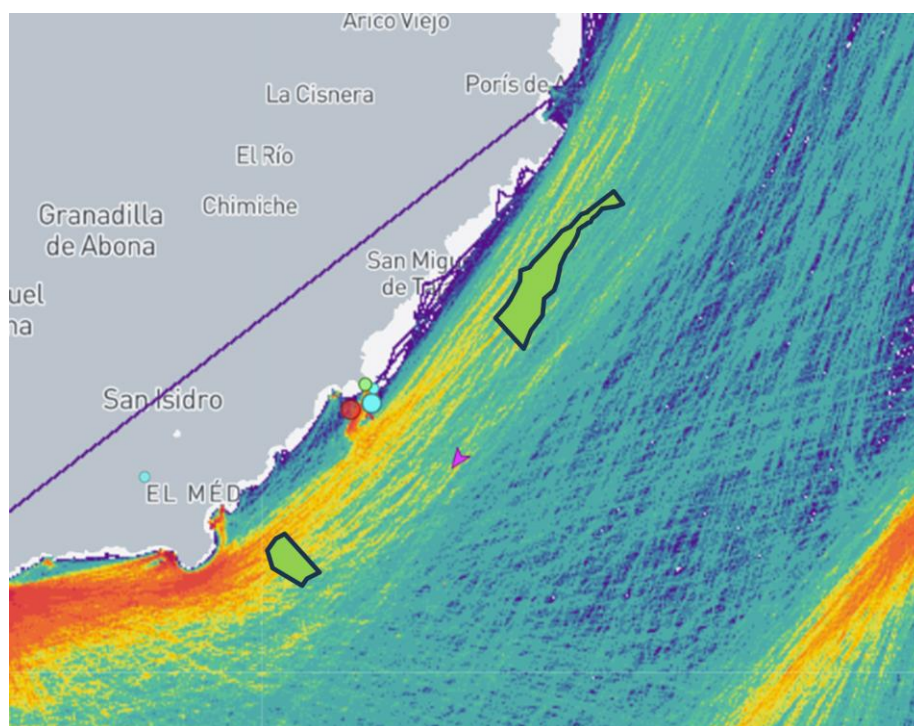


Figura 25: Mapa de densidad del tráfico marítimo en el sureste de Tenerife, junto con la ubicación de las áreas CAN TEN 1-1 y CAN TEN 2-1 (en verde) (Fuente: MarineTraffic, 2022)

A pesar de lo mencionado anteriormente, se deberá realizar un análisis más detallado del tráfico marítimo para asegurar que este se puede desviar sin que atravesase el parque eólico, reduciendo la posibilidad de accidentes y el impacto en las rutas comerciales.

3.6.3 CONSIDERACIONES AERONÁUTICAS Y MILITARES

Una vez analizadas las interacciones con los principales sectores sociales y económicos afectados, se debe confirmar que no existen limitaciones en las áreas óptimas iniciales debido a restricciones en materia aeronáutica o militar.

Respecto a las afectaciones aeronáuticas, es un requisito crítico que los aerogeneradores no afecten a la seguridad de la navegación aérea, teniendo en cuenta las servidumbres aeronáuticas establecidas al respecto. En relación con un parque de energía eólica marina, este puede estar afectado por dos tipos de servidumbres: servidumbres de aeródromo, las cuales son necesarias para garantizar la continuidad de las operaciones aéreas y se deben evitar para garantizar unas adecuadas condiciones de seguridad para el tráfico aéreo; y las servidumbres de operación, que se establecen para garantizar las diferentes fases de las maniobras de aproximación a un aeródromo, por lo que es recomendable evitarlas en la medida de lo posible (Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, 2024). Además, cabe mencionar que, dado que la altura de los aerogeneradores sobre el nivel medio del agua es mayor a 100 metros, su instalación requerirá un acuerdo previo favorable de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA).

En la Figura 26 se detallan los límites de las servidumbres de aeródromo, en rojo, que son las más críticas para la seguridad aérea, y de las servidumbres de operación, en azul, de la isla de Gran Canaria (Agencia Estatal de Seguridad Aérea, 2024). Teniendo en cuenta la ubicación del área CAN GC 1-1, este se sitúa dentro de la servidumbre de operación, pero fuera de la servidumbre de aeródromo. Así, dada su ubicación fuera de los límites de esta última servidumbre, se considera que la AESA concedería el visto favorable a la instalación del proyecto tomando siempre todas las medidas necesarias para garantizar la seguridad aérea (balizamiento de las estructuras o geolocalización de estas, entre otras).

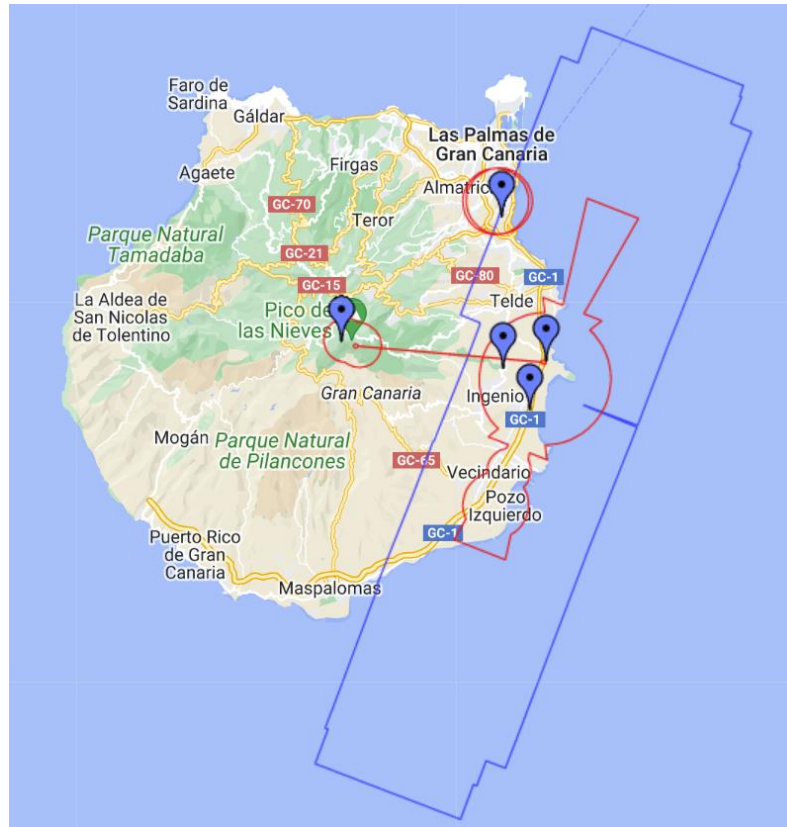


Figura 26: Servidumbres aeronáuticas en Gran Canaria (Fuente: AESA, 2024)

Igualmente, en la Figura 27 se detallan las servidumbres de aeródromo (en rojo) y de operación (en azul) de Tenerife, incluyendo tanto el aeropuerto de Tenerife Norte – Ciudad de la Laguna (TFN) como de Tenerife Sur (TFS), este último es el que afecta a las áreas óptimas para el proyecto. Así, se comprueba que ambas zonas, CAN TEN 1-1 y CAN TEN 2-1, se encuentran dentro de la servidumbre de aeródromo de TFS. Aunque esto no es un factor excluyente para la instalación de un proyecto de energía eólica marina, se deberá llevar a cabo un exhaustivo estudio con la AESA para verificar que el proyecto no condiciona la seguridad aérea. De esta forma, se podría esperar que este proceso retrase la tramitación de los permisos para iniciar la construcción del parque, además de requerir el rediseño y redimensionamiento de la instalación para cumplir todos los requisitos establecidos por esta agencia. En resumen, este hecho añade complejidad al desarrollo de un parque en las áreas óptimas situadas en la isla de Tenerife, sin entenderse esto como una “línea roja”.

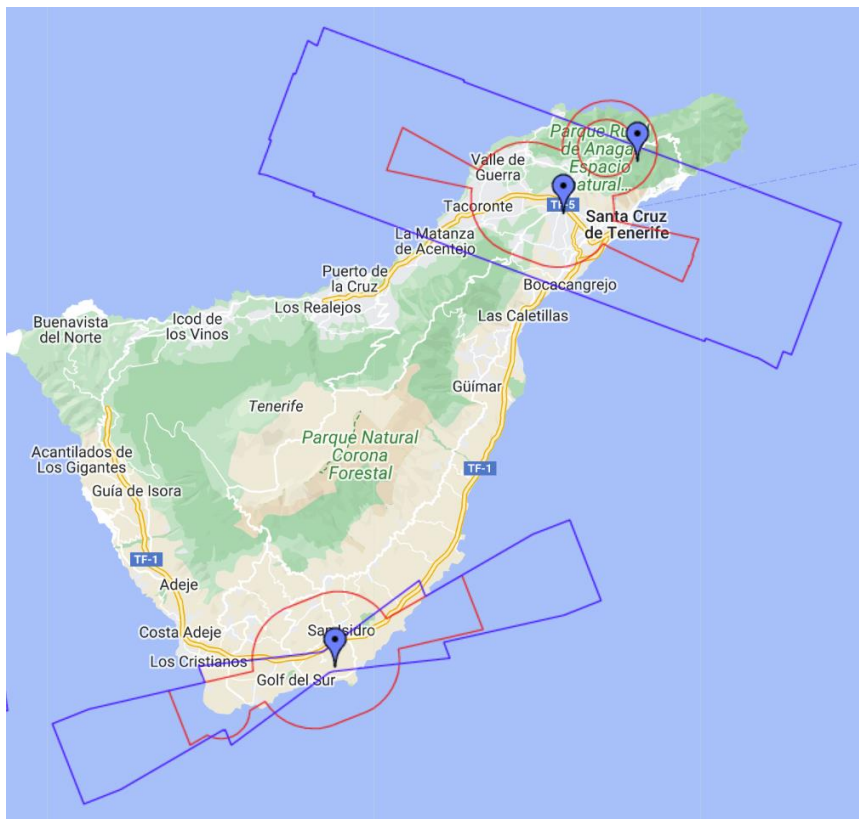


Figura 27: Servidumbres aeronáuticas en Tenerife (Fuente: AESA, 2024)

También se comprueba la interacción de las áreas óptimas con las actividades de la Defensa Nacional que se llevan a cabo en el espacio marítimo y aéreo. Cabe destacar que en las Islas Canarias solamente se llevan a cabo ejercicios militares de naturaleza aérea y, por tanto, son estos los que se tienen en cuenta para valorar su interferencia con la instalación de un parque eólico marino. Así, en la Figura 28 y Figura 29 se puede apreciar que las zonas ubicadas en el sureste de la isla de Gran Canaria y Tenerife no se encuentran afectadas por ninguna de las zonas dedicadas a maniobras militares y, por tanto, no suponen limitación alguna.

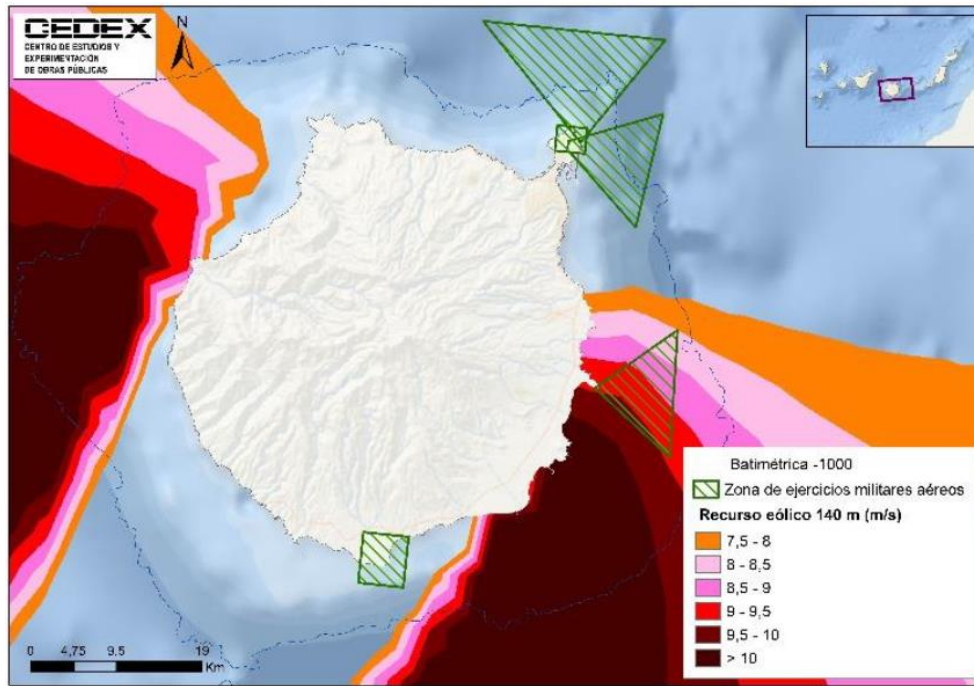


Figura 28: Zonas de ejercicios militares aéreos en Gran Canaria (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)

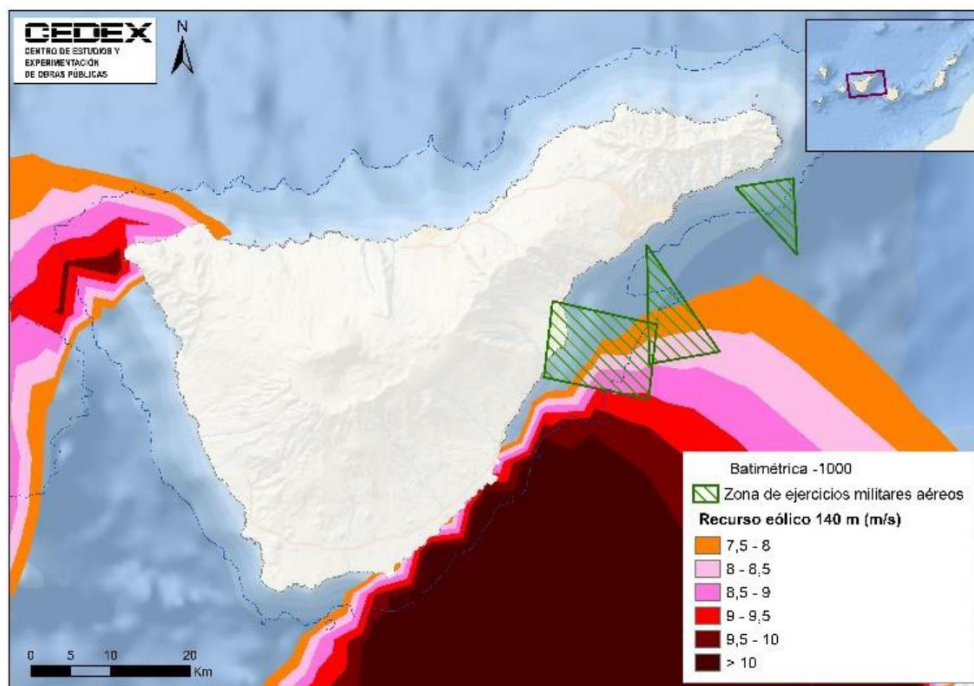


Figura 29: Zonas de ejercicios militares aéreos en Tenerife (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)

3.6.4 IMPACTO VISUAL

Por último, se analiza el impacto visual que el proyecto puede tener sobre los ambientes costeros, buscando comprender cómo los aerogeneradores y las subestructuras flotantes modifican el aspecto paisajístico del emplazamiento en cuestión. Así, el principal factor que contribuye a reducir el impacto visual del parque es la distancia de la costa, de esta forma la instalación será menos visible cuanto más alejada se encuentre de la costa. Por lo tanto, el objetivo es situar el proyecto a la mayor distancia posible de la costa sin comprometer la viabilidad y rentabilidad de este.

Por un lado, la zona definida en los POEM para la isla de Gran Canaria se sitúa a una distancia mínima de 6 kilómetros de la orilla, habiendo sido este requisito un acuerdo entre el Cabildo de Gran Canaria, el Gobierno de Canarias y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para minimizar el impacto visual de los aerogeneradores (Quesada, 2023a). Así, se confirma que la ubicación del área CAN GC 1-1, que se sitúa como mínimo a 6 km de la costa, no supone un problema respecto al impacto visual del parque.

Por otro lado, las zonas definidas en los POEM para Tenerife se sitúan a 1.850 metros como mínimo de la costa, mientras que las áreas CAN TEN 1-1 y CAN TEN 2-1 se localizan al menos a 2 kilómetros de distancia. Si bien esta distancia es considerablemente menor a la de la isla de Gran Canaria, siendo el impacto visual mayor, se encuentran dentro de las zonas establecidas en los POEM y que, por tanto, son viables para la instalación de un parque eólico marino.

3.7 ACCESIBILIDAD DEL EMPLAZAMIENTO

Este aspecto considera la existencia de la infraestructura e industria necesaria cercana al emplazamiento para llevar a cabo la instalación del proyecto y las posteriores actividades de operación y mantenimiento de este. Así, el elemento más crítico que se tiene en cuenta en ese criterio es la infraestructura portuaria.

Durante la etapa de instalación del proyecto, se necesita un puerto con capacidad de almacenamiento suficiente para, al menos, los elementos del aerogenerador, así como el equipamiento necesario para su instalación (grúas, sistemas de deslizamiento u otros).

Además, este debe contar con una capacidad portante suficiente para soportar las distintas estructuras. Igualmente, debe existir línea de muelle suficiente para poder realizar todas las operaciones de carga y descarga, así como facilitar el transporte de los elementos. No obstante, las características específicas del puerto vendrán dadas una vez definido el diseño del parque y sus componentes, además de la estrategia de industrialización a seguir.

De todas formas, en primer lugar, es necesario verificar la existencia de un puerto que pueda realizar estas operaciones. Así, el puerto debe estar adaptado comercialmente para la carga y descarga de componentes y su almacenamiento, utilizando maquinaria especializada y contando con una extensa área. Además, este se debe encontrar a una distancia adecuada y razonable del emplazamiento del proyecto para permitir la instalación cuando las condiciones meteoceánicas lo permitan, sin que esto sea el factor limitante y considerando ciertas contingencias. Por tanto, asumimos que, para que las ventanas de instalación sean lo más amplias posibles, haya certeza sobre las mismas, y no se condicione el desarrollo de proyecto, el puerto tiene que estar a menos de 2 días (48 horas) de navegación de la ubicación de este.

Por lo tanto, los puertos que se ubican a menos de 48 horas de navegación de las distintas áreas óptimas identificadas inicialmente y que cuentan con la infraestructura necesaria para poder llevar a cabo las operaciones de instalación del proyecto son el Puerto de Las Palmas de Gran Canaria y el Puerto de Santa Cruz de Tenerife.

El Puerto de Las Palmas de Gran Canaria es un puerto comercial que destaca por ser un centro logístico de contenedores y otras cargas comerciales. Así, como se puede ver en la Figura 30, existe un espacio considerable con grúas pórtico para el almacenamiento de contenedores, una dársena para transporte de pasajeros y una línea de muelle extensa para cruceros y otras embarcaciones (Autoridad Portuaria de Las Palmas, 2024). No obstante, este puerto no cumple con los requerimientos para poder llevar a cabo la instalación de un proyecto de energía eólica marina, que requiere una zona extensa de almacenamiento con suficiente línea de muelle y la posibilidad de instalar maquinaria especializada, principalmente grúas.



Figura 30: Plano del Puerto de Las Palmas (Fuente: Autoridad Portuaria de Las Palmas, 2024)

Una vez descartado el Puerto de Las Palmas de Gran Canaria por su enfoque principalmente como “hub logístico”, se debe considerar el Puerto de Santa Cruz de Tenerife. Como se puede ver en el plano de la Figura 31, este puerto también tiene una gran superficie reservada para el almacenamiento de contenedores, pero cuenta con dos áreas muy extensas dedicadas a otras actividades, las zonas detalladas como “Área de disponibilidad especial” y “Muelle polivalente del bufadero”. Además, esta última zona tiene una línea de muelle extensa y no cuenta con elementos ya preinstalados en ella. Es más, el calado del puerto en esta área es de 10 metros en el punto más próximo, llegando a los 20 metros en el muelle de la izquierda, lo que permite el acceso de grandes barcazas (Autoridad Portuaria de Santa Cruz de Tenerife, 2024). Por lo tanto, se considera que en este puerto se pueden llevar a cabo las actividades relacionadas con la integración de la turbina en la plataforma flotante para su posterior instalación en el área del proyecto.



Figura 31: Plano del Puerto de Santa Cruz de Tenerife (Fuente: Autoridad Portuaria de Santa Cruz de Tenerife, 2024)

Considerando entonces la viabilidad del Puerto de Santa Cruz de Tenerife como la infraestructura portuaria para la instalación del proyecto por sus capacidades, se debe confirmar la distancia y tiempo de navegación hasta las distintas áreas óptimas. Debido a que el remolcado de las estructuras, incluyendo la turbina, es un proceso complejo y que se deben tomar todas las precauciones posibles para que se ejecute de forma satisfactoria y sin complicaciones, se asume que la velocidad de navegación es de 2 nudos. Además, de esta forma se asegura una mayor disponibilidad de barcos, puesto que se precisa de una capacidad de remolcado menor que si se navegará a mayor velocidad, lo cual no se considera en este caso para no comprometer la estabilidad de la estructura.

Por lo tanto, teniendo esto en cuenta, se tiene que asegurar que la ruta desde el Puerto de Santa Cruz de Tenerife hasta el área del emplazamiento se puede realizar en menos de 2 días. Dado que la certeza de las condiciones meteorológicas a 3 días es elevada, de esta forma se consideran al menos 24 horas como contingencia durante el transporte de las estructuras.

En primer lugar, se muestra la ruta hasta el área CAN GC 1-1. Así, siguiendo la ruta de la Figura 32, que cubre una distancia de aproximadamente 75 millas náuticas y evita la

zona norte de la isla de Gran Canaria que tiene un mayor tráfico marítimo, se comprueba que se llega a la ubicación del proyecto, navegando a 2 nudos, en 1 día y 14 horas, confirmando que la ruta se realiza en menos de 2 días, aún incluso si hay algún contratiempo (BednBlue, 2024).

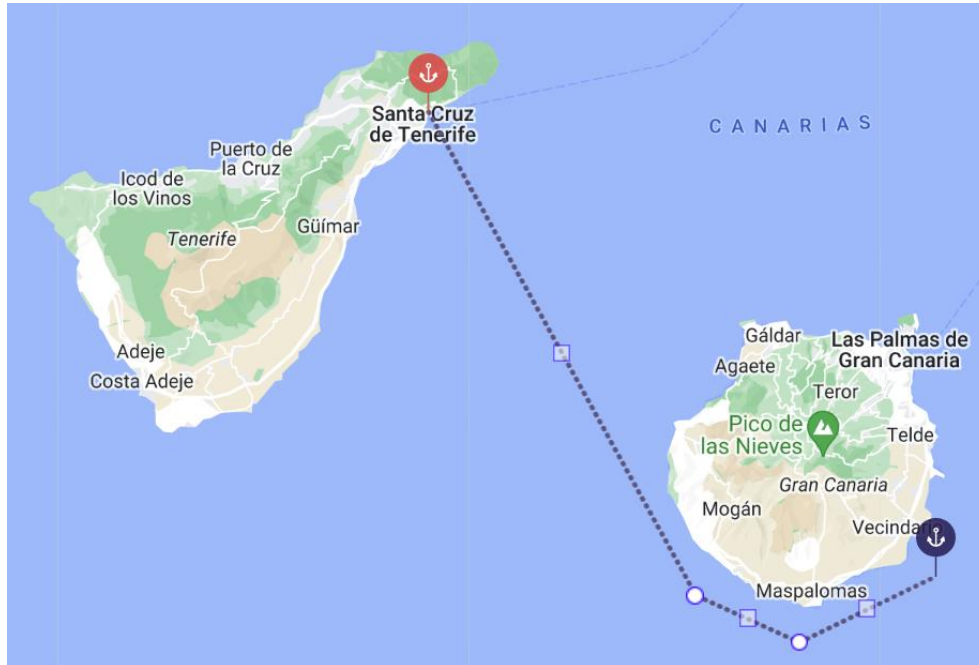


Figura 32: Ruta de navegación desde el Puerto de Santa Cruz de Tenerife al área en Gran Canaria, CAN GC 1-1 (Fuente: BednBlue, 2024)

Aunque queda patente que el tiempo de navegación a las zonas óptimas para la ubicación del proyecto situadas en Tenerife es menor a 48 horas, en la Figura 33 y Figura 34 se muestran las rutas de navegación desde el Puerto de Santa Cruz de Tenerife hasta estas. De esta forma, se verifica que las áreas CAN TEN 1-1 y CAN TEN 2-1 se encuentran a aproximadamente 17 horas (33 millas náuticas) y 14 horas (28 millas náuticas) de navegación respectivamente (BednBlue, 2024).

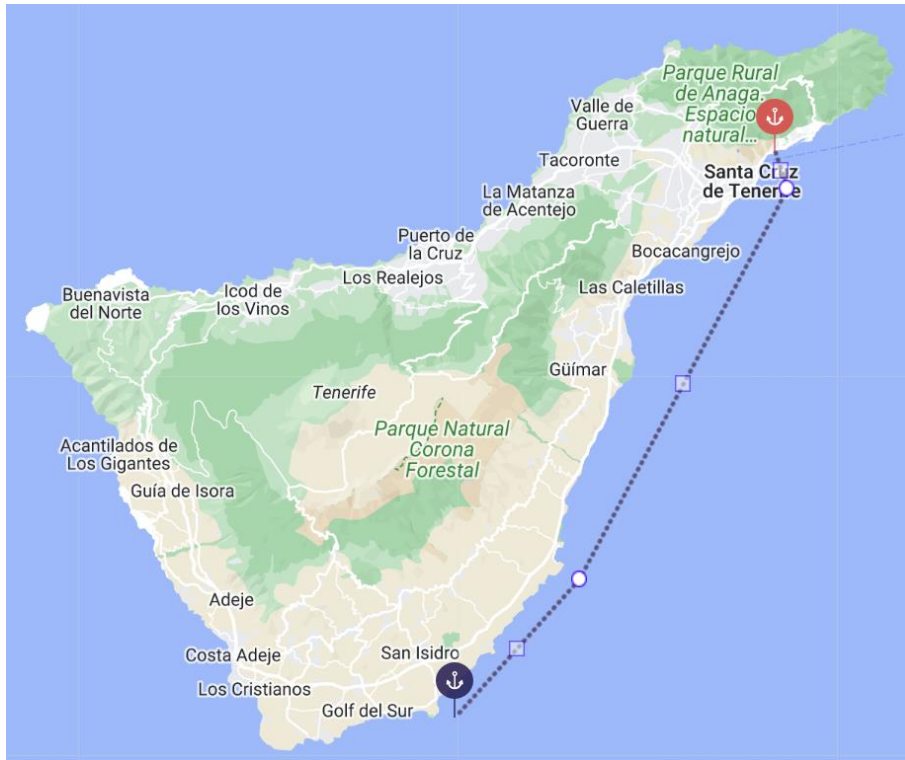


Figura 33: Ruta de navegación desde el Puerto de Santa Cruz de Tenerife al área en Tenerife, CAN TEN 1-1 (Fuente: BednBlue, 2024)

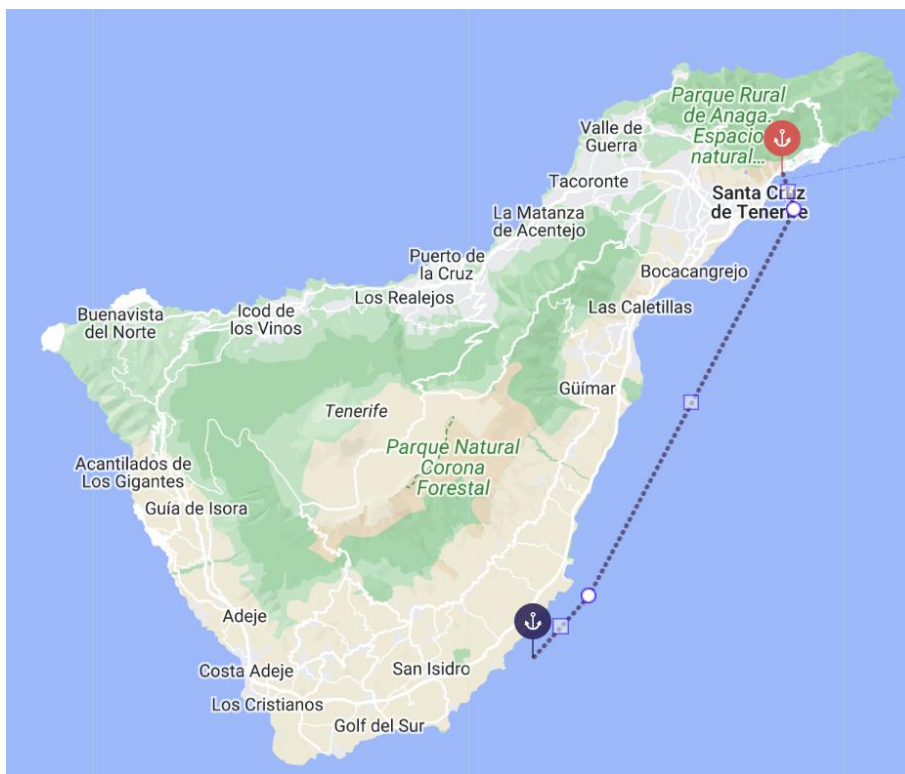


Figura 34: Ruta de navegación desde el Puerto de Santa Cruz de Tenerife al área en Tenerife, CAN TEN 2-1 (Fuente: BednBlue, 2024)

En consecuencia, las áreas óptimas para la ubicación del proyecto cuentan con acceso a la infraestructura portuaria necesaria para llevar a cabo las actividades de integración e instalación.

Por otro lado, respecto a las actividades de operación y mantenimiento, estas implican únicamente el establecimiento de una oficina, el almacenamiento de algunos componentes y la disponibilidad de los medios marinos, que suelen ser pequeñas o medianas embarcaciones como un CTV (Crew Transfer Vessel, por sus siglas en inglés) o un SOV (Service Operation Vessel, por sus siglas en inglés). Así, estas operaciones que son más genéricas y menos complejas se pueden llevar a cabo desde puertos más pequeños y sencillos próximos al emplazamiento como el Puerto de Granadilla o el Puerto de los Cristianos en Tenerife, o el Puerto de Arinaga o el Puerto de Salinetas en Gran Canaria.

3.7.1 IDENTIFICACIÓN FINAL DE ÁREAS ÓPTIMAS

Una vez abordados todos los parámetros empleados para la identificación de las áreas óptimas para el desarrollo de proyectos de energía eólica marina y teniendo en cuenta todas las limitaciones y restricciones detalladas en los Apartados anteriores, se establecen las zonas óptimas dentro de los polígonos definidos inicialmente. Así, se realiza una segunda iteración de las áreas CAN GC 1-1, CAN TEN 1-1 y CAN TEN 2-1, con el fin de reflejar estas nuevas consideraciones y detallar las especificaciones de las zonas objeto de estudio.

En primer lugar, respecto al polígono situado en la isla de Gran Canaria, de cara a optimizar esta área y evitar restricciones que puedan interferir con el desarrollo normal de un parque eólico marino, se realiza una segunda iteración de este. Así, dado que la parte este del polígono es atravesada por rutas comerciales frecuentemente (véase el Apartado 3.6.2), con el fin de evitar que se deba realizar un redireccionamiento de estas líneas, lo cual debería contar con el visto favorable de la Dirección General de la Marina Mercante, se suprime esa región del área óptima, obteniendo el polígono final CAN GC 1-2, que se dibuja en la Figura 35.

Igualmente, se detallan las coordenadas que forman el polígono, indicadas en la Tabla 1, para poder representarlo en un software SIG (Sistema de Información Geográfica⁴). Así, se obtiene que la extensión del área CAN GC 1-2 es de 15,7 kilómetros cuadrados.

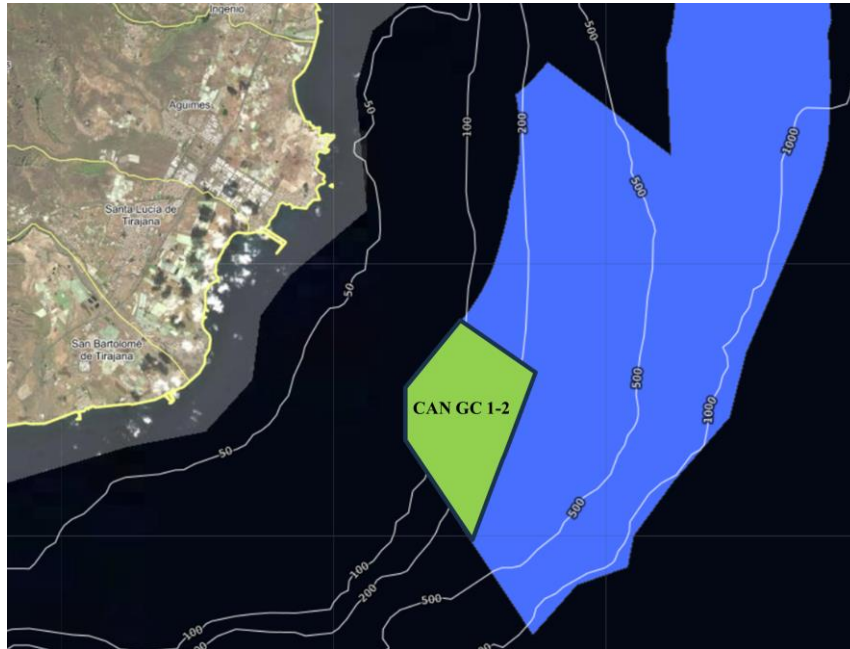


Figura 35: Ubicación final de la zona óptima del proyecto en Gran Canaria, CAN GC 1-2 (en verde), sobre la zona definida en los POEM (en azul) (Fuente: Elaboración Propia)

CAN GC 1-2		
	Latitud	Longitud
1	27.822367	-15.340415
2	27.806724	-15.317066
3	27.759755	-15.336583
4	27.787538	-15.357295
5	27.804049	-15.357487
6	27.822367	-15.340415

Tabla 1: Coordenadas del área óptima CAN GC 1-2 (Fuente: Elaboración propia)

⁴ El SIG (o GIS, por sus siglas en inglés) es una herramienta que permite trabajar con información que va acompañada de datos relativos a una posición geográfica, es decir, que está georreferenciada. Este sistema puede almacenar y realizar operaciones con las coordenadas relativas a estos datos (Universitat Carlemany, 2022)

Respecto a las zonas ubicadas en la isla de Tenerife, debido a que la extensión que abarcan dichas áreas es mucho menor a la que comprende el polígono situado en Gran Canaria, no se realiza una segunda iteración de estas con el fin de contar con un área lo suficientemente grande para la instalación del proyecto. No obstante, cabe mencionar que no existe ninguna restricción *sine qua non* para poder desarrollar el proyecto en dichas zonas.

En el caso del área CAN TEN 1-1, esta es atravesada y se encuentra muy próxima a frecuentes rutas marítimas, lo que implicará la necesidad de redirigir las embarcaciones que empleen esta ruta en caso de realizar la instalación del proyecto en esta zona, así como delimitar adecuadamente el parque para evitar accidentes. Además, ambas zonas situadas en Tenerife se sitúan sobre la servidumbre de aeródromo de Tenerife Sur, lo cual implicará obtener el visto bueno de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea, añadiendo complejidad al desarrollo del proyecto. De todas formas, en caso de que alguna de estas zonas sea finalmente la óptima para la ubicación del parque, se dispondrá el mismo de tal forma que se eviten en la medida de lo posible estas limitaciones.

De esta forma, aunque no se optimizan los polígonos iniciales, se renombran como CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 para seguir la misma nomenclatura, representándolos en la Figura 36.

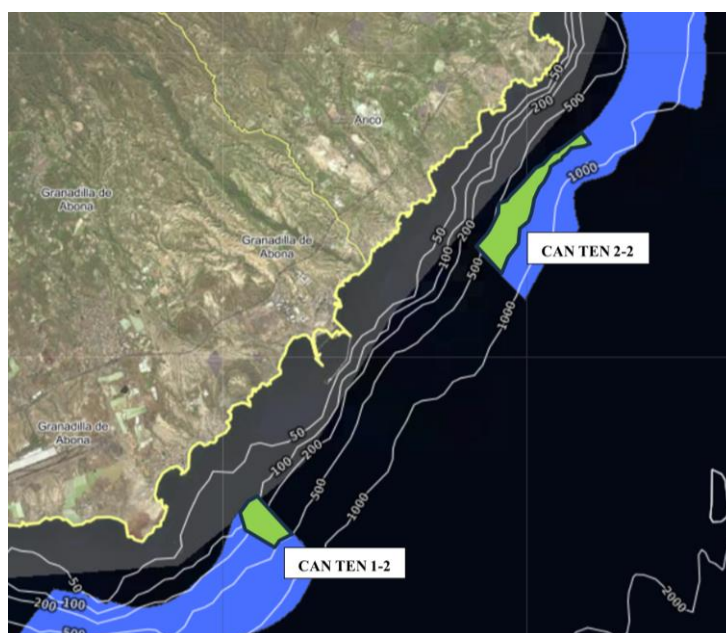


Figura 36: Ubicación final de las zonas óptimas del proyecto en Tenerife, CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 (en verde), sobre las zonas definidas en los POEM (en azul) (Fuente: Elaboración Propia)

De la misma forma, se obtienen las coordenadas que forman las áreas para poder representarlas en un software SIG y se indican en la Tabla 2. A partir de estas, se extrae que el área CAN TEN 1-2 ocupa una extensión de 1,2 kilómetros cuadrados, mientras que el área CAN TEN 2-2 tiene una superficie de 2,9 kilómetros cuadrados.

	CAN TEN 1-2		CAN TEN 2-2	
	Latitud	Longitud	Latitud	Longitud
1	28.036866	-16.513834	28.099899	-16.450481
2	28.027020	-16.503188	28.093309	-16.443357
3	28.024821	-16.507266	28.096542	-16.442156
4	28.022806	-16.508417	28.099192	-16.438637
5	28.027562	-16.516685	28.102904	-16.438980
6	28.031864	-16.519319	28.104570	-16.434174
7	28.035177	-16.516757	28.110621	-16.433112
8	28.036866	-16.513834	28.119777	-16.428681
9			28.124598	-16.421919
10			28.125665	-16.417228
11			28.129323	-16.41967
12			28.125121	-16.426599
13			28.120180	-16.433015
14			28.116028	-16.437419
15			28.111290	-16.443112
16			28.106981	-16.444659
17			28.099899	-16.450481

Tabla 2: Coordenadas de las áreas óptimas CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 (Fuente: Elaboración propia)

3.8 CONDICIONES METOCEÁNICAS

Una vez definidas las zonas óptimas para la ubicación del proyecto y verificado que no existe, a priori, ninguna prohibición que impida el desarrollo del proyecto en estas, se analizan las condiciones metoceánicas de las zonas. Así, el principal parámetro a considerar es, como se ha mencionado durante todo el proceso de identificación de la ubicación, el recurso eólico, con el fin de maximizar la producción. Igualmente, como

segundo parámetro se tiene en cuenta la profundidad, con el objetivo de minimizar los costes de las líneas de fondeo y optimizar el proceso de instalación. Por último, se analiza el oleaje, con el fin de asegurar una disponibilidad de acceso al parque aceptable durante la fase de operación y mantenimiento.

Así, por un lado, empleando un software SIG, se representan una capa de velocidad del viento a 150 metros de altitud, altura aproximada a la que se encontrará el rotor de la turbina, y otra capa de batimetría, representada por isóbatas. Estas capas de viento y batimetría se han descargado de *Global Wind Atlas*, una aplicación web creada por el Departamento de Energía Eólica Marina de la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU, por sus siglas en inglés) y el Grupo Banco Mundial. Esta herramienta permite identificar zonas para la generación de energía eólica en todo el mundo y descargar mapas de alta resolución en formato SIG (Universidad Técnica de Dinamarca, 2024). De esta forma, se superponen sobre estas capas los polígonos que representan las áreas óptimas para el desarrollo del parque y se puede observar claramente la interacción de los principales parámetros metoceanicos sobre las zonas objeto de estudio.

Por otro lado, para analizar el oleaje se emplea la información ofrecida por Puertos del Estado, dependiente del Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, a partir de los puntos SIMAR. Estos se tratan de un conjunto de datos formado por series temporales de parámetros de viento y oleaje procedentes de modelado numérico, obteniendo un subconjunto de 4.500 puntos (Puertos del Estado, 2024). Así, se emplea el punto más próximo al área seleccionada para obtener los valores de oleaje en condiciones normales de operación. De esta forma, para confirmar que la disponibilidad de acceso a la instalación para llevar a cabo las tareas de operación y mantenimiento es aceptable, la altura de ola significativa⁵ no puede ser mayor a 1,5 metros para embarcaciones tipo CTV (Crew Transfer Vessel, por sus siglas en inglés) o 2,5 metros para embarcaciones tipo SOV (Service Operation Vessel, por sus siglas en inglés) (Siemens Energy, 2022).

⁵ La altura de ola significativa es la media del tercio más alto de las olas (medidas desde la depresión hasta la cresta) que se producen en un periodo determinado. Se mide así porque las olas más grandes suelen ser más significativas que las más pequeñas (National Weather Service, 2024).

A continuación, se presentan las condiciones meteoceánicas de cada una de los áreas óptimas identificadas finalmente para el desarrollo del proyecto de energía eólica marina.

3.8.1 CAN GC 1-2

En primer lugar, se muestra la interacción entre el viento y la profundidad en el área situada en Gran Canaria, CAN GC 1-2. De esta forma, como se muestra en la Figura 37, la velocidad media del viento a 150 metros de altitud es de entre 10,5 y 11,5 m/s, mientras que la profundidad de la zona abarca desde los 75 metros a los 275 metros.

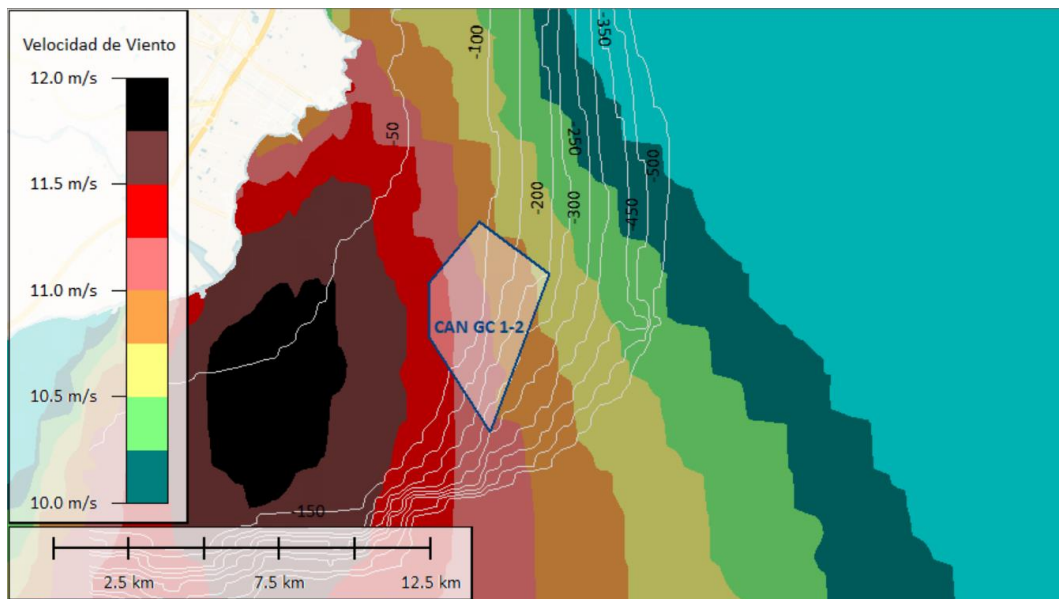


Figura 37: Interacción del área CAN GC 1-2 con el recurso eólico y la batimetría (Fuente: Elaboración Propia)

Para obtener la información del oleaje, se emplea el punto SIMAR 4038006 y se obtiene la altura de ola significante anual. Así, como se puede observar en la Figura 38, la mayoría de las olas tienen entre 0,5 y 2 metros de altura significante, verificándose que la accesibilidad del emplazamiento es aceptable para todo tipo de embarcaciones dedicadas a la operación y mantenimiento del parque.

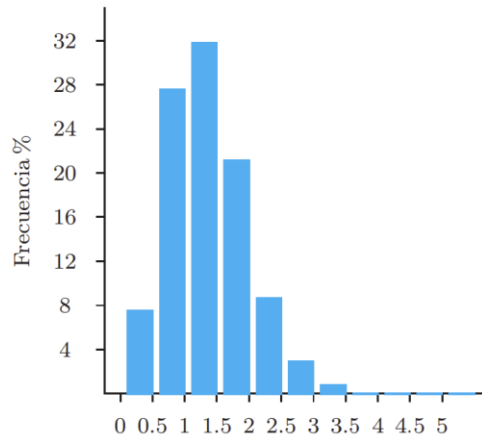


Figura 38: Altura de ola significativa (en metros) en el área CAN GC 1-2 (Fuente: Puertos del Estado, 2024)

3.8.2 CAN TEN 1-2

Seguidamente, se detalla la relación entre el viento y la profundidad en el primer área situada en Tenerife, CAN TEN 1-2. Así, como se muestra en la Figura 39, se observa que la velocidad media del viento a 150 metros de altura es de entre 10,50 y 10,75 m/s, mientras que el área se encuentra a una profundidad de entre 75 y 350 metros.

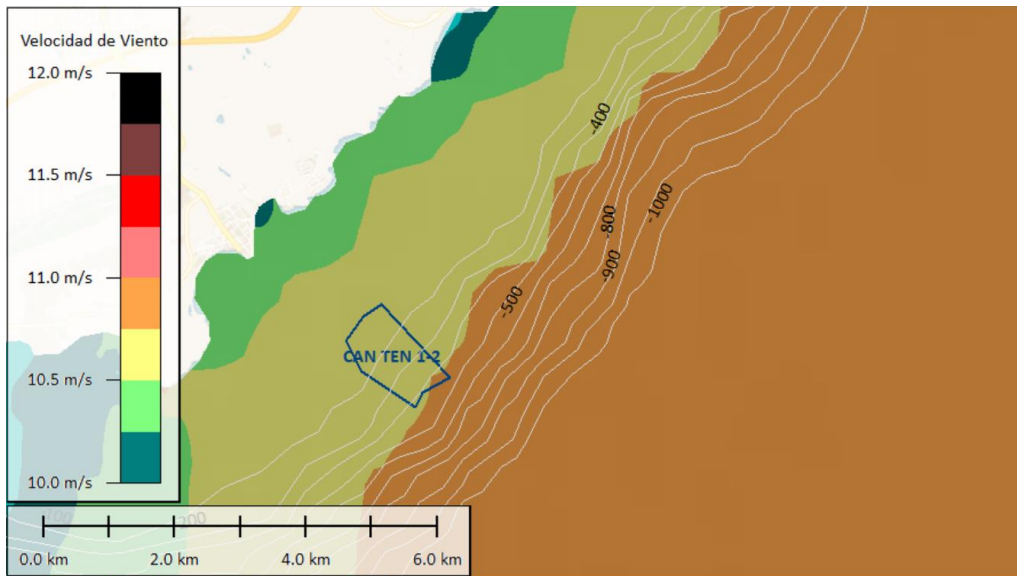


Figura 39: Interacción del área CAN TEN 1-2 con el recurso eólico y la batimetría (Fuente: Elaboración Propia)

Por otro lado, la información del oleaje se obtiene a partir del punto SIMAR 4024009. Así, como se aprecia en la Figura 40, la mayoría de las olas tienen una altura significativa de hasta 1,5 metros, por lo que se comprueba que la accesibilidad del emplazamiento es

aceptable para todo tipo de medios marinos dedicados a la operación y mantenimiento del proyecto, incluyendo las embarcaciones tipo CTV en todo momento.

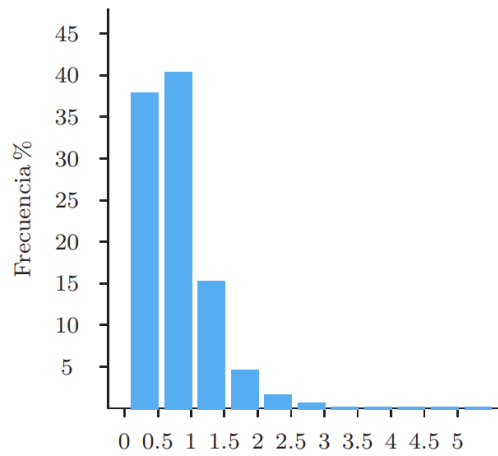


Figura 40: Altura de ola significativa (en metros) en el área CAN TEN 1-2 (Fuente: Puertos del Estado, 2024)

3.8.3 CAN TEN 2-2

Por último, se observa la interacción entre el viento y la profundidad en la segunda zona situada en Tenerife, CAN TEN 2-2. Así, en la Figura 41 se muestra que la velocidad media del viento a 150 metros de altitud es de entre 10,5 y 11 m/s, mientras que la profundidad de la zona abarca desde los 200 metros a los 775 metros.

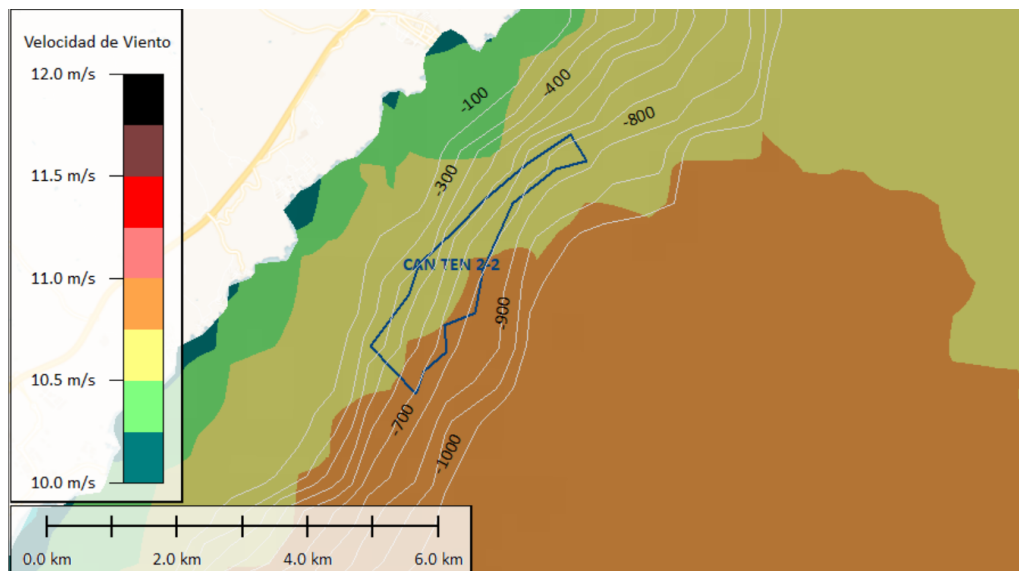


Figura 41: Interacción del área CAN TEN 2-2 con el recurso eólico y la batimetría (Fuente: Elaboración Propia)

Para obtener la información del oleaje, se emplea el punto SIMAR 4025010. Así, como se puede observar en la Figura 42, la mayoría de las olas tienen entre 0 y 1,5 metros de altura significativa, comprobándose que la accesibilidad del emplazamiento es aceptable para todo tipo de embarcaciones dedicadas a la operación y mantenimiento del parque, incluyendo las embarcaciones tipo CTV.

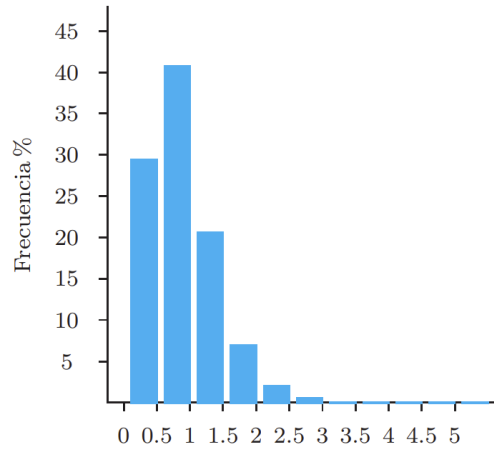


Figura 42: Altura de ola significativa (en metros) en el área CAN TEN 2-2 (Fuente: Puertos del Estado, 2024)

Capítulo 4. EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO

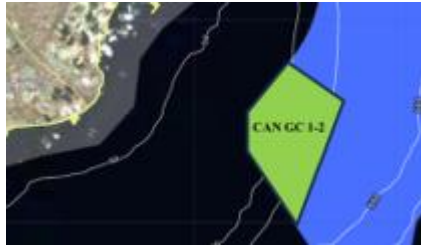


4.1 COMPARATIVA DE ÁREAS IDENTIFICADAS

Una vez descritos los diferentes criterios y aspectos para la selección óptima del emplazamiento para el desarrollo de un parque eólico marino, así como identificadas tres áreas óptimas para este, se lleva a cabo una comparativa para reflejar las ventajas y desventajas que presentan cada una de las zonas. De esta forma, se presenta en la Tabla 3 un resumen de los parámetros estudiados en el Capítulo 3, para analizarlos y compararlos entre áreas posteriormente. Así, los criterios presentados en la tabla son los siguientes:

1. **Aspectos Legales** – Ubicación del proyecto en las zonas definidas en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM)
2. **Acceso a la Red** – Ubicación del proyecto próximo a una subestación eléctrica con suficiente capacidad disponible
3. **Compatibilidad Ambiental** – Ubicación del proyecto en una zona sin restricciones medioambientales
4. **Fondo Marino** – Ubicación del proyecto sobre una zona que no sea de fondeo prohibido ni sea atravesada por cables y/o tuberías submarinas. Igualmente, el proyecto debe ubicarse a la menor profundidad posible y sobre un lecho marino sin grandes pendientes para optimizar el sistema de fondeo
5. **Consideraciones Sociales y Otros Usos** – Ubicación del proyecto en una zona que sea compatible con la actividad pesquera, el tráfico marítimo, el sector aeronáutico y las operaciones militares. Además, el proyecto debe situarse a una distancia considerable de la costa para reducir el impacto visual
6. **Accesibilidad del Emplazamiento** – Ubicación del proyecto en una zona con acceso a la infraestructura portuaria necesaria para su ejecución y operación

7. **Condiciones Meteoceánicas** – Ubicación del proyecto en una zona con unas condiciones óptimas para el desarrollo de este en relación con el recurso eólico (debe situarse sobre una zona con elevada densidad de energía eólica y capacidad de producción) y el oleaje (debe permitir que la accesibilidad al parque sea aceptable)

8. **Extensión del Área** – Ubicación del proyecto sobre una zona con suficiente superficie para disponer el conjunto de los componentes de la instalación

		CAN GC 1-2	CAN TEN 1-2	CAN TEN 2-2
				
Aspectos Legales		Ubicada sobre el polígono CAN GC 1 definido en los POEM	Ubicada sobre el polígono CAN TEN 1 definido en los POEM	Ubicada sobre el polígono CAN TEN 2 definido en los POEM
Acceso a la Red	Nudo de acceso	Barranco de Tirajana III situado a 8 km (como mínimo)	Granadilla I y II situado a 5,5 km (como mínimo)	Granadilla I y II situado a 5,5 km (como mínimo)
	Capacidad disponible	Nueva subestación con capacidad de aproximadamente 500MW (operativa a finales de 2025)	Sin capacidad actualmente, pero compromiso del Gobierno para poder conectar el proyecto a estos nudos	Sin capacidad actualmente, pero compromiso del Gobierno para poder conectar el proyecto a estos nudos
Compatibilidad Ambiental		Libre de restricciones, limitaciones y/o prohibiciones medioambientales	Libre de restricciones, limitaciones y/o prohibiciones medioambientales	Libre de restricciones, limitaciones y/o prohibiciones medioambientales
Fondo Marino	Zona de fondeo prohibido	No	No	No
	Cables y/o tuberías submarinas	No (distancia de, al menos, 250 m respecto a los cables submarinos)	No (distancia de, al menos, 250 m respecto a los cables submarinos)	No
	Profundidad	75 - 275 metros	75 - 350 metros	200 - 775 metros
	Pendiente del fondo marino	Sin pendientes pronunciadas (excepto en las zonas menos profundas)	Sin pendientes pronunciadas	Sin pendientes pronunciadas

		CAN GC 1-2	CAN TEN 1-2	CAN TEN 2-2
Consideraciones Sociales y Otros Usos	Actividad pesquera	Sin afectación significativa	Sin afectación significativa	Sin afectación significativa
	Tráfico marítimo	Sin afectación significativa	Atravesada por rutas marítimas frecuentes	Sin afectación significativa
	Sector aeronáutico	Sin afectación significativa	Ubicada sobre servidumbre de aeródromo de Tenerife Sur	Ubicada sobre servidumbre de aeródromo de Tenerife Sur
	Operaciones militares	Sin afectación	Sin afectación	Sin afectación
	Impacto visual	Situada a 6 km de la costa (como mínimo)	Situada a 2 km de la costa (como mínimo)	Situada a 2 km de la costa (como mínimo)
Accesibilidad del Emplazamiento	Puerto de instalación	Puerto de Santa Cruz de Tenerife a 75 millas náuticas	Puerto de Santa Cruz de Tenerife a 33 millas náuticas	Puerto de Santa Cruz de Tenerife a 28 millas náuticas
	Puerto de operación y mantenimiento	Varios puertos próximos (Puerto de Arinaga o de Salinetas)	Varios puertos próximos (Puerto de Granadilla o de los Cristianos)	Varios puertos próximos (Puerto de Granadilla o de los Cristianos)
Condiciones Meteoceánicas	Recurso eólico (velocidad media anual)	11,06 m/s	10,68 m/s	10,74 m/s
	Oleaje (altura de ola significativa anual)	0,5 - 2 metros	0 - 1,5 metros	0 - 1,5 metros
Extensión del Área		15,7 kilómetros cuadrados	1,2 kilómetros cuadrados	2,9 kilómetros cuadrados

Tabla 3: Comparativa entre las áreas óptimas identificadas: CAN GC 1-2, CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 (Fuente: Elaboración Propia)

A partir de la Tabla 3, que resume los principales aspectos de cada una de las áreas identificadas, se lleva a cabo una comparativa de estos parámetros entre las distintas zonas óptimas para diferenciar las principales ventajas y desventajas de cada una de estas, orientando así la selección final del emplazamiento óptimo para la ubicación del proyecto.

4.1.1 ASPECTOS LEGALES

Todos los polígonos identificados se encuentran dentro de las áreas definidas en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) como “Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina”, por lo que cumplen con los requisitos legales mínimos.

4.1.2 ACCESO A LA RED

El área CAN GC 1-2 está situado a 8 kilómetros, como mínimo, de la subestación Barranco de Tirajana III. Esta distancia es relativamente pequeña y, además, este nuevo nudo de acceso está en fase de ejecución, por lo que se garantiza que va a existir capacidad disponible en este para evacuar la electricidad generada por el proyecto.

Por su parte, las áreas CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 se encuentran a, al menos, 5,5 kilómetros de distancia de los nudos de acceso Granadilla I y II. De esta forma, estas zonas están ligeramente más próximas a la subestación que la correspondiente a la isla de Gran Canaria, pero esta diferencia es mínima (solamente 2,5 kilómetros), por lo que no implica un ahorro significativo en los costes del cableado ni supone una reducción importante de las pérdidas eléctricas. Por otro lado, en este caso, no existe todavía un plan para ampliar la capacidad de estos nudos, que actualmente no cuentan con capacidad disponible, pero hay un compromiso firme del Gobierno para que los proyectos ubicados en estas zonas puedan conectarse a estos puntos.

4.1.3 COMPATIBILIDAD AMBIENTAL

Todas las áreas óptimas se encuentran libres de restricciones, limitaciones y/o prohibiciones ambientales, por lo que se cumplen los requisitos mínimos en materia medioambiental.

4.1.4 FONDO MARINO

Todas las zonas están situadas fuera de las áreas de fondeo prohibido, así como no son atravesadas por tuberías ni cables submarinos. De hecho, en aquellas áreas en las que hay un cable submarino próximo (CAN GC 1-2 y CAN TEN 1-2), se ha mantenido una distancia de seguridad de 250 metros respecto al límite del polígono.

Respecto a la profundidad, esto resulta un parámetro relevante en el coste del sistema de fondeo. Con el aumento de la profundidad del emplazamiento, se incrementa la longitud de las líneas y la operación de instalación se vuelve más compleja, provocando un aumento significativo en el gasto de ejecución del proyecto. Así, para poder tener una referencia del incremento de coste del sistema de fondeo por la mayor profundidad, se recurre a un estudio realizado que indica que por cada metro de profundidad adicional, el coste de cada línea de fondeo aumenta entre 600 y 1.600 euros, en función de si es de cadena o fibra sintética, respectivamente (Díaz & Guedes, 2023). Además, se debe tener en cuenta que cada una de las subestructuras que soportan un aerogenerador se compone de, al menos, 3 líneas de fondeo, por lo que el impacto es significativo. Así, una diferencia de 100 metros de profundidad supone un incremento del coste de cada subestructura de entre 180.000 y 480.000 €.

De esta forma, se constata que se deben priorizar aquellas áreas con menor profundidad, ya que el impacto en el coste de ejecución del proyecto es considerable. Así, se posiciona el área CAN GC 1-2 como la más adecuada en este aspecto, seguida del polígono CAN TEN 1-2 y, por último y mucho menos apropiada, el área CAN TEN 2-2, resultando esta de gran complejidad por ubicarse en zonas con una profundidad superior a los 500 metros.

Por último, se deben evitar las pendientes abruptas y pronunciadas en el fondo marino para facilitar las actividades de instalación de los sistemas de anclaje. En general, no existen limitaciones en ninguna de las áreas identificadas, excepto en las zonas menos profundas de la región situada en Gran Canaria, CAN GC 1-2. No obstante, este aspecto es muy difícil de reconocer sin haber llevado a cabo un estudio batimétrico del lecho marino, por lo que deberá ser analizado en etapas posteriores mediante estudios más detallados. En conclusión, se puede considerar que no existen restricciones a este respecto en ninguna de las zonas.

4.1.5 CONSIDERACIONES SOCIALES Y OTROS USOS

En primer lugar, ninguna de las áreas identificadas se sitúa sobre caladeros tradicionales de pesca, por lo que no perjudica significativamente a la actividad pesquera de la zona.

Seguidamente, tanto la zona CAN GC 1-2 como el área CAN TEN 2-2 no son atravesadas por líneas marítimas frecuentes y, por lo tanto, no tienen una afectación considerable respecto al tráfico marítimo, pudiéndose este desviar de forma sencilla para evitar cruzar a través del parque. No obstante, el área situada más al sur de la isla de Tenerife, CAN TEN 1-2, se encuentra en medio de rutas marítimas frecuentadas por una gran cantidad de embarcaciones, principalmente en la mitad norte del polígono. Por tanto, para desarrollar el parque en esta zona habría que interactuar con la Dirección General de la Marina Mercante (DG MM) con el objetivo de buscar la forma óptima de desviar todas estas líneas marítimas, evitando que crucen a través de la instalación. Este hecho añadirá sin duda gran complejidad al desarrollo del proyecto en esta área.

Respecto a las restricciones del sector aeronáutico, cabe mencionar que las áreas situadas en Tenerife (CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2) se ubican dentro de la servidumbre de aeródromo del aeropuerto de Tenerife Sur. Dado que los aerogeneradores alcanzan una altura mayor a 100 metros, estas zonas se deben evitar ya que son las reservadas para garantizar el continuo funcionamiento del aeródromo y la seguridad aérea. Por lo tanto, la Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA) deberá aprobar el desarrollo del proyecto en estas áreas, pudiendo establecer limitaciones o restricciones respecto a la altura máxima de los aerogeneradores, la disposición de estos o los mecanismos de señalización, provocando retrasos en el proyecto y aumentado del coste de este, pudiendo incluso llegar a dejar de ser viable.

Por su parte, el área CAN GC 1-2 se sitúa sobre la servidumbre de operación del aeropuerto de Las Palmas, que no supone una zona tan crítica con la mencionada anteriormente y, aunque se debe obtener el visto bueno de la AESA igualmente, no se espera que existan restricciones o limitaciones importantes.

A continuación, hablando sobre las restricciones relativas a la Defensa Nacional por ubicarse las áreas en zonas dedicadas a operaciones o ejercicios militares, no existe afectación ninguna.

Por último, otro tema a destacar respecto a las consideraciones sociales del proyecto es el impacto visual. De esta forma, el parámetro que más influye en el impacto visual de un parque eólico marino es la distancia a la costa, por lo que a mayor distancia, menor impacto. El área ubicada en Gran Canaria se encuentra, como mínimo, a 6 kilómetros de la costa, mientras que aquellas situadas en Tenerife están a solamente a 2 kilómetros, al menos. Así, la ubicación del proyecto en el área CAN GC 1-2 tendrá un impacto visual mucho menor que si se realiza en las áreas CAN TEN 1-2 o CAN TEN 2-2.

4.1.6 ACCESIBILIDAD DEL EMPLAZAMIENTO

En primer lugar, el puerto de referencia para la instalación e integración de los componentes del aerogenerador sobre la subestructura flotante, y posterior remolcado al emplazamiento del proyecto, es el Puerto de Santa Cruz de Tenerife. Así, la diferencia entre un área y otra es la distancia desde este puerto al lugar del proyecto y el consiguiente consumo de fueloil de las embarcaciones de remolcado. De esta forma, a mayor distancia del puerto de referencia, mayor consumo de combustible y más costoso es el transporte de las subestructuras.

Así, teniendo en cuenta que un barco como el necesario para hacer este remolcado (AHTS, Anchor-Handling Tug Supply vessel, por sus siglas en inglés) consume aproximadamente 15.000 litros de fueloil al día, es decir, 625 litros por hora (Riviera, 2019), y que el precio del fueloil es de aproximadamente 775 euros por tonelada, es decir, 0,70 €/litro (Ship & Bunker, 2024), por cada hora menos de trayecto, se produce un ahorro de alrededor de 500 €. De esta forma, el coste estimado en combustible para realizar el trayecto (considerando ida y vuelta) hasta el emplazamiento CAN GC 1-2 es de 33.250 €, mientras que hasta el área CAN TEN 1-2 es de 7.450 € y para la zona CAN TEN 2-2, 6.125 €. De esta forma, se observa la considerable diferencia entre el transporte de una subestructura hasta el área situada en la isla de Gran Canaria y las zonas ubicadas en Tenerife.

Por otro lado, existen varios puertos aptos para las actividades de operación y mantenimiento del parque próximos a todas las áreas identificadas, por lo que a este respecto no existe una diferencia considerable entre los distintos emplazamientos.

4.1.7 CONDICIONES METEOCEÁNICAS

El factor más importante a la hora de decidir la ubicación de un parque eólico marino es sin duda la producción anual de energía. Así, para calcular este parámetro no solo se emplea el recurso eólico, sino también la curva de potencia del aerogenerador. De esta forma, se calcula la generación anual de electricidad de un aerogenerador en cada una de las áreas óptimas identificadas.

En primer lugar, el aerogenerador empleado va a ser el mismo para todas las áreas. Con el objetivo de maximizar la producción del parque, se utilizará la turbina con mayor potencia disponible hasta la fecha. Así, teniendo en cuenta la situación actual de la industria, se emplea para el proyecto un aerogenerador de 15 MW de potencia nominal. Esta turbina es la que se va a suministrar en los próximos proyectos como en el proyecto “Gennaker” en el Mar Báltico (Jenkinson, 2024) o los proyectos “Norfolk” en Reino Unido (Roca, 2023), quedando reflejada la tendencia del mercado hacia aerogeneradores de esa potencia.

De esta forma, para obtener la curva de potencia de un aerogenerador de 15 MW se recurre a la información disponible públicamente proporcionada por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos sobre la turbina “*IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine*” (Gaertner et al., 2020). Así, en la Figura 43 se muestra la curva de potencia que se emplea para calcular la producción de energía.

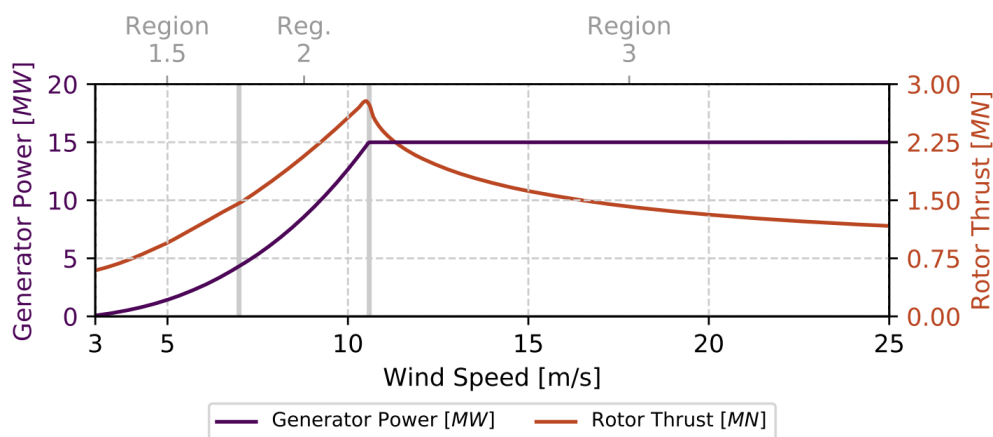


Figura 43: Curva de potencia, en morado, del aerogenerador “*IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine*” (Fuente: NREL, 2020)

Una vez definida la curva de potencia, se obtienen las curvas de distribución Weibull de la velocidad del viento, que representan la probabilidad de que la velocidad esté en intervalos definidos. Para ello, se representan las distribuciones de los puntos céntricos de cada una de las áreas identificadas para simplificar el cálculo. Así, estas funciones de distribución de Weibull se obtienen a partir de datos de *Global Wind Atlas* (Universidad Técnica de Dinamarca, 2024) y se representan en la Figura 44, Figura 45 y Figura 46.

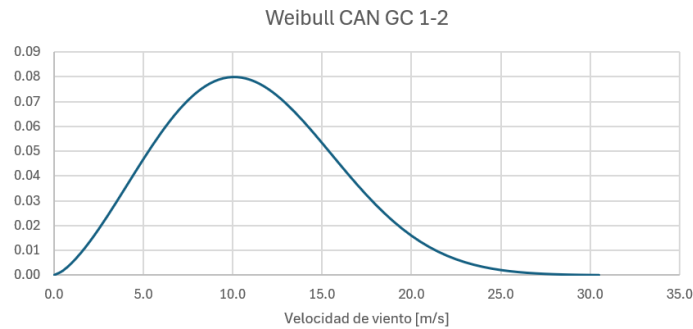


Figura 44: Distribución Weibull (factor de escala = 12,4684 y factor de forma = 2,4630) de la velocidad de viento en el área CAN GC 1-2 (Fuente: Elaboración Propia, con datos de Global Wind Atlas)

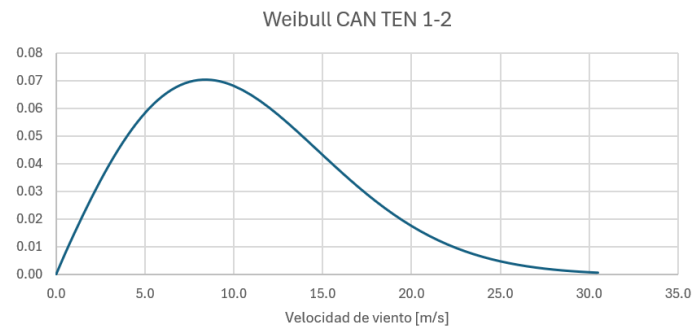


Figura 45: Distribución Weibull (factor de escala = 12,0465 y factor de forma = 1,9707) de la velocidad de viento en el área CAN TEN 1-2 (Fuente: Elaboración Propia, con datos de Global Wind Atlas)

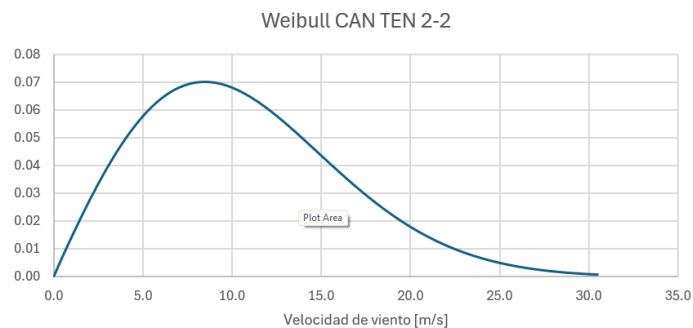


Figura 46: Distribución Weibull (factor de escala = 12,1175 y factor de forma = 1,9746) de la velocidad de viento en el área CAN TEN 2-2 (Fuente: Elaboración Propia, con datos de Global Wind Atlas)

Por lo tanto, para calcular la producción anual de energía de un aerogenerador de 15 MW en cada una de las áreas óptimas, se cruzan la curva de potencia del aerogenerador de 15 MW (representada en la Figura 43) y las curvas de distribución de Weibull de cada una de las zonas (representadas en la Figura 44, Figura 45 y Figura 46, respectivamente) mediante una herramienta generada en Microsoft Excel. Así, multiplicando el resultado por las horas anuales, es decir, 8.766 horas (teniendo en cuenta los años bisiestos), se obtiene la energía producida anualmente por aerogenerador en cada una de las áreas identificadas, como se detalla en la Tabla 4.

	CAN GC 1-2	CAN TEN 1-2	CAN TEN 2-2
Producción Anual de Energía por aerogenerador	92,1 GWh	82,2 GWh	82,6 GWh

Tabla 4: Producción anual de energía por aerogenerador en cada una de las áreas óptimas identificadas: CAN GC 1-2, CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 (Fuente: Elaboración Propia)

En consecuencia, se constata que el área con mayor producción de energía por turbina es CAN GC 1-2. Así, como se ha mencionado anteriormente, este parámetro es un criterio principal a la hora de seleccionar la ubicación definitiva del parque, puesto que representa la fuente de ingresos del proyecto.

Por otro lado, el oleaje en condiciones normales en todos los emplazamientos permite el acceso, tanto de embarcaciones tipo CTV como SOV, para realizar labores de mantenimiento en la mayoría de los casos, por lo que se concluye que la accesibilidad al parque es aceptable para todas las áreas identificadas.

4.1.8 EXTENSIÓN DEL ÁREA

Por último, es importante que la extensión de las áreas analizadas sea la suficiente para la instalación de todos los componentes del parque eólico marino. Así, desde la Comisión Europea se estima que la densidad de potencia instalada no debe superar los 5-6 MW/km² para conseguir un aprovechamiento óptimo del potencial de todos los aerogeneradores, el cual dependerá luego en gran medida de la disposición final de estos (Borrmann et al., 2018). Por su lado, el Departamento de Energía de Estados Unidos sitúa este umbral en los 4 MW/km² (Mulas et al., 2023). De esta forma, teniendo en cuenta que el proyecto se

sitúa en un país miembro de la Unión Europea, para estimar la extensión necesaria para la instalación del proyecto se considera el umbral de 6 MW/km².

Así, en la Tabla 5 se presenta la extensión de cada una de las áreas óptimas identificadas para la instalación del parque, así como la capacidad máxima recomendada a instalar según el umbral establecido en el párrafo anterior. Igualmente, se incluye el número de turbinas máximas a instalar, considerando una potencia nominal unitaria de 15 MW.




	CAN GC 1-2	CAN TEN 1-2	CAN TEN 2-2
Extensión del Área	15,7 km ²	1,2 km ²	2,9 km ²
Capacidad Máxima Recomendada	94,2 MW	7,2 MW	17,4 MW
# de Aerogeneradores Máximos	6,28 turbinas	0,48 turbinas	1,16 turbinas

Tabla 5: Capacidad máxima recomendada de cada una de las áreas óptimas identificadas: CAN GC 1-2, CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 (Fuente: Elaboración Propia)

En conclusión, se observa que en el área CAN GC 1-2, que cuenta con la mayor extensión, se pueden instalar hasta un total de 6 aerogeneradores, cumpliendo con las directrices de la Comisión Europea. De esta forma, se constata que es el único emplazamiento en el que se puede desarrollar un proyecto de energía eólica marina comercial.

4.1.9 INFOGRAFÍA COMPARATIVA

Una vez analizados los distintos aspectos de cada una de las áreas óptimas identificadas y presentadas las diferentes ventajas e inconvenientes, de cara a hacer una comparativa más visual de las distintas zonas, se presenta en la Tabla 6 una infografía comparativa mostrando las conclusiones de los Apartados anteriores.

		CAN GC 1-2	CAN TEN 1-2	CAN TEN 2-2
				
Aspectos Legales		✓	✓	✓
Acceso a la Red	Nudo de acceso	✓	✓	✓
	Capacidad disponible	✓✓	✓?	✓?
Compatibilidad Ambiental		✓	✓	✓
Fondo Marino	Zona de fondeo prohibido	✓	✓	✓
	Cables y/o tuberías submarinas	✓	✓	✓
	Profundidad	✓✓✓✓	✓✓✓	?
	Pendiente del fondo marino	✓	✓	✓

		CAN GC 1-2	CAN TEN 1-2	CAN TEN 2-2
Consideraciones Sociales y Otros Usos	Actividad pesquera	✓	✓	✓
	Tráfico marítimo	✓	✗	✓
	Sector aeronáutico	✓	✗	✗
	Operaciones militares	✓	✓	✓
	Impacto visual	✓✓	✓	✓
Accesibilidad del Emplazamiento	Puerto de instalación	✓	✓✓✓	✓✓✓
	Puerto de operación y mantenimiento	✓	✓	✓
Condiciones Meteoceánicas	Producción Anual de Energía (por aerogenerador)	✓✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓
	Oleaje (altura de ola significativa anual)	✓	✓	✓
Capacidad Máxima Recomendada		✓	✗	✗

Tabla 6: Infografía comparativa entre las áreas óptimas identificadas: CAN GC 1-2, CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2 (Fuente: Elaboración Propia)

4.2 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO DEFINITIVO

Una vez presentado en el Apartado 4.1 la comparativa entre las áreas óptimas identificadas, CAN GC 1-2, CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2, se concluye que solamente el área ubicada en la isla de Gran Canaria, CAN GC 1-2, es apta para la ubicación de un parque eólico marino comercial, pudiendo concentrar más de 90 MW de potencia instalada, siguiendo las directrices de la Comisión Europea. El resto de las áreas no tienen la extensión suficiente para poder llevar a cabo un proyecto comercial de al menos 50 MW. Por lo tanto, el emplazamiento definitivo se sitúa sobre el área CAN GC 1-2.

Además, cabe destacar que esta área presenta la mayor producción anual de energía por aerogenerador, 92,1 GWh, siendo además la zona en la que mayor número de turbinas se pueden instalar. Este parámetro es clave a la hora de seleccionar la ubicación del proyecto pues representa la capacidad de generar ingresos de este por la venta de electricidad.

Por otro lado, esta zona tiene garantizada la disponibilidad de capacidad en el nudo de acceso a la red por la existencia del proyecto de construcción de la subestación “Barranco de Tirajana III”, con una capacidad inicial de 500 MW y próxima al área CAN GC 1-2. De esta forma, dado que el proyecto contará con menos de 100 MW de potencia instalada, se confirma que se podrá evacuar la energía generada a través de esta subestación.

También el área CAN GC 1-2 es la zona con menor profundidad entre las tres áreas óptimas identificadas. Esto permite optimizar el diseño e instalación del sistema de fondeo, repercutiendo en una disminución de los costes relacionados con este componente, que son sustanciales y representan una partida importante en el coste de ejecución (CAPEX, por sus siglas en inglés) del proyecto.

Por último, aunque la distancia de esta área al puerto de instalación e integración es superior a las áreas situadas en la propia isla de Tenerife, el incremento de coste por este hecho no es comparable con el ahorro generado debido a la menor profundidad del emplazamiento. Además, el área CAN GC 1-2 se ubica al triple de distancia de la costa que el resto de las áreas identificadas, generando un impacto visual mucho menor y promoviendo una mayor aceptación social del proyecto.

4.3 DISPOSICIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DEFINITIVA

Una vez identificado el emplazamiento definitivo del proyecto, se lleva a cabo una ligera optimización de área CAN GC 1-2 para situar los aerogeneradores en la posición más favorable para incrementar su producción (y reducir las pérdidas), mientras se busca reducir el coste relativo a la construcción e instalación del parque.

Según se indica en el Apartado 4.1.8, se pueden instalar hasta 6 aerogeneradores con un potencia nominal de 15 MW cada uno en la zona. De esta forma, se busca ubicarlos en las regiones con mayor velocidad de viento anual y menor profundidad.

No obstante, aun siendo estos los criterios principales para ubicar las turbinas, se deben cumplir ciertos requisitos relativos a su disposición sobre el área seleccionada. Así, la distancia mínima entre aerogeneradores debe ser igual a 5 veces el diámetro del rotor de la turbina para mitigar de forma óptima el efecto de estela⁶, siendo esta cifra un valor medio de diversos parques eólicos marinos (Pryor et al., 2021). Teniendo en cuenta que el diámetro del rotor de la turbina empleada como referencia en este proyecto, “*IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine*”, es de 240 metros (Gaertner et al., 2020), la distancia mínima considerada entre aerogeneradores es de 1.200 metros.

También se establece un radio de 500 metros desde cada una de las posiciones de las turbinas con el fin de considerar suficiente espacio para la instalación del sistema de fondeo dentro de los límites del polígono que define el área definitiva del emplazamiento.

Por último, para cumplir con los requerimientos relativos a la seguridad marítima, los aerogeneradores se disponen siguiendo una configuración regular. Además, se busca maximizar la distancia entre turbinas en la dirección predominante del viento para reducir las pérdidas por el efecto de estela.

Para definir la disposición final del parque teniendo en cuenta los aspectos mencionados, a partir de la información de *Global Wind Atlas* y seleccionando un punto representativo

⁶ El efecto de estela se genera cuando el viento atraviesa un obstáculo (en este caso, un aerogenerador), creando un régimen turbulento tras el obstáculo que provoca que se produzcan cargas transitorias en otros aerogeneradores situados aguas abajo y variaciones en su producción eléctrica (Bahamonde et al., 2018).

ubicado en el medio del área definitiva, con coordenadas 27.802640 y -15.337601, se obtiene la dirección predominante del viento, representada en la Figura 47 mediante la rosa de frecuencia del viento que gobierna la región (Universidad Técnica de Dinamarca, 2024). De esta forma, como se puede apreciar, la dirección predominante del viento es Norte (N), con un componente ligeramente Nornordeste (NNE).

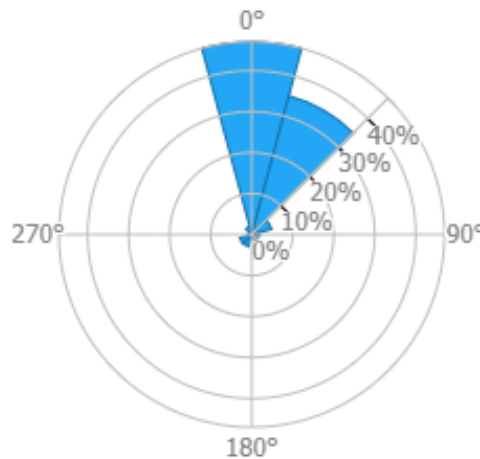


Figura 47: Rosa de frecuencia del viento en el área definitiva (Fuente: Universidad Técnica de Dinamarca, 2024)

En consecuencia, para disponer los aerogeneradores de forma que se maximice la distancia entre ellos en la dirección predominante del viento, es decir, con un ángulo de aproximadamente 20° respecto al Norte (N), se establece una separación de 1.200 metros (5 veces el diámetro del rotor) en la dirección predominante del viento y de 1.680 metros (7 veces el diámetro del rotor) en la dirección transversal.

Para obtener los valores mencionados en el párrafo anterior se ha ido iterando con la disposición de las turbinas para ajustarlas a los límites del polígono, cumpliendo la separación mínima de 5 veces el diámetro del rotor y maximizando la distancia en la dirección Norte (N) y Nornordeste (NNE). Al mismo tiempo, se ha tratado de ubicarlas en la región situada más al noroeste del emplazamiento, pues se trata de la zona con mayor velocidad de viento y menor profundidad.

De esta forma, en la Figura 48 se representa el área definitiva del emplazamiento optimizada, renombrada como CAN GC 1-3, junto con la disposición de las turbinas. Así, aunque se ha eliminado la parte situada más al sur del polígono debido a que se trata de

la zona con mayor profundidad, el emplazamiento sigue cumpliendo con el requisito de no superar el umbral de 6 MW/km^2 , ya que cuenta con 15 kilómetros cuadrados y, por tanto, capacidad para instalar hasta 90 MW de potencia (es decir, 6 aerogeneradores de 15 MW cada uno).

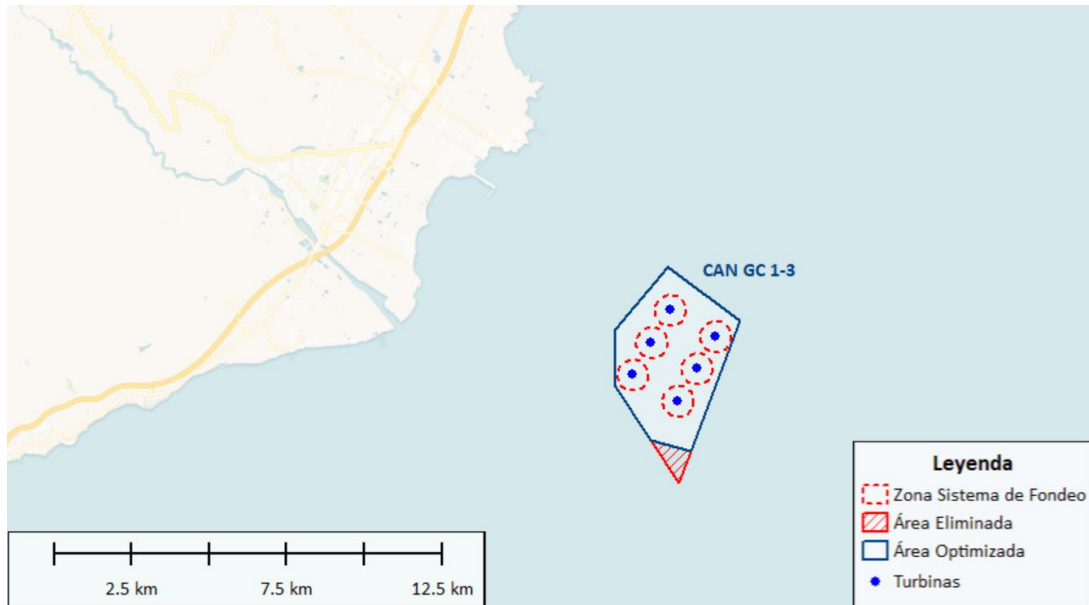


Figura 48: Disposición de los aerogeneradores en el área definitiva CAN GC 1-3 (Fuente: Elaboración Propia)

Igualmente, en la Figura 49 se representa el área CAN GC 1-3 junto con el recurso eólico y el perfil batimétrico de la zona. De esta forma, se constata que la profundidad máxima de la zona en la que se instala el sistema de fondeo de las turbinas se ha reducido de 275 a 250 metros, mientras que la velocidad media anual del viento en las posiciones de los aerogeneradores es de entre 10,75 y 11,50 m/s (siendo el límite inferior en la anterior iteración de 10,50 m/s). Esto representa una optimización respecto al área CAN GC 1-2, permitiendo reducir los costes del sistema de fondeo, además de mejorar la producción.

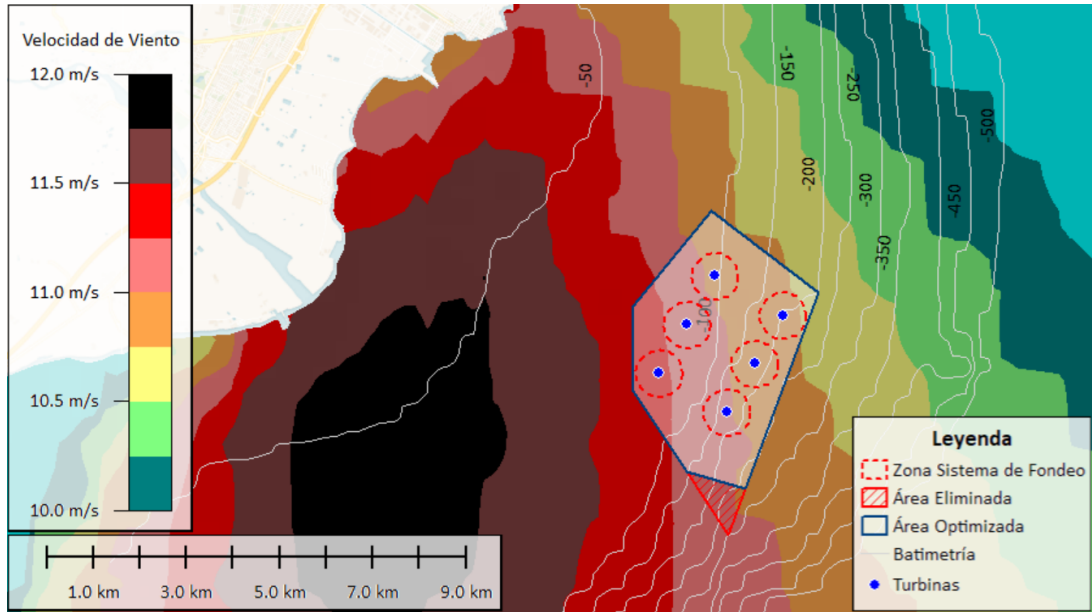


Figura 49: Área definitiva del proyecto, CAN GC 1-3, junto con la disposición de los aerogeneradores y el recurso eólico y profundidad de la zona (Fuente: Elaboración Propia)

Las coordenadas que constituyen el polígono en el que se inscribe el área definitiva CAN GC 1-3 se indican en la Tabla 7.

CAN GC 1-3		
	Latitud	Longitud
1	27.822367	-15.340415
2	27.806724	-15.317066
3	27.768776	-15.332835
4	27.772010	-15.345719
5	27.787538	-15.357295
6	27.804049	-15.357487
7	27.822367	-15.340415

Tabla 7: Coordenadas del área definitiva CAN GC 1-3 (Fuente: Elaboración propia)

Además, a continuación, en la Tabla 8 se detallan las coordenadas específicas de cada una de las turbinas, como se muestra en la disposición de la Figura 48.

Aerogeneradores		
	Latitud	Longitud
1	27.809700	-15.291910
2	27.802150	-15.279500
3	27.800300	-15.297970
4	27.792760	-15.285560
5	27.783370	-15.289240
6	27.790910	-15.301650

Tabla 8: Coordenadas de la posición de los aerogeneradores en el área definitiva CAN GC 1-3 (Fuente: Elaboración Propia)

Por último, para terminar de caracterizar el área CAN GC 1-3, a partir de la información proporcionada por Puertos del Estado, se obtiene del punto SIMAR 4038006, ubicado en las proximidades del emplazamiento, la rosa de oleaje anual representativa de la zona, como se muestra en la Figura 50. Como se puede apreciar, el oleaje tiene una dirección predominante de componente Nornordeste (NNE), con una altura de ola significativa que no supera los 2,5 metros en la mayoría de los casos.

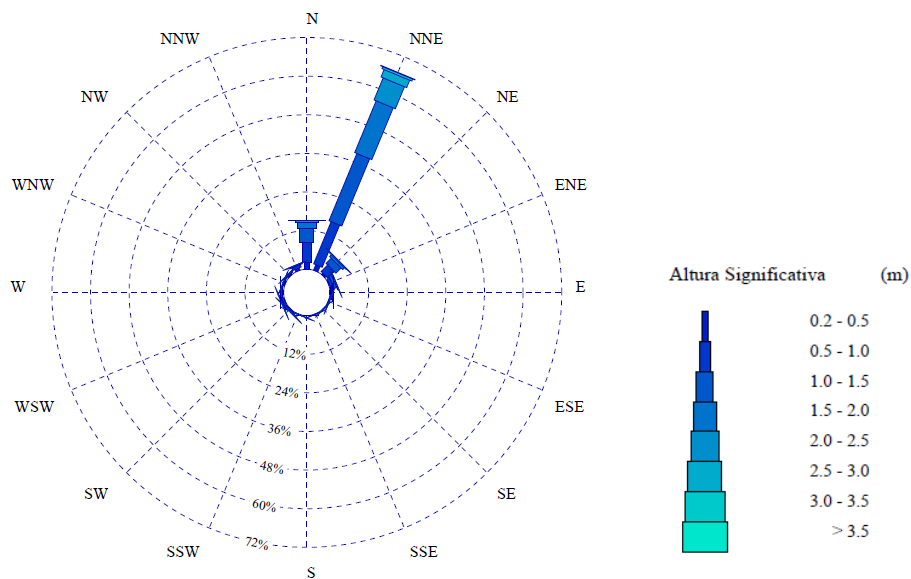


Figura 50: Rosa de oleaje anual, representando la altura de ola significativa (en metros) y la dirección, del área definitiva CAN GC 1-3 (Fuente: Puertos del Estado, 2024)

Capítulo 5. CONCLUSIONES

Los parques eólicos marinos juegan un papel crucial en la transición hacia fuentes de energía renovables. Gracias a las favorables condiciones meteoceánicas de las Islas Canarias y la actual crisis energética que atraviesan, estas instalaciones se presentan como una opción viable para generar electricidad renovable sin ocupar el limitado espacio terrestre. Una vez constatada la idoneidad del archipiélago canario para el desarrollo de un parque eólico marino, es fundamental determinar su ubicación óptima para maximizar la producción anual de energía y minimizar los costes de ejecución y operación de la instalación.

Para alcanzar este objetivo, se ha realizado un análisis exhaustivo de los distintos parámetros y factores que influyen en la adecuación de un emplazamiento para la instalación de un proyecto eólico *offshore*.

En primer lugar, se ha comprobado que la elección de la localización está fuertemente condicionada por la legalidad vigente, que delimita las zonas donde se pueden desarrollar estos proyectos; las restricciones medioambientales, que limitan las áreas disponibles; y la interacción con otras actividades sociales y económicas, como el respeto a los caladeros tradicionales de los pescadores, la necesidad de redirigir las rutas marítimas o el cumplimiento con la normativa aeronáutica. Asimismo, es esencial considerar el impacto visual que el proyecto podría generar en las áreas costeras, especialmente en relación con el turismo, así como la necesidad de contar con infraestructuras portuarias cercanas al parque para facilitar las diversas actividades relacionadas.

Destaca también la necesidad de disponer de conexión a la red eléctrica, cuyos puntos de acceso están actualmente saturados en la mayoría de los casos, lo que podría limitar la capacidad del proyecto. Aunque esto es competencia de Red Eléctrica de España, es necesario que el Gobierno intervenga para garantizar la mejora de la capacidad de estos puntos de acceso, permitiendo la conexión de nuevos proyectos.

Finalmente, es de vital importancia considerar las condiciones meteoceánicas y del fondo marino del emplazamiento. El recurso eólico de la zona es una de las principales variables

a tener en cuenta, ya que de él depende la producción de energía y, por ende, los ingresos, por lo que es crucial maximizar este aspecto. También se debe evaluar con detalle la profundidad del lecho marino sobre el que se sitúa el parque, dado que esta afecta significativamente al coste de ejecución del proyecto debido al precio de adquisición e instalación del sistema de fondeo.

Una vez analizados todos estos parámetros en las diferentes regiones de las Islas Canarias, se han identificado tres áreas óptimas para el desarrollo del proyecto, denominadas: CAN GC 1-2, CAN TEN 1-2 y CAN TEN 2-2. Estas zonas cumplen satisfactoriamente con todos los requisitos mencionados anteriormente, presentando una elevada velocidad y consistencia del viento, lo que permite obtener un alto factor de capacidad de los aerogeneradores que se ubiquen en ellas.

A partir de la comparación de estas áreas identificadas como óptimas, se constata que, cumpliendo con todas las restricciones y limitaciones presentes en la zona, los principales factores que condicionan la elección del emplazamiento definitivo son:

1. La disponibilidad de capacidad en el nudo de acceso a la red
2. La extensión del área identificada
3. La producción anual de energía estimada
4. La batimetría del fondo marino
5. La distancia a la costa (debido al impacto visual del proyecto) y al puerto de instalación e integración (debido a las actividades de transporte e instalación)

De acuerdo con los criterios establecidos, se ha concluido que la ubicación más adecuada para el proyecto es el área CAN GC 1-2, situada en la isla de Gran Canaria. Esta decisión se basa, en primer lugar, en que es la única zona que ofrece la extensión suficiente para instalar un parque eólico marino comercial, con una capacidad superior a 90 MW. Además, en comparación con las otras áreas, esta ubicación garantiza la mayor producción anual de energía (92,1 GWh por aerogenerador), cuenta con un nudo de acceso próximo con capacidad disponible para evacuar la electricidad generada y tiene la menor profundidad máxima. También se encuentra al triple de distancia de la costa en comparación con las áreas ubicadas en Tenerife, lo que reduce su impacto visual.

Finalmente, se ha realizado una optimización del emplazamiento para disponer las turbinas de manera que se incremente la producción y se reduzcan las pérdidas, al mismo tiempo que se minimizan los costes asociados al sistema de fondeo. Como resultado, se ha definido el área definitiva CAN GC 1-3, donde se ubica un parque eólico marino de 90 MW, compuesto por 6 aerogeneradores de 15 MW cada uno.

En conclusión, la ubicación del proyecto en el área definitiva, CAN GC 1-3, destaca no solo como una respuesta a la crisis energética que enfrenta el archipiélago y a la necesidad de sostenibilidad ambiental, sino también por su capacidad para aprovechar al máximo las condiciones del entorno y lograr una alta producción de energía con un coste de desarrollo, ejecución y operación controlado. De este modo, se obtiene un Coste Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) atractivo tanto para los promotores del parque como para los consumidores finales, permitiendo así la incorporación de fuentes renovables al mix energético canario.

Este Trabajo de Fin de Máster presenta ciertas limitaciones debido a la incertidumbre e inexactitud de algunos de los parámetros evaluados, ya que no se dispone de datos reales y se ha tenido que recurrir principalmente a modelos o estudios. Ejemplos de esto son la profundidad del emplazamiento o el recurso eólico de la zona. Además, para comprender las limitaciones y restricciones específicas de cada área, es necesario involucrar a las diferentes partes interesadas, como las cofradías de pescadores y las autoridades marítimas y portuarias, para evaluar sus propuestas y requerimientos de manera adecuada. No obstante, aunque los aspectos considerados en este trabajo son suficientes para realizar una selección preliminar óptima del emplazamiento del proyecto, se propone como futura línea de investigación la optimización de este estudio mediante el uso de mediciones reales de la zona y la participación activa de las partes afectadas.

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Estatal de Seguridad Aérea. (2024). *Mapa de Servidumbres Aeronáuticas*. Recuperado el 11 de marzo de 2024 de <https://www.seguridadaerea.gob.es/es/ambitos/servidumbres-aeronauticas/mapa-de-ssaa>
- Alberte, P., & Fernández, M. (2022). *Introducción a la eólica marina flotante y su marco normativo en España*. Recuperado el 21 de abril de 2024 de https://www.ragc.gal/wp-content/uploads/2022/07/OceanWinds.-Manuel-Fdez_Pablo.pdf
- Autoridad Portuaria de Las Palmas. (2024). *Puerto de Las Palmas*. Recuperado el 11 de marzo de 2024 de <https://www.palmasport.es/es/puerto-de-las-palmas/>
- Autoridad Portuaria de Santa Cruz de Tenerife. (2024). *Puerto de Santa Cruz de Tenerife*. Recuperado el 11 de marzo de 2024 de <https://www.puertostetenerife.org/>
- Bahamonde, M. I., Pérez, S., Sánchez, M. R., Macías, J., & Eugenio, J. M. (2018). TURBULENCE INFLUENCE ON OFFSHORE WIND TURBINES IMPLEMENTATION. *22nd International Congress on Project Management and Engineering*, 1619–1629. Recuperado el 20 de agosto de 2024 de https://rabida.uhu.es/dspace/bitstream/handle/10272/17051/TURBULENCE_INFLUENCE_ON_OFFSHORE.pdf?sequence=2
- BednBlue. (2024). *Calculadora de distancia de navegación*. Recuperado el 11 de marzo de 2024 de <https://www.bednblue.es/sailing-distance-calculator>
- Borrmann, R., Rehfeldt, K., Wallasch, A.-K., & Lüers, S. (2018). *Capacity Densities of European Offshore Wind Farms*. Recuperado el 17 de agosto de 2024 de <https://maritime-spatial-planning.ec.europa.eu/practices/capacity-densities-european-offshore-wind-farms>
- Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas. (2023). *Visor de Información Geográfica Marina*. Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible. Recuperado el 9 de marzo de 2024 de <https://infomar.miteco.es/visor.html>

- Comunidad Autónoma de Canarias. (2023). Resolución de la Dirección General de Energía por la que se concede la autorización administrativa y la declaración, en concreto, de utilidad pública de las instalaciones eléctricas de alta tensión denominadas “Nueva subestación Barranco de Tirajana III 220 kV y línea subterránea de transporte de energía eléctrica a 220 kV, doble circuito, Barranco de Tirajana II - Barranco de Tirajana III” con número de expediente AT22/ 005. *Boletín Oficial Del Estado*, 142. Recuperado el 25 de febrero de 2024 de <https://www.boe.es/boe/dias/2023/06/15/pdfs/BOE-B-2023-18216.pdf>
- Díaz, H., & Guedes, C. (2023). Cost and financial evaluation model for the design of floating offshore wind farms. *Ocean Engineering*, 287. Recuperado el 21 de abril de 2024 de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801823022254>
- Durán, G. (2018). *Licuefacción del Fondo Marino*. Recuperado el 4 de febrero de 2024 de <https://docplayer.es/53710996-Licuefaccion-del-fondo-marino-m-i-gerardo-duran-valdez.html>
- Fundo Regional da Ciência e Tecnologia (FRCT), & Governo dos Açores. (2019). *MarSP “Macaronesian Maritime Spatial Planning.”* Recuperado el 11 de marzo de 2024 de <https://www.marsp.eu/es/>
- Gaertner, E., Rinker, J., Sethuraman, L., Zahle, F., Anderson, B., Barter, G., Abbas, N., Meng, F., Bortolotti, P., Skrzypinski, W., Scott, G., Feil, R., Bredmose, H., Dykes, K., Shields, M., Allen, C., & Viselli, A. (2020). *Definition of the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine*. Recuperado el 17 de agosto de 2024 de <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>
- Iberdrola. (2024). *¿Sabes qué es un PPA y cuáles son sus principales ventajas?* Recuperado el 4 de febrero de 2024 de <https://www.iberdrola.com/conocenos/contrato-ppa-energia>
- International Energy Agency. (2019). *Contract for Difference (CfD)*. International Energy Agency. Recuperado el 4 de febrero de 2024 de <https://www.iea.org/policies/5731-contract-for-difference-cfd>

- Jenkinson, O. (2024). Siemens Gamesa to supply 14-15MW turbines for Skyborn's Baltic Sea wind project. *Windpower Monthly*. Recuperado el 17 de agosto de 2024 de <https://www.windpowermonthly.com/article/1877789/siemens-gamesa-supply-14-15mw-turbines-skyborns-baltic-sea-wind-project>
- Jurado, A., Vinson, E., Cerne, B., Gill, P., & Nicchi, F. (2018). Factor de capacidad de turbinas eólicas en Argentina. *Asociación Argentina de Electrotécnicos*, 54–54. Recuperado el 9 de marzo de 2024 de https://editores.com.ar/sites/default/files/ie332_revista_aea_gea_turbinas.pdf
- Kumari, P., & Ramesh, H. (2020). Remote sensing image based nearshore bathymetry extraction of Mangaluru coast for planning coastal reservoir. *Sustainable Water Resource Development Using Coastal Reservoirs*, 247–265. Recuperado el 4 de febrero de 2024 de <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818002-0.00013-7>
- Ley 21/2013, de 9 de Diciembre, de Evaluación Ambiental (2023). Recuperado el 25 de febrero de 2024 de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-12913>
- MarineTraffic. (2022). *MarineTraffic: Global Ship Tracking Intelligence*. Recuperado el 6 de agosto de 2024 de <https://www.marinetraffic.com/en/ais/home>
- Ministerio de Agricultura Pesca y Alimentación. (2023). *Visor de Cartografiado Marino*. Recuperado el 9 de marzo de 2024 de <https://sig.mapama.gob.es/marino/>
- Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible. (2024). *Políticas aeroportuarias / Servidumbres aeronáuticas*. Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible. Recuperado el 6 de agosto de 2024 de <https://www.transportes.gob.es/aviacion-civil/politicas-aeroportuarias/integracion-territorial-aeroportuaria/servidumbres-y-ruidos/introduccion-a-las-servidumbres>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2022a). *Estrategia de Energía Sostenible en las Islas Canarias*. Recuperado el 25 de febrero de 2024 de https://www.lamoncloa.gob.es/serviciosdeprensa/notasprensa/transicion-ecologica/Documents/2022/160222_EstrategiaSostenible_Canarias.pdf

- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2022b). Resolución de 2 de diciembre de 2022, de la Dirección General de Calidad y Evaluación, por la que se formula declaración ambiental estratégica de los «Planes de ordenación del espacio marítimo». *Boletín Oficial Del Estado*, 301. Recuperado el 9 de marzo de 2024 de <https://www.boe.es/boe/dias/2022/12/16/pdfs/BOE-A-2022-21389.pdf>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). *Planes de Ordenación del Espacio Marítimo. III. Diagnóstico: Demarcación Marina Canaria*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Recuperado el 25 de febrero de 2024 de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/costas/participacion-publica/anexoiiican_r_tcm30-527218.pdf
- Mulas, D., Musial, W., Duffy, P., & Shields, M. (2023). *Capacity Density Considerations for Offshore Wind Plants in the United States*. Recuperado el 17 de agosto de 2024 de <https://www.osti.gov/servlets/purl/2274825>
- Muthukkumaran, K., & Arun, K. S. (2015). Erratum to: Effect of seabed slope on the pile behaviour of a fixed offshore platform under lateral forces. *Journal of Ocean Engineering and Marine Energy*, 1, 223–236. Recuperado el 23 de agosto de 2024 de <https://doi.org/10.1007/s40722-015-0015-5>
- Naciones Unidas. (2015). *Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)*. Recuperado el 18 de agosto de 2024 de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- National Weather Service. (2024). *Significant Wave Height*. National Oceanic and Atmospheric Administration; NOAA's National Weather Service. Recuperado el 15 de agosto de 2024 de https://www.weather.gov/key/marine_sigwave
- Odrizola, U. (2022). *Diseño de un parque eólico offshore* [Universidad Politécnica de Cartagena]. Recuperado el 4 de febrero de 2024 de <https://repositorio.upct.es/entities/publication/88de8213-9a94-4b69-93a7-48b10f9d6346>

- Pryor, S. C., Barthelmie, R. J., & Shepherd, T. J. (2021). Wind power production from very large offshore wind farms. *Joule*, 5(10), 2663–2686. Recuperado el 20 de agosto de 2024 de <https://doi.org/10.1016/J.JOULE.2021.09.002>
- Puertos del Estado. (2024). *Prediccion de oleaje y nivel del mar*. Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible. Recuperado el 15 de agosto de 2024 de <https://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>
- Quesada, J. (2023a). Los parques eólicos marinos irán a más de seis kilómetros de la orilla. *Canarias7*. Recuperado el 11 de marzo de 2024 de <https://www.canarias7.es/canarias/gran-canaria/parques-eolicos-marinos-20230222194439-nt.html>
- Quesada, J. (2023b). Luz verde a la nueva subestación para la energía eólica marina. *Canarias7*. Recuperado el 25 de febrero de 2024 de <https://www.canarias7.es/canarias/gran-canaria/luz-verde-nueva-subestacion-energia-eolica-marina-20230622225241-nt.html?ref=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F>
- Raso, C. (2024). El Gobierno ya tiene lista la normativa para el despliegue de la eólica marina. *El Economista*. Recuperado el 5 de agosto de 2024 de <https://www.eleconomista.es/energia/noticias/12924533/07/24/el-gobierno-ya-tiene-lista-la-normativa-para-el-despliegue-de-la-eolica-marina.html>
- Real Decreto 150/2023, de 28 de Febrero, Por El Que Se Aprueban Los Planes de Ordenación Del Espacio Marítimo de Las Cinco Demarcaciones Marinas Españolas, 218 (2023). Recuperado el 25 de febrero de 2024 de <https://www.boe.es/boe/dias/2023/03/04/pdfs/BOE-A-2023-5704.pdf>
- Red Eléctrica de España. (2016). *El Sistema Eléctrico Canario*. Recuperado el 25 de febrero de 2024 de https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/diptico_canarias_2016_esp.pdf
- Red Eléctrica de España. (2024). *Capacidad de acceso disponible y ocupada en los nudos de la red de transporte*. Recuperado el 25 de febrero de 2024 de <https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion/conoce-la-capacidad-de-acceso>

- Riviera. (2019). Taking charge of engine load to cut fuel consumption. *Riviera*. Recuperado el 17 de agosto de 2024 de <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/taking-charge-of-engine-load-to-cut-fuel-consumption-56091>
- Roca, J. A. (2023). Vestas le gana la partida a Siemens Gamesa y GE y suministrará 4,2 GW de su turbina de 15MW a Vattenfall para uno de los mayores parques de eólica marina del mundo. *El Periódico de La Energía*. Recuperado el 17 de agosto de 2024 de <https://elperiodicodelaenergia.com/vestas-le-gana-la-partida-a-siemens-gamesa-y-ge-y-suministrara-42-gw-de-su-turbina-de-15mw-a-vattenfall-para-uno-de-los-mayores-parques-de-eolica-marina-del-mundo/>
- Rodríguez-Rubio, E. (2020). *La Metoceanica como herramienta para la disminucion de riesgos operativos en la exploracion offshore del Caribe colombiano*. Centro de Innovación y Tecnología - ICP. Recuperado el 4 de febrero de 2024 de https://www.researchgate.net/profile/Efrain-Rodriguez-Rubio/publication/341814975_La_Metoceanica_como_herramienta_para_la_disminucion_de_riesgos_operativos_en_la_exploracion_offshore_del_Caribe_colombiano_Centro_de_Innovacion_y_Tecnologia_ICP_Gerencia_de_Desarrollo_Tecnologico_GDL/links/5ed5a7dc92851c9c5e7235c9/La-Metoceanica-como-herramienta-para-la-disminucion-de-riesgos-operativos-en-la-exploracion-offshore-del-Caribe-colombiano-Centro-de-Innovacion-y-Tecnologia-ICP-Gerencia-de-Desarrollo-Tecnologico-GDL.pdf
- Ship & Bunker. (2024). *Average Bunker Prices*. Ship & Bunker. Recuperado el 17 de agosto de 2024 de <https://shipandbunker.com/prices/av>
- Siemens Energy. (2022). *Larger-than-life energy facts: Service operation vessels (SOV)*. Recuperado el 13 de agosto de 2024 de <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:38945839-87b2-4a0e-974f-56eba9e1c6eb/sov-infographic-en.pdf>
- Universidad Técnica de Dinamarca. (2024). *Global Wind Atlas (3.3)*. Recuperado el 20 de marzo de 2024 de <https://globalwindatlas.info/es/>

Universitat Carlemany. (2022). *Sistema de información geográfica: ¿Qué es y qué hace el GIS?* Universitat Carlemany. Recuperado el 20 de marzo de 2024 de <https://www.universitatcarlemany.com/actualidad/blog/sistema-informacion-geografica/>

ANEXO I. ALINEAMIENTO CON LOS ODS

El desarrollo sostenible es un concepto que ha ganado gran relevancia durante los últimos años, impulsando a gobiernos, instituciones y empresas a modificar sus modelos de actuación para asegurar un futuro más próspero y equitativo para todos. En este contexto, los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), propuestos por los Estados miembros de las Naciones Unidas en 2015, se han convertido en un marco global primordial para abordar los desafíos más urgentes que enfrenta nuestro planeta.

Este proyecto, comprometido con la construcción de un futuro más sostenible para todos, se alinea estratégicamente con varios de estos ODS. A través de sus objetivos, busca contribuir directamente al cumplimiento de las metas propuestas en la Agenda 2030, abordando áreas clave como la energía limpia y el respeto al medioambiente. De esta manera, se asegura que cada acción no solo tenga un impacto positivo a nivel local y/o regional, sino que también aporte al progreso global, en busca de un mundo más sostenible y comprometido con el medio que nos rodea.

Así, este proyecto está alineado principalmente con los siguientes ODS:

- **ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante:** Este objetivo busca garantizar el acceso universal a la energía de una forma fiable y promoviendo el uso de fuentes renovables. Es fundamental para combatir el cambio climático y la pobreza energética. Así, este proyecto está directamente relacionado con el ODS 7 al abordar la generación de energía a través de fuentes renovables y, en consecuencia, no contaminantes. Además, fomenta el acceso a energía asequible al estudiar los emplazamientos óptimos para la instalación de parques de energía eólica marina.
- **ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura:** Este objetivo tiene como misión construir infraestructuras adecuadas al medio, promover la industrialización inclusiva y sostenible, y fomentar la innovación en todas las áreas de desarrollo. Así, al fortalecer las capacidades industriales y tecnológicas de un país, se generan las condiciones necesarias para afrontar los grandes desafíos

del planeta como el cambio climático y la desigualdad, asegurando que el progreso no comprometa el medio ambiente. De esta forma, el propio diseño de un parque eólico marino, que incluye una estructura flotante, promueve directamente la innovación dentro del ámbito de tecnologías sostenibles. Igualmente, el desarrollo de un proyecto de estas dimensiones implica la construcción de una infraestructura alineada con la transición energética.

- **ODS 13: Acción por el Clima:** Este objetivo insta a tomar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus impactos en el planeta, posicionando el cambio climático como uno de los mayores retos de la actualidad. Así, para combatirlo, las acciones se deben enfocar en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, así como la promoción a nivel particular, institucional y gubernamental de planes y políticas que busquen este objetivo, con el fin último de garantizar la sostenibilidad y el bienestar de las generaciones presentes y futuras. En consecuencia, este proyecto contribuye directamente a la mitigación del cambio climático mediante la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables y la consiguiente reducción de emisiones.



Figura 51: Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) alineados con el proyecto (Fuente: Naciones Unidas, 2015)