

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles

Máster en Ingeniería Industrial



Trabajo Fin de Máster

# Estudio técnico-económico de parques eólicos marinos en Canarias

Tutora: Julieta Cristina Schallenberg Rodríguez

Autor: Pablo Yáñez Rosales

Las Palmas de Gran Canaria

Septiembre 2021



El presente trabajo, con título “Estudio técnico – económico de parques eólicos marinos de Canarias” ha sido realizado por Pablo Yáñez Rosales y tutorizado por Julieta Schallenberg Rodríguez.

Las Palmas de Gran Canaria, a 01 de Septiembre de 2021

Fdo:

---

Pablo Yáñez Rosales

Fdo:

---

Julieta Schallenberg Rodríguez



*“A mis padres, por el incondicional apoyo durante toda mi etapa universitaria, su paciencia y obstinación en los peores momentos.”*

*“A mi tutora, Julieta Schallenberg, por su predisposición y ser el principal estímulo para llevar a cabo el proyecto.”*

*“A Lorena Quintana, mi pareja, por su apoyo incondicional y no permitir que abandonara y tirar de mí cuando más lo necesitaba.”*

*“A José Fernando Medina, por su inestimable ayuda para el desarrollo de los cálculos eléctricos.”*

*“Al resto de familia y mis amigos, en especial a Juan Jesús Trujillo y Francisco Antonio Valido (Fran), por su ayuda e instrucciones sobre parques eólicos, conexiones y redes, y todo aquello relacionado sobre las instalaciones eléctricas.”*



## RESUMEN

---

El archipiélago Canario está formado por un conjunto de 8 islas y varios islotes, separadas entre sí por un océano que alcanza profundidades de más de 4000 m en algunos casos. Esto supone que, a pesar de la cercanía de las islas, estén aisladas eléctricamente (salvo Fuerteventura, Lanzarote y La Graciosa, interconectadas mediante un cable eléctrico submarino). Que el archipiélago canario esté conformado por 6 subsistemas eléctricos aislados entre sí y del continente, conlleva una serie de particularidades muy diferentes al del resto del sistema español. Así, el sistema eléctrico insular presenta algunas debilidades debido a su pequeño tamaño o a sus escasas mallas, además de estar basado en la utilización de combustibles fósiles, que otorgan cierta estabilidad al sistema pero una gran dependencia energética del exterior. Esta dependencia de los combustibles, unido a la lejanía del continente, supone que los costes de generación eléctricos en el archipiélago sean considerablemente más altos que en el resto de Europa.

Es por ello que la integración de renovables a gran escala en los sistemas insulares sea altamente complicada, debido a la volatilidad de los recursos y la dificultad que entraña su combinación con otras fuentes de generación como los combustibles fósiles en momentos de escasez y alta demanda. A ello se suma las importantes limitaciones terrestres de las islas por su pequeño tamaño, así como su escarpada orografía y espacios protegidos. En los últimos años, el incremento de potencial instalado, así como las numerosas concesiones otorgadas para los próximos años, sobre todo de generación eólica, ha supuesto que muchas de las grandes zonas de potencial en tierra ya estén al borde de su aprovechamiento eólico, lo que dificulta continuar el desarrollo de esta tecnología en las islas.

No obstante, tanto el recurso eólico como solar de Canarias es uno de los más elevados de Europa. Algunas zonas de las islas presentan el mayor número de horas equivalentes de sol del continente europeo, y uno de los mayores recursos eólicos del planeta, gracias al régimen del Alisio en zonas de aceleración. Es por todo ello por lo que el desarrollo de nuevas formas de aprovechamiento de energía provenientes de fuentes inagotables es de obligado cumplimiento si se quiere alcanzar la independencia energética de las islas, e incluso hacer de su principal recurso, el sol y el viento, un potencial mercado que diversifique su economía.

El importante recurso eólico de las islas y la debilidad y aislamiento de sus sistemas, unido las limitaciones terrestres, supone abrir nuevas fronteras en el archipiélago, y si se quiere alcanzar el objetivo de cubrir el 100% de la demanda eléctrica en las islas únicamente con fuentes de energía renovable para 2040, la alternativa en Canarias es lanzarse al mar. Es por ello que en este proyecto se han analizado las posibilidades de la eólica marina en Canarias, potencial y posibles parques, costes y viabilidad económica de su instalación en los mares isleños.

Y es que, el elevado recurso eólico en el mar permite una mayor generación eléctrica que en tierra, así como una mayor previsibilidad y continuidad en el recurso, además de permitir aprovechar una superficie mucho mayor para su explotación. Todo ello convierte a los parques eólicos marinos en el potencial futuro energético de las islas Canarias.

Sin embargo, en Canarias la batimetría dificulta la instalación de los parques eólicos marinos que actualmente son más construidos, los *bottom-fixed*. En términos generales, el lecho marino de las islas alcanza profundidades superiores a los 500 – 1.000 m a unos escasos kilómetros de la costa, mientras que prácticamente la totalidad de los parques eólicos marinos instalados alrededor del planeta estén diseñados mediante la tecnología *bottom-fixed*, o fondo fijo, por el cuál únicamente se pueden alcanzar profundidades máximas de 50 – 70 m. Por tanto, actualmente existe la dificultad añadida de que muy pocas localizaciones presentan las condiciones idóneas para la instalación de este tipo de tecnología. No obstante, actualmente se está implementando otra tecnología que, aunque no está en una fase comercial tan avanzada como *bottom-fixed*, comienza a ser muy instalada en los parques eólicos. Se trata de la tecnología flotante, y como su propio nombre indica, no cuenta estructuras sólidas y fijas que lo aferren al lecho marino. En este informe se analizarán las posibilidades tanto para parques de fondo fijo como flotantes en aguas canarias.

Con estas premisas, a pesar de las grandes extensiones de mar con las que cuenta Canarias propicias para el desarrollo de la eólica *offshore* o marina, existen diversas restricciones en las que se ha asumido que no se podrán instalar aerogeneradores marinos, entre las que destacan por su superficie las zonas protegidas naturales (Red Natura 2000), servidumbres aéreas (algunas servidumbres coinciden con zonas de gran recurso eólico), zonas restringidas, o diferentes instalaciones marinas, como puertos, cables submarinos o líneas marítimas regulares y de alta densidad de tráfico marítimo, entre otras restricciones a la hora de proyectar parques eólicos marinos. A ello se suman otras consideraciones adoptadas en el proyecto para el desarrollo de los parques, como la batimetría máxima admisible por tecnología (50 m para fondo fijo y 500 – 1.000 para flotante); la distancia mínima a la costa, en la cual no se instalarían parques eólicos marinos por su impacto visual; y la morfología y tipo de lecho marino para la cimentación y anclaje de las estructuras, entre otras consideraciones.

Tras aplicar todas estas restricciones, para tecnología de cimentación fija, únicamente habría disponible entre el 11% y 16% de la superficie total marítima desde 2 km de la costa hasta 50m de batimetría, mientras que si se analiza la tecnología flotante, entre los 2 km de la costa y 500m de batimetría la superficie de mar que podría ocuparse con parques eólicos marinos varía entre 15% y 25% (en función de la distancia mínima a la costa), y hasta 1000 m de batimetría la posible ocupación alcanza el intervalo de 25 – 38%.

Tras cruzar esta disponibilidad de la superficie marina con el recurso eólico, gran parte de la superficie disponible se ha eliminado por tener baja velocidad de viento (menor a 6,5 m/s a 80m de altura). Tras considerar que los parques propuestos son los más viables tanto por recurso como tecnológicamente de todo el potencial canario para cumplir con el compromiso de 2040 del Gobierno de Canarias, se proponen un total de 32 parques eólicos marinos en todo el archipiélago, localizados en 29 zonas diferentes. Esto se debe a que en las 3 zonas con mayor recurso eólico justamente existe la posibilidad de desarrollar macroparques, y que por tanto se diferenciará en el análisis los parques de mediano tamaño propuestos con los macroparques en la misma zona. Por lo tanto, de los 32 macroparques, 4 corresponden a macroparques (3 de ellos en zonas donde también se proponen parques de menores dimensiones) mientras que los otros 28 son de pequeño y mediano tamaño. De estos últimos, 6 son de tecnología de fondo fijo (localizados en Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura), y el resto flotante, estando 12 de ellos instalados a una profundidad máxima de 500 m, mientras que los otros 10 parques se localizan en batimetrías que se sitúan entre 500 y 1.000 m.

La superficie total de los 32 parques asciende a 1473 km<sup>2</sup> con una potencia total de 15.034 MW. Obviando el macroparque del suroeste de Fuerteventura, la superficie total de los parques se reduce a 715 km<sup>2</sup>, lo que supone el 25,5% de toda la superficie disponible (tras aplicar restricciones) a una distancia mínima de la costa de 2 km y 1.000 m de batimetría.

La superficie total destinada a los 28 parques de pequeño y mediano tamaño es de 344,5 km<sup>2</sup>, lo que representa únicamente el 12,3% de toda la superficie disponible (tras aplicar restricciones) a una distancia mínima de la costa de 2 km y 1000 m de batimetría.. En términos generales, los 28 parques analizados tienen capacidad para albergar hasta 438 aerogeneradores, lo que significaría una potencia de 4.194 MW en toda Canarias.

En cuanto a los 4 macroparques, están localizados en la costa sureste de Gran Canaria (1.720 MW), oeste de Gran Canaria (1.490 MW), noroeste de La Gomera (1.380 MW) y suroeste de Fuerteventura (7.220 MW). Este último se encuentra dentro de la zona LIC, pero al tratarse de la mayor plataforma marina capaz de albergar aerogeneradores flotantes, también se ha analizado esta localización. Estos macroparques podrían no solo generar electricidad para abastecer la demanda insular, sino también para la producción de combustibles verdes, como podría ser el hidrógeno o amoníaco, entre otros.

Una vez se conoce la localización de todos los posibles parques analizados, se procede al estudio en mayor profundidad del recurso eólico en cada parque y que, tras cruzarlo con las curvas de potencia de los aerogeneradores propuestos (7 MW para fondo fijo y 10 MW para flotante) se obtienen las producciones medias estimadas para cada parque.

Mediante la metodología implementada en el Capítulo III, se ha determinado que los parques con mayor recurso eólico se localizan, por orden, en el sureste de Gran Canaria, el noroeste de La Gomera, oeste de Gran Canaria, noroeste de La Palma y sureste de Tenerife, todas las localizaciones con velocidad a la altura del buje igual o superior a los 10 m/s.

Las producción más elevada se logra en el sureste de Gran Canaria para el parque flotante, que se sitúa en primer lugar con una producción anual media de 5,18 GWh/MW, siendo el único parque en superar la producción de 5 GWh/MW. Le siguen, por orden el noroeste de La Gomera, oeste de Gran Canaria, noroeste de La Palma, noreste de La Graciosa y oeste de Fuerteventura, todos ellos con producciones superiores a 4,40 GWh/MW. En cuanto al CF, parámetro muy utilizado para medir el rendimiento de los parques eólicos, el orden de mayor Factor de Capacidad es el mismo que de producción, estando el noroeste de La Palma, oeste de Gran Canaria, noroeste de La Gomera y sureste de Gran Canaria por encima del 60%, sobre todo esta última zona, que podría alcanzar un CF de hasta 66% en su parque flotante, lo que equivaldría a 5.000 horas equivalentes.

No obstante, a pesar de los magníficos datos que reporta el análisis de recurso y producción, para estudiar la viabilidad económica de los parques también habrá que realizar un profundo examen de los costes que se derivan de estas infraestructuras (principalmente de inversión y de operación y mantenimiento).

De este modo, en el Capítulo IV se ha concluido que los parques de fondo fijo presentan un coste de inversión inferior a los flotantes (en torno a un 26,5% inferior de media, con un coste medio de 3,18 M€/MW), debido a sus menores costes en la cimentación y, al estar más cercanos a la costa, menores costes en transporte y red eléctrica submarina. Además, el mayor coste de las estructuras de fondo fijo lo representa el aerogenerador. En el caso de los parques flotantes, el coste medio por MW instalado es de 4,03 M€, donde el mayor porcentaje del coste se debe a la fabricación de la estructura flotante. Los parques flotantes con menor coste unitario son los del noroeste de La Gomera (3,64 M€/MW), oeste de La Palma (3,68 M€/MW) y sureste de Gran Canaria (3,71 M€/MW). En los parques de fondo fijo, el de menor coste es el localizado en el sureste de Gran Canaria (2,80 M€/MW), seguido del sureste de Fuerteventura (3,08 M€/MW).

En el caso de los costes de operación y mantenimiento, se estima que los parques flotantes tengan un coste superior al de fondo fijo, en torno a un 26,25% más. De este modo, los parques de fondo fijo rondarían los 96,15 k€/MW, mientras que los parques flotantes alcanzan los 131 k€/MW.

Con todo ello, se concluye que la mayoría de los parques eólicos marinos propuestos son totalmente rentables en aguas canarias con una vida útil de 25 años, ya que su coste de generación es bastante inferior a los precios de generación de electricidad en las islas. Mediante el LCOE se ha determinado que los costes de generación de parques de fondo fijo ronda los 88 €/MWh, mientras que los flotantes alcanzan 110 €/MWh.

En cuanto a los macroparques, señalar que el sureste de Gran Canaria sigue siendo el más rentable, seguido por el oeste de la misma isla. Todos los macroparques tienen un coste de generación que oscila entre los 70 – 80 €/MWh, por lo que se confirma que los grandes parques son los más viables económicamente en la tecnología flotante.

Para determinar el precio de generación de los parques eólicos marinos se propone realizar subastas de tarifa fija, donde el precio medio de generación para parques de fondo fijo es de 93,69 €/MWh, mientras que para parques flotantes es 116,58 €/MWh. No obstante, en caso de que se quisiera adoptar otras opciones de adjudicación, como es el caso de las dos últimas subastas en Canarias (excepcionales, dada la situación de los fondos FEDER), se propone incentivar la inversión mediante ayudas a la inversión. Para ello, en caso de adherirse a precios de generación peninsulares, serán necesarias ayudas a la inversión, que tendrían un valor medio de 2,34 M€/MW en el caso de fondo fijo y 3,69 M€/MW en el caso de parques flotantes. Otra alternativa pudiera ser separar el pool eléctrico peninsular del canario, y así que Canarias se guiase por sus propios costes de generación. De este modo, los parques serían viables económicamente sin necesidades de aportar ayudas a la inversión.

Finalmente, en lo que a los parques únicamente se refiere, si se analiza el archipiélago en su conjunto, las zonas más viables para tecnología fija son, por orden, el sureste y oeste de Gran Canaria, respectivamente. En el caso de la tecnología flotante, los macroparques localizados en el sureste de Gran Canaria, noroeste de La Gomera y oeste de Gran Canaria serían los parques más rentables de las islas. Excluyendo los macroparques, las zonas más rentables vuelven a ser sureste de Gran Canaria, noroeste de La Gomera, el oeste de Gran Canaria, oeste de Fuerteventura, el sureste de Tenerife y, finalmente, noroeste de La Palma.

El análisis de sensibilidad realizado en estas 3 mejores localizaciones refleja que, en algunos casos, a medida que el parque se aleja de la costa, el incremento de la producción es mayor que el aumento de los costes, por lo que alejar los parques de la costa supone reducir los costes de generación.

Para concluir, analizando isla a isla, la que mejor recurso eólico y rentabilidad ofrece es Gran Canaria, siendo los parques más rentables el sureste y el oeste de fondo fijo, y el sureste y oeste con tecnología flotante (ordenados de mayor a menor rentabilidad). En Tenerife, la zona más rentable sería el sureste de la isla, seguido de la punta noroeste. En Fuerteventura, el oeste de la isla es la más rentable de todas, con capacidad para generar la electricidad consumida actualmente en la isla, aunque el macroparque de la zona sureste presenta menor coste de generación. En Lanzarote, el parque más rentable es el localizado al oeste de la isla. En La Gomera el parque con mayor viabilidad económica está al noroeste de la isla; la isla de La Palma cuenta con el noroeste y sur y, finalmente, la mejor localización en la isla de El Hierro es la parte sur de la isla.



## TABLA DE CONTENIDOS

---

<b>I. OBJETO.....</b>	<b>I</b>
<b>II. ALCANCE .....</b>	<b>I</b>
<b>III. ANTECEDENTES .....</b>	<b>II</b>
<b>IV. SOFTWARE UTILIZADOS.....</b>	<b>III</b>

### **CAPÍTULO I. SECTOR ELÉCTRICO Y ENERGÍA EÓLICA MARINA**

<b>1. INTRODUCCIÓN AL SECTOR ELÉCTRICO CANARIO Y A LA ENERGÍA EÓLICA MARINA.....</b>	<b>1</b>
1.1 Sector eléctrico Canario.....	2
1.1.1 Consumo y puntas de demanda .....	2
1.1.2 Distribución del consumo por sectores .....	3
1.1.3 Perfil de la demanda .....	4
1.1.3.1 <i>Día laboral</i> .....	4
1.1.3.2 <i>Fines de semana</i> .....	7
1.1.3.3 <i>Días atípicos</i> .....	7
1.1.3.4 <i>Estacionalidad de la demanda</i> .....	7
1.1.4 Generación eléctrica .....	8
<b>1.2 Energía eólica marina.....</b>	<b>13</b>
1.2.1 Pasado, presente y futuro de la energía eólica marina. ....	13
1.2.2 Ventajas de la energía eólica marina.....	15
1.2.3 Tecnología.....	17

### **CAPÍTULO II. ZONIFICACIÓN**

<b>2 ZONIFICACIÓN DE PARQUES EÓLICOS MARINOS .....</b>	<b>22</b>
<b>2.1. Restricciones.....</b>	<b>22</b>
2.1.1. Fronteras: límites interiores y exteriores. ....	22
2.1.1.1. <i>Frontera interior. Distancia de la costa</i> .....	22
2.1.1.2. <i>Frontera exterior: Mar Territorial</i> .....	23
2.1.2. Espacios Naturales.....	25
2.1.2.1. <i>Zonas Red Natura 2000</i> .....	26

2.1.2.2.	<i>Otros espacios naturales de importancia</i> .....	27
2.1.2.2.1.	<i>Reservas Marinas</i> .....	27
2.1.2.2.2.	<i>Áreas de Importancia para las Aves</i> .....	28
2.1.2.2.3.	<i>Espacios Naturales Protegidos</i> .....	29
2.1.3.	Zonas restringidas.....	29
2.1.4.	Servidumbres aeronáuticas.....	30
2.1.5.	Entidades marítimas.....	32
2.1.5.1.	<i>Puertos, entidades pesqueras y boyas</i> .....	32
2.1.5.2.	<i>Concesiones acuícolas</i> .....	33
2.1.6.	Transporte marítimo.....	33
2.1.6.1.	<i>Transporte marítimo interinsular</i> .....	33
2.1.6.2.	<i>Transporte marítimo internacional</i> .....	34
2.1.6.3.	<i>Rutas con mayor densidad de tráfico marítimo</i> .....	36
2.1.7.	Cables submarinos.....	36
2.1.8.	Restricciones totales.....	37
<b>2.2.</b>	<b>Consideraciones previas</b> .....	<b>38</b>
2.2.1.	Batimetría.....	38
2.2.1.1.	<i>Fondo fijo</i> .....	39
2.2.1.2.	<i>Flotante</i> .....	39
2.2.2.	Distancia mínima a la costa.....	40
2.2.3.	Morfología/Estratificación del lecho marino.....	42
2.2.4.	Velocidad de viento.....	45
2.2.5.	Características de los aerogeneradores.....	48
2.2.5.1.	<i>Modelos de aerogeneradores</i> .....	48
2.2.5.2.	<i>Distancia entre aerogeneradores</i> .....	49
2.2.6.	Normativa aplicable.....	51
2.2.6.1.	<i>Real Decreto 1028/2007</i> .....	51
2.2.6.2.	<i>Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español</i> .....	52
2.2.6.3.	<i>Planes de Ordenación del Espacio Marítimo</i> .....	54
<b>2.3.</b>	<b>Zonas disponibles</b> .....	<b>55</b>
2.3.1.	Fondo fijo.....	55
2.3.2.	Flotante.....	57
2.3.2.1.	<i>Hasta 500 m de batimetría</i> .....	57
2.3.2.2.	<i>Hasta 1.000 m de batimetría</i> .....	58
<b>2.4.</b>	<b>Áreas propuestas para parques</b> .....	<b>59</b>
2.4.1.	Fondo fijo.....	59

2.4.2.	Flotante .....	60
2.4.2.1.	<i>Hasta 500 m de batimetría</i> .....	60
2.4.2.2.	<i>Hasta 1.000 m de batimetría</i> .....	61
<b>2.5.</b>	<b>Características de los parques resultantes .....</b>	<b>63</b>
2.5.1.	Fondo fijo .....	64
2.5.1.1.	<i>Gran Canaria</i> .....	64
2.5.1.1.1.	<i>Zona sureste</i> .....	64
2.5.1.1.2.	<i>Zona oeste</i> .....	68
2.5.1.2.	<i>Tenerife</i> .....	70
2.5.1.3.	<i>Fuerteventura</i> .....	73
2.5.1.3.1.	<i>Zona oeste</i> .....	73
2.5.1.3.2.	<i>Zona noroeste</i> .....	75
2.5.1.3.3.	<i>Zona sureste</i> .....	78
2.5.2.	Flotante .....	80
2.5.2.1.	<i>Hasta 500 m de batimetría</i> .....	80
2.5.2.1.1.	<i>Gran Canaria</i> .....	80
2.5.2.1.1.1.	<i>Zona sureste</i> .....	80
2.5.2.1.1.2.	<i>Zona oeste</i> .....	82
2.5.2.1.1.3.	<i>Zona noroeste</i> .....	84
2.5.2.1.1.4.	<i>Zona suroeste</i> .....	86
2.5.2.1.2.	<i>Tenerife</i> .....	88
2.5.2.1.3.	<i>Fuerteventura</i> .....	90
2.5.2.1.4.	<i>Lanzarote</i> .....	92
2.5.2.1.4.1.	<i>Zona noroeste</i> .....	92
2.5.2.1.4.2.	<i>Zona este</i> .....	94
2.5.2.1.5.	<i>La Gomera</i> .....	96
2.5.2.1.6.	<i>La Palma</i> .....	98
2.5.2.1.7.	<i>El Hierro</i> .....	100
2.5.2.1.7.1.	<i>Zona sur</i> .....	100
2.5.2.1.7.2.	<i>Zona norte</i> .....	102
2.5.2.2.	<i>Hasta 1.000 m de batimetría</i> .....	104
2.5.2.2.1.	<i>Tenerife</i> .....	104
2.5.2.2.1.1.	<i>Zona sureste</i> .....	104
2.5.2.2.1.2.	<i>Zona noroeste</i> .....	107
2.5.2.2.1.3.	<i>Zona este</i> .....	109
2.5.2.2.2.	<i>Fuerteventura</i> .....	111
2.5.2.2.3.	<i>Lanzarote</i> .....	112

2.5.2.2.4. <i>La Graciosa</i> .....	114
2.5.2.2.5. <i>La Palma</i> .....	116
2.5.2.2.5.1. Zona noroeste.....	116
2.5.2.2.5.2. Zona sur.....	118
2.5.2.2.5.3. Zona sureste.....	120
2.5.2.2.6. <i>El Hierro</i> .....	122
2.5.3. Macroparques .....	124
2.5.3.1. <i>Suroeste de Fuerteventura</i> .....	124
<b>2.6. Conclusiones.....</b>	<b>128</b>

## **CAPÍTULO III. RECURSO EÓLICO Y PRODUCCIÓN**

<b>3. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO Y ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN .....</b>	<b>133</b>
<b>3.1. Introducción: el viento en Canarias .....</b>	<b>133</b>
<b>3.2. Estimación de la producción bruta de los parques eólicos marinos .....</b>	<b>136</b>
3.2.1. Metodología .....	136
3.2.1.1. <i>Datos de partida</i> .....	136
3.2.1.2. <i>Tratamiento de datos</i> .....	137
3.2.1.3. <i>Extrapolación a la altura del buje y localización del parque</i> .....	139
3.2.1.4. <i>Cálculo de la producción bruta</i> .....	144
3.2.1.5. <i>Pérdidas en la producción: Producción neta de los parques eólicos marinos</i> .	144
3.2.2. Resultados de producción y conclusiones.....	146

## **CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE COSTES**

<b>4. COSTES .....</b>	<b>155</b>
<b>4.1. DEVEX .....</b>	<b>155</b>
<b>4.2. CAPEX.....</b>	<b>156</b>
4.2.1. Bottom-fixed (Fondo fijo o cimentación fija). .....	160
4.2.1.1. Aerogeneradores .....	160
4.2.1.1.1. <i>Coste de fabricación-adquisición</i> .....	160
4.2.1.1.2. <i>Coste de transporte e instalación</i> .....	162
4.2.1.1.3. <i>Costes totales de los aerogeneradores</i> .....	164
4.2.1.2. Cimentación.....	165
4.2.1.2.1. <i>Coste de fabricación-adquisición</i> .....	167
4.2.1.2.2. <i>Coste de transporte e instalación</i> .....	168

4.2.1.2.3. Costes totales de la cimentación .....	168
4.2.1.3. Red eléctrica .....	169
4.2.1.3.1. Coste del material-adquisición .....	170
4.2.1.3.1.1. Criterio de Intensidad Máxima Admisible en Régimen Permanente ....	171
4.2.1.3.1.2. Criterio de Intensidad máxima admisible de cortocircuito. ....	175
4.2.1.3.1.3. Criterio de caída de tensión. ....	179
4.2.1.3.1.4. Longitud de los cables. ....	179
4.2.1.3.1.5. Coste unitario del cable. ....	180
4.2.1.3.2. Coste de instalación.....	180
4.2.1.3.3. Costes totales de la red eléctrica.....	181
4.2.1.4. Subestación.....	182
4.2.1.4.1. Coste total de la subestación.....	182
4.2.1.5. Resultado final: CAPEX de parques bottom-fixed .....	184
4.2.2. Tecnología Flotante .....	188
4.2.2.1. Aerogeneradores .....	189
4.2.2.1.1. Coste de fabricación-adquisición.....	189
4.2.2.1.2. Coste de transporte e instalación .....	190
4.2.2.1.3. Costes totales de los aerogeneradores .....	190
4.2.2.2. Plataforma o estructura flotante (Foundation).....	190
4.2.2.2.1. Coste de fabricación-adquisición.....	193
4.2.2.2.2. Coste de transporte e instalación .....	194
4.2.2.2.3. Costes totales de las plataformas flotantes .....	194
4.2.2.3. Amarres y anclajes (moorings and anchors).....	195
4.2.2.3.1. Coste de fabricación-adquisición.....	199
4.2.2.3.1.1. Amarre.....	199
4.2.2.3.1.2. Anclaje .....	201
4.2.2.3.2. Coste de transporte e instalación .....	202
4.2.2.3.3. Costes totales de los amarres – anclajes. ....	203
4.2.2.4. Red eléctrica .....	203
4.2.2.4.1. Coste del material-adquisición .....	204
4.2.2.4.1.1. Criterio de Intensidad Máxima Admisible en Régimen Permanente ....	204
4.2.2.4.1.2. Criterio de Intensidad máxima admisible de cortocircuito. ....	205
4.2.2.4.1.3. Criterio de caída de tensión. ....	206
4.2.2.4.1.4. Longitud de los cables. ....	206
4.2.2.4.1.5. Coste unitario del cable. ....	207
4.2.2.4.2. Coste de instalación.....	208
4.2.2.4.3. Costes totales de la red eléctrica.....	208

4.2.2.5.	Subestación.....	209
4.2.2.5.1.	<i>Subestación onshore (terrestre)</i> .....	210
4.2.2.5.2.	<i>Subestación offshore (marina)</i> .....	210
4.2.2.5.3.	<i>Comparativa de costes con un parque con subestación marina</i> .....	211
4.2.2.5.4.	<i>Coste total de las subestaciones</i> .....	212
4.2.2.6.	Resultado final: CAPEX de parques flotantes.....	212
4.2.2.6.1.	<i>CAPEX de parques propuestos</i> .....	213
4.2.2.6.2.	<i>CAPEX de macroparques</i> .....	216
<b>4.3.</b>	<b>OPEX.....</b>	<b>218</b>
4.3.1.	OPEX de parques bottom-fixed.....	218
4.3.2.	OPEX de parques flotantes .....	219
<b>4.4.</b>	<b>Desmantelamiento.....</b>	<b>219</b>
<b>4.5.</b>	<b>Resumen, resultado y conclusiones.....</b>	<b>220</b>

## CAPÍTULO V. VIABILIDAD ECONÓMICA

<b>5.</b>	<b>VIABILIDAD Y RENTABILIDAD DE LOS PARQUES EÓLICOS MARINOS EN CANARIAS.....</b>	<b>223</b>
<b>5.1.</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>223</b>
<b>5.2.</b>	<b>Análisis de la rentabilidad de los parques eólicos marinos.....</b>	<b>224</b>
5.2.1.	Coste nivelado de la energía.....	224
5.2.1.1.	<i>Cálculo del LCOE.....</i>	226
5.2.1.2.	<i>Resultados de costes nivelados de los parques eólicos marinos</i> .....	227
5.2.2.	Precios de generación .....	230
5.2.2.1.	<i>Precio de la electricidad para el consumidor final</i> .....	230
5.2.2.2.	<i>Mercado “pool” eléctrico.....</i>	231
5.2.2.3.	<i>Precios del mercado mayorista eléctrico peninsular.....</i>	233
5.2.2.4.	<i>Precios de generación eléctrica en Canarias.....</i>	236
5.2.3.	Determinación del precio de generación eléctrica de parques eólicos marinos.....	237
5.2.3.1.	<i>Subastas de energía .....</i>	237
<b>5.3.</b>	<b>Otras formas de financiación de los parques eólicos marinos .....</b>	<b>241</b>
5.3.1.	Análisis de rentabilidad a precios de generación del mercado peninsular .....	242
5.3.1.1.	<i>Previsiones del precio de la electricidad en el mercado eléctrico peninsular ..</i>	242
5.3.1.2.	<i>Valor Actual Neto .....</i>	244
5.3.1.3.	<i>Tasa Interna de Retorno.....</i>	244
5.3.1.4.	<i>Análisis de VAN y TIR a precios del mercado eléctrico peninsular .....</i>	245

5.3.1.5.	<i>Ayudas a la inversión a precios de mercado eléctrico peninsular</i>	246
5.3.2.	Análisis de rentabilidad a precios eléctricos canarios (disgregar del pool peninsular)	250
5.3.3.	Otras ayudas	255
<b>5.4.</b>	<b>Conclusiones sobre la rentabilidad de los parques eólicos marinos</b>	<b>255</b>

## **CAPÍTULO VI. RESULTADOS Y CONCLUSIONES**

<b>6.</b>	<b>RESULTADOS Y CONCLUSIONES DEL PROYECTO</b>	<b>257</b>
<b>6.1.</b>	<b>Resultados</b>	<b>257</b>
6.1.1.	Análisis de coste de generación de los parques	257
6.1.2.	Propuesta de parques	262
6.1.2.1.	<i>Análisis conjunto</i>	262
6.1.2.2.	<i>Análisis por islas</i>	263
6.1.2.2.	<i>Propuesta de parques a más de 10 km de la costa</i>	267
6.1.3.	Análisis de sensibilidad	273
6.2.	Conclusiones	279
6.2.1.	Zonificación	279
6.2.2.	Análisis de producción	281
6.2.3.	Análisis de costes	282
6.2.4.	Análisis económico	283

## **ANEXOS**

ANEXO II.I.	285
ANEXO II.II.	287
ANEXO II.III.	289
ANEXO III.I.	293
ANEXO III.II.	294
ANEXO III.III.	297
ANEXO III.IV.	299
ANEXO III.V.	313
ANEXO IV.I.	317
ANEXO IV.II.	325

ANEXO IV.III. ....	326
ANEXO IV.IV. ....	327
ANEXO IV.V. ....	328
ANEXO IV.VI. ....	329
ANEXO V.I. ....	330

## **BIBLIOGRAFÍA**

BIBLIOGRAFÍA I .....	335
BIBLIOGRAFÍA II .....	337
BIBLIOGRAFÍA III .....	342
BIBLIOGRAFÍA IV .....	344
BIBLIOGRAFÍA V .....	354

## LISTADO DE FIGURAS

---

Figura 1.1. Demanda eléctrica distribuida por sectores de consumo e islas, para el año 2019. ....	3
Figura 1.2. Perfil horario de la demanda de Gran Canaria de un día laboral de 2018. ....	5
Figura 1.3. Demanda eléctrica de un día de invierno y otro de verano. ....	6
Figura 1.4. Demanda semanal de la 3ª semana de marzo del año 2018 en Gran Canaria. ....	7
Figura 1.5. Demanda de Gran Canaria en los años 2017 - 2019. ....	8
Figura 1.6. Potencia instalada en Canarias a partir de fuentes renovables y fósiles. ....	9
Figura 1.7. Potencia instalada en Canarias por tipo de tecnología. ....	10
Figura 1.8. Producción de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles y energías renovables. ....	11
Figura 1.9. Demanda eléctrica por islas. ....	12
Figura 1.10. Potencia instalada y acumulada de energía eólica marina en Europa. ....	14
Figura 1.11. Parque East Anglia One, desarrollado por Iberdrola en el Mar del Norte. ....	15
Figura 1.12. Parque con cimentación de tipo fondo fijo. Fuente: (Dokka fasteners, 2016) ....	18
Figura 2.1. Delimitación de las diferentes zonas económicas en el océano, en función de la distancia a la costa. Fuente: (Wikipedia, 2020). ....	23
Figura 2.2. Mar Territorial de Canarias. Fuente: Elaboración propia a partir de la Convención de Las Naciones Unidas sobre el Derecho al Mar. ....	25
Figura 2.3. Zonas LIC de Canarias. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica. ....	26
Figura 2.4. Zonas ZEC marinas de Canarias. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica. ....	27
Figura 2.5. Zonas ZEPA de Canarias. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica. ....	27
Figura 2.6. Reservas Marinas de Canarias. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica. ....	28
Figura 2.7. Zonas IBA de Canarias. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica. ....	28
Figura 2.8. Zonas ENP en Canarias. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica. ....	29
Figura 2.9. Zonas restringidas y/o prohibidas (militares). ....	30
Figura 2.10. Servidumbres aeronáuticas de los aeródromos canarios. ....	31
Figura 2.11. Puertos, entidades pesqueras y boyas en aguas canarias. ....	32
Figura 2.12. Tráfico marítimo interinsular de Canarias (transporte de personas y mercancías). Fuente: Elaboración propia a partir de (Fred. Olsen, 2021), (Naviera Armas, 2021), (Transmediterránea, 2021). ....	34
Figura 2.13. Zonas Marinas Especialmente Sensibles de Canarias (ZMES). ....	35
Figura 2.14. Cables submarinos en aguas canarias. Fuente: Elaboración propia a partir de (Submarineablemap, 2020), (Infrapedia, 2020), (Gobierno de Canarias, 2021) y (REE, 2020). ....	37
Figura 2.15. Restricciones aplicadas para la localización de parques eólicos marinos en Canarias. ....	37

Figura 2.16. Batimetría de las Islas Canarias. ....	38
Figura 2.17. Límites batimétricos asumidos para la zonificación de parques eólicos marinos en Canarias. Fuente: Elaboración propia. ....	40
Figura 2.18. Áreas a excluir en función de la distancia mínima a la costa. Fuente: Elaboración propia. ....	41
Figura 2.19. Impacto visual de los aerogeneradores marinos, en función de la distancia a la costa. ....	42
Figura 2.20. Hábitats Ecocartográficos Armonizados del lecho marino de Canarias. ....	43
Figura 2.21. Detalle de los hábitats cartográficos de la Punta de Jandía, Fuerteventura. ....	43
Figura 2.22. Morfología del lecho marino en función de la cohesión del suelo. ....	44
Figura 2.23. Representación de las velocidades medias de viento de los puntos SIMAR, ITC y estudio a 80 metros de altura. Fuente: Elaboración propia a partir de (Mederos, 2011), (Gobierno de Canarias, 2021) y (Puertos del Estado, 2021). ....	46
Figura 2.24. Velocidades medias de viento del mapa eólico marino a 80 y 110 m de altura. ....	47
Figura 2.25. Recurso eólico marino de Canarias. ....	48
Figura 2.26. Posibles disposiciones de los aerogeneradores. A la izquierda, colocación en tresbolillo. A la derecha, distribución en cuadrícula. Fuente: Elaboración propia. ....	51
Figura 2.27. Zonificación del Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos. Fuente: (Ministerio de Industria y Medio Ambiente, 2009). ....	53
Figura 2.28. Zonas disponibles para parques de fondo fijo, tras aplicar las restricciones. ....	55
Figura 2.29. Detalle de Zonas disponibles para parques de fondo fijo, tras aplicar las restricciones. ....	55
Figura 2.30. Zonas disponibles para parques flotantes hasta 500 m, tras aplicar las restricciones. ....	57
Figura 2.31. Zonas disponibles para parques flotantes hasta 1.000 m, tras aplicar las restricciones. ....	58
Figura 2.32. Áreas disponibles, ya cuadrículadas, tras cruzar las zonas disponibles con el recurso eólico para parques de fondo fijo. Fuente: Elaboración propia. ....	59
Figura 2.33. Áreas disponibles, ya cuadrículadas, tras cruzar las zonas disponibles con el recurso eólico para parques flotantes a menos de 500 m de batimetría. Fuente: Elaboración propia. ....	60
Figura 2.34. Áreas disponibles, ya cuadrículadas, tras cruzar las zonas disponibles con el recurso eólico para parques flotantes a menos de 1.000 m de batimetría. Fuente: Elaboración propia. ...	62
Figura 2.35. Parque eólico marino de fondo fijo propuesto para el sureste de la isla de Gran Canaria. ....	64
Figura 2.36. Concesiones acuícolas y servidumbres aeronáuticas cerca del parque propuesto en el sureste de Gran Canaria. Fuente: Elaboración propia. ....	66

Figura 2.37. Cables submarinos del sureste de Gran Canaria que afectan a aerogeneradores de fondo fijo.....	68
Figura 2.38. Parque eólico marino de fondo fijo propuesto para el oeste de la isla de Gran Canaria. Fuente: Elaboración propia.....	69
Figura 2.39. Restricciones cercanas al parque de fondo fijo de la zona oeste de Gran Canaria: zona ZEPA y cableado submarino. Fuente: Elaboración propia.....	70
Figura 2.40. Parque eólico marino de fondo fijo propuesto para el noreste de la isla de Tenerife. ....	71
Figura 2.41. Restricciones cercanas al parque de la zona noreste de Tenerife: Espacios naturales protegidos y cableado submarino. Fuente: Elaboración propia. ....	72
Figura 2.42. Parque eólico marino de fondo fijo propuesto para el oeste de la isla de Fuerteventura. ....	73
Figura 2.43. Restricciones cercanas al parque de la zona oeste de Fuerteventura: Espacios naturales protegidos. Fuente: Elaboración propia.....	75
Figura 2.44. Parque eólico marino de fondo fijo propuesto para el noroeste de la isla de Fuerteventura. Fuente: Elaboración propia. ....	76
Figura 2.45. Restricciones cercanas al parque de la zona oeste de Fuerteventura: Espacios naturales protegidos. Fuente: Elaboración propia.....	77
Figura 2.46. Parque eólico marino de fondo fijo propuesto para el sureste de la isla de Fuerteventura. Fuente: Elaboración propia. ....	78
Figura 2.47. Restricciones cercanas al parque de la zona oeste de Fuerteventura: Espacios naturales protegidos. Fuente: Elaboración propia.....	79
Figura 2.48. Parque eólico marino flotante propuesto para el sureste de la isla de Gran Canaria. ....	80
Figura 2.49. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona sureste de Gran Canaria. ....	82
Figura 2.50. Parque eólico marino flotante propuesto para el oeste de la isla de Gran Canaria. ....	83
Figura 2.51. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona oeste de Gran Canaria. ....	84
Figura 2.52. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de la isla de Gran Canaria. ....	85
Figura 2.53. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noroeste de Gran Canaria. ....	86
Figura 2.54. Parque eólico marino flotante propuesto para el suroeste de la isla de Gran Canaria. ....	87
Figura 2.55. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona suroeste de Gran Canaria. ....	88
Figura 2.56. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de Gran Canaria. ....	89
Figura 2.57. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noreste de Tenerife. ....	90
Figura 2.58. Parque eólico marino flotante propuesto para el oeste de Fuerteventura.....	91
Figura 2.59. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona oeste de Fuerteventura. ....	92

Figura 2.60. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de Lanzarote. ....	92
Figura 2.61. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noroeste de Lanzarote. ....	93
Figura 2.62. Parque eólico marino flotante propuesto para el este de Lanzarote. ....	94
Figura 2.63. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona este de Lanzarote. ....	95
Figura 2.64. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de La Gomera. ....	96
Figura 2.65. Ubicación relativa del parque eólico marino situado al noroeste de La Gomera junto a las islas de La Gomera y de Tenerife. Fuente: Elaboración propia. ....	97
Figura 2.66. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noroeste de La Gomera. ....	98
Figura 2.67. Parque eólico marino flotante propuesto para el oeste de La Palma. ....	99
Figura 2.68. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona oeste de La Palma. ....	100
Figura 2.69. Parque eólico marino flotante propuesto para el sur de El Hierro. ....	101
Figura 2.70. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona sur de El Hierro. ....	102
Figura 2.71. Parque eólico marino flotante propuesto para el norte de El Hierro. ....	103
Figura 2.72. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona sur de El Hierro. ....	103
Figura 2.73. Parque eólico marino flotante propuesto para el sureste de Tenerife. ....	104
Figura 2.74. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona sureste de Tenerife. ....	106
Figura 2.75. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de Tenerife. ....	107
Figura 2.76. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noroeste de Tenerife. ....	108
Figura 2.77. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de Tenerife. ....	109
Figura 2.78. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona este de Tenerife. ....	110
Figura 2.79. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de Fuerteventura. ....	111
Figura 2.80. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noroeste de Fuerteventura. ....	112
Figura 2.81. Parque eólico marino flotante propuesto para el oeste de Lanzarote. ....	113
Figura 2.82. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona oeste de Lanzarote. ....	114
Figura 2.83. Parque eólico marino flotante propuesto para el noreste de La Graciosa. ....	115
Figura 2.84. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noreste de La Graciosa. ....	116
Figura 2.85. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de La Palma. ....	117
Figura 2.86. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noroeste de La Palma. ....	118
Figura 2.87. Parque eólico marino flotante propuesto para el sur de La Palma. ....	119
Figura 2.88. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona sur de La Palma. ....	120
Figura 2.89. Parque eólico marino flotante propuesto para el sureste de La Palma. ....	120
Figura 2.90. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona sureste de La Palma. ....	122
Figura 2.91. Parque eólico marino flotante propuesto para el sureste de La Palma. ....	122
Figura 2.92. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona este de El Hierro. ....	124
Figura 2.93. Macroparque eólico flotante propuesto para el suroeste de Fuerteventura, dentro de la zona LIC. Fuente: Elaboración propia. ....	125

Figura 2.94. Ubicación relativa del macroparque situado al suroeste de Fuerteventura, junto a las islas de Gran Canaria y Fuerteventura. Fuente: Elaboración propia.....	126
Figura 2.95. Restricciones cercanas al macroparque flotante de la zona suroeste de Fuerteventura. ....	127
Figura 2.96. Conjunto de los 28 parques eólicos marinos propuestos en Canarias. ....	130
Figura 2.97. Conjunto de los 4 macroparques eólicos marinos propuestos en Canarias.....	131
Figura 3.1. Recurso eólico de las Islas Canarias a 80 m. Fuente: (Gobierno de Canarias, 2021) .....	134
Figura 3.2. Velocidad de viento durante un día normal (23 de Julio de 2013).....	134
Figura 3.3. Velocidad media mensual del viento.....	135
Figura 3.4. Velocidad media anual del viento. ....	135
Figura 3.5. Localización de los puntos SIMAR usados como base de datos para los cálculos de producción. Fuente: Elaboración propia. ....	137
Figura 3.6. Primera parte de la rutina Matlab programada para el tratamiento de las series de datos. ....	138
Figura 3.7. Segunda parte de la rutina Matlab programada para el tratamiento de las series de datos. ....	138
Figura 3.8. Velocidad media a la altura del buje (100 m) de los parques de fondo fijo.....	143
Figura 3.9. Velocidad media a la altura del buje (110 m) de los parques flotantes. ....	143
Figura 3.10. Producción neta por Megavatio instalado de los parques de fondo fijo. ....	146
Figura 3.11. Producción neta por Megavatio instalado de los parques.....	147
Figura 3.12. Factor de Capacidad de los parques de fondo fijo.....	148
Figura 3.13. Factor de Capacidad de los parques flotantes. ....	149
Figura 4.1. Coste de fabricación-adquisición de un aerogenerador en función de su potencia nominal.....	161
Figura 4.2. Tipos de cimentación más comunes en el bottom-fixed. [A] monopile, [B] GBF y [C] jacket. ....	166
Figura 4.3. Esquema básico de un parque eólico marino con subestación en tierra. Se considera un único cable de exportación. ....	175
Figura 4.4. Esquema lineal para el cálculo de la intensidad de cortocircuito.....	176
Figura 4.5. Diagrama de dispersión para estimar función de coste de subestaciones en tierra. ....	183
Figura 4.6. Distribución del CAPEX. ....	186
Figura 4.7. Distribución del CAPEX, diferenciando los costes de transporte e instalación.....	187
Figura 4.8. Principales tipos de subestructura para parques eólicos marinos flotantes. [A] Spar – buoy; [B] semisumergible; [C] TLP. Fuente: (Kwangtae , Hoai Vu Anh, Tri, & Kyoung Kwan, 2021) .....	192

Figura 4.9. Configuración y disposición de los amarres. [A] catenarias; [B] amarres en tensión. .....	196
Figura 4.10. Esquema de los diferentes tipos de anclajes analizados. [A] ancla de gravedad; [B] DE anchor y ancla de placa; [C] Pilote hincado; [D] Pilote de succión.....	198
Figura 4.11. CAPEX de los parques flotantes, ordenados de menor a mayor.....	214
Figura 4.12. Distribución media del CAPEX de parques flotantes.....	215
Figura 4.13. Distribución media del CAPEX de parques flotantes, diferenciando el coste de transporte e instalación. Fuente: Elaboración propia. ....	216
Figura 4.14. CAPEX de los macroparques, ordenados de menor a mayor. ....	217
Figura 4.15. Distribución media del CAPEX de macroparques flotantes, diferenciando el coste de transporte e instalación. Fuente: Elaboración propia. ....	217
Figura 4.16. CAPEX de parques eólicos en tierra y mar (diferenciando entre bottom-fixed y flotante). Fuente: elaboración propia. ....	221
Figura 5.1. LCOE de los parques fondo fijo, ordenados de menor a mayor. ....	228
Figura 5.2. LCOE de los parques flotantes, ordenados de menor a mayor. ....	229
Figura 5.3. LCOE de los macroparques, por orden de menor a mayor. ....	230
Figura 5.4. Precio medio anual de la electricidad en mercado mayorista en la última década..	233
Figura 5.5. Generación renovable (curva azul) vs demanda eléctrica (curva verde). ....	234
Figura 5.6. Cotización del gas natural.....	235
Figura 5.7. Precio medio de generación anual de la electricidad en Canarias.....	237
Figura 5.8. Precios de generación mínimos para parques de fondo fijo, por localización. ....	240
Figura 5.9. Precios de generación mínimos para parques flotantes, por lo localización. ....	240
Figura 5.10. Precios de generación mínimos para macroparques, por localización. ....	241
Figura 5.11. Previsión del precio de la electricidad en el mercado mayorista hasta 2050. ....	243
Figura 5.12. Subvención necesaria para asegurar la rentabilidad de los parques fondo fijo. ....	247
Figura 5.13. Cuota de la inversión a cubrir por la subvención de los parques fondo fijo. ....	248
Figura 5.14. Ayuda necesaria para asegurar la rentabilidad de los parques flotantes. ....	249
Figura 5.15. Cuota de la inversión a cubrir por la subvención de los parques flotantes. ....	250
Figura 5.17. Previsión del precio de generación de electricidad en el mercado canario hasta 2050. .....	251
Figura 5.18. TIR a precios de la electricidad canarios para parques de fondo fijo. ....	252
Figura 5.19. Beneficios de los parques de fondo fijo a precios de la electricidad canarios. ....	253
Figura 5.20. TIR a precios de la electricidad canarios para parques flotantes.....	253
Figura 5.21. Beneficios de los parques de fondo fijo a precios de la electricidad canarios. ....	254
Figura 6.1. LCOE de los parques propuestos para fondo fijo de Canarias.....	257
Figura 6.2. LCOE de los parques propuestos de las islas más orientales.....	258
Figura 6.3. LCOE de los parques propuestos de las islas más orientales.....	259

Figura 6.4. LCOE de los parques propuestos de las islas centrales. ....	260
Figura 6.5. LCOE de los parques propuestos de las islas más occidentales.....	261
Figura 6.6. Parques propuestos con menor coste de generación de Canarias (hasta 100 €/MWh). .....	262
Figura 6.7. Orden de propuestas de parques de la isla de Gran Canaria. ....	264
Figura 6.8. Orden de propuestas de parques de la isla de Tenerife. ....	265
Figura 6.9. Orden de propuestas de parques de la isla de Fuerteventura. ....	267
Figura 6.10. Orden de propuestas de parques de la isla de Lanzarote.....	268
Figura 6.11. Orden de propuestas de parques de la isla de La Gomera. ....	269
Figura 6.12. Orden de propuestas de parques de la isla de La Palma. ....	270
Figura 6.13. Orden de propuestas de parques de la isla de La Gomera. ....	271
Figura 6.14. Parques de pequeño y mediano tamaño propuestos a más de 10 km de distancia mínima de la costa. Fuente: Elaboración propia. ....	271
Figura 6.15. Parques propuestos a partir de 10 km de distancia de la costa, modificando los macroparques.....	272
Figura 6.16. Producción de los parques sometidos al análisis de sensibilidad por Megavatio instalado. ....	274
Figura 6.17. CAPEX de los parques sometidos al análisis de sensibilidad por MW instalado. ....	274
Figura 6.18. Distribución del CAPEX de los parques sometidos para el análisis de sensibilidad. .....	275
Figura 6.19. Variación de coste en amarres-anclaje (izquierda) y red eléctrica (derecha) por MW instalado. ....	275
Figura 6.20. LCOE de los parques sometidos al análisis de sensibilidad. ....	276
Figura 6.21. Ayudas a la inversión necesaria para la rentabilidad de los parques sometidos al análisis de sensibilidad a precios peninsulares de la electricidad. ....	277
Figura 3.14. Variación de la velocidad en función de la distancia de la costa. Sureste de Gran Canaria. Fuente: (Mederos, 2011). ....	297
Figura 3.15. Variación de la velocidad en función de la distancia de la costa. Noroeste de La Gomera. Fuente: (Mederos, 2011). ....	297
Figura 3.16. Variación de la velocidad en función de la distancia de la costa. Oeste de Fuerteventura. ....	298
Figura 3.17. Variación de la velocidad en función de la distancia de la costa. Noroeste de Lanzarote.....	298
Figura 3.18. Histograma de la zona sureste de Gran Canaria, a una distancia de la costa de 3,2 km y 100 m de altura. Fuente: Elaboración propia. ....	299
Figura 3.19. Histograma de la zona oeste de Gran Canaria, a una distancia de la costa de 2,3 km y 100 m de altura. Fuente: Elaboración propia. ....	299

Figura 3.20. Histograma de la zona sureste de Gran Canaria, a una distancia de la costa de 11,50 km y 110 m de altura.....	300
Figura 3.21. Histograma de la zona oeste de Gran Canaria, a una distancia de la costa de 11,50 km y 110 m de altura.....	300
Figura 3.22. Histograma de la zona noroeste de Gran Canaria, a una distancia de la costa de 12,50 km y 110 m de altura.....	301
Figura 3.23. Histograma de la zona suroeste de Gran Canaria, a una distancia de la costa de 10,50 km y 110 m de altura.....	301
Figura 3.24. Histograma de la zona noreste de Tenerife, a una distancia de la costa de 3,5 km y 100 m de altura. ....	302
Figura 3.25. Histograma de la zona noreste de Tenerife, a una distancia de la costa de 6 km y 110 m de altura.....	302
Figura 3.26. Histograma de la zona sureste de Tenerife, a una distancia de la costa de 2,5 km y 110 m de altura. ....	303
Figura 3.27. Histograma de la zona este de Tenerife, a una distancia de la costa de 7,0 km y 110 m de altura.....	303
Figura 3.28. Histograma de la zona noroeste de Tenerife, a una distancia de la costa de 3,5 km y 110 m de altura. ....	304
Figura 3.29. Histograma de la zona noroeste de Tenerife, a una distancia de la costa de 5,5 km y 110 m de altura. ....	304
Figura 3.30. Histograma de la zona oeste de Fuerteventura, a una distancia de la costa de 6 km y 100 m de altura. ....	305
Figura 3.31. Histograma de la zona sureste de Fuerteventura, a una distancia de la costa de 2,5 km y 100 m de altura.....	305
Figura 3.32. Histograma de la zona oeste de Fuerteventura, a una distancia de la costa de 12 km y 110 m de altura. ....	306
Figura 3.33. Histograma de la zona noroeste de Fuerteventura, a una distancia de la costa de 4,5 km y 110 m de altura.....	306
Figura 3.34. Histograma de la zona noroeste de Lanzarote, a una distancia de la costa de 12,5 km y 110 m de altura. ....	307
Figura 3.35. Histograma de la zona este de Lanzarote, a una distancia de la costa de 4,5 km y 110 m de altura.....	307
Figura 3.36. Histograma de la zona noreste de La Graciosa, a una distancia de la costa de 26,5 km y 110 m de altura. ....	308
Figura 3.37. Histograma de la zona oeste de Lanzarote, a una distancia de la costa de 7,5 km y 110 m de altura. ....	308

Figura 3.38. Histograma de la zona noroeste de La Gomera, a una distancia de la costa de 13 km y 110 m de altura. ....	309
Figura 3.39. Histograma de la zona sur de La Palma, a una distancia de la costa de 3,5 km y 110 m de altura. ....	309
Figura 3.40. Histograma de la zona sureste de La Palma, a una distancia de la costa de 2,3 km y 110 m de altura. ....	310
Figura 3.41. Histograma de la zona noroeste de La Palma, a una distancia de la costa de 5,5 km y 110 m de altura. ....	310
Figura 3.42. Histograma de la zona oeste de La Palma, a una distancia de la costa de 2,5 km y 110 m de altura. ....	311
Figura 3.43. Histograma de la zona sur de El Hierro, a una distancia de la costa de 4,0 km y 110 m de altura. ....	311
Figura 3.44. Histograma de la zona este de El Hierro, a una distancia de la costa de 3,5 km y 110 m de altura. ....	312
Figura 3.45. Histograma de la zona norte de El Hierro, a una distancia de la costa de 2,5 km y 110 m de altura. ....	312
Figura 3.46. Rosa de los vientos representativa de la zona oeste de Gran Canaria (SIMAR 1016012). ....	313
Figura 3.47. Rosa de los vientos representativa de la zona sureste de Gran Canaria (SIMAR 4038008). Fuente: (Puertos del Estado, 2021).....	313
Figura 3.48. Rosa de los vientos representativa de la zona este de Tenerife (SIMAR 1016012). ....	314
Figura 3.49. Rosa de los vientos representativa de la zona noreste de Tenerife (SIMAR 4030016). ....	314
Figura 3.50. Rosa de los vientos representativa de la zona oeste de Fuerteventura (SIMAR 4052015). ....	315
Figura 3.51. Rosa de los vientos representativa de la zona noroeste de Lanzarote (SIMAR 4058024). ....	315
Figura 3.52. Rosa de los vientos representativa de la zona noroeste de La Gomera (SIMAR 1010013). Fuente: (Puertos del Estado, 2021).....	316

## LISTADO DE TABLAS

---

Tabla 2.1. Hábitat Ecocartográfico y tipo de suelo.....	44
Tabla 2.2. Zonas disponibles antes y después de aplicar las restricciones para parques eólicos marinos de fondo fijo y flotante en aguas canarias.....	56
Tabla 2.3. Velocidades de viento a 80 metros de altitud obtenidos de puntos SIMAR, ITC y mapa de viento offshore. Fuente: Elaboración propia a partir de (Puertos del Estado, 2021), (Gobierno de Canarias, 2021) y (Mederos, 2011).....	285
Tabla 2.4. Velocidades medias de viento del mapa offshore y puntos SIMAR a 10, 80 y 110 metros de altitud. ....	286
Tabla 2.5. Principales parámetros para los parques de fondo fijo propuestos para Canarias. ...	287
Tabla 2.6. Principales parámetros para los macroparques propuestos para Canarias. ....	287
Tabla 2.7. Principales parámetros para los parques flotantes propuestos para Canarias.....	288
Tabla 2.8. Total de zonas analizadas para parques de fondo fijo.....	289
Tabla 2.9. Total de zonas analizadas para parques de fondo fijo con una batimetría inferior a 500 m. ....	290
Tabla 2.10. Total de zonas analizadas para parques de fondo fijo con una batimetría entre 500 y 1.000 m.....	291
Tabla 2.11. Total de zonas analizadas para los macroparques. ....	292
Tabla 3.1. Coeficiente de rugosidad promedio entre 10 y 60 m en Pozo Izquierdo. ....	140
Tabla 3.2. Parámetros para determinar el incremento de la velocidad en función de la distancia a la costa.....	142
Tabla 3.3. Pérdidas de producción asumidas para los parques eólicos marinos.....	145
Tabla 3.4. Fuente de los datos de partida para la estimación de series medias de viento e histogramas.....	293
Tabla 3.5. Velocidades medias y distancia a la costa de los parques eólicos marinos propuestos. ....	294
Tabla 3.6. Parámetros de rendimiento de los parques eólicos marinos propuestos. ....	295
Tabla 3.7. Producciones medias estimadas para los parques eólicos marinos propuestos. ....	296
Tabla 4.1. Elementos diferenciados de un aerogenerador a ensamblar.....	162
Tabla 4.2. Parámetros de instalación y ensamblaje del aerogenerador. ....	163
Tabla 4.3. Parámetros de instalación del aerogenerador. ....	163
Tabla 4.4. Potencia instalada y distancia desde el Puerto de Arinaga para los parques bottom-fixed. ....	164
Tabla 4.5. Costes de fabricación, instalación y transporte de los aerogeneradores para parques bottom-fixed. ....	165

Tabla 4.6. Condiciones de batimetría y lecho marino según tipo de cimentación para bottom-fixed. ....	167
Tabla 4.7. Profundidad media y características del lecho marino de los parques bottom-fixed. ....	167
Tabla 4.8. Costes de fabricación, instalación y transporte de la cimentación para parques bottom-fixed. ....	169
Tabla 4.9. Factor de corrección debido a la temperatura del terreno .....	172
Tabla 4.10. Factor de corrección debido a la resistividad térmica del terreno .....	173
Tabla 4.11. Factor de corrección debido a la separación y número de ternos. ....	173
Tabla 4.12. Factor de corrección debido a la profundidad de la zanja. ....	173
Tabla 4.13. Nomenclatura y definiciones de parámetros del cálculo de intensidad máxima admisible de cortocircuito. ....	176
Tabla 4.14. Principales parámetros y variables de la intensidad máxima admisible de cortocircuito.....	178
Tabla 4.15. Costes de fabricación, instalación y transporte de la red eléctrica para parques bottom-fixed. ....	182
Tabla 4.16. Costes estimados de las subestaciones en tierra para parques bottom-fixed. ....	184
Tabla 4.17. Resultado del CAPEX para parques eólicos marinos de cimentación fija. ....	185
Tabla 4.18. CAPEX unitario de parques ya instalados en Europa. ....	186
Tabla 4.19. Costes unitarios (M€/MW) según tecnología de la plataforma flotante. ....	193
Tabla 4.20. Parámetros de instalación y transporte de la plataforma flotante. ....	194
Tabla 4.21. Estratificación del lecho marino y configuración de catenaria idónea para cada tipo de anclaje.....	199
Tabla 4.22. Coste de fabricación de cada tipo de anclaje.....	201
Tabla 4.23. Coste de instalación del amarre-anclaje según el tipo de ancla.....	202
Tabla 4.24. Factores de corrección para cables submarinos y cables subterráneos de parques flotantes. ....	205
Tabla 4.25. Potencia y distancia media del puerto de parques eólicos flotantes. ....	317
Tabla 4.26. Costes de fabricación, instalación y transporte de los aerogeneradores para parques flotantes.....	318
Tabla 4.27. Costes de fabricación, instalación y transporte de las plataformas para parques flotantes.....	319
Tabla 4.28. Costes de fabricación, instalación y transporte de los amarres y anclajes para parques flotantes.....	320
Tabla 4.29. Costes de fabricación, instalación y transporte de la red eléctrica para parques flotantes.....	321
Tabla 4.30. Coste de las subestaciones en tierra y marinas para los parques flotantes. ....	322

Tabla 4.31. CAPEX de los parques flotantes. (Unidad: M€). .....	323
Tabla 4.32. CAPEX tras la aplicación de reducciones en el coste por economías de escala (Unidad: M€).....	324
Tabla 4.33. Características del lecho marino de los parques flotantes.....	325
Tabla 4.34. Principales parámetros y variables en régimen de cortocircuito. ....	326
Tabla 4.35. Subestaciones utilizadas para determinar la función de costes. ....	327
Tabla 4.36. Costes totales de los parques eólicos marinos (Unidad: M€). ....	329
Tabla 5.1. LCOE de los parques eólicos marinos. ....	330
Tabla 5.2. Parámetros de rentabilidad de los parques eólicos marinos: VAN y TIR. ....	331
Tabla 5.3. Principales parámetros económicos de parques eólicos marinos sometidos a subasta. ....	332
Tabla 5.4. Principales parámetros económicos de parques eólicos marinos con ayudas a la inversión.....	333
Tabla 5.5. Principales parámetros económicos para parques a precios eléctricos canarios. ....	334



## ANTECEDENTES Y OBJETO DEL PROYECTO

---

### I. OBJETO

El principal objetivo de este TFM es determinar la posible localización de los diferentes parques eólicos que pudieran instalarse en aguas canarias, así como una capacidad de los mismos acorde con la demanda eléctrica actual de cada isla. Además, se pretende comprobar, dado el buen recurso eólico de algunas zonas de las islas, la viabilidad tecnológica y económica de cada parque, a partir de la estimación de producción de cada uno de ellos, y el coste asociado a su instalación, dependiente fundamentalmente de la batimetría a la que se encuentre el parque, así como la distancia de la costa a la que se proyecte y la estratificación del lecho marino en el que se instale.

### II. ALCANCE

En este proyecto se propondrán un número determinado de parques, situados en las mejores localizaciones en cuanto a recurso eólico, de acuerdo con la demanda eléctrica actual de cada isla, así como una propuesta de posible ampliación de las zonas con mejor recurso en aquellas islas que pudiera ser necesario por el incremento de la demanda eléctrica. Por tanto, en este estudio no se analizará la capacidad total para albergar estas instalaciones en Canarias, sino propuestas realistas de posibles parques. Además, para cada parque propuesto se realizará un análisis exhaustivo sobre las infraestructuras cercanas, posibilidades de su instalación y demás parámetros que influyan en su desarrollo.

Tras determinar las zonas más viables por recurso y libres de restricciones, se determinará la producción media anual de cada parque a partir de datos modelados de velocidad de viento, que serán tratados para desarrollar un histograma de viento de cada parque y, posteriormente, cruzarlos con las curvas de potencia de los aerogeneradores, para estimar la producción bruta de los parques. Posteriormente, se asumirán unas pérdidas debido al consumo de dispositivos propios del parque, pérdidas por paradas de mantenimiento, pérdidas en el transporte y pérdidas por efecto estela del viento. De este modo se estimará la producción eléctrica neta de cada parque. A partir de esta producción neta y de una estimación de precios de la electricidad desde el 2025 hasta 2050, se podrá determinar los ingresos anuales previstos para cada parque durante cada año de su vida útil.

Para determinar la viabilidad económica de los parques, además de los ingresos habrá que determinar los costes de los mismos. Así, para el estudio de costes de los parques, se han dividido los principales elementos del mismo en cuatro bloques: aerogenerador, cimentación/estructura flotante, red eléctrica y subestación (en el caso de parques flotantes se añadirá un quinto bloque

sobre amarres y anclajes). Mediante datos reales de costes y artículos científicos sobre costes de instalación, fabricación, montaje y/o transporte de los dispositivos, se ha determinado un coste aproximado de cada parque. Además de analizar los costes de inversión, también se ha estudiado cuál sería el coste promedio del desarrollo y del proyecto y demás trámites administrativos y burocráticos, así como los costes de operación y mantenimiento del mismo, y finalmente su desmantelamiento tras el fin de su vida útil. Todos los resultados se han contrastado con datos de otros parques con condiciones similares a los que tendrían los parques canarios, para determinar la validez de los costes estimados.

Una vez conocidas las previsiones de costes e ingresos, se calculará el coste de generación de cada parque analizado (LCOE) principal parámetro en el análisis económico de las centrales de generación eléctrica, comparándolo con el de otras fuentes de generación y el precio de la electricidad medio del mercado eléctrico. Los resultados, además se contrastarán con otros factores comúnmente utilizados para analizar la rentabilidad de los proyectos empresariales: El VAN y el TIR. Una vez determinada la rentabilidad de los mismos, se procederá a la elección de los parques más interesantes desde un punto de vista del recurso y económicamente viables. En caso de no haber rentabilidad en los parques, se propondrán alternativas para incentivar la inversión en los mismos por parte de las instituciones públicas.

Finalmente, tras todo el análisis económico, se concluirán las mejores zonas para el desarrollo de la eólica *offshore*, aquellas que sean más rentables para cada isla, así como el orden en el que deberían explotarse cada zona de las islas, hasta cubrir prácticamente el 100% de la demanda eléctrica insular actual. En muchos casos, además, se propondrán otras alternativas e otros parques o ampliación de los ya propuestos, en caso de aumentar la potencia instalada debido al incremento de la demanda eléctrica.

Paralelamente, se trabajará sobre la propuesta de varios parques de grandes dimensiones en las áreas con mejor recurso eólico, denominados macroparques, que permitan no solo satisfacer la demanda eléctrica, sino además ir más allá y que destinen parte o toda su producción a la obtención de nuevas fuentes de energía, como es el caso del amoniaco o hidrógeno, con grandes perspectivas de futuro a ser combustible del transporte marítimo y aéreo.

### **III. ANTECEDENTES**

Las energías renovables han cobrado una relevancia vital en la producción de energía eléctrica a nivel mundial en los últimos 40 años. Diversas fuentes de energía inagotables han sido estudiadas en los últimos años, pero la energía proveniente del viento sigue siendo la que mayores posibilidades presenta para lograr un planeta más sostenible energéticamente.

No obstante, ahora que el desarrollo de estas tecnologías ha cobrado una importancia capital, surge un nuevo inconveniente, y es que la limitación de superficie terrestre en algunas localizaciones, comienza a frenar la expansión de las energías renovables. Tal caso es el de Canarias, donde algunas de las zonas con mayor potencial eólico, comienzan a no permitir la proyección de nuevas instalaciones en tierra.

Es éste uno de los principales factores que han llevado a los investigadores al desarrollo de nuevas tecnologías, capaces del aprovechamiento energético en un nuevo reducto, con una superficie prácticamente ilimitada, y con mejor potencial eólico que en tierra: el mar.

Sin embargo, en un territorio tan influenciado por el mar como es Canarias, comienza a ser indispensable un plan de crecimiento energético enfocado hacia el océano, fundamentalmente debido a las limitaciones terrestres que presenta el archipiélago, así como la debilidad de los subsistemas eléctricos de las islas, donde la energía eólica marina permitiría más fiabilidad del sistema, así como mayor continuidad del recurso, siendo menos variable que la eólica terrestre.

Actualmente no hay un estudio tan completo publicado que abarque zonificación, producción, costes y viabilidad para parques eólicos marinos en Canarias, ni siquiera las áreas planificadas para salir próximamente a concurso para parques eólicos marinos (los Planes de Ordenación Espaciales Marítimos incluyen este apartado sobre las zonas más óptimas para la instalación de los parques, pero no analizan la rentabilidad de dichos parques, ni están publicadas aún). Únicamente existe, pero desactualizado, el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español, donde se recogen las zonas más aptas de España para el desarrollo de la eólica marina, pero sin tener en consideración las singularidades canarias, donde la mayor parte de la costa estaba restringida a dichas instalaciones.

Es por ello que nace la inquietud de realizar este proyecto, que analice y estudie las posibilidades de los parques eólicos marinos, principales instalaciones de aprovechamiento energético renovable sobre el océano, en aguas canarias.

#### **IV. SOFTWARE UTILIZADOS**

En este proyecto se ha recurrido a los siguientes programas informáticos para su desarrollo:

- QGIS (Versión 3.4.4. Madeira): Sistema Geográfico de Información para determinar geográficamente las zonas más viables en cuanto a recurso eólico y sin restricciones.
- Matlab (R2019a Update 6): Para el tratamiento de series de datos de viento.
- Microsoft Excel (Versión 2017): Hoja de cálculo para la estimación de costes e ingresos.
- GIMP (2Versión 2.10.14): Para el procesamiento de imágenes y figuras.
- Microsoft Word (Versión 2017): Editor de texto para la redacción del documento.



# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN AL SECTOR EÓLICO Y PARQUES EÓLICOS MARINOS**

## **CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA MARINA**

---

### **1. INTRODUCCIÓN AL SECTOR ELÉCTRICO CANARIO Y A LA ENERGÍA EÓLICA MARINA**

El aprovechamiento de las diferentes fuentes de energía ha sido y sigue siendo el factor determinante en la evolución del ser humano. Desde el descubrimiento del fuego, pasando por la invención de la rueda, los molinos eólicos o los hidráulicos, los seres humanos han ido desarrollando su forma de interactuar con el medio mediante el uso de la energía que el entorno les proporciona. Para ello, en un principio se aprovechaba fundamentalmente la energía proveniente del viento, el curso de los ríos, etc., lo que actualmente se conoce como fuentes de energía renovables. No obstante, con la llegada de la revolución industrial y la máquina de vapor, los combustibles fósiles se convirtieron en la principal fuente de energía, desplazando durante varios siglos las fuentes de energía renovables (sobre todo en las grandes urbes y núcleos industriales), hasta llegar a nuestros días.

Actualmente, y mucho más que en el resto de la historia del ser humano, la energía se ha convertido en el motor fundamental para el desarrollo de las naciones y la evolución tecnológica de la civilización, así como en primordial para el día a día de la población. Durante el último siglo, la energía ha estado destinada a tres principales fines: el sector del transporte, la transformación en calor y, finalmente, la electricidad.

Mientras que la mayor parte del transporte y la generación del calor hoy en día usa como fuente de energía los combustibles fósiles (aquellos cuyos recursos son limitados), el sector eléctrico está sufriendo un cambio radical en su forma de generación, sobre todo en la Unión Europea. Tal es así, que en España ya se genera la mitad de la demanda eléctrica a partir de fuentes de energía renovables (Sánchez Molina, 2021), abandonando los sistemas tradicionales de generación. No obstante, el cambio de paradigma que se prevé para los próximos años no solo afecta a las fuentes de energía, sino también a las propias tecnologías empleadas en los tres grandes bloques de consumo energético. Y es que tanto el sector del transporte como el térmico (calor) están sufriendo un giro hacia la electrificación de sus sistemas, donde tanto vehículos como calefacción tendrán como fuente de energía la electricidad, por lo que ésta jugará un papel mucho más importante, aún si cabe, en las próximas décadas. Tal es así, que los objetivos del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) español son alcanzar un 28% del sector del transporte electrificado para 2030 (Ministerio para la Transición Energética, 2020), y las previsiones de la UE del 100% de vehículos no emisores en el 2050 (Comisión europea, 2018).

Por tanto, la forma de obtención de la electricidad jugará un papel clave en el desarrollo económico de los países, y sin duda las fuentes renovables impulsarán este cambio.

## 1.1 Sector eléctrico Canario

Pero, antes de analizar las fuentes de generación eléctrica y las previsiones para Canarias, se estudiará las singularidades del sistema eléctrico canario, sus debilidades y cómo está variando en los últimos años.

En la actualidad, el sistema eléctrico canario no está formado por un único sistema que englobe todas las islas, sino que cada isla es un propio sistema, aislado del resto de islas (salvo el caso de Fuerteventura – Lanzarote – La Graciosa, que están interconectadas por un cable eléctrico submarino). De este modo, el archipiélago canario está conformado por 6 subsistemas eléctricos, cada uno con sus particularidades.

### 1.1.1 Consumo y puntas de demanda

Así, la isla con mayor consumo (3.546,84 GWh de energía puesta en red en 2019) y pico de demanda (en los últimos años se sitúa en torno a 560 – 580 MW) es la isla de Tenerife, debido a que también se trata de la isla con mayor población del archipiélago (Gobierno de Canarias, 2020). Le sigue muy de cerca Gran Canaria, con 3.405,72 GWh de energía puesta en red en 2019 y entre 530 y 550 MW de punta de demanda en los últimos 3 años.

Muy lejos de las dos islas centrales se encuentran Fuerteventura y Lanzarote, que si bien son un solo subsistema, el consumo y picos de demanda se analizan por separado. Lanzarote es la tercera isla tanto en punta de demanda (140 – 150 MW) como en energía puesta en red de 860,56 GWh en 2019, mientras que Fuerteventura tiene unos máximos puntuales de entre 110 – 125 MW y un consumo en red de 683,02 GWh.

A gran distancia de las islas con consumo medio se sitúan las islas más occidentales, que coinciden con las de menor población. En este sentido, La Palma tuvo una energía puesta en red de 261,23 GWh en 2019, mientras que La Gomera 73,85 GWh y El Hierro 42,85 GWh. En términos de punta de demanda, La Palma ha alcanzado en los últimos 3 años máximos de en torno a 43 – 46 MW, La Gomera en un intervalo de 11,9 – 12,2 MW y el Hierro en torno a los 8 MW.

Es fácilmente entendible las enormes diferencias en el sector eléctrico entre las islas, ya que entre la isla con mayor demanda tiene hasta 83 veces mayor demanda que la de menor consumo, y picos de demanda hasta 50 veces superiores.

### 1.1.2 Distribución del consumo por sectores

Analizando los grupos de consumo y el peso que tienen en cada isla, la Figura 1.1 muestra la cuota que ha tenido los 5 sectores de demanda eléctrico en los que se han englobado todos los grupos de generación en el año 2019: industria, hostelería, comercio y servicios, administración y, finalmente, usos domésticos

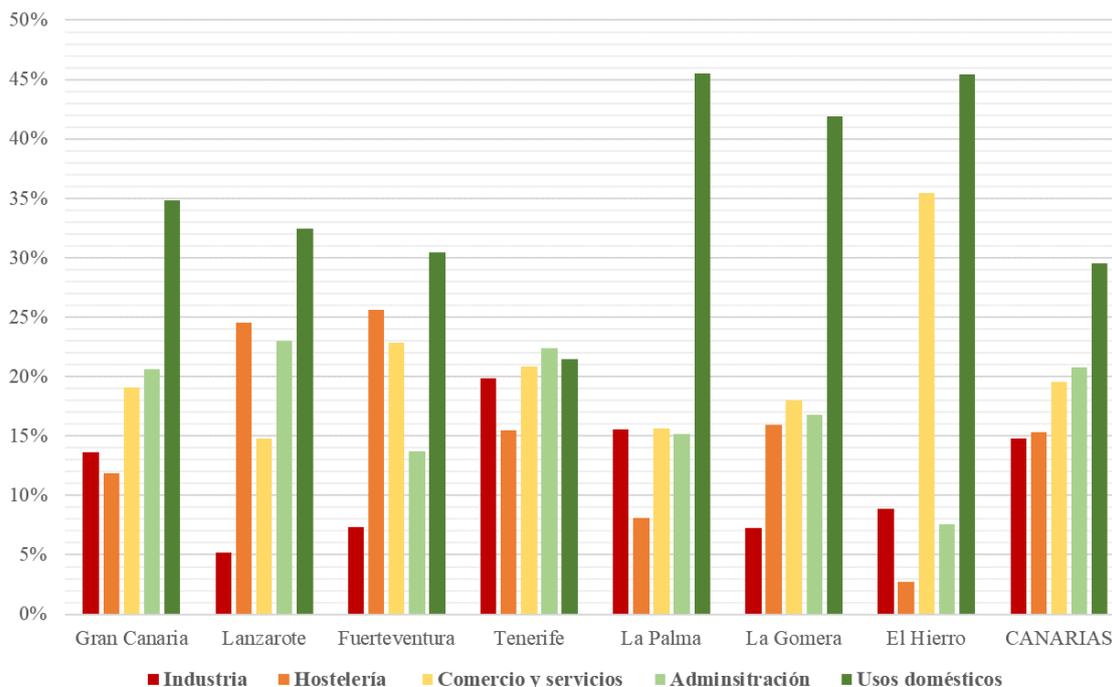


Figura 2.1. Demanda eléctrica distribuida por sectores de consumo e islas, para el año 2019.

Fuente: Elaboración propia a partir de (*Gobierno de Canarias, 2020*).

De este modo, prácticamente en todas las islas, los usos domésticos son el mayor grupos de consumo eléctrico, variando entre el 30% y 45% en función de la isla<sup>1</sup>. Así, las islas con mayor peso de consumo doméstico son, curiosamente, las que menos población tienen: La Palma, La Gomera y El Hierro. Esto se debe a que estas islas prácticamente no tienen industrias ni grandes complejos hoteleros, por lo que el consumo de estos dos grupos son muy bajos (7 – 16% de industria y 3 – 16% de hostelería). Sin embargo, en las islas más industrializadas, Gran Canaria y Tenerife, la cuota de industria es de 14% y 20%, respectivamente. La proporción de hostelería, no obstante, se mantiene también baja, del 12% y 15%. Y es que la mayor cuota de hostelería se encuentra en las dos islas más orientales, Lanzarote y Fuerteventura, con 25% y 26%,

<sup>1</sup> En Tenerife, los datos aportados por las comercializadoras para usos domésticos no se corresponde con lo consumido en años anteriores, valor anormalmente bajo.

respectivamente. Estas dos islas tienen una industria prácticamente residual (5% y 7%), lo que eleva la proporción de su principal motor económica por gran diferencia, el turismo.

Finalmente, en lo que respecta a comercio y servicios, y administración, las islas centrales y orientales se mantienen en un 15 – 23% y 14 – 21%, respectivamente, mientras que El Hierro se produce el mayor desajuste, en comparación con el resto, con un consumo porcentual del 35% de comercios y servicios, y únicamente un 8% de consumo en administración.

En definitiva, en Canarias el mayor consumo se produce por el uso doméstico, alcanzando el 30% del consumo eléctrico anual. Le siguen los usos administrativos y de comercio y servicios, con 21% y 20%, respectivamente. Finalmente, tanto el sector hostelero como el industria tienen un 15% de consumo eléctrico, en cada caso.

### **1.1.3 Perfil de la demanda**

Para entender el perfil de la demanda, es sumamente importante conocer el consumo por sectores, ya que de este modo se perfila la curva de demanda. Por ejemplo, mientras que el sector administrativo tendrá la mayor parte del consumo de 8 de la mañana a las 16 horas, el consumo del comercio y los servicios puede considerarse de 9 hasta las 21 horas. Por el contrario, el uso doméstico tendrá sus dos máximos al mediodía y al anochecer, cuando las familias realizan la mayor parte de las labores domésticas, y finalmente la industria en Canarias tiene un muy escaso consumo en las horas nocturnas.

Por ello, el perfil de consumo será bastante volátil a lo largo de las 24 horas, con picos y valles que dependerán de los grupos de consumo en las franjas horarias, y la cantidad de consumo por grupo.

Así mismo, el perfil diario de la demanda se podría analizar por separado si se trata de un día laboral, con grandes consumos de industrias y administración, y en días propios del fin de semana, con menor consumo, o incluso en días atípicos.

#### ***1.1.3.1 Día laboral***

En cuanto al perfil diario de un día laboral normal, prácticamente todas las islas tienen una curva similar en su forma, aunque bastante diferente en cuanto a los valores en los que se mueve. Así, la geometría de la curva se repite prácticamente a lo largo de todos los días del año, ya que como se ha visto, el principal grupo de consumo son los hogares, con mayor consumo en las horas centrales del día y al anochecer.

Para analizar el perfil diario de la demanda, y como en el resto de islas se ha comprobado que el comportamiento es muy similar, se ha elegido un día al azar (05/06/2018) para analizar la demanda horaria de la isla de Gran Canaria, y que muestra la Figura 1.2.

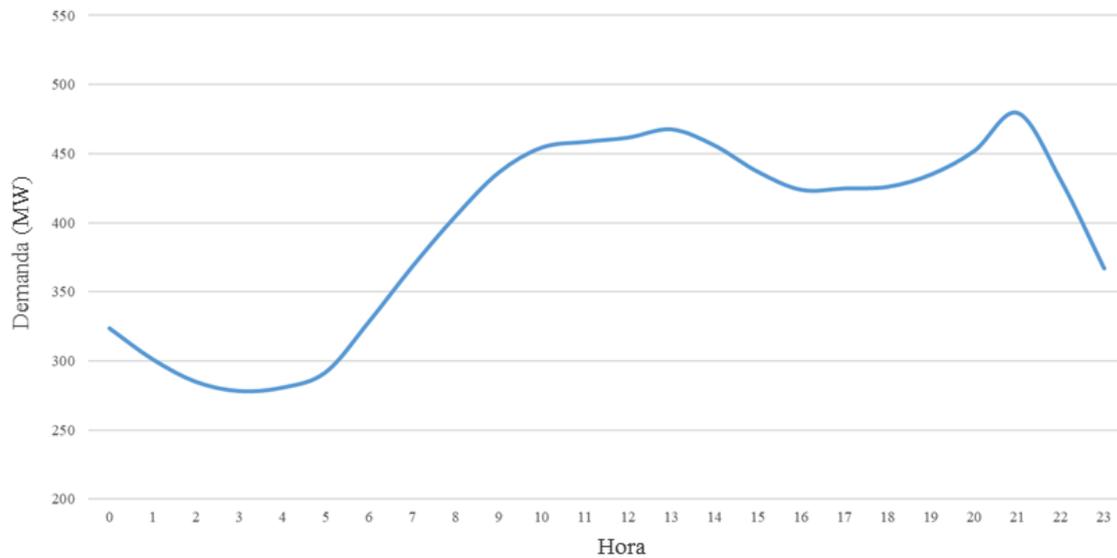


Figura 2.2. Perfil horario de la demanda de Gran Canaria de un día laboral de 2018.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de (REE, 2021).

Durante la madrugada se produce el menor consumo de la jornada, pues el consumo doméstico es prácticamente nulo, y la mayoría de las industrias aún no han comenzado a producir. Además, el sector de la administración, comercios y servicios aún no han abierto sus puertas. Por tanto, los consumos de madrugada son los mínimos que se producen diariamente. Una vez comienza la jornada laboral, generalmente a partir de las 5 – 6 de la mañana para muchos trabajadores, también empieza a aumentar la demanda doméstica. A ello se suma el arranque de las industrias.

El consumo seguirá aumentando de manera pronunciada hasta las 9 – 10 de la mañana, cuando la demanda residencial cae, pero el consumo total se mantiene debido a la apertura de comercios y administraciones, además de que las industrias trabajan ya a pleno rendimiento. Este consumo se mantendrá más o menos constante hasta la hora del almuerzo y la llegada a los hogares, donde vuelve a dispararse el consumo doméstico, además del de comercios y hostelería. Es decir, al pasar el mediodía se produce un máximo relativo, a partir del cual la demanda eléctrica disminuye durante toda la tarde hasta estabilizarse a partir de las 17 horas, donde se mantiene hasta las 19 horas (Yáñez Rosales, 2019). Esto será debido a que las industrias comienzan a reducir su producción en este intervalo horario, y el consumo de los hogares disminuye notablemente.

Con la llegada de los trabajadores al hogar por la tarde, disminuye la demanda eléctrica industrial, pero aumenta el consumo doméstico una vez más hasta alcanzar un máximo absoluto

alrededor de las 21 de la noche, hora en la que la mayoría de familias isleñas cenan y mantienen un gran número de electrodomésticos encendidos, que son los de mayor consumo en los hogares (Yáñez Rosales, 2019).

A partir del momento en que se reduce la actividad en los hogares, la demanda vuelve a caer hasta la medianoche, aunque seguirá disminuyendo hasta el próximo valle, sobre la misma hora, repitiéndose el patrón expuesto.

La demanda eléctrica, a pesar de fluctuar a lo largo del día, no se mantiene constante en términos generales durante todo el año, sino que varía en función de multitud de variables, como son la temperatura, el día de la semana, la producción, el turismo, etc. De este modo, aunque la forma de la curva sea similar, en la Figura 1.3, se muestra un día laborable de invierno y otro de verano, para apreciar la variación de demanda entre las estaciones más extremas.

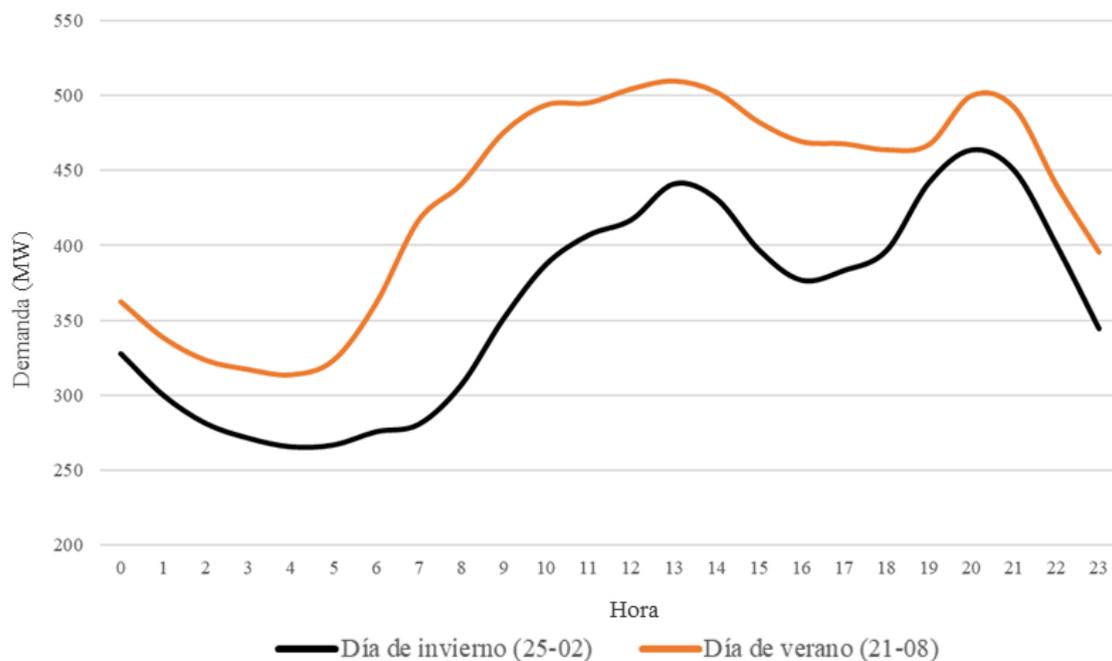


Figura 2.3. Demanda eléctrica de un día de invierno y otro de verano.

Fuente: Elaboración propia a partir de (REE, 2021).

Se puede apreciar cómo la demanda varía en función de la estación en la que se encuentre. La temperatura es uno de los factores que mayor influencia ejerce sobre la demanda eléctrica (Yang, Ruiz, & Caro, 2016, pág. 17). En verano, el consumo para la climatización de locales y viviendas debido al aumento de la temperatura provoca un aumento considerable de la demanda eléctrica. Este hecho no se repite en invierno, ya que la mayoría de la población reside en zonas templadas cercanas a la costa, por lo que no es necesaria la climatización, o no presenta grandes diferencias entre exterior e interior de locales.

### 1.1.3.2 Fines de semana

Los fines de semana, como la curva representa principalmente el consumo de los hogares, no variará el perfil, aunque sí se reducirá el consumo en todas las franjas horarias, al no ver servicios administrativos en funcionamiento ni la mayor parte de las industrias.

### 1.1.3.3 Días atípicos

Son considerados como los días en los que el comportamiento de la demanda no sigue el mismo patrón que los días laborables o fines de semana, como es el caso de días festivos, donde la demanda disminuye notablemente sin producción industrial, comercial ni administrativo, o el caso de la retransmisión de grandes eventos deportivos o culturales seguidos por gran parte de la población, lo que provoca unos picos de demanda muy superiores a los valores normales

### 1.1.3.4 Estacionalidad de la demanda

Una serie estacional es aquella que sigue un mismo patrón a lo largo de un intervalo de tiempo. Así, como ya se ha comentado anteriormente, la demanda es estacional, y gracias a eso puede ser predicha con gran exactitud por el operador del sistema eléctrico, y así programar la generación para el día o los días siguientes, manteniendo en óptimo funcionamiento el sistema eléctrico.

La estacionalidad semanal es fácilmente visible en la Figura 1.4, donde en Gran Canaria los días laborables presentan prácticamente la misma curva, mientras que en los fines de semana se repite el perfil, pero con menor consumo.

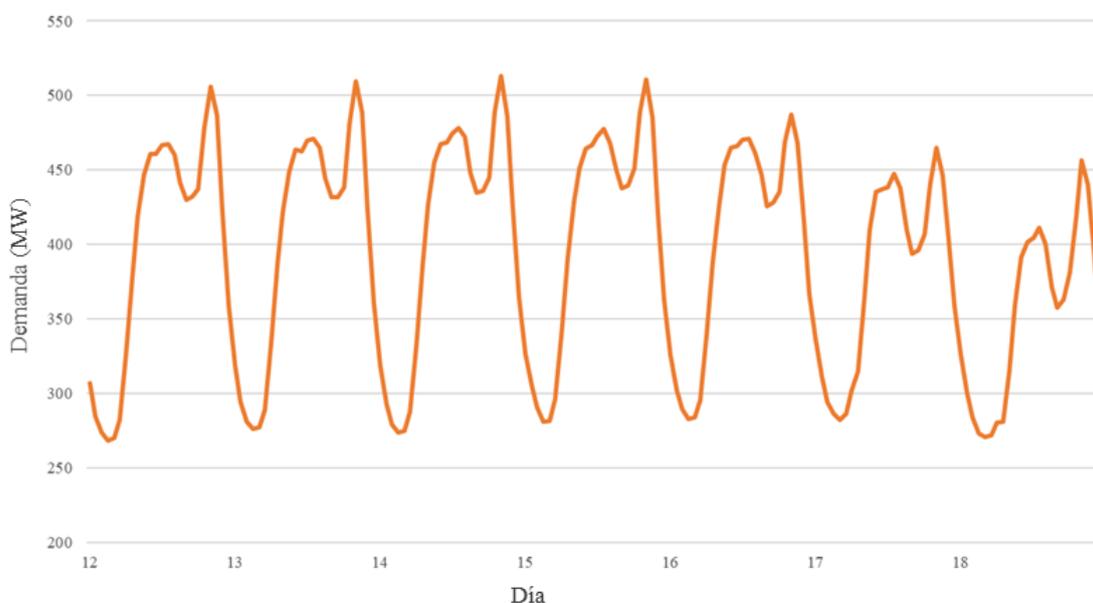


Figura 2.4. Demanda semanal de la 3ª semana de marzo del año 2018 en Gran Canaria.

Fuente: Elaboración propia a partir de (REE, 2021).

No obstante, la demanda no sigue únicamente un patrón semanal, sino que se repiten ciclos en un intervalo mayor de tiempo, como es entre el invierno y el verano de un año. De este modo, el consumo aumenta en la estación estival y disminuye en el invierno. Este hecho se puede apreciar en la Figura 1.5, donde se muestra la demanda eléctrica de Gran Canaria en el período 2017 – 2019. Además, se aprecia una ligera tendencia alcista en el consumo medio de la isla, al igual que en Tenerife o en el subsistema Fuerteventura – Lanzarote.

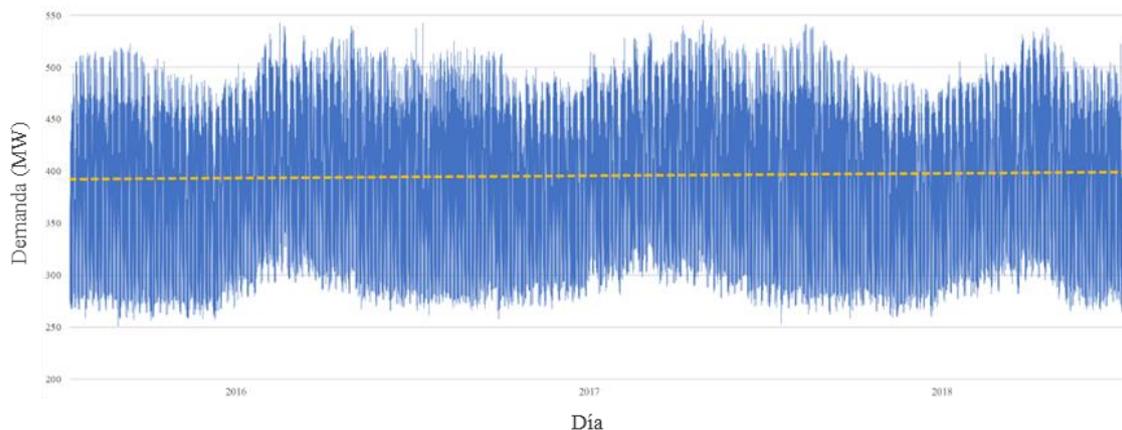


Figura 2.5. Demanda de Gran Canaria en los años 2017 - 2019.

Fuente: Elaboración propia a partir de (REE, 2021).

Este análisis es de suma importancia para entender el comportamiento de la demanda eléctrica en Canarias, ya que la información de dicho perfil puede encauzar la utilización de un tipo de generación en especial, sobre todo en el caso de las energías renovables. Y es que, aunque Canarias sea de las localizaciones con más horas de sol anuales, el principal pico de consumo se produce por la noche, donde no hay generación solar, y que por tanto se necesita de otras alternativas para satisfacer dicha demanda. En ese caso podría plantearse la energía eólica, undimotriz o geotérmica.

De este modo, una vez conocida la demanda eléctrica de Canarias, y en particular el perfil del consumo, toca analizar las formas de generación de electricidad en las islas, y cuáles son las previsiones en los próximos años.

#### 1.1.4 Generación eléctrica

La generación eléctrica en las islas es bastante diferente a la del continente europeo, ya que al tratarse de pequeños sistemas aislados, algunas de las fuentes de energía más importante no pueden instalarse debido a su elevada capacidad y la escasa demanda isleña, como es el caso de las centrales nucleares (la gran inversión que hay que realizar para sistemas tan pequeños no es

viable económicamente) y las centrales hidráulicas (en Canarias no hay ríos ni grandes caudales que permitan la construcción de este tipo de centrales).

De este modo, históricamente en Canarias se ha utilizado como fuente primaria para producir electricidad los combustibles fósiles (gas, diésel y fueloil), aunque en la última década, principalmente en los últimos tres años, el desarrollo de las tecnologías renovables ha dado un salto exponencial en las islas, como se puede ver en la Figura 1.6.

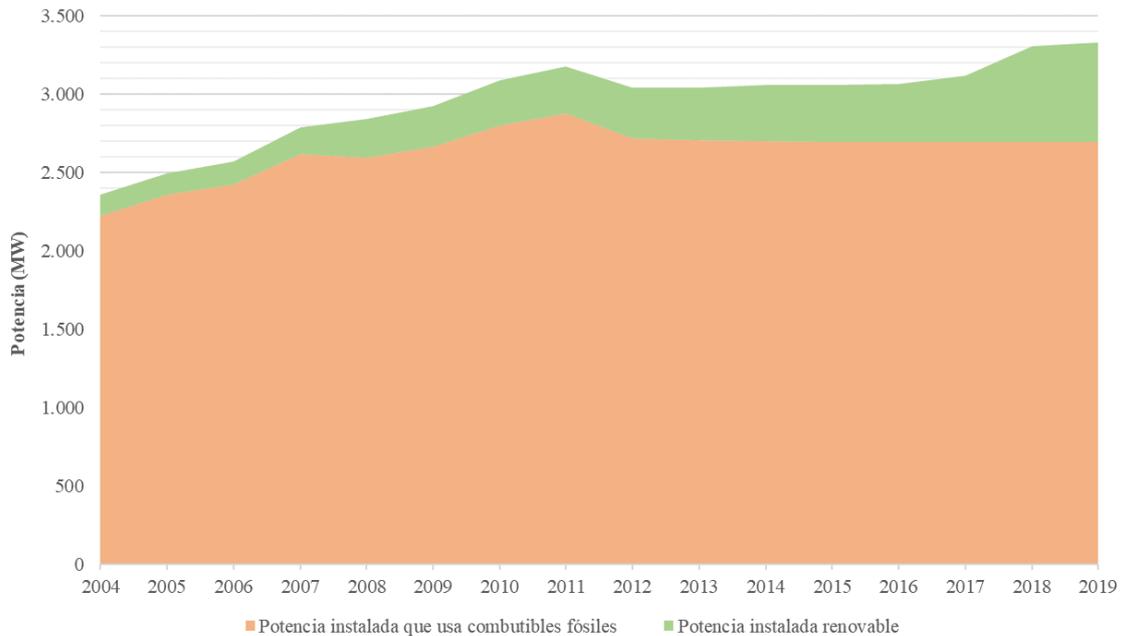


Figura 2.6. Potencia instalada en Canarias a partir de fuentes renovables y fósiles.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Gobierno de Canarias, 2020).

Este desarrollo de las renovables, auspiciado mayormente por la eólica, es debido a las ayudas a la inversión que desde el Gobierno de Canarias se están distribuyendo para facilitar el acceso y la generación eléctrica a este tipo de tecnologías. Es tal el desarrollo, que en el año 2004 únicamente el 6% de la potencia instalada en Canarias era de origen renovable, mientras que en el 2019 ya supera el 19% (Gobierno de Canarias, 2020), y en el 2020 alcanza el 20,8% del total (REE, 2021), lo que supone un incremento respecto a tan solo 5 años antes de más del 75% de potencia instalada de renovables.

Ahondando en las tecnologías, la generación a partir de fuentes de origen fósil se realiza mediante cuatro principales métodos: el ciclo combinado, utilizado principalmente en las islas capitalinas para la generación eléctrica; las turbinas de gas, requeridas mayormente en las islas para cubrir las puntas de demanda debido a su rapidez de suministro en los momentos de mayor demanda; turbinas de vapor, utilizadas únicamente en las dos islas más pobladas prácticamente en la misma medida que el ciclo combinado; y finalmente, los motores diésel, con mayor presencia en las islas

pequeñas (única tecnología presente en La Gomera y El Hierro), debido a la poca demanda eléctrica de éstas.

En cuanto a la generación renovable, aunque en Canarias también hay presencia de la generación por biogás (a partir de desechos orgánicos), minihidráulica en Tenerife y La Palma, y generación hidroeléctrica a partir de Gorona del Viento, en la isla de El Hierro, las dos principales tecnologías renovables que actualmente hay instaladas en la eólica y la fotovoltaica. La eólica tiene mucha mayor presencia en las islas en su conjunto, con casi el 70% de la potencia instalada renovable para el aprovechamiento del viento. No obstante, en la isla de Tenerife la distribución es mucho más equitativa.

En la Figura 1.7 se muestra cómo el desarrollo de la tecnología eólica ha sufrido un crecimiento muy pronunciado desde el año 2016, mientras que la solar presenta un crecimiento mucho más lento. No es de extrañar, ya que los paneles fotovoltaicos tienen una eficiencia que ronda el 20% y unas horas equivalentes en las islas entre 1.300 – 1.700 en el 2019 (media de 1.538 horas equivalentes), a diferencia de los aerogeneradores, con rendimientos cercanos al 40% y que superan las 3.400 horas en algunas islas (media de 2.900 horas equivalentes) (Gobierno de Canarias, 2020). Esto supone que la eólica, a pesar de requerir una inversión mucho mayor, sea más atractiva para las principales empresas de generación.

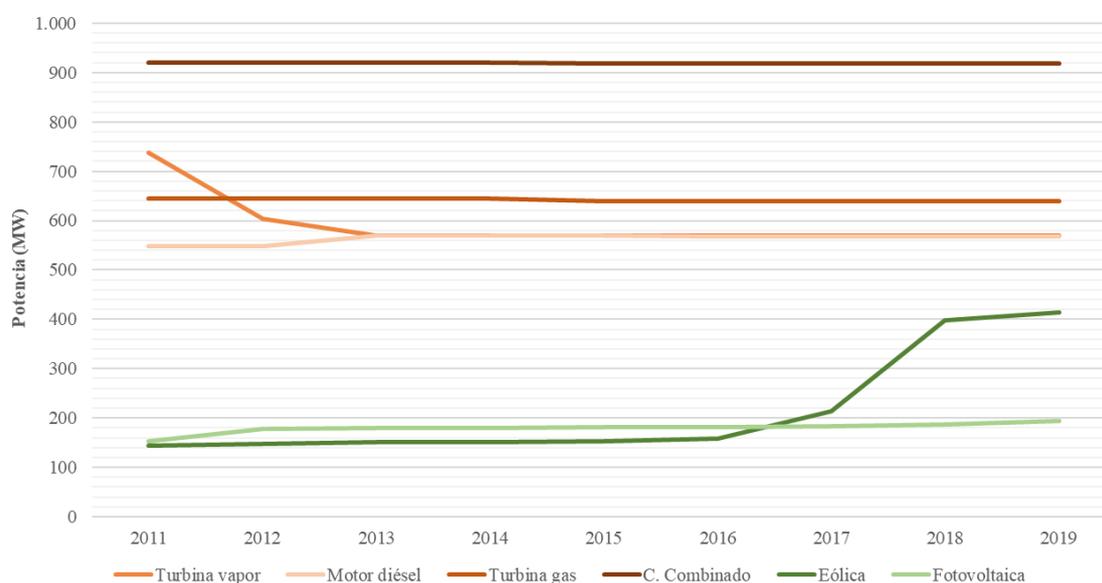


Figura 2.7. Potencia instalada en Canarias por tipo de tecnología.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Gobierno de Canarias, 2020).

En cuanto a las tecnologías que usan combustibles fósiles, a pesar de que se produce un incremento en la potencia instalada de los motores diésel, el resto disminuye su potencia instalada, siendo la diferencia mucho mayor en las turbinas de vapor, que están disminuyendo en Gran

Canaria y Tenerife, principalmente. Esto se debe a su baja eficiencia eléctrica respecto al ciclo combinado (ctc-n, 2016), tecnología más utilizada en las islas.

La generación de las diferentes tecnologías también ha variado en los últimos años, como se puede apreciar en la Figura 1.8, donde desde el 2016 la producción renovable ha crecido más de un 115%, lo que supone un salto desde el 7,5% de ese mismo año hasta prácticamente el 16% de la demanda eléctrica total de las islas. En el año 2020 se produjo un nuevo máximo histórico de la demanda, alcanzando el 17,5% de la demanda eléctrica total consumida en las islas (REE, 2021). Además, ya se han alcanzado picos de generación renovable superiores al 50% de la demanda en algunas islas.

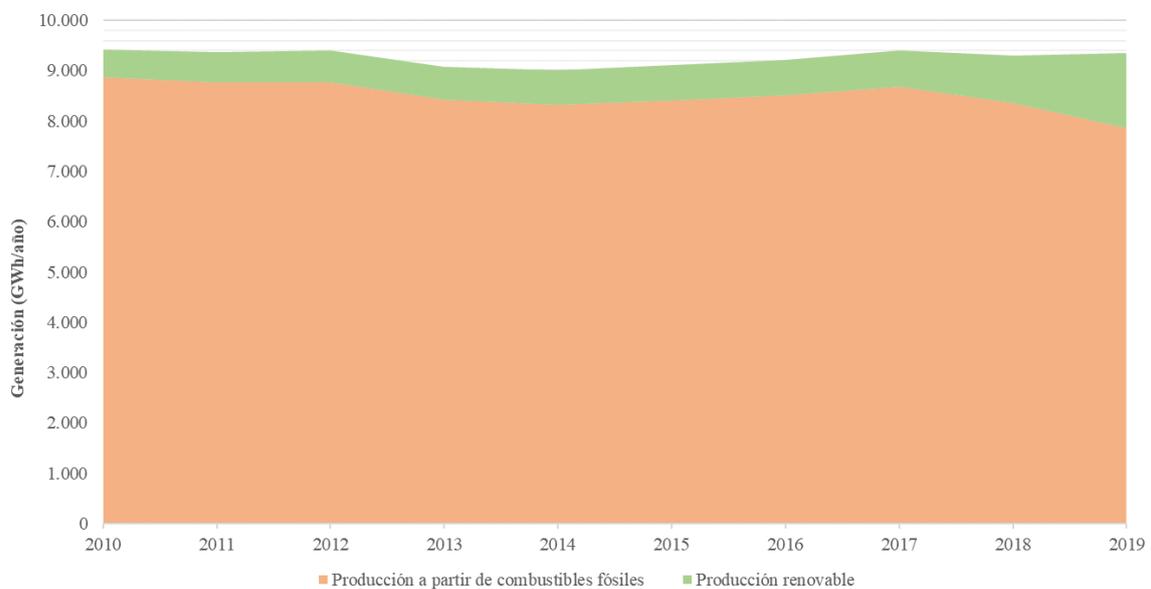


Figura 2.8. Producción de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles y energías renovables.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Gobierno de Canarias, 2020).

Por ende, la producción de origen fósil ha caído en el mismo período un 11%, siendo esta diferencia complementada por las renovables. En términos absolutos, la demanda eléctrica canaria ascendió a 9.336,1 GWh en 2019, donde 1.493 GWh provinieron de las energías renovables (más del 80% fue generado por la eólica).

En cuanto a la distribución de la demanda por islas, en la Figura 1.9 se aprecia que Tenerife es la isla con mayor demanda, ligeramente por delante de Gran Canaria. Por el lado contrario, La Gomera y El Hierro tienen las demandas más bajas. La demanda es muy distinta en función de la isla analizada, por lo que el desarrollo de renovables en cada una de ellas tendrá que ser a un ritmo distinto, y acorde con la demanda eléctrica que se requiera.

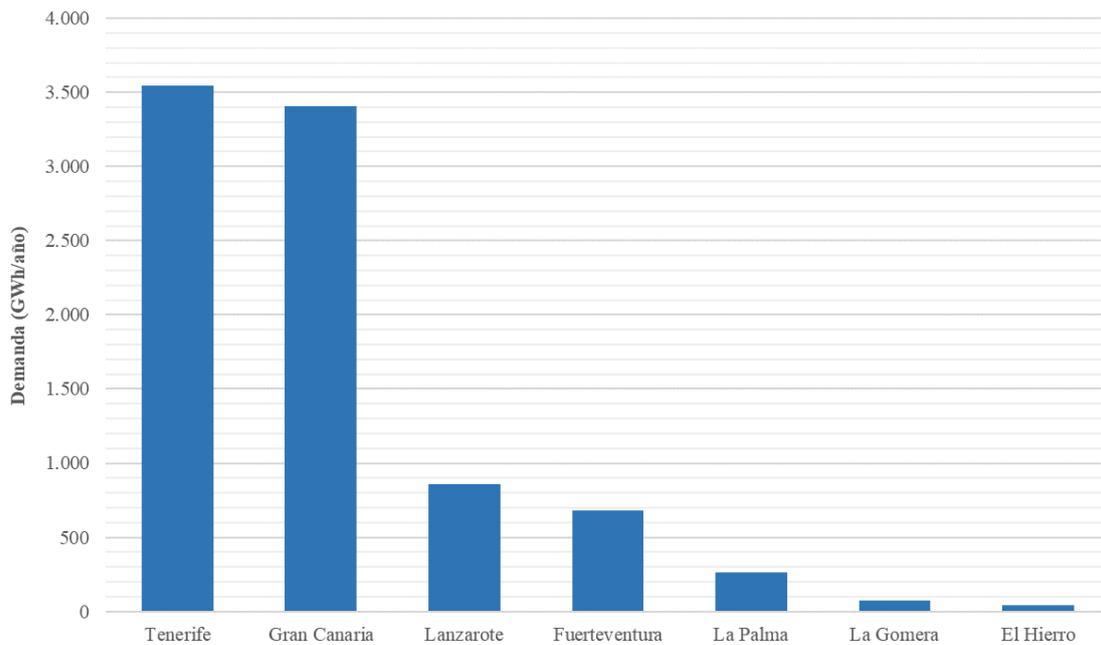


Figura 2.9. Demanda eléctrica por islas.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Gobierno de Canarias, 2020).

Además, las previsiones de la demanda eléctrica futura son realmente alcistas. Con las previsiones de electrificación del transporte terrestre y el sector térmico, la UE estima que el consumo eléctrico se duplique, pasando del 18% en todo el continente hasta prácticamente el 36 – 39% en el año 2050 (Comisión Europea, 2012).

A partir de los datos del Anuario Energético de Canarias, un tercio del consumo final de energía corresponde al sector del transporte, el 23,37% a consumo en viviendas, comercios, administraciones, industria y hostelería, y el resto a transporte marítimo y aéreo (en torno al 43%).

Si se toman las previsiones de la UE como objetivo de Canarias en materia de electrificación (aunque las de Canarias son más ambiciosas, con una electrificación del sector de transporte total en 2040), sobre electrificación del transporte terrestre y sector de generación térmica, y parte del transporte marítimo y aéreo, el consumo eléctrico en Canarias a mitad de siglo podría estimarse entre el 50 – 60% del consumo final de la energía, lo que supondría triplicar la demanda eléctrica actual, ya que en el año 2019 la electricidad supuso el 19,57% de la energía final consumida en Canarias.

Ante estas perspectivas, a lo que se suma que el objetivo para la generación de electricidad es que se realice únicamente mediante tecnologías de cero emisiones de carbono y de aprovechamiento de fuentes de energía renovables, se concluye que el desarrollo de las renovables en las islas será exponencial en los últimos años.

Es por ello que la búsqueda de nuevas fuentes de energía en las islas, como la eólica marina, la undimotriz o la geotermia, es fundamental para el cumplimiento de los objetivos marcados, ya que el recurso en tierra es muy limitado, por lo que se requerirán nuevas fuentes y espacios para su desarrollo.

## **1.2 Energía eólica marina.**

Ante las perspectivas a medio y largo plazo, y debido al potencial que presenta en esta materia, el siguiente proyecto analizará la que probablemente sea la principal fuente de generación renovable de las islas: la energía eólica marina.

Su desarrollo en Canarias está aún más argumentado si cabe que en el resto de regiones europeas: la elevada demanda eléctrica de las islas, a pesar de ser subsistemas de pequeño tamaño, las limitaciones terrestres y el gran número de zonas protegidas y con poco recurso eólico en tierra convierten a la energía eólica marina en la principal fuente renovable del archipiélago, con mucha mayor extensión para desarrollarse que en tierra, menos zonas protegidas y con un impacto visual mucho menor, además de un mayor y más estable recurso eólico.

### **1.2.1 Pasado, presente y futuro de la energía eólica marina.**

No se trata de una tecnología desconocida en el resto de Europa. Países como Dinamarca, Reino Unido y Escocia llevan desde la década de los 90 investigando, desarrollando e instalando parques eólicos marinos en el Mar del Norte.

El primer parque eólico marino que se desarrolló como tal fue en el año 1991, en Dinamarca, llamado *Vindeby Offshore Wind Farm*, con un coste de 10 millones de dólares y 11 aerogeneradores de 450 kW de potencia, lo que suponía una potencia instalada de 4,95 MW (Fernández Munguía, 2018). Actualmente la tecnología se ha desarrollado hasta tal punto, que con un único aerogenerador marino podría duplicarse la potencia de todo ese parque. La producción anual de las máquinas era de menos de 2 GWh/MW, con una producción total de 243 GWh en sus 25 años de vida, tras los cuáles se desmanteló.

Tras los primeros resultados de este parque, Dinamarca comenzó a desarrollar nuevos parques en el Mar del Norte, que presentaba unas condiciones ideales para la investigación de la eólica offshore, con un elevado recurso eólico y poca profundidad a la que instalar los aerogeneradores a una gran distancia de la costa, lo que facilitaba mucho la cimentación y reducir el impacto visual.

Con Dinamarca, naciones punteras en la materia como Reino Unido, Países Bajos o Alemania, entre otras, comenzaron conjuntamente a desarrollar nuevos parques, mejorando la tecnología

existente y convirtiendo la energía eólica marina en motor de generación eléctrica del centro y norte de Europa.

En la actualidad, la potencia instalada en los mares europeos asciende ya a 25 GW, lo que significa que prácticamente el 12% de la potencia eólica instalada en todo el continente ya corresponde a aerogeneradores en el mar (Wind Europe, 2021). Este crecimiento ha sido mucho mayor en los últimos años, como muestra la Figura 1.10, y las previsiones apuntan a que así siga siendo. De hecho, a día de hoy hay instalados en todo el planeta unos 32,5 GW de eólica marina, pero para el año 2035 podría incrementarse hasta los 208 GW, es decir, multiplicar 6,5 veces la potencia instalada actual (QFWE, 2021). Otros analistas, como la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA), señala que para el año 2030 podrían estar ya instalados 150 GW de potencia de energía eólica marina en Europa, que podrían proporcionar hasta el 14% de la demanda eléctrica de toda la Unión Europea para ese mismo año.

No obstante, otros estudios se muestran más conservadores, y estiman que dentro de 10 años podría haber ya instalados en el continente más de 73 GW, y para 2040 más de 125 GW (IEA, 2019).

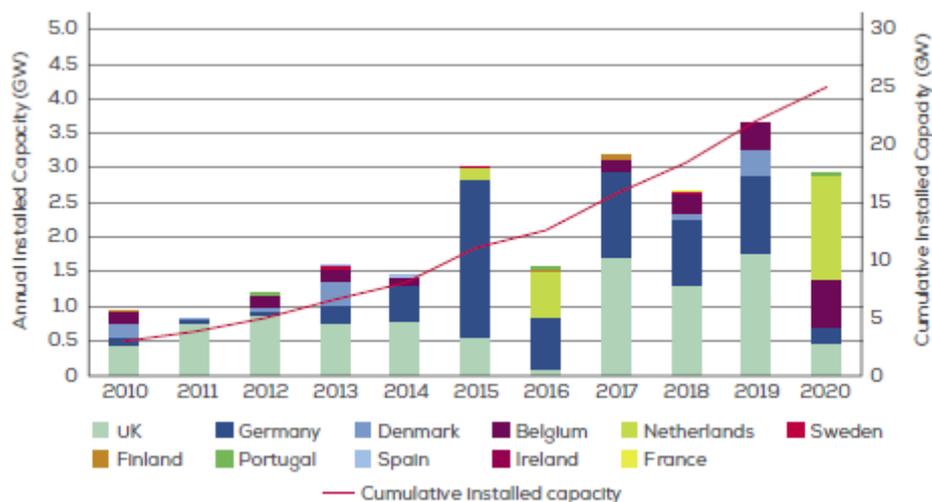


Figura 2.10. Potencia instalada y acumulada de energía eólica marina en Europa.

Fuente: (Wind Europe, 2021).

La mayoría de los escenarios que se basan en alcanzar el ambicioso objetivo climático de la UE para el año 2050 (80%-95% de reducción de Gases de Efecto Invernadero en relación con 1990) coinciden en estimar la contribución de la energía eólica (terrestre y marina) sobre el 51%-56% (Comisión Europea, 2018) e incluso alguno de ellos alcanzando el 60%.

Y es que, únicamente en la UE, el potencial eólico marino es 12 veces superior a la demanda. En el caso del globo en su conjunto, la energía eólica marina podría generar hasta 18 veces la

demanda eléctrica actual (IEA, 2019). No obstante, siendo realistas con las proyecciones realizadas por IRENA (International Renewable Energy Agency), en 2050 la energía eólica marina podría cubrir la mitad de la actual potencia eléctrica en Europa (IRENA, 2018)

Volviendo a Europa, ya hay 12 países que cuentan con algún parque en sus costas. Reino Unido es el país con mayor potencia instalada en el mar, cubriendo el 42% de la potencia instalada. Le sigue Alemania, Países Bajos, Bélgica y Dinamarca. En la Figura 1.11 se puede observar la instalación de uno de los últimos parques en las costas europeas, así como contemplar el alcance de proyectos como los que se proponen en este documento.



Figura 2.11. Parque East Anglia One, desarrollado por Iberdrola en el Mar del Norte.

Fuente: (ABC, 2019).

### 1.2.2 Ventajas de la energía eólica marina

La capacidad de aprovechamiento del recurso eólico de la tecnología actual permite multiplicar el potencial energético eólico marino gracias al desarrollo de la tecnología flotante, aumentando el número de posibles emplazamientos, obteniendo un mejor aprovechamiento del recurso eólico y factores de capacidad mucho más elevados, que en muchos casos alcanzan las 5000 h equivalentes.

De este modo, los principales motivos por los que la energía eólica marina está sufriendo tal desarrollo son:

- Altos factores de capacidad: Los factores de capacidad han aumentado con el tiempo gracias a los mejores recursos eólicos obtenidos alejados de la costa y los avances

tecnológicos. Para 2022, se espera que el factor de capacidad promedio de los nuevos proyectos de parques eólicos marinos alcance el 50%

- La eólica marina presenta mayor previsibilidad que la energía eólica en tierra, permitiendo a los parques eólicos marinos obtener mayores ingresos en los mercados de la electricidad y convertirse en un proveedor significativo para el equilibrio energético.
- El desarrollo tecnológico, el liderazgo industrial y el crecimiento económico a nivel regional fueron los propulsores clave para el apoyo de la energía eólica marina en la UE. Las empresas europeas son líderes del mercado tanto en los componentes técnicos clave (turbinas, cimentación, cables submarinos) como en servicios basados en conocimiento, como logística especializada, transporte y seguros. Una parte importante de la cadena de valor (ensamblaje de componentes grandes, instalación, conexión a la red, O&M) es prácticamente local y, por tanto, supone la creación de empleos en las regiones donde se lleve a cabo la instalación, independientemente del lugar donde se fabriquen los componentes.
- En términos generales, la energía eólica marina tiene mayor aceptación que en tierra. Este factor se está volviendo cada vez más relevante, ya que hay zonas con gran densidad de aerogeneradores, como es el caso del sureste de Gran Canaria, cuya población cada vez se muestra más reticente a la instalación de parques. Aunque, en general, el apoyo de la población a la transición energética sigue siendo muy alto, la oposición local se está volviendo más significativa. La disponibilidad de tierra y los procedimientos para obtener los permisos (que consumen mucho tiempo) se han convertido recientemente en las principales barreras para el crecimiento de la energía eólica en tierra en muchas áreas europeas.

Con todo ello, las Islas Canarias es una de las regiones que ofrece mayor potencial para el despliegue de la eólica marina en España, por los siguientes motivos:

- En 2018 la generación de electricidad renovable en las Islas Canarias representó tan solo el 10,5% del total de la generación de electricidad (de enero a octubre de 2019 ese porcentaje ascendió a 16,5%). El resto de generación eléctrica procede de la generación eléctrica en centrales convencionales mediante la quema de combustibles derivados del petróleo (fueloil, gasoil y diésel). Contrasta con los datos de la península, donde actualmente se alcanza hasta un 50% de generación renovable. Adicionalmente, en relación a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) vinculadas al sector eléctrico, Canarias casi duplica los valores de la media española. En resumen, Canarias está muy distanciada de los objetivos europeos y nacionales en materia de energía y clima.
- Los costes de generación eléctrica en las islas son muy superiores a los existentes en la península por diversas razones relacionadas, entre otros, con el tamaño de los sistemas,

por ser redes débiles, seis sistemas eléctricos independientes y por basarse de forma mayoritaria en la utilización de combustibles fósiles. Estos sobrecostes del sistema eléctrico Canario deben ser cubiertos a través de los Presupuestos Generales del Estado y de los suplementos incorporados en la factura eléctrica de todos los consumidores españoles. La dependencia de los combustibles fósiles aumenta además la exposición del coste de la electricidad ante la volatilidad de los precios del petróleo.

- La disponibilidad de recurso eólico marino en Canarias es extraordinaria, tanto en cantidad como en calidad, constituyendo por tanto un gran complemento a la implantación de renovables en tierra, la cual presenta cada vez más limitaciones por la falta de disponibilidad de terrenos en las islas.
- Desde un punto de vista de la operación del sistema eléctrico, la energía eólica marina proporciona factores de capacidad mucho más elevados, generación más predecible, fundamental en sistemas eléctricos aislados como Canarias.

En resumen, las islas Canarias suponen una oportunidad inmejorable para impulsar a corto plazo la eólica marina, ofreciendo una solución idónea para el archipiélago en reducción de sobrecostes de generación de electricidad, impulso de desarrollo económico-industrial y cumplimiento de objetivos de reducción de emisiones y penetración de renovables.

Tal es así, que el primer aerogenerador marino instalado en España, se construyó en el sureste de Gran Canaria (Proyecto Elican) y que actualmente se encuentra en funcionamiento.

### **1.2.3 Tecnología**

Actualmente, prácticamente la totalidad de los parques instalados están localizados a gran distancia de la costa y poca profundidad, por lo que la principal forma de anclarlos al lecho marino es mediante una cimentación fija, a modo de pilote, o mediante estructuras más complejas, pero siempre utilizando un armazón fijo anclado al lecho marino. A este tipo de fijación se le conoce como tecnología “bottom-fixed”, o tecnología de fondo fijo.

Los últimos parques instalados en el año 2020 han sido mediante esta tecnología, a una profundidad media de 44 m y una distancia media de 52 km de la costa (Wind Europe, 2021)

En cuanto al tipo de aerogenerador, actualmente existen diversos modelos, que van desde los 2 – 3 MW las turbinas más pequeñas, hasta los más de 12 MW del modelo Haliade-X, de General Electric. La potencia media instalada en el pasado año ascendió a 8,2 MW, en parques eólicos con una capacidad media de 788 MW (Wind Europe, 2021).



Figura 2.12. Parque con cimentación de tipo fijo. Fuente: (Dokka fasteners, 2016)

No obstante, a pesar de ser la tecnología más desarrollada, el principal inconveniente de la tecnología de fondo fijo es la escasa profundidad que son capaces de alcanzar, en torno a 50 – 70 m, en función del tipo de cimentación. Por ello, en los últimos años se está desarrollando por parte de diferentes compañías los sistemas flotantes. Esta tecnología, a diferencia de fijar el aerogenerador al lecho marino mediante un elemento rígido, utiliza un sistema de amarres y anclajes (como si de un buque fondeado se tratara) que fijan la estructura a una localización exacta. Para ello, además, se requerirá de una plataforma que no permita que el aerogenerador se hunda. Mediante esta tecnología, algunas compañías afirman que se pueden alcanzar hasta más de 1.000 m.

Con esta nueva tecnología se logra ampliar el horizonte de la eólica marina exponencialmente. Actualmente existen multitud de proyectos en construcción para desarrollar esta nueva alternativa a la cimentación fija, que permitirá alejarse aún más de la costa, mayor recurso eólico, y aerogeneradores de mayor tamaño. En cuanto a las diferentes alternativas existentes en el mercado, en el Capítulo IV se analiza con mayor grado detalle las características de cada tecnología, así como un profundo análisis de las más adecuadas en aguas Canarias.



# **CAPÍTULO II**

## **ZONIFICACIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS MARINOS**

## **Normativa aplicable**

### **Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar**

Artículos de aplicación directa:

1. Parte II. El Mar Territorial y la Zona Contigua

Artículo 2. Régimen jurídico del mar territorial, del espacio aéreo situado sobre el mar territorial y de su lecho y subsuelo-

Artículo III. Anchura del Mar Territorial

Artículo III. Límite exterior del Mar Territorial

2. Parte V. Zona Económica Exclusiva

Artículo 56. Derechos, jurisdicción y deberes del Estado ribereño en la Zona Económica Exclusiva

Artículo 57. Anchura de la Zona Económica Exclusiva

### **Estatuto de Autonomía de Canarias**

Ley Orgánica 1/2018, e 5 de Noviembre, de reforma del Estatuto de Autonomía de Canarias

Artículo 4. Ámbito Espacial

Artículo 163. Energía, hidrocarburos y minas

### **Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. Reservas de la Biosfera**

Ley 33/2015, de 21 de septiembre, por la que se modifica la Ley 42/2007, de 13 de Diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

Artículo 2. Principios.

Artículo 3. Definiciones

Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad

### **Servidumbres Aeronáuticas**

Real Decreto 297/2013, de 26 de abril, por el que se modifica el Decreto 584/1972, de 24 de febrero, de Servidumbres Aeronáuticas y por el que se modifica el Real Decreto 2591/1998,

de 4 de diciembre, sobre la Ordenación de los Aeropuertos de Interés General y su Zona de Servicio, en ejecución de lo dispuesto por el artículo 166 de la Ley 13/1996, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social

Artículo 30. Condiciones para la realización de actuaciones en zonas de servidumbre o que supongan obstáculos

### **Instalaciones de generación eléctrica en el Mar Territorial**

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

Artículo 2. Definición y requisitos de los parques eólicos.

Artículo 5. División del dominio público marítimo-terrestre en áreas eólicas marinas

Artículo 6. Superficie que afecta a una concesión

Disposición adicional segunda. Imposibilidad de autorización en determinadas zonas

Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico

### Capítulo IV

### **Zonas Marinas Especialmente Sensibles**

Resolución MEPC.134(53), adoptada el 22 de julio de 2005, por el cual se aprueba la designación de las Islas Canarias como zona Marina Especialmente Sensible.

### **Planes de Ordenación del Espacio Marítimo**

Real Decreto 363/2017, de 8 de abril, por el que se establece un marco para la ordenación del espacio marítimo.

**Listado de acrónimos**

<b>Abreviatura</b>	<b>Significado</b>	<b>Abreviatura</b>	<b>Significado</b>
<b>AEE</b>	Asociación Empresarial Eólica	<b>ITC</b>	Instituto Tecnológico de Canarias
<b>AESA</b>	Agencia Espacial para la Seguridad Aérea	<b>LIC</b>	Lugar de Interés Comunitario
<b>EEALE</b>	Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español	<b>NREL</b>	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> , o Laboratorio de Energías Renovables Nacional
<b>EMODNET</b>	<i>European Marine Observation and Data Network</i> , o Red Europea de Datos y Observación Marina	<b>OACI</b>	Organización de Aviación Civil Internacional
<b>ENP</b>	Espacio Natural Protegido	<b>POEM</b>	Planes de Ordenación del Espacio Marítimo
<b>EWEA</b>	<i>Eurepean Wind Energy Association</i> , o Asociación Europea de la Energía Eólica	<b>REE</b>	Red Eléctrica de España
<b>GCSB</b>	<i>Gran Canaria Subsea and Offshore Base</i> , o Base Marina y Submarina de Gran Canaria	<b>ZEE</b>	Zona Económica Exclusiva
<b>IBA</b>	<i>Importat Bird Area</i> , o Áreas importantes para la conservación de las aves	<b>ZEC</b>	Zonas de Especial Conservación
<b>IEO</b>	Instituto Español Oceanográfico	<b>ZEPA</b>	Zona de Especial Protección de Aves

**Listado de unidades**

<b>Cantidad</b>	<b>Nombre</b>	<b>Símbolo</b>
Unidad de potencia	Megavatio	<b>MW</b>
Unidad de longitud	metro	<b>m</b>
Unidad de longitud	kilómetro	<b>km</b>
Unidad de superficie	kilómetro cuadrado	<b>km<sup>2</sup></b>
Unidad de velocidad	metro por segundo	<b>m/s</b>

## CAPÍTULO II. ANÁLISIS DE LAS ZONAS MÁS ÓPTIMAS PARA PARQUES EÓLICOS MARINOS EN AGUAS CANARIAS

---

### 2 ZONIFICACIÓN DE PARQUES EÓLICOS MARINOS

A lo largo de este capítulo se determinarán las localizaciones más interesantes, en cuanto a recurso eólico se refiere, para cada isla del archipiélago canario. Para facilitar el análisis, se ha recurrido a un software de Sistema Geográfico de Información que ha permitido señalar las posibles localizaciones de forma exacta. Como es lógico, no todas las zonas en el océano son aptas para la instalación de parques eólicos marinos, ya sea por prohibiciones debido a espacios protegidos o restringidos, por afecciones al tráfico marítimo, etc.; como por otras consideraciones que se tengan en cuenta, relacionadas principalmente con aspectos más técnicos.

De esta forma, la propuesta de localización de los parques se verá afectada en gran medida por una serie de restricciones y consideraciones o presunciones tomadas para este trabajo, y que se describen a continuación.

#### 2.1. Restricciones

En este apartado se analizan todos los factores de restricción de las áreas potenciales para la instalación de un parque eólico marino. Los condicionantes utilizados en este proyecto muestran los escenarios más restrictivos, es decir, las áreas que serían viables tras aplicar todas las restricciones consideradas a continuación. De este modo quedan excluidos: espacios naturales protegidos y de conservación, zonas aéreas restringidas y peligrosas, aeropuertos y servidumbres aeronáuticas, concesiones acuícolas, puertos y entidades pesqueras, zonas de tráfico marítimo y, finalmente, los cables submarinos en aguas canarias.

##### 2.1.1. Fronteras: límites interiores y exteriores.

Para focalizar el estudio, se determinarán unos límites interiores, en los cuales se asumirá que no se instalen aerogeneradores más cerca de la costa, y una frontera exterior, a partir de la cual no se proyecten parques eólicos marinos.

###### 2.1.1.1. Frontera interior. Distancia de la costa

La distancia de la costa define la línea a partir de la cual se encuentra nuestra zona de estudio. Este ítem se describe más pormenorizadamente en el Apartado 2.2.2 de este Capítulo. Sin embargo, a modo de introducción, señalar que la distancia mínima a la costa para los parques eólicos marinos (indiferentemente de la tecnología empleada) será de 2 km. Además, se analizarán los parques también a partir de 3, 5, 7,5 y 10 km.

### 2.1.1.2. Frontera exterior: Mar Territorial

En este estudio se considera que el Mar Territorial define la frontera exterior donde proyectar parques eólicos marinos, por lo que sólo se estudiará el área que está comprendida dentro del Mar Territorial. Se entiende por Mar Territorial aquella franja marina que queda delimitada entre las aguas interiores y las aguas continuas, comenzando a considerarse como tal a partir de la línea de base. (Gobierno de España, 1997). No obstante, es de importancia aclarar que, si bien en España la legislación establece similitudes entre el Mar Territorial y las Aguas Jurisdiccionales, éstas últimas no tienen el mismo régimen fiscal ni legislativo que el Mar Territorial. En la Figura 2.1 se muestran las diferentes áreas delimitadas en el océano, en función de la distancia a la costa.

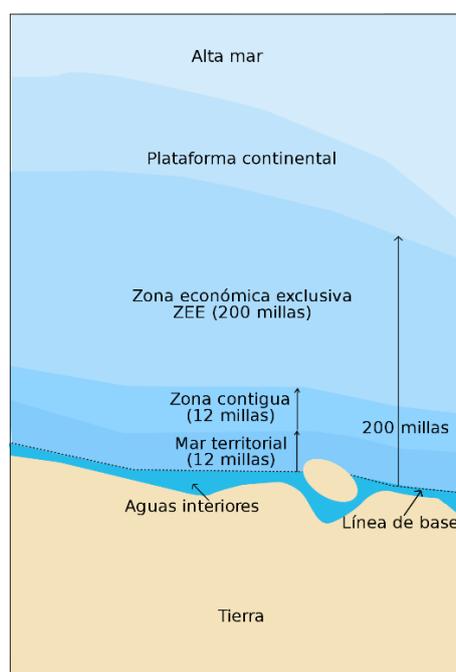


Figura 2.1. Delimitación de las diferentes zonas económicas en el océano, en función de la distancia a la costa. Fuente: (Wikipedia, 2020).

Según la Ratificación de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, hecho en Montego Bay el 10 de Diciembre de 1982, en su Artículo 3 sobre Anchura del Mar Territorial:

Todo Estado tiene derecho a establecer la anchura de su mar territorial hasta un límite que no exceda de 12 millas náuticas medidas a partir de líneas de base determinadas de conformidad con esta Convención. (Jefatura del Estado, 1997).

Por tanto, tal como se señala anteriormente, la instalación del parque eólico marino ha de situarse dentro de un radio de 12 millas náuticas a contabilizar desde la línea de base, o lo que es lo mismo, a menos de 22,2 km de distancia de la costa, dado que la soberanía del estado se circunscribe a las aguas territoriales.

Cabe mencionar que, ante las dudas surgidas recientemente, en el nuevo Estatuto de Autonomía de Canarias, en su Artículo 4 sobre *Ámbito espacial*, se mencionan las denominadas “aguas canarias”, que comprende el mar que quede definido dentro del contorno perimetral delimitado entre “los puntos extremos más salientes de las islas e islotes que integran, según el apartado anterior el Archipiélago canario” (Jefatura del Estado, 2018).

No obstante, quedaría por definir si las competencias de las aguas canarias son estatales o autonómicas, aclarando únicamente, al no recogerlas el Estatuto, que:

El Estado en el ejercicio de sus competencias tendrá en cuenta las singularidades derivadas del carácter archipelágico y promoverá la participación de la Comunidad Autónoma en las actuaciones de competencia estatal en dichas aguas. (Jefatura del Estado, 2018).

Por lo anterior, únicamente queda recogido en el Estatuto que en las franjas marinas en las que la Comunidad Autónoma no tenga competencias, pero el Estado sí, éste último tendrá en consideración al gobierno canario. Según la Ley Orgánica, la definición de aguas canarias únicamente serviría para dar jurisdicción al gobierno canario en materia de pesca, acuicultura y recreo (Artículo 131). A ello se le suma la aclaración del propio Estatuto, en su Artículo 163 sobre Energía, hidrocarburos y minas, que la Comunidad Autónoma tiene plenas competencias en:

Instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, cuando no estén ubicadas en el mar territorial, este transporte transcurra íntegramente por el territorio de Canarias y su aprovechamiento no afecte a otro territorio, sin perjuicio de sus competencias generales sobre industria (Jefatura del Estado, 2018).

Por ello, las competencias de la instalación de un parque eólico marino recae en el Gobierno Español, mientras no se sitúe dentro de las aguas interiores, no mencionadas expresamente.

En definitiva, los parques eólicos marinos que se proponen en este proyecto estarán localizados en la zona delimitada como Mar Territorial, cuya jurisdicción corresponde al Gobierno de España, y no a Canarias. Por tanto, los parques offshore quedarán dentro de una franja de 12 millas náuticas a contar desde las aguas interiores. Considerándolas despreciables ante esta distancia, la Figura 2.2 muestra el área de posible instalación de parques eólicos marinos en Canarias.

Finalmente, cabe señalar que en este estudio no se ha considerado ampliar la posible instalación de los parques a aguas contiguas o ZEE debido a que el estado, a pesar de tener los derechos de explotación de los recursos marinos, no tiene soberanía plena estas zonas. Esto significa que el gobierno español tendría que llegar a acuerdos con el resto de naciones en materias como tráfico

marítimo y aéreo, cableado submarino, etc., en zonas donde se instalasen los parques, por lo que su explotación está supeditada a cuestiones políticas.

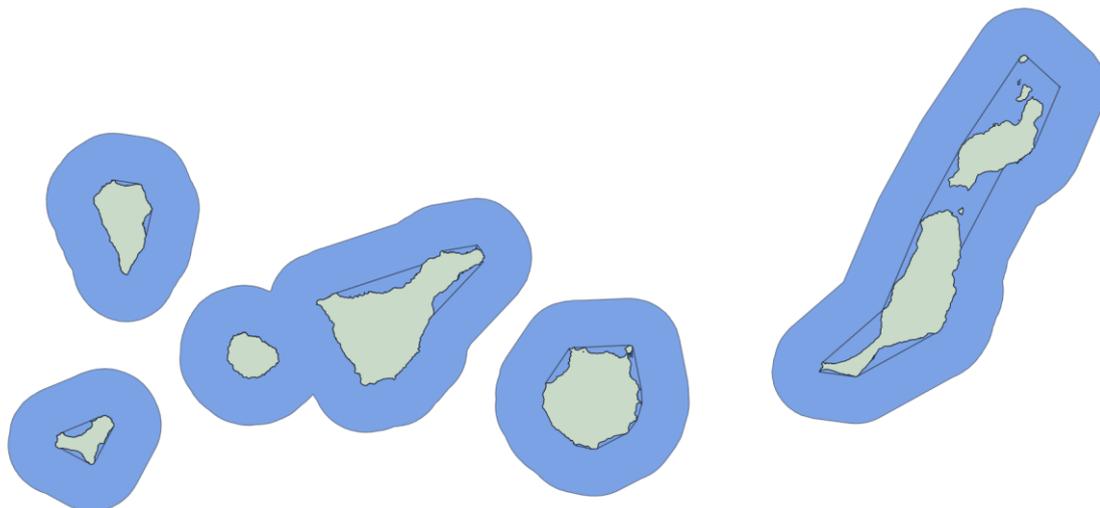


Figura 2.2. Mar Territorial de Canarias. Fuente: Elaboración propia a partir de la Convención de Las Naciones Unidas sobre el Derecho al Mar.

### 2.1.2. Espacios Naturales

El archipiélago canario cuenta con más de 1500 km de costas, lo que la convierte en la Comunidad Autónoma española con mayor longitud de éstas. Además, la orografía de las islas, unido a los vientos alisios provenientes del noreste, convierten a Canarias en un emplazamiento ideal para la instalación de parques eólicos marinos.

Su aislamiento del continente africano y europeo ha formado un hábitat totalmente singular y único en el planeta, con un sinnúmero de especies de flora y fauna endémicas. A ello se le suma su situación estratégica en el Océano Atlántico, lo que supone que por su territorio transiten multitud de cetáceos además de otra fauna marina, así como aves migratorias que utilizan el archipiélago como área de descanso y de reproducción.

Es por ello que en la actualidad Canarias cuenta con gran cantidad de áreas y reservas destinadas a la conservación del ecosistema insular. Entre ellas destacan 4 Parques Nacionales, Reservas de la Biosfera en todas las islas y 3 parajes Patrimonio de la Humanidad relacionados con el ecosistema canario.

En esta sección, se considerarán como restricciones las Zonas Red Natura 2000, así como los Espacios Naturales Protegidos, Áreas de Importancia para las aves y Reservas Marinas.

Se excluye de las restricciones las Reservas de la Biosfera y Geoparques. En el primer caso, no se considerarán las Reservas de la Biosfera ya que algunos de sus objetivos fundamentales son “la utilización ordenada de los recursos y aprovechamiento sostenible del patrimonio natural”, “la

prevención de los problemas emergentes consecuencia del cambio climático, la mitigación y la adaptación al mismo”, o “la integración de los requisitos de la conservación, uso sostenible, mejora y restauración del patrimonio natural”; entre otros (Jefatura del Estado, 2015). Por tanto, se asumirá el desarrollo de las renovables, y en concreto la eólica marina, como desarrollo sostenible. Además, ya se han instalado diferentes parques eólicos en tierra en zonas Reservas de la Biosfera, como es el caso de El Hierro, La Gomera, Fuerteventura o Lanzarote. En el caso de los geoparques, no se considera que los parques eólicos marinos tengan una afección significativa en los mismos.

#### **2.1.2.1. Zonas Red Natura 2000**

En lo que respecta a la Red Natura 2000, está conformada por LIC, ZEC y ZEPA. En la actualidad Canarias cuenta con 153 LIC, 26 ZEC y 43 ZEPA (Ministerio para la Transición Ecológica, 2018), mostrados en las Figuras 2.3 – 2.6. Ello supone que más del 40% del territorio insular esté protegido. De las 3, las ZEPA son las reservas más restrictivas para el desarrollo de la eólica, ya que el principal impacto en la fauna que tienen los aerogeneradores recae sobre las aves.

A pesar de no recogerse en el Real Decreto 1997/1995 de 7 de Diciembre, (Ministerio de agricultura, pesca y alimentación., 1995), ni en la Ley 42/2007, de 13 de diciembre (Jefatura del Estado, 2007), en este proyecto se considerarán excluidas las zonas dentro de la Red Natura 2000. Esta condición resulta altamente restrictiva para el desarrollo de la eólica marina, a pesar de que en las zonas Natura 2000 no se excluye, por definición, la explotación de la energía eólica. Adicionalmente, cada país en la UE ha aplicado decidido si aplicar restricciones en estas zonas. Así, Gran Bretaña permite a priori la instalación de parques eólicos en zonas Natura 2000 si la Evaluación de Impacto Ambiental es positiva. Por el contrario, en otros países de la UE como Alemania o Holanda, se han excluido de su planificación eólica.



Figura 2.3. Zonas LIC de Canarias. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica.

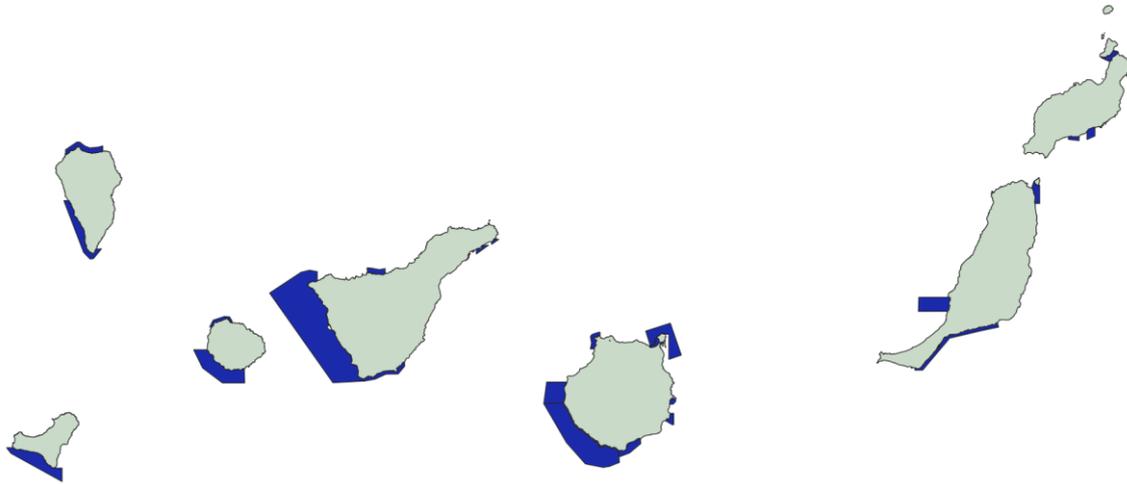


Figura 2.4. Zonas ZEC marinas de Canarias. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica.



Figura 2.5. Zonas ZEPA de Canarias. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica.

### ***2.1.2.2. Otros espacios naturales de importancia***

Además de la Red Natura 2000 existen otro tipo de zonas que son de importancia en la conservación de la flora y fauna canaria. Estas áreas se detallan a continuación.

#### ***2.1.2.2.1. Reservas Marinas***

Las Reservas Marinas tienen como principal misión la conservación de la reproducción y cría de diferentes especies marinas que son interesantes para la pesca, por lo que su control permite una explotación sostenible del ecosistema. Sólo existen tres Reservas Marinas en Canarias (Figura 2.6) : el Archipiélago Chinijo, la zona de La Restinga en el Hierro, y la Reserva Marina de la isla de La Palma (Conserjería de Agricultura, Ganadería y Pesca, 2019).

A priori la declaración de estas zonas no excluye expresamente la instalación de un parque eólico offshore, aunque en este proyecto se considerará como restricción.

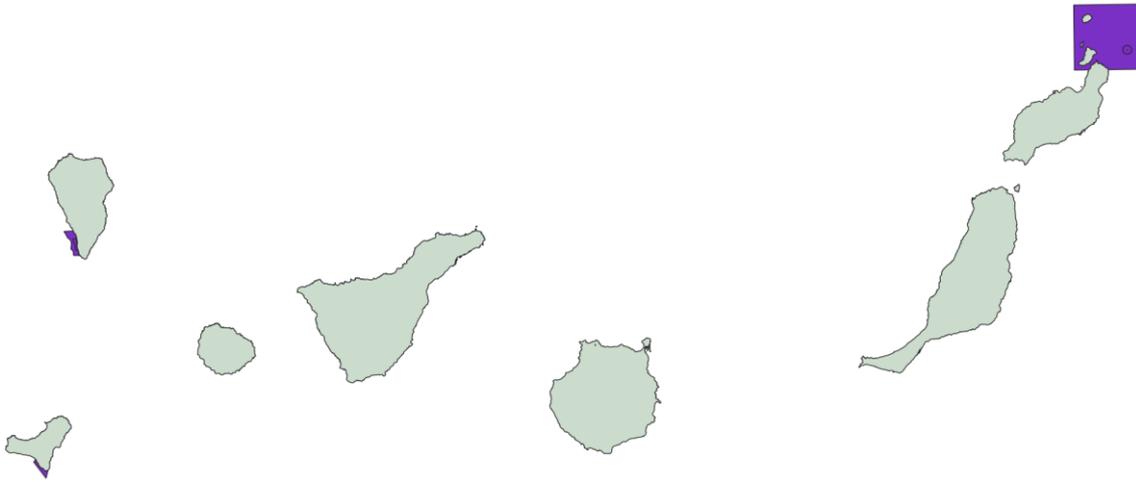


Figura 2.6. Reservas Marinas de Canarias. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica.

#### 2.1.2.2.2. Áreas de Importancia para las Aves

Las Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves y la Biodiversidad (IBA, por sus siglas en inglés) son regiones delimitadas cuyo fin principal es la protección de aves. Consiste principalmente en zonas de reproducción, cría y migración de aves en peligro o que podrían estarlo en un futuro (SEOBirdLife, 2019).

Actualmente, las zonas declaradas como IBA en espacios marinos de Canarias (Figura 2.7) son las correspondientes al Archipiélago Chinijo, el mar entre las islas Fuerteventura y Lanzarote, el oeste de Gran Canaria, el oeste de Tenerife y toda la costa de La Gomera, el norte de la isla de La Palma y el oeste del Hierro.

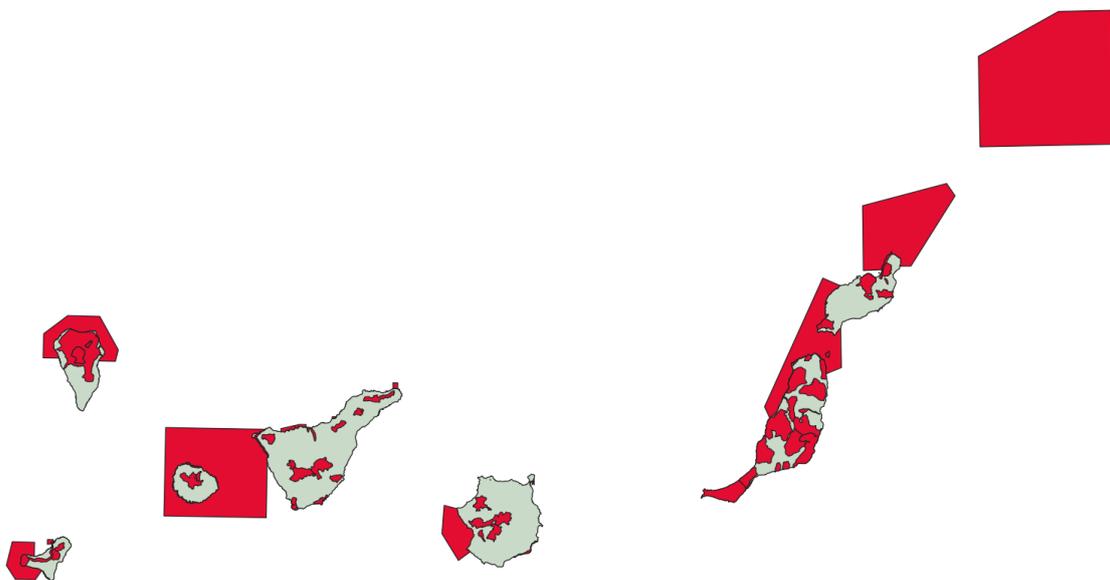


Figura 2.7. Zonas IBA de Canarias. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica.

A pesar de no estar delimitadas ni protegidas por organismos oficiales, sino por SEOBirdLife, sí son reconocidas internacionalmente como áreas de interés para la biodiversidad, por lo que en este proyecto se considerarán como zona de exclusión, sobre todo por el impacto que tienen los aerogeneradores en las aves.

#### 2.1.2.2.3. Espacios Naturales Protegidos

Los ENP son aquellos que representan el patrimonio natural y excepcional de cada región del territorio español y tiene como objetivos su conservación, uso sostenible, restauración y difusión a la sociedad.

Principalmente están conformados por los Parques Nacionales, Reservas Naturales, Áreas Marinas Protegidas, Monumentos Naturales y Paisajes Protegidos. En Canarias, el único área ENP marino se encuentra en el archipiélago Chinijo, como muestra la Figura 2.8.

Como en todos los casos anteriores, a pesar de no ser excluyente la instalación de un parque eólico marino en sus áreas (la *Ley 42/2007, de 13 de Diciembre*, recoge que en estas zonas debe darse un crecimiento económico y social sostenible), en este proyecto se considerará como zona excluyente.

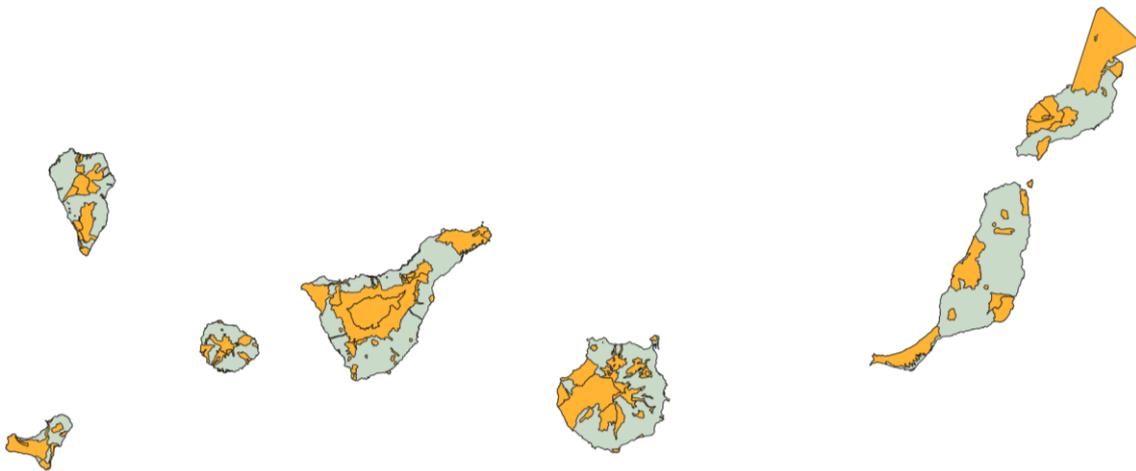


Figura 2.8. Zonas ENP en Canarias. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica

#### 2.1.3. Zonas restringidas

En Canarias existen diferentes áreas peligrosas en las que está restringido el espacio aéreo (Figura 2.9). Estas restricciones no son sólo para aeronaves, sino también para aquellas infraestructura de altura considerable que impidan el desarrollo de dichas actividades peligrosas.

En el caso del archipiélago, sólo hay constancia de zonas restringidas que afecten al espacio aéreo marino destinadas a la utilización en ejercicios militares de tiro y entrenamiento de aviones militares (AIP SPAIN, 2015). Por este motivo, estas zonas son excluyentes para la instalación de parques eólicos marinos.

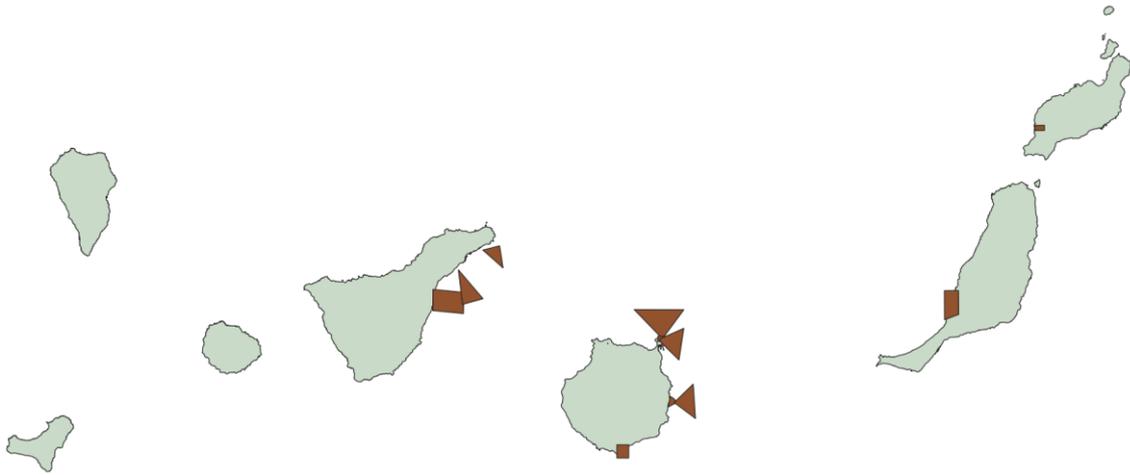


Figura 2.9. Zonas restringidas y/o prohibidas (militares).

Fuente: Elaboración propia a partir de (AIP SPAIN, 2015)

#### 2.1.4. Servidumbres aeronáuticas

Las servidumbres aeronáuticas son todas aquellas restricciones alrededor de los aeródromos (aeropuertos) y otras instalaciones necesarias para la actividad aeronáutica, con el fin de garantizar la seguridad de las aeronaves alrededor de los mismos. (Ministerio de transportes, movilidad y agenda urbana, 2020).

Estas restricciones han sido definidas por la Organización de Aviación Civil Internacional, y son supervisadas en el territorio español por la Agencia Estatal de Seguridad Aérea.

La seguridad aérea impide en muchas ocasiones la instalación de nuevos obstáculos que vulneran un área alrededor de los aeródromos o instalaciones radioeléctricas. Es por ello que las servidumbres aeronáuticas pueden clasificarse en:

- Servidumbres de aeródromos: son las servidumbres delimitadas para que las operaciones de aterrizaje y despegue se ejecuten de forma segura.
- Servidumbres radioeléctricas: son superficies en las que se asegura que las aeronaves reciban correctamente las emisiones radioeléctricas.
- Servidumbres de operación: el área delimitada por estas servidumbres son utilizadas para que las operaciones de las aeronaves basadas en radioayudas puedan efectuarse de forma segura.

En este contexto, la capa que se muestra en la Figura 2.10 corresponde a las servidumbres de aeródromos y radioléctricas, en color naranja, para todas las islas. Estas servidumbres están formadas por áreas troncocónicas formadas por multitud de líneas a diferentes alturas mínimas a las que las naves deben sobrevolar, y con una pendiente definida entre dichas líneas. Se tomará como restricción únicamente aquellas áreas de las servidumbres en las que las aeronaves puedan

desplazarse a una altura inferior o similar a 175 m para fondo fijo y 200 m para flotante. En el caso de las servidumbres de operación, existen multitud de operaciones, que dependen del tipo de aeronave, distancia de la pista, etc., y cuya altitud mínima de vuelo varía en función de las operaciones y de los aeródromos. Como las servidumbres de operación tienen poca afección sobre los posibles parques a instalar, ya que todas exigen a las naves una altura mayor a 200 m (los aerogeneradores en principio no alcanzarían dicha altura), únicamente se muestra el contorno de dichas servidumbres, en color azul, a modo meramente ilustrativo. Dicha información ha sido recopilada de (AESA, 2020), en la que se han analizado las distintas servidumbres para las islas.

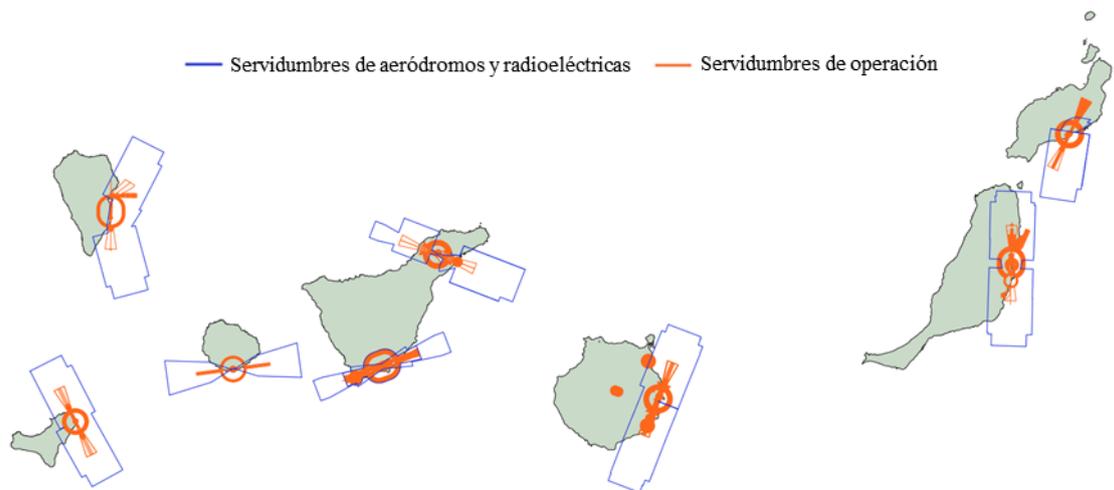


Figura 2.10. Servidumbres aeronáuticas de los aeródromos canarios.

Fuente: Elaboración propia a partir de especificaciones de AESA.

No obstante, de conformidad con el *Art.30 del Decreto 584/1972, de 24 de febrero, de servidumbres aeronáuticas*, modificado por el *Real Decreto 297/2013, de 26 de abril*, no se podrá llevar a cabo ninguna construcción, instalación o plantación ubicada en los espacios y zonas afectados por servidumbres aeronáuticas o que pueda constituir obstáculo<sup>2</sup> sin resolución favorable de AESA (o del Ministerio de Defensa en zonas afectadas por servidumbres aeronáuticas militares). Por tanto, para la instalación de aerogeneradores siempre será necesario la realización de un estudio aeronáutico en detalle, y que sea aprobado por AESA, ya se encuentre el parque bajo servidumbres aeronáuticas o no.

Otra restricción relacionada con las servidumbres aeronáuticas son los corredores de acceso a los aeródromos que se describen en las cartas de aproximación visual (Aterriza, 2021). En ellas, se ha considerado fundamentalmente los corredores (pasillos de aproximación al aeropuerto con una

<sup>2</sup> Se entiende como obstáculo todo objeto fijo (ya sea temporal o permanente) o móvil, o partes del mismo que penetre las servidumbres aeronáuticas, o bien supere los 100 metros de altura respecto al nivel del terreno o agua circundante, de acuerdo con lo dispuesto en el *Art. 5.1.12 del citado Decreto 584/1972*.

altitud máxima de vuelo) y otras servidumbres radioeléctricas. Como cada aeropuerto tiene unas características determinadas, y con el fin de no dificultar la lectura con demasiadas figuras, el análisis de los corredores de aproximación a los aeródromos se realizará cuando se estudie detalladamente cada parque eólico.

### 2.1.5. Entidades marítimas

Como es lógico, la localización de los parques eólicos marinos tampoco puede afectar a las diversas instalaciones y concesiones marinas que existen a lo largo de todo el litoral canario. Por ello, se ha considerado como restricciones los emplazamientos cercanos a puertos y entidades pesqueras, concesiones acuícolas y cercanía con las boyas.

Además, se asume una distancia mínima de 100 m entre parques y todas estas instalaciones para evitar posibles alteraciones en las mismas.

#### 2.1.5.1. Puertos, entidades pesqueras y boyas

Se entiende por entidades pesqueras todos aquellos organismos que regulan el mercado de los productos provenientes del mar, como son las cofradías, las cooperativas de pescadores, organizaciones de productores, etc.

Por otro lado, Canarias, al ser la Comunidad Autónoma con mayor extensión de costas de todo el Estado, posee un número considerable de puertos a lo largo de su litoral (Figura 2.11).

En cuanto a las boyas, también se considerarán como una restricción que se deberá respetar, así como una distancia mínima de 100 metros entre el parque y las mismas. Estos dispositivos tienen múltiples funciones, entre las que destacan orientar a las embarcaciones, o recabar información meteorológica y del océano, entre otras muchas.

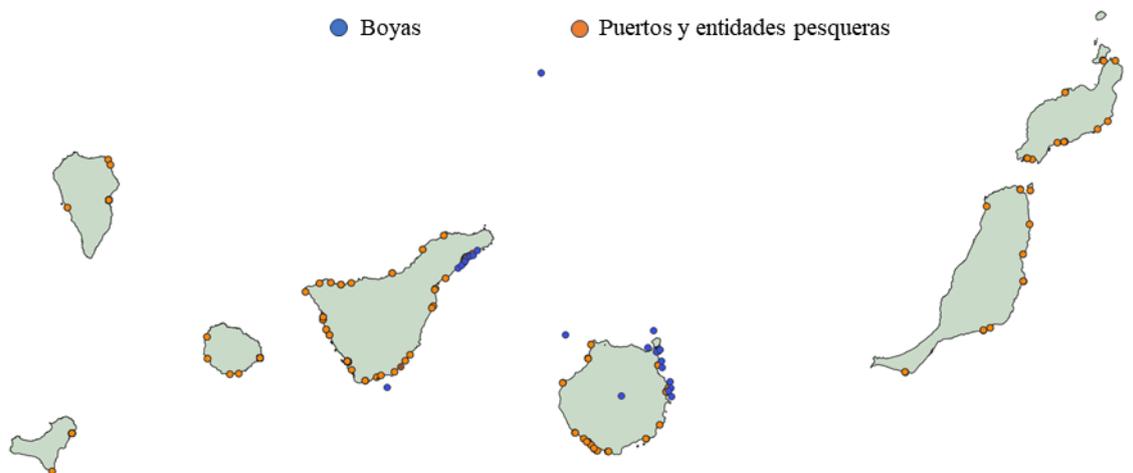


Figura 2.11. Puertos, entidades pesqueras y boyas en aguas canarias.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Gobierno de Canarias, 2021).

Tanto en el caso de las entidades pesqueras como en los puertos, se establecen como excluyentes todas las zonas en las que se encuentren dichas instalaciones. Además, se respetará una vía marina de entrada y salida a los puertos. Como se exige al menos 2 km de distancia mínima de instalación de parques eólicos offshore, los puertos y entidades pesqueras no supondrán mayor problema para la delimitación de las áreas potenciales.

#### ***2.1.5.2. Concesiones acuícolas***

Las concesiones acuícolas, es decir, cultivos marinos de flora y fauna en el mar, también son objeto de exclusión para la instalación de aerogeneradores en el mar, si bien es cierto que debido a la cercanía de éstas infraestructuras a la costa, no suponen una intromisión para la instalación de parques eólicos offshore considerando que la distancia mínima a la costa establecida en este proyecto es de 2 km. En todo caso, existen ya varios proyectos experimentales que combinan parques eólicos marinos con granjas de acuicultura, por lo que ambos usos pueden ser sinérgicos y no excluyentes.

Debido a la cada vez más reducida superficie destinada a los cultivos marinos en Canarias, y a su pequeño tamaño, no se muestran en el mapa general de las islas, ya que no se aprecian a simple vista.

#### **2.1.6. Transporte marítimo**

El transporte marítimo es otro factor fundamental en una comunidad como el archipiélago canario, pues se trata del principal medio para abastecer las islas. A ello se le suma la situación estratégica de Canarias, que la convierte en el nexo de unión entre los continentes europeo, africano y americano, siendo la puerta de entrada y salida de gran parte de las mercancías que se trasladan a otros continentes.

Los parques eólicos marinos también pueden presentar un impacto considerable en las rutas marítimas más utilizadas en Canarias, si bien la circulación de buques a través de los parques no debería suponer mayor inconveniente. No obstante, se excluirán como posibles localizaciones de aerogeneradores las líneas regulares de tráfico interinsular, los corredores de transporte marítimo internacional de mercancías y, finalmente, se analizarán las rutas con mayor densidad de tráfico marítimo en el archipiélago.

##### ***2.1.6.1. Transporte marítimo interinsular***

En este proyecto se han considerado como excluyentes las rutas de transporte de pasajeros y de mercancías de pequeñas y medianas empresas entre islas, a pesar de que pueden ser modificadas con el permiso de Capitanía Marítima (Bedoya, 2019).

En la Figura 2.13 se muestran las rutas marítimas comerciales entre islas. Se ha supuesto una distancia de seguridad de la ruta de radio de 100 m, por lo que la ruta marítima cuenta con una anchura de 200 m. No obstante, al tratarse de rutas cuyo destino son puertos y al navegar en zonas mayormente profundas (profundidad mayor a 1.000 m) no suponen una problemática a la instalación de parques eólicos offshore, aunque se estudiará su interacción en cada caso.

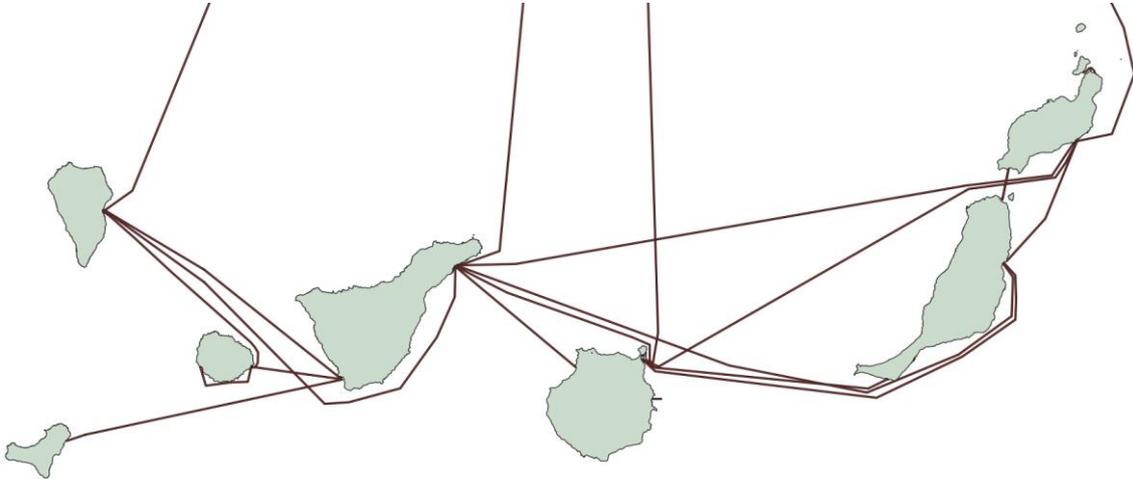


Figura 2.12. Tráfico marítimo interinsular de Canarias (transporte de personas y mercancías). Fuente: Elaboración propia a partir de (Fred. Olsen, 2021), (Naviera Armas, 2021), (Transmediterránea, 2021).

#### **2.1.6.2. Transporte marítimo internacional**

Existen diversas zonas en las que quedan establecidas las áreas de tráfico marítimo, zonas de tráfico marítimo internacional o también zonas a evitar por los buques debido a diversos motivos, como zonas protegidas, peligro para flora y fauna por vertidos, etc.

Es por ello que en el *Real Decreto 1028/2007, del 20 de Julio, sobre el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial* (Ministerio de la Presidencia, 2007), en su *disposición adicional segunda*, se establecen las imposibilidades de concesión en casos de rutas marítimas:

1. No podrán otorgarse ninguna de las autorizaciones reguladas por este real decreto en las zonas definidas en el Artículo 5 que se encuentren situadas:
  - a) En aquellas en las que existan dispositivos de separación del tráfico marítimo, ni en sus zonas aledañas.
  - b) En los accesos a los puertos de interés general o a zonas en las que existan terminales de carga o descarga, refinerías, factorías químicas y petroquímicas, o instalaciones para el almacenamiento y distribución de productos químicos o petroquímicos o de combustibles líquidos.

c) En las zonas a evitar por los buques en tránsito a la altura de las Islas Canarias, contenidas en la Resolución de la OMI/MEPC 134 (53) de 22 de julio de 2005, o en las que puedan sustituir a éstas.

Ante esta normativa, cabe señalar que en el Artículo 5 se hace referencia al EEALE, actualmente desactualizado (MITECO, 2021), y que será sustituido por los POEM, en fase de tramitación. En cuanto al subapartado c, según la *RESOLUCIÓN MEPC.134(53) adoptada el 22 de julio de 2005 para la Designación de las Islas Canarias como zona marina especialmente sensible*, (Comité de Protección del Medio Marino, 2005), se establecen tres zonas con posibles restricciones para la instalación de un parque eólico marino, por tratarse de zonas reguladas para el transporte marítimo:

- Zona de precaución de transporte marítimo entre Gran Canaria y Fuerteventura, delimitada por los dispositivos de separación de tráfico oriental, y otra zona de precaución de transporte marítimo entre Gran Canaria y Tenerife, delimitada por los dispositivos de separación de tráfico occidental. Esta vía es utilizada para transporte con condiciones similares a aguas internacionales.
- Zonas de tráfico marítimo interior, delimitadas por dispositivos de separación de tráfico marítimo, y que definen las zonas de navegación costera.
- Zonas a evitar por los buques y tráfico marítimo, delimitadas por dispositivos de separación de tráfico marítimo.

Estas delimitaciones se muestran en la Figura 2.14, publicadas por la Secretaria General de la Marina Mercante, dependiente de la Secretaría General de Transporte, del Ministerio de Fomento.

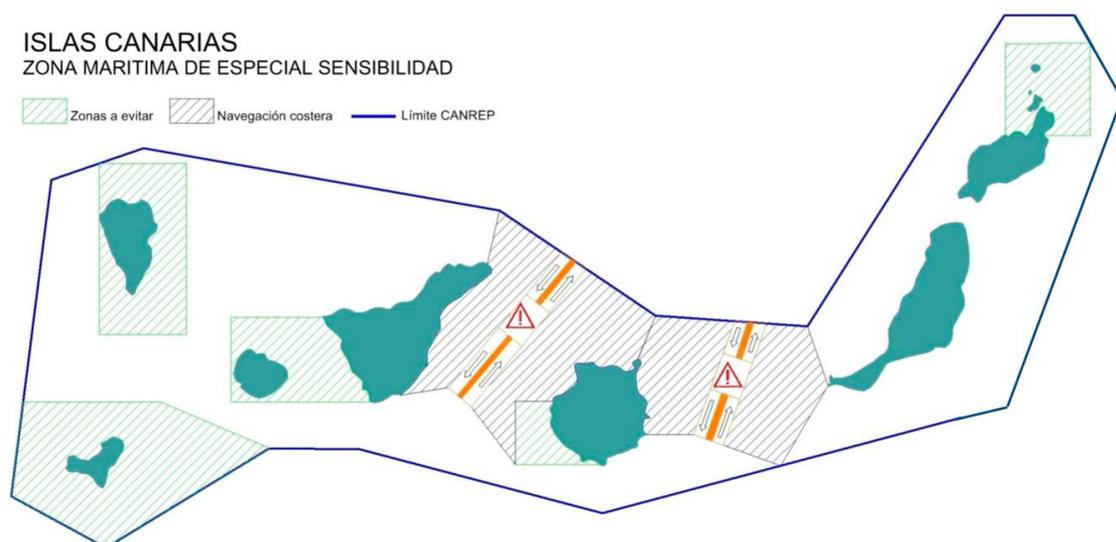


Figura 2.13. Zonas Marinas Especialmente Sensibles de Canarias (ZMES).

Fuente: (Dirección General de la Marina Mercante, 2012).

En este proyecto se considerará únicamente como restricción los corredores entre las zonas de navegación costera (marcados en color naranja), dispuestos para el tráfico marítimo internacional, y que delimitan los separadores de tráfico. Las zonas a evitar, en principio, no se asumirán como restricción, en primer lugar por el tiempo prolongado desde la aprobación del *Real Decreto 1028/2007*, y en segundo lugar por lo enormemente restrictivas en las islas menos pobladas de la provincia occidental, lo que imposibilitaría la instalación de parques eólicos marinos en ellas.

#### ***2.1.6.3. Rutas con mayor densidad de tráfico marítimo***

En las islas, no sólo se navega por las principales rutas marítimas e interinsulares, sino que además existe una densa red de rutas de tráfico marítimo en las aguas interiores de cada isla que tienen diversos fines (barcos recreativos, pesqueros, cargueros, etc.).

En este proyecto se ha considerado como una posible restricción (en función de la cantidad de buques que circulen por ellas) la densidad de tráfico marítimo en las aguas interiores de cada isla. De todas formas, al no tratarse de líneas de tráfico marítimo regular, se asumirá que en los casos que la densidad de tráfico no sea muy elevada, los buques puedan alterar sus rutas, permitiendo la instalación de los parques eólicos marinos en dichas zonas. Debido a la política del principal proveedor mundial de rastreo de buques e inteligencia marítima (MarineTraffic, 2021), no se publicarán en este proyecto imágenes sobre densidad de tráfico marítimo, por lo que el lector tendrá que comprobar por su propia cuenta la veracidad de lo expuesto en cuanto a la densidad de tráfico.

#### **2.1.7. Cables submarinos**

En el archipiélago canario existen diferentes cables submarinos que permiten conectar tanto las diferentes islas entre sí, como con el resto del planeta. Principalmente los cables submarinos que están operativos actualmente corresponden a cables de datos, telefónicos y eléctricos.

En el archipiélago, sólo existen en la actualidad los cables eléctricos propios de interconexión entre Fuerteventura y Lanzarote y, a su vez, con la isla de La Graciosa, aunque el proyecto para la interconexión entre La Gomera y Tenerife ya está en marcha. La ubicación de estos cables se ha obtenido de Red Eléctrica de España (REE, 2020). Las zonas donde se ubican estos cables han quedado ya previamente descartadas para cualquier desarrollo adicional por estar protegidas desde el punto de vista ambiental.

Adicionalmente también se han tenido en cuenta la localización de los cables submarinos de datos y telecomunicaciones. Se ha considerado que estos cables tienen restringida cualquier instalación a menos de 200 metros de distancia a cada lado de los mismos, lo que configura un buffer diametral de 400 metros alrededor de los cables. En todo caso, sería conveniente un análisis del

detalle del *layout* del parque según la tecnología de las subestructuras propuestas (ver Capítulo IV) y que no sólo la proyección de la turbina esté a 200 m del cable, sino la proyección de toda la subestructura con su cableado. La información para la localización de los cables de telecomunicaciones proviene del mapa de cables submarinos (Submarinecablemap, 2020) y mapa de infraestructuras de internet (Infrapedía, 2020).

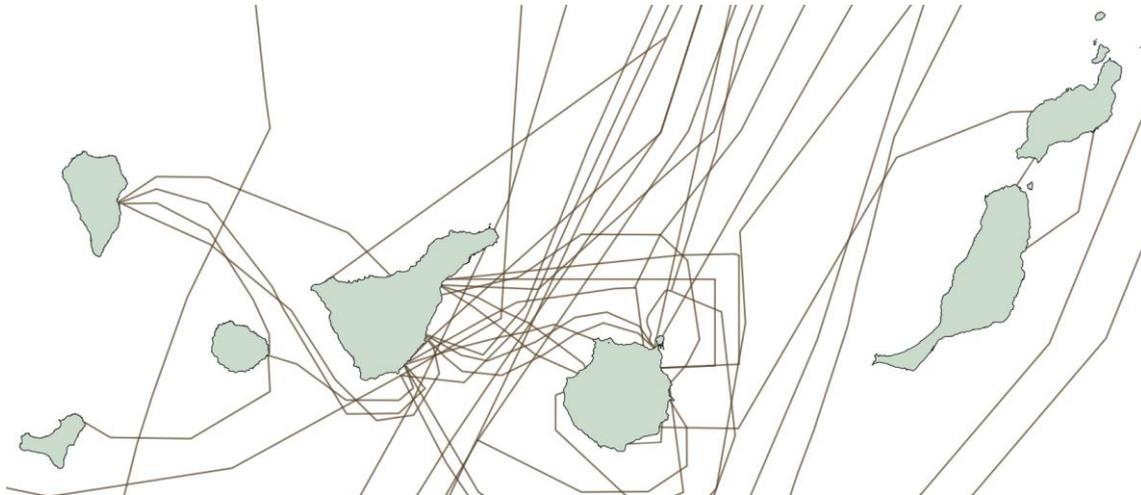


Figura 2.14. Cables submarinos en aguas canarias. Fuente: Elaboración propia a partir de (Submarinecablemap, 2020), (Infrapedía, 2020), (Gobierno de Canarias, 2021) y (REE, 2020).

### 2.1.8. Restricciones totales

Con el objetivo de que el lector comprenda el alcance de las restricciones en el archipiélago, en la Figura 2.15 se muestran todas las restricciones (salvo tráfico marítimo internacional y densidad de tráfico marítimo) asumidas en este proyecto. Los parques tendrán que localizarse dentro del Mar Territorial (superficie en azul alrededor de las islas), y evitar ser instalados sobre el resto de figuras mostradas.

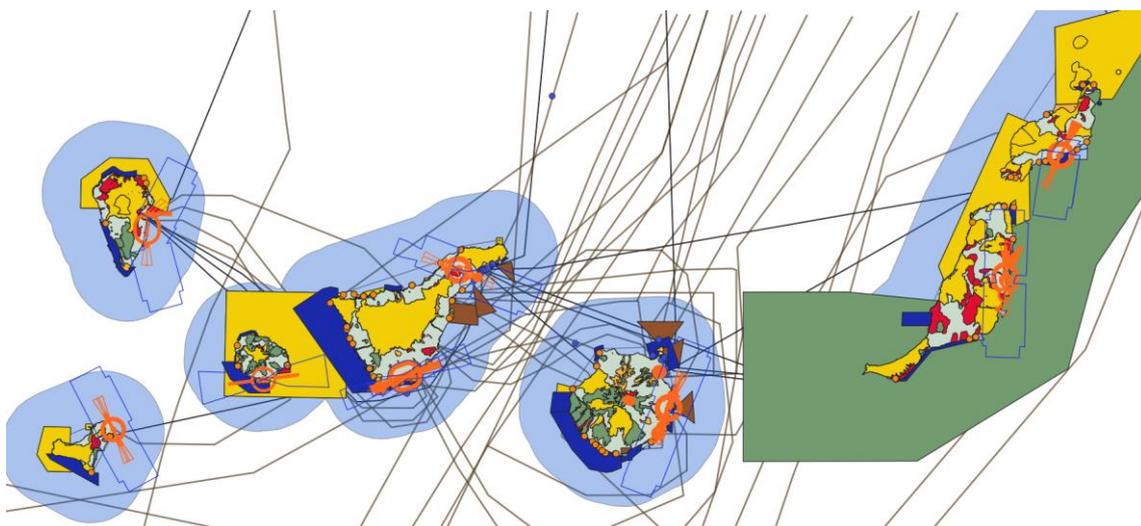


Figura 2.15. Restricciones aplicadas para la localización de parques eólicos marinos en Canarias.

Fuente: Elaboración propia.

## 2.2.Consideraciones previas

Las áreas delimitadas que se obtendrán son el resultado de aplicar todas las restricciones descritas previamente. No obstante, adicionalmente a estas restricciones, es necesario considerar algunos requisitos adicionales que debe cumplir todo parque eólico marino según la normativa española (*RD 1028/2007*) además de otros requisitos técnicos, como la profundidad a la que pueden instalarse los aerogeneradores, distancia entre los mismos, tipo de estratos del lecho marino, etc. Cada una de estos requisitos adicionales se desarrolla en las siguientes secciones.

### 2.2.1. Batimetría

La batimetría refleja la topografía del relieve de las superficies bajo el lecho marino. Por tanto, explica las profundidades tanto de los océanos como ríos, lagos, etc. Se trata de una variable fundamental en el análisis de parques eólicos marinos, ya que será una restricción más a la hora de buscar su emplazamiento, además de tener una influencia notable en los costes de los parques. La batimetría será el parámetro clave que establezca la diferencia entre instalar parques de fondo fijo y parques flotantes.

La Figura 2.16 muestra las líneas batimétricas del lecho marino de Canarias cada 50 m. Si dichas líneas se encuentran muy juntas, significa que se alcanza una gran profundidad en muy poca distancia a la costa, mientras que líneas separadas muestran menor pendiente del terreno. Así, las islas orientales tienen una menor pendiente en sus aguas cercanas a la costa, lo que denota menores profundidades, mientras que las islas occidentales (salvo La Gomera), tienen una elevada batimetría muy cerca de la costa. Esto se debe fundamentalmente a la edad geológica del archipiélago: mientras que la provincia oriental es mucho más antigua, la provincia occidental surgió de las aguas hace relativamente poco tiempo.

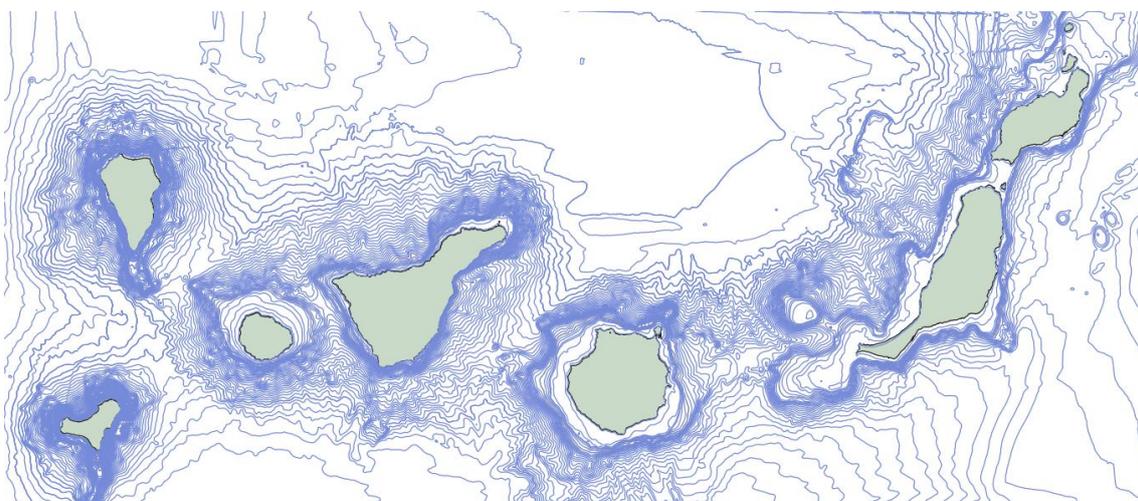


Figura 2.16. Batimetría de las Islas Canarias.

Fuente: (IEO , 2021).

### **2.2.1.1. Fondo fijo**

Para la tecnología bottom-fixed, los autores establecen que la profundidad idónea para instalar los aerogeneradores es en el intervalo 0 – 70 m, si bien hay discusiones al respecto, ya que depende de la tecnología empleada en la cimentación, así como los materiales y los propios autores. De este modo, (Dvorak, Archer, & Jacobson, 2010) afirma que se pueden instalar parques de fondo fijo hasta los 50 m de profundidad, (Moore, Price, & Zeyringer, 2018) estima que pueden alcanzar los 70 m, (Gravity-Based Foundations in the Offshore Wind Sector, 2018) señala que las profundidades máximas están en torno a 60 m. Por otro lado, algunos informes señalan como profundidad óptima el rango de 40 – 50 m, ya que profundidades superiores inciden no son competitivos con tecnología flotante (EWEA, 2013), mientras que otros apuntan a profundidades de hasta 60 m (Wind Europe, 2020). Mientras, en el pasado año 2020, los parques de fondo fijo en Europa se instalaron a una profundidad media de 36 m (Wind Europe, 2020).

Con toda esta información, para el análisis de zonificación se ha optado por tomar una postura conservadora, y establecer como límite batimétrico los 50 m aproximadamente para parques de fondo fijo.

### **2.2.1.2. Flotante**

La tecnología flotante permite alcanzar profundidades que rondan el rango de los 1.000 m, aunque estas profundidades aún no se han probado en parques comerciales, sino que lo afirman varios promotores y comerciales. Sin embargo, algunos proyectos que ya se han materializado han instalado sus aerogeneradores en el rango de 67 – 100 m (Wind Europe, 2020), o 140 m en el caso de un prototipo (EWEA, 2013).

Sin embargo, en cuanto a las últimas investigaciones, ya se señala que los parques flotantes están comenzando a ser proyectados en el rango de 500 – 700 m (Schallenberg Rodríguez & García Montesdeoca, 2018) hasta los 1.000 m, como apuntan (Catro Santos, Laura & et al., 2020), (NREL, 2016) o (Carbon Trust. The Scottish Government, 2015), entre otros. No obstante, algunos autores ya apuntan a tecnologías capaces de alcanzar los 1.300 de profundidad (Moore, Price, & Zeyringer, 2018).

Al igual que en el caso de fondo fijo, en este proyecto se tomará la decisión conservadora de, en primer lugar, analizar el recurso a 500 m de batimetría, como posibles parques para desarrollar antes de 2030, y en una segunda fase en las zonas con buen recurso eólico, estudiar los posibles parques a una profundidad de hasta 1.000 m, que podrían ser implantados en la siguiente década.

De este modo, la Figura 2.17 representa los tres límites batimétricos adoptados en este proyecto: 50 m para fondo fijo, y 500 y 1.000 m para flotante.

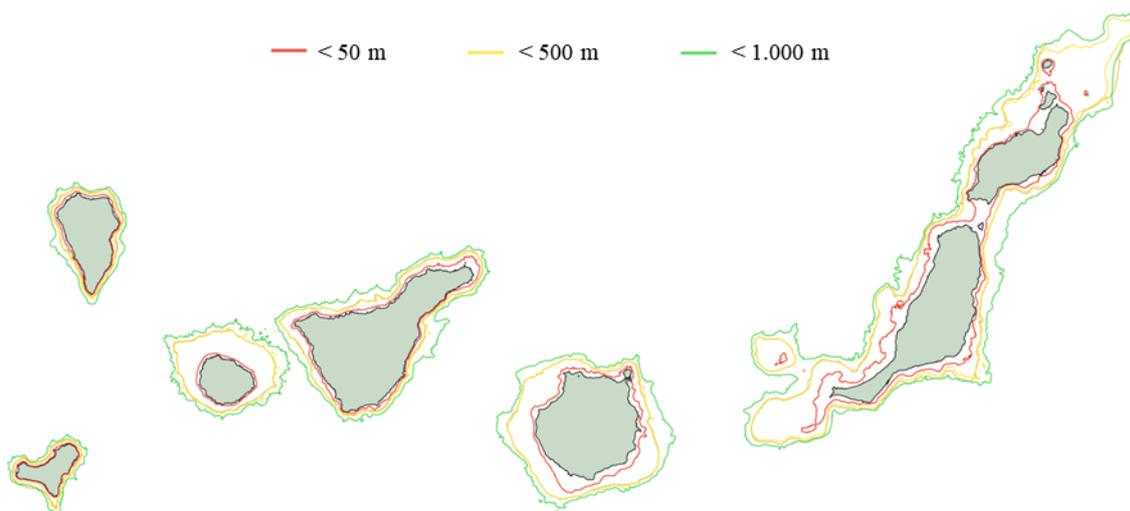


Figura 2.17. Límites batimétricos asumidos para la zonificación de parques eólicos marinos en Canarias.

Fuente: Elaboración propia.

### 2.2.2. Distancia mínima a la costa

Aunque no haya ninguna normativa actualmente que exija una distancia mínima a la costa (el EEALE recomienda una distancia mínima de 8 km, pero el estudio está desactualizado, y en vías de ser sustituido por los POEM, como se describe en el apartado 2.2.6.3), para determinar las zonas más viables para parques eólicos marinos se han puesto los siguientes condicionantes para fondo fijo y flotante. Se propone una distancia mínima básicamente para minimizar el impacto visual generado por los parques eólicos, ya que éstos pueden generar el rechazo de una parte de la sociedad, a pesar de los beneficios económicos y medioambientales que suponen, como ya está ocurriendo en diferentes zonas europeas.

- Fondo fijo: Debido a la escasa profundidad que pueden alcanzar la tecnología bottom-fixed y la elevada pendiente que presentan los fondos marinos, lo que provoca alcanzar grandes batimetrías a pocos kilómetros de la costa, se ha propuesto que la distancia mínima a la costa de esta tecnología sea 2 km. No obstante, se ha analizado el recurso y las zonas potenciales para fondo fijo también a una distancia mínima de 3 km y 5 km de la costa.
- Flotante: La tecnología flotante permite alcanzar batimetrías muy superiores a los fondo fijo, logrando ser instalados actualmente a profundidades del orden de 1.000 m. Por ello, y con el fin de reducir el impacto visual, se intentará instalar los aerogeneradores flotantes lo más alejado posible de la costa. Para ello, se ha propuesto una distancia de mínima de 10 km. En aquellas islas donde no haya posibilidad de su instalación a tanta distancia por la batimetría, se analizará el recurso también a 7,5, 5, 3 y 2 km de la costa.

Por ello, el procedimiento seguido para la propuestas de parques eólicos es la siguiente:

- Se intentará instalar los parques eólicos lo más alejado posible de la costa, hasta el límite que permita la batimetría. En el caso de que haya islas sin propuesta de parques a la distancia y batimetría máxima, o que estos sean de una potencia instalada pequeña, se irá reduciendo la distancia a la costa hasta que sea viable tecnológicamente la instalación de los parques.
- Mediante esta presunción, los parques eólicos estarán lo más alejado posible de la costa, reduciendo el impacto visual, aunque los costes sean mayores.
- Además, el objetivo no es aprovechar al máximo el recurso eólico y las zonas viables, sino realizar propuestas realistas en función de las necesidades energéticas de cada isla. Así, a pesar de que se pueda instalar mucha más potencia en algunas zonas determinadas (como es el caso del sureste de Gran Canaria o noroeste de La Gomera), únicamente se propondrán parques realistas acordes a la demanda eléctrica isleña.
- En el caso de la tecnología flotante, primeramente se analizará el recurso a 500 m de batimetría, proponiendo todos los parques posibles a esta profundidad. En caso de que alguna isla o zona con buen recurso eólico no tenga parques a esta profundidad, a pesar de estar a poca distancia de la costa, se ampliará el análisis hasta los 1.000 m de batimetría.

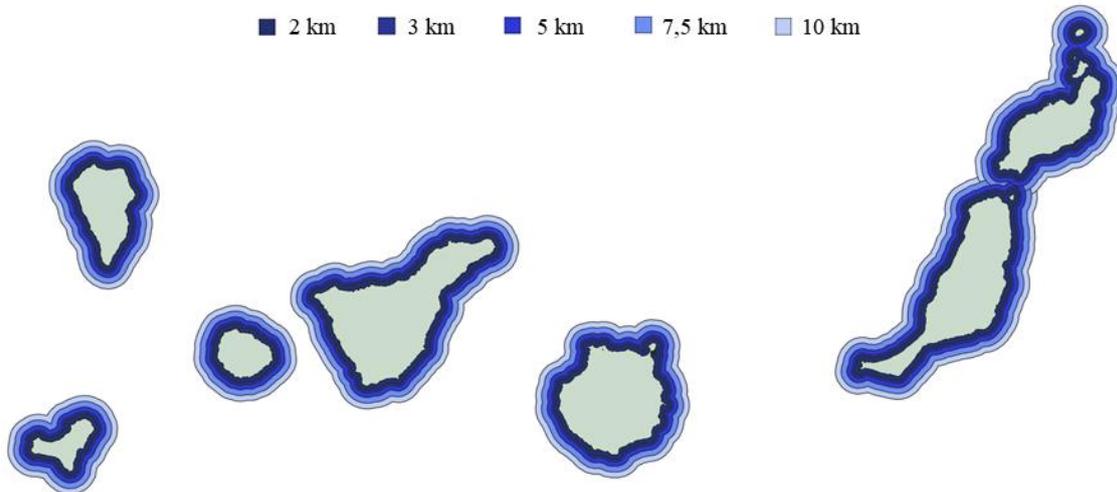


Figura 2.18. Áreas a excluir en función de la distancia mínima a la costa. Fuente: Elaboración propia.

Con todo ello, la Figura 2.18 muestra las distancias mínimas a la costa que se considerarán en este proyecto. Se empezará analizando el recurso a 5 km, luego a 3 y 2 km para fondo fijo (profundidad < 50 m). Posteriormente, se analizará el recurso para parques flotantes a 500 (intentando que estén lo más alejado posible, por lo que el orden de propuestas será de 10 km de la costa, reduciéndolo posteriormente a 7,5, 5, 3 y 2 km). Finalmente, se realizará el mismo procedimiento para los parques eólicos flotantes a 1.000 m de batimetría para aquellas zonas con buen recurso eólico que han quedado sin parques eólicos, o que éstos son de poca potencia.

A modo meramente informativo, en la Figura 2.19 se muestra el efecto visual de instalar los aerogeneradores a una determinada distancia de la costa. Como se puede observar, el impacto visual tiende a ser mucho menor a partir de los 7,5 km de la costa. Sin embargo, para distancias inferiores, el aerogenerador se observa con mayor nitidez. De ahí que, para evitar un elevado impacto visual, sobre todo cerca de zonas protegidas o pobladas, se proponga que los parques se instalen lo más alejados posibles de la costa.



Figura 2.19. Impacto visual de los aerogeneradores marinos, en función de la distancia a la costa.

Fuente: (Narejos, 2011).

### 2.2.3. Morfología/Estratificación del lecho marino

El tercer parámetro a analizar para determinar el tipo de tecnología a instalar en los parques eólicos marinos es la morfología o estratificación del lecho marino.

Para realizar este estudio, se ha partido de la información sobre tipología del lecho marino que tiene EMODnet, publicada en (ULPGC, 2021), mostrada en la Figura 2.20. En ella se puede apreciar que existen multitud de tipos de estratificación del lecho marino (una por color), sobre todo a profundidades inferiores a 50 – 100 m, donde existe una resolución mayor. Así, en la capa se recogen hasta 70 tipos de suelos, en función del tipo de sedimento o grano, la población de flora y fauna que habita sobre ellos o la profundidad a la que se encuentran, entre otros.

Para comprender mejor la dificultad que entraña determinar el tipo de suelo en cada localización de Canarias, la Figura 2.21 muestra el detalle de los hábitats de la Punta de Jandía, en Fuerteventura, a modo de ejemplo de la tarea que entraña dicho análisis. En términos generales, la información de los hábitats se divide en lecho marino en función de la batimetría, abisal, batial, circalitoral e infralitoral; en cuanto a la composición, en roca, arenas de finas a gruesas, barros y sedimentos; y en cuanto a las comunidades, esponjas y diversas algas.

Sin embargo, para el análisis para la instalación de los parques eólicos marinos, no es necesario tanto detalle sobre la estratificación. Únicamente se diferenciará entre suelos cohesivos, no cohesivos y sustratos duros, que determinarán el tipo de cimentación o anclaje de las estructuras.

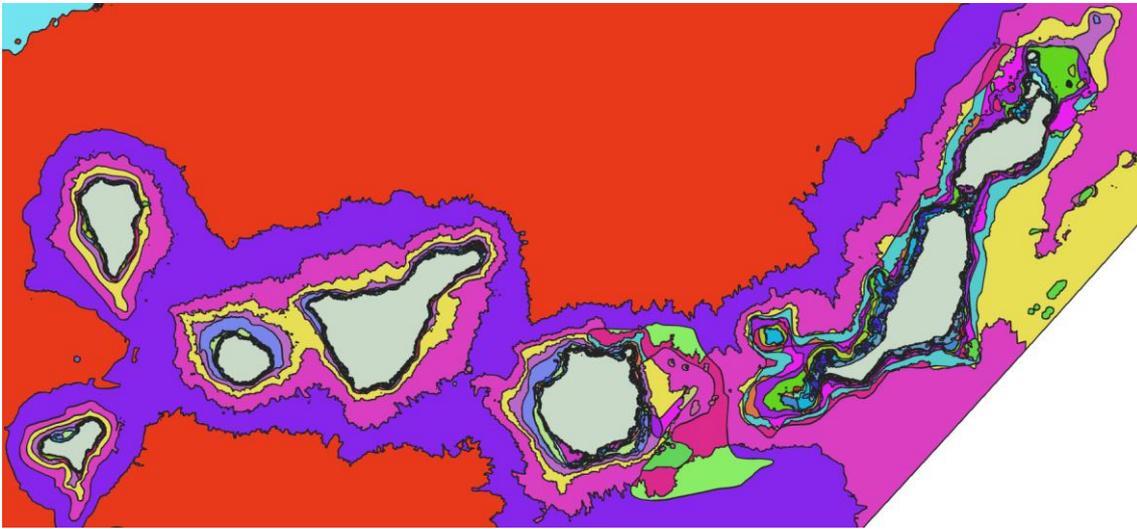


Figura 2.20. Hábitats Ecocartográficos Armonizados del lecho marino de Canarias.

Fuente: (ULPGC, 2021).

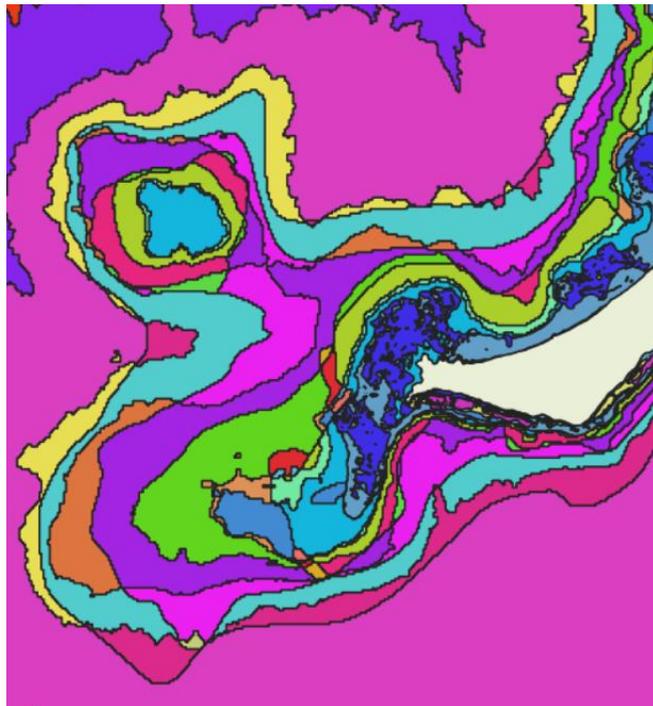


Figura 2.21. Detalle de los hábitats cartográficos de la Punta de Jandía, Fuerteventura.

Fuente: (ULPGC, 2021).

Se definen los suelos cohesivos como aquellos en los que sus partículas, en contacto con humedad, se mantienen unidas debido a sus fuerzas internas. Por ello, los suelos cohesivos estarán formados por partículas minúsculas, mientras que los suelos no cohesivos lo conforman partículas de mayor tamaño.

Así, las gravas, sedimentos y arenas (finas, medias y gruesas) mayores de 0,06 mm, se considerarán no cohesivas (Pérez Valcárcel, 2010), mientras que los suelos con partículas de tamaño inferior a 0,06 mm (limos, lodos y arcillas) se asumirán como suelos cohesivos (Llorens Duran, 2007). Finalmente, los sustratos duros y rocas serán aquellos suelos que sea necesario perforar para introducir la cimentación en ellos.

No obstante, para determinar qué tipo de suelo es cohesivo, no cohesivo o sustrato duro, ha sido necesario un profundo estudio sobre los tipos de lechos marinos y las características de cada uno. Así, la Tabla 2.1 muestra un resumen de las presunciones adoptadas para suponer el tipo de lecho marino, con las referencias de donde se ha obtenido la información.

Tabla 2.1. Hábitat Ecocartográfico y tipo de suelo.

Hábitat ecocartográfico	Estratificación lecho marino	Tipo de suelo	Referencia
Abisal	Fangos silíceos, arcilla marrón	Cohesivo	(Weihaupt, 1964)
Batial	Limo y lodo, fangos calcáreos	Cohesivo	(Weihaupt, 1964)
Circalitoral	Arenas y arenas fangosas	No cohesivo	(Secretaría del Estado de Medio Ambiente, 2014)
Infralitoral	Arenas y arenas fangosas	No cohesivo	(Secretaría del Estado de Medio Ambiente, 2014)

El tipo de suelo de los hábitats mostrados en la tabla anterior se han modificado en los casos en que la capa especificase si el suelo es de tipo arenoso o sustrato duro. Finalmente, tras aplicar todas las simplificaciones mencionadas, el mapa de estratificación del lecho marino en Canarias queda como se muestra en la Figura 2.22, mediante la cual se determinará el tipo de cimentación o anclaje de las estructuras, como se describe en el Capítulo IV.



Figura 2.22. Morfología del lecho marino en función de la cohesión del suelo.

Fuente: Elaboración propia.

#### 2.2.4. Velocidad de viento

El viento es uno de los factores más importantes a la hora de determinar la localización de un parque eólico. Es por ello que es necesario trabajar con los datos más fidedignos posibles, para poder optimizar al máximo el parque eólico y llevar a cabo previsiones con mayor grado de fiabilidad.

Existen dos métodos diferentes a la hora de establecer la velocidad media de una localización concreta: mediante las mediciones *in situ* en campo, a partir de anemómetros, o mediante modelos matemáticos que establecen la velocidad en cada punto del mapa.

En este caso, no se han podido acceder mediciones reales de las posibles zonas, por lo que se ha trabajado con los datos de diferentes organismos para estimar la velocidad media en cada zona.

De este modo, para un primer análisis en la zonificación, se ha recabado información de velocidad y dirección de viento de tres organismos diferentes: Puertos del Estado, ITC y un estudio sobre la realización de la capa de viento offshore para Canarias (Mederos, 2011), cuyo objeto era recabar datos de viento y generar un modelo que definiera el comportamiento del mismo en las costas canarias.

Puertos del Estado tiene dos tipos de medida de viento diferentes: las realizadas por las boyas, que recogen los datos reales de viento a 3 m de altura, y los puntos SIMAR, que reflejan los valores de velocidad de viento modelados, por lo que se trata de valores simulados y no de valores medidos (para más información, ver Capítulo III). Los puntos SIMAR determinan la velocidad media del viento a 10 m sobre la superficie del mar.

En el caso del recurso eólico del ITC, los valores de viento se muestran en (Gobierno de Canarias, 2021), y también han obtenido por modelos de simulación.

Para corroborar que los datos de viento utilizados en este proyecto sean lo más fidedigno posibles, se ha comprobado si los valores de viento de las 3 fuentes analizadas coinciden para cada punto concreto.

Para cotejar la correlación de los datos se han escogido una muestra de datos de la isla de Gran Canaria. La Tabla 2.3 del Anexo II.I. muestra algunos de los datos de viento recabados de las distintas fuentes, así como sus coordenadas. Cabe mencionar que, cuando no se disponga de datos de viento en las mismas coordenadas para las tres fuentes, se han escogido los valores de velocidad correspondientes a la coordenada geográfica más próxima.

Como se ha mencionado anteriormente, la velocidad media obtenida de los puntos SIMAR es a una altura de 10 metros. Como los datos del mapa offshore y del ITC se encuentran a una altitud

de 80 metros, a partir de la Ecuación 3.1 (Capítulo III) se han extrapolado los datos de viento de Puertos del Estado a 80 metros de altura para poder ser comparada.

En la Figura 2.23 se aprecia cómo existe una muy buena correlación entre los datos de viento de los puntos SIMAR y los pertenecientes al mapa de viento offshore. En los casos en los que hay mayor diferencia en los valores, es debido fundamentalmente a que no corresponden con las mismas coordenadas geográficas. Para el caso de los valores medios de velocidad de viento del mapa eólico del ITC, se puede observar que la correlación con las otras dos fuentes es considerablemente menor.

De este modo, tras el procesamiento de los datos se ha determinado que no existe una correlación entre los valores de media de viento que se ofrecen en el recurso eólico del ITC respecto a las otras dos fuentes.

En cuanto a las otras dos fuentes, se observa una clara correlación entre los datos, con un error promedio en la medida entre ambas del 8,54%, traduciéndose dicho error en un valor de 0,7 m/s respecto al valor de viento medio.

Por tanto, al estar correlacionados los valores de viento de los datos aportados por el estudio de viento (Mederos, 2011) y (Puertos del Estado, 2021), se dan por válidos dichos datos y se procede a trabajar con ellos para la zonificación.

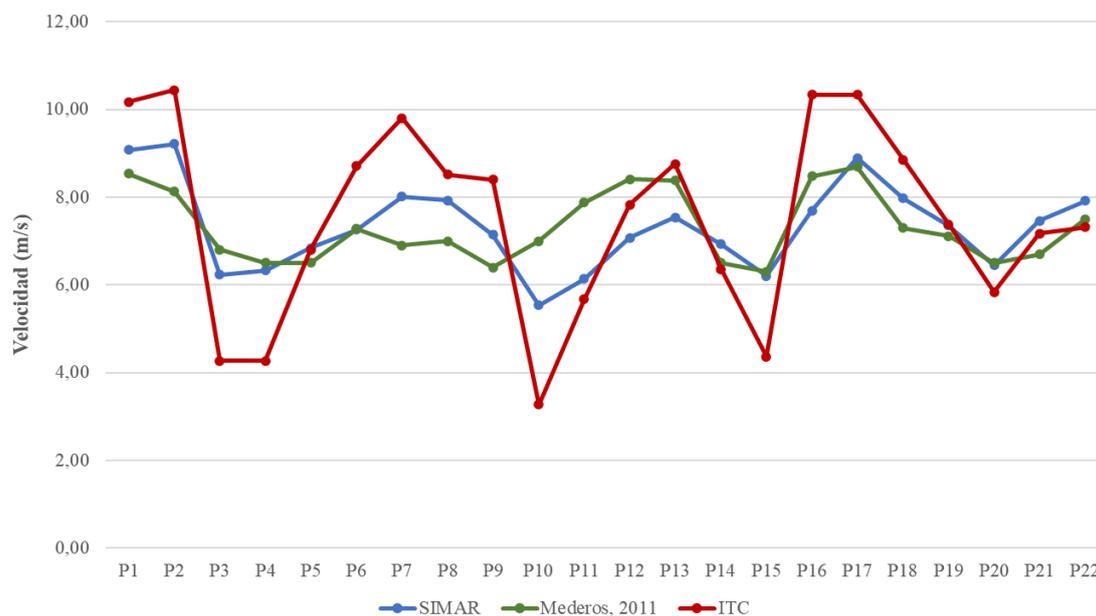


Figura 2.23. Representación de las velocidades medias de viento de los puntos SIMAR, ITC y estudio a 80 metros de altura. Fuente: Elaboración propia a partir de (Mederos, 2011), (Gobierno de Canarias, 2021) y (Puertos del Estado, 2021).

Para poder analizar los valores medios de viento, se tienen que extrapolar la velocidad media a la altitud a la que se sitúa el rotor del aerogenerador. En el análisis que se realiza en este documento,

se utilizan dos tipos de aerogeneradores, en los que se estima que la altura media del rotor se situará a 100 – 110 metros. Por ello, la velocidad media de viento se extrapolará a dicha altura. La Tabla 2.4 del Anexo II.I muestra las velocidades de ambas fuentes tanto a 10, como 80 y 110 m. Así mismo, los valores de velocidad de viento a 80 y 110 m del mapa de viento se muestran en la Figura 2.24.

Se puede observar que la diferencia de la velocidad media de viento a una altura de 80 metros y 110 metros no varía significativamente, siendo la diferencia media del orden de 0,24 m/s en los datos recabados por el estudio. Esta cifra de 0,24 m/s sería, por tanto, la cuantía media que habría que añadirle a la velocidad a 80 metros para hallar la velocidad media a la altura del rotor aunque, como se aprecia en la tabla anterior, para cada punto la cifra varía ligeramente.

En definitiva, para determinar las zonas con mejor recurso eólico de Canarias, se usará como fuente de datos el mapa eólico de Canarias (Mederos, 2011), por tener una mayor resolución que Puertos del Estado. No obstante, para determinar la producción estimada de cada parque propuesto, se acudirá a los SIMAR, por tener series históricas de viento, y no únicamente el valor medio de velocidad.

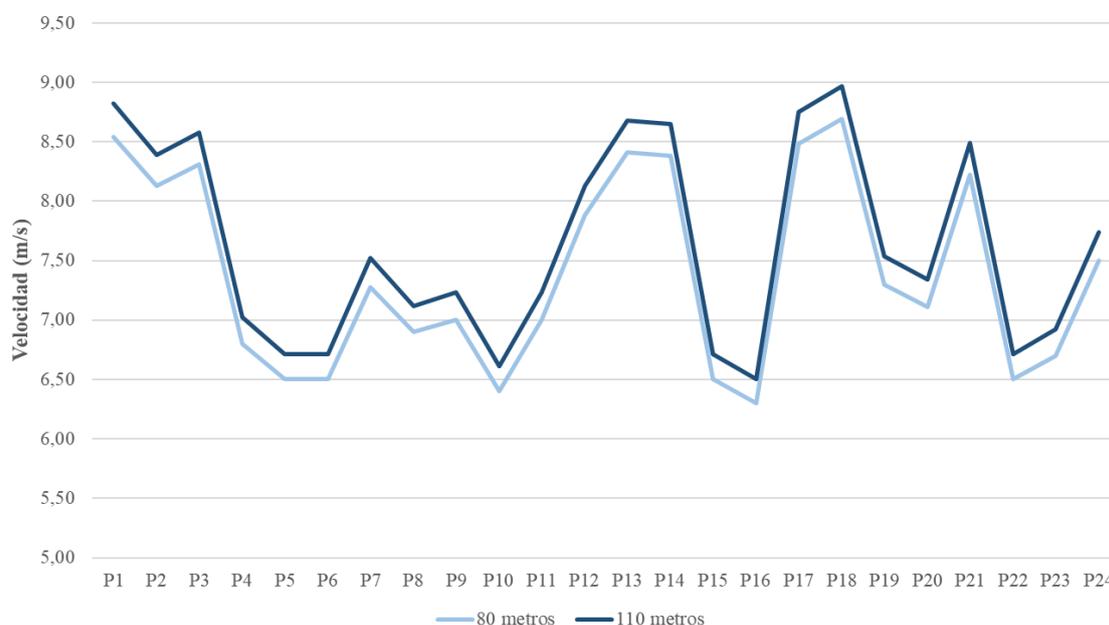


Figura 2.24. Velocidades medias de viento del mapa eólico marino a 80 y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Mederos, 2011).

Con todo ello, el recurso eólico marino de Canarias se muestra en la Figura 2.25. Para analizar las mejores zonas eólicas, se partirá de una velocidad mínima de 6,5 m/s a 80 m de altura. El recurso eólico empleado para la zonificación corresponde al publicado por (Mederos, 2011). En dicha imagen se muestra que las zonas con mejor recurso eólico corresponden con el sureste y

oeste de Gran Canaria, sureste de Tenerife, noroeste de La Gomera, sur, sureste y noroeste de La Palma, noroeste, sur y sureste de El Hierro, y el noroeste de Lanzarote y La Graciosa.

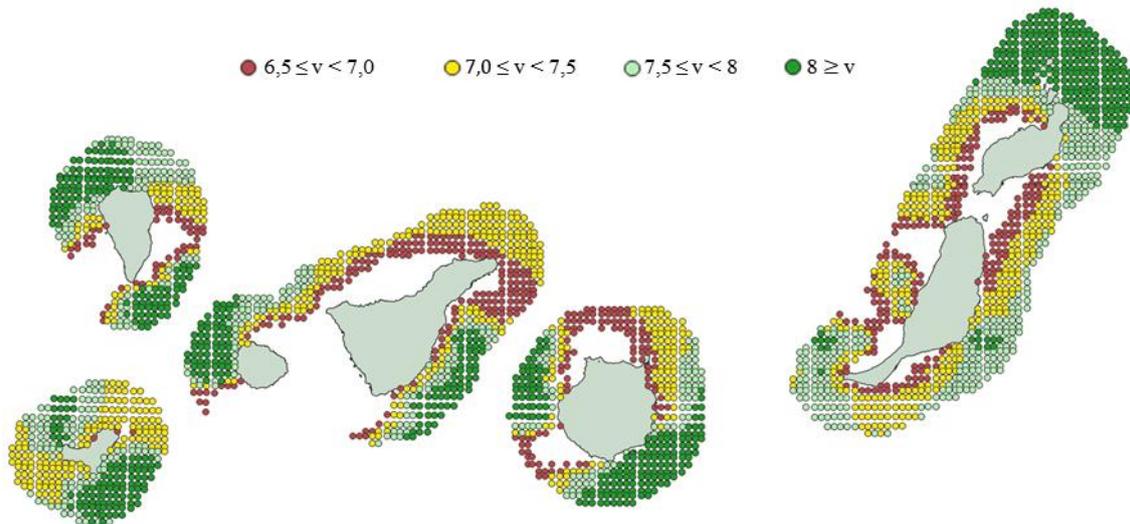


Figura 2.25. Recurso eólico marino de Canarias.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Mederos, 2011).

### 2.2.5. Características de los aerogeneradores

Los aerogeneradores son la pieza clave de los parques eólicos, y algunas de sus características, factores fundamentales en la actividad de la zonificación. Por ello, en función de los aerogeneradores se determinará principalmente la distribución de los mismos dentro de los parques eólicos marinos.

#### 2.2.5.1. Modelos de aerogeneradores

En cuanto a los aerogeneradores, la principal característica que afecta directamente en la zonificación es la altura a la que se instale el buje (para analizar las restricciones servidumbres aeronáuticas), y el diámetro del rotor (factor clave para determinar la distancia entre aerogeneradores). En cuanto a otros parámetros, como la velocidad de arranque o la potencia nominal, la elección del aerogenerador más adecuado en cada zona habilitada para instalar un parque eólico marino conlleva un exhaustivo estudio de la velocidad de viento de dicha zona, el comportamiento del oleaje o el impacto visual que éstos puedan generar, entre otros factores.

Para simplificar el estudio, se han preseleccionado dos tipos de aerogeneradores en función de la distancia a la costa, de tal modo que se optimice el funcionamiento y sea menor su impacto visual en función de la altura de la torre. De este modo, en los escenarios donde se priorice la instalación mediante fondo fijo se establecerá como aerogenerador de referencia el modelo Siemens Gamesa SWT-7.0-154, mientras que en las zonas donde la instalación únicamente sea posible mediante

aerogeneradores flotantes, se tomará como dispositivo de referencia el modelo Vestas V164-10.0 MW<sup>TM</sup>.

Las principales características de ambos modelos son las siguientes:

- SIEMENS GAMESA SWT-7.0-154

Este modelo cuenta con una potencia nominal de 7 MW y un diámetro de la turbina de 154 m. El fabricante no especifica la altura de la torre del aerogenerador, al estar condicionada por las características de su ubicación (cimentación, oleaje, etc.). No obstante, se estimará dicha altura a partir de la suma del radio del rotor y una distancia conservadora a la superficie del mar de 20 m, por lo que la torre alcanzaría una altura aproximada de 97 m. Además, este aerogenerador posee un área de barrido de 18.600 m<sup>2</sup>. Es considerable señalar que se lleva a cabo la fabricación en serie de este modelo desde el año 2017.

- VESTAS V164-10.0 MW<sup>TM</sup>.

Con una potencia nominal de 10 MW (un 43% mayor que el modelo anterior), este aerogenerador se convierte en la opción más óptima para la instalación en mar abierto, con una cierta distancia a la línea de costa. Cuenta con un diámetro del rotor de 164 m que, con las mismas consideraciones que en el caso anterior, hacen que la altura de la torre estimada sea de 102 m, algo mayor que en el caso del aerogenerador de 7 MW. Esto conllevará a que el impacto visual será algo mayor, que quedaría contrarrestado con una mayor distancia a la costa. Este aerogenerador cuenta con un área de barrido de en torno de 21.124 m<sup>2</sup>, y está preparado para verter a la red directamente a 66 kV, aunque también a otras tensiones menores. Cabe mencionar que su fabricación se estima para el año 2021 (de ahí la poca diferencia entre diámetros, existiendo tanta diferencia en potencia nominal. Esto se debe al exponencial avance tecnológico en el sector eólico).

En cuanto a las curvas de potencias, fundamentales para determinar la producción estimada para cada parque, son confidenciales, así que no se publicarán en este proyecto, a pesar de realizarse los cálculos con ellas.

#### ***2.2.5.2. Distancia entre aerogeneradores***

La distancia que debe existir entre los aerogeneradores marinos sigue siendo actualmente objeto de debate para los investigadores y expertos en la materia. La necesidad de establecer una determinada distancia entre los dispositivos es resultado de evitar o reducir el conocido como efecto estela (*wake effect*).

El efecto estela es producido por la estela del viento tras su paso por la turbina del aerogenerador. El viento posee una cierta cantidad de energía cinética que, al atravesar el rotor, genera un desvío en la dirección y una disminución de la velocidad de viento. Estas pérdidas pueden afectar

considerablemente al rendimiento de los aerogeneradores que se encuentren aguas abajo (tras la estela) si se compara con el primero de ellos, sobre el que incide el viento. Por tanto, el rendimiento y a la potencia que se puede obtener de un aerogenerador queda estrechamente ligada a la distancia entre los mismos. Es por todo ello por lo que la geometría del parque y su disposición podrían generar pérdidas evitables en la generación eléctrica (Méndez, Gonzalez-Longatt, Gavorski, & Ravelo, 2010) (Escriche Forbea & Villanueva López, 2017).

En cuanto a las distancias entre aerogeneradores, mientras que algunos expertos en dinámica de fluidos como Charles Meneveau, exponen que la distancia mínima entre turbinas para un aprovechamiento óptimo del viento debe ser 15 veces el diámetro del rotor (o 15D) (EVWind, 2011), otros autores como Pablo Escriche establecen una distancia aproximada de 3-5 D para distancias perpendiculares al viento (misma fila) y 5-9 D para longitudes paralelas a la dirección del viento (distintas filas), siendo D el Diámetro del rotor (Escriche Forbea & Villanueva López, 2017). (Shallenberg Rodríguez & García Montesdeoca, 2018) propone, por ejemplo, cuadrículas para parques canarios de 4D en la perpendicular a la dirección de viento, y 12D en la paralela. Por el contrario, (Hong & Möller, 2011) señala que lo ideal es una matriz 8x8D. Por otro lado, (Dvorak, Archer, & Jacobson, 2010) selecciona una configuración de 4D en el sentido perpendicular y 7 D en la dirección paralela.

Analizando los parques eólicos marinos ya en funcionamiento, la instalación de Gwynt Y Môr, al norte de Gales (Reino Unido), con aerogeneradores de 3,6 MW y diámetro del rotor de 116 m, ha establecido una distancia entre dispositivos de 4D y 10D. En el parque de London Array (Reino Unido), con aerogeneradores similares al anterior, establecieron una longitud entre aerogeneradores de 5,5D y 10D (Sector Marítimo , 2016).

A partir de todo lo anterior, para poder hacer estimaciones, en este proyecto se ha determinado una distancia entre aerogeneradores de 4D para aerogeneradores en la misma fila (dirección perpendicular a la del viento), distancia que se considera suficiente dado que la dirección del viento en Canarias es bastante regular, y 10D en la dirección del viento, con el objeto de minimizar el efecto estela. Como durante la mayor parte del año (salvo unos días) la dirección del viento se mantiene constante debido al efecto del alisio en Canarias, la distancia entre aerogeneradores en la misma fila (perpendicular al viento) puede acortarse bastante en comparación con los de la columna (dirección paralela al viento), sin recaer en excesivas pérdidas. Puede comprobarse en el Anexo III.V. (Capítulo III) que el viento proviene prácticamente siempre del noreste – nornoreste.

En este estudio, la disposición de los aerogeneradores se llevará a cabo de dos modos diferentes, en función de la forma geométrica de la superficie: distribución en cuadrícula (formando

paralelogramos) o distribución en tresbolillo (disposición triangular), pudiéndose combinar ambas para optimizar la potencia instalada en un área delimitada (Figura 2.26).



Figura 2.26. Posibles disposiciones de los aerogeneradores. A la izquierda, colocación en tresbolillo. A la derecha, distribución en cuadrícula. Fuente: Elaboración propia.

### 2.2.6. Normativa aplicable

A continuación se muestran los principales reglamentos que son de aplicación para parques eólicos marinos, y que tienen cierta importancia a la hora de evaluar las zonas más óptimas para su implantación, así como diferentes factores en el tamaño y geometría del parque.

#### 2.2.6.1. Real Decreto 1028/2007

El RD 1028/2007, de 20 Julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalación de generación eléctrica en el mar territorial, como su nombre indica, tiene como objetivo principal establecer los criterios que rigen las concesiones administrativas para instalación de generación de electricidad ubicadas en el Mar Territorial (Ministerio de presidencia, 2007).

##### - Zonificación

Aunque todo el RD es de aplicación, la información más interesante para la zonificación se encuentra en el artículo 6, donde queda reflejado cómo debe procederse para establecer la geometría de la superficie geográfica de las zonas de instalación de parques eólicos marinos:

Las superficies que sean objeto de reserva de zona y concesión del dominio público marítimo-terrestre, para la instalación de un parque eólico marino, podrán tener la forma que solicite el peticionario, pero habrán de quedar definidas por la agrupación de cuadriláteros de diez segundos sexagesimales de lado, adosados al menos por uno de sus lados. Dichos cuadriláteros deberán coincidir con grados y minutos enteros de latitud y longitud y, en su caso, con un número de segundos que necesariamente deberá ser múltiplo de diez (Ministerio de presidencia, 2007).

De este modo, se ha de desarrollar una cuadrícula de paralelos y meridianos, equidistantes a 10'' sexagesimales, formando cuadriláteros. A partir de la superficie ya delimitada a partir de otras restricciones (batimetría, distancia a la costa, parques naturales, etc.) se tendrá que ajustar el perímetro a dichos cuadriláteros.

Cabe señalar que 10'' sexagesimales corresponden a 309,2207 m de longitud de arco (al tratarse la Tierra de una esfera, las distancias no son en línea recta, sino en arco). Por tanto, cada cuadrilátero tendrá 309,2207 m de lado.

- Potencia instalada

Otro factor a tener en cuenta en el RD 1028/2007 es la potencia instalada de los parques. A pesar de que en su artículo 2 se estableciera que “las instalaciones de generación eólicas marinas que se pretenda ubicar en el mar territorial, tendrán una potencia instalada mínima superior a 50 MW”, a posteriori, el RD 1074/2015 (apartado IV), por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico, corregía tal afirmación señalando que:

En este momento, carece de sentido una limitación a la instalación de parques eólicos marinos de potencia inferior a 50 MW, por lo que mediante el presente real decreto se suprime la limitación de los 10 MW ligada al carácter experimental y se procede a ampliar el procedimiento general simplificado regulado en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, a las instalaciones eólicas marinas de hasta 50 MW (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2015).

De este modo, queda definido que para una potencia instalada menor de 50 MW, se considerará una instalación a la que se aplica el procedimiento simplificado, mientras que para instalaciones que iguallen o superen los 50 MW, se les aplica el procedimiento general. No obstante, todos los parques proyectados en este estudio son parques comerciales, mayores de 10 MW.

#### ***2.2.6.2. Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español***

A pesar de haberse confirmado que ya no está en vigor por estar desfasado (MITECO, 2021), y que por tanto no es de aplicación directa en este proyecto, a continuación se detallan algunas de las claves, que hasta ahora, debían cumplir los proyectos de parques eólicos marinos, de acuerdo con el EEALE. Anteriormente, el estudio había sido cuestionado por la AEE por no haberse actualizado.

En el año 2009, la Secretaría General de Energía y la Secretaría General del Mar de manera conjunta disponían la resolución por la que se aprobaba el Estudio Estratégico Ambiental del

litoral español para la instalación de parques eólicos marinos o EEALE. Este estudio tiene como principal objetivo la “determinación de las zonas de dominio público marítimo-terrestre que, a los solos efectos ambientales, reúnen condiciones favorables para la instalación de parques eólicos marinos” (Ministerio de Industria y Medio Ambiente, 2009).

En resumen, había dos parámetros que tenían especial afección en las costas canarias, y que impedían el desarrollo de parques eólicos marinos en el archipiélago: la zonificación que se establecía en el estudio y la distancia mínima a la costa a la cual instalar los aerogeneradores.

#### - Zonificación

Recogido en la *Disposición adicional tercera* del RD 1028/2007, se establecen en el EEALE las *Zonas Aptas* para la instalación de parques eólicos marinos, *Zonas Aptas Condicionadas* y las *Zonas de Exclusión*, en las que se imposibilitarían dicha instalación (Secretaría General de Energía y Secretaría General del Mar, 2007).

En este estudio se publicaba el mapa (Figura 2.27), en el que se determinaban las posibles zonas para la instalación de parques eólicos marinos. Se puede observar cómo gran parte del litoral canario quedaría excluido para parques offshore, debido fundamentalmente a las zonas delimitadas para tráfico marítimo interior y reservas naturales.

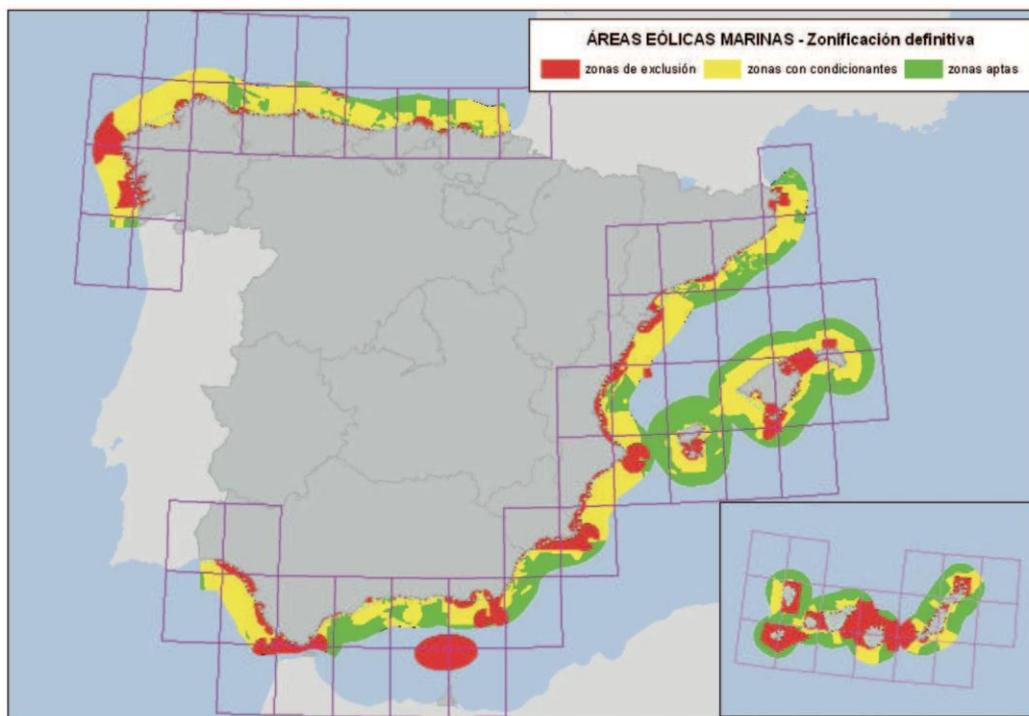


Figura 2.27. Zonificación del Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos. Fuente: (Ministerio de Industria y Medio Ambiente, 2009).

- Distancia mínima a la costa

El propio Estudio Estratégico Ambiental establece una distancia mínima recomendable de la costa de 8 km, si bien es cierto que no restringe la instalación de parques eólicos marinos a una distancia inferior:

Asimismo, se establece un área sujeta a condicionantes ambientales de 8 kilómetros desde la línea de costa como cuenca visual, para los cuales será preciso realizar estudios concretos respecto a los posibles impactos de las instalaciones sobre el paisaje [...]

[...] El impacto visual de un parque eólico marino no se considera una argumentación suficiente para excluir “a priori” su implantación en todo el litoral español.

En relación al impacto visual de los aerogeneradores, se establece una banda de 8 kilómetros desde la línea de costa, clasificada como zona “apta con condicionantes ambientales”. Para los proyectos eólicos marinos dentro de dicha banda, se requerirá de un análisis específico del impacto visual del proyecto [...].

Esta recomendación está básicamente fundamentada en el impacto visual que pueden generar este tipo de instalaciones, pero no atiende a las especificidades canarias en relación a las condiciones batimétricas y geográficas de las islas, cuya enorme profundidad a muy poca distancia de la costa imposibilitaría en la totalidad de instalación de aerogeneradores de fondo fijo, y la mayor parte de estructuras flotantes.

#### ***2.2.6.3. Planes de Ordenación del Espacio Marítimo***

Con la derogación del EEALE, debe aprobarse otro reglamento que regule la actividad de generación eólica en el Mar Territorial. De este modo, el Gobierno de España pretende normalizar los proyectos eólicos marinos bajo los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), que “podrán contener la identificación de las zonas donde la implantación de instalaciones eólicas marinas y de las energías del mar puedan conllevar una mayor contribución energética potencial, así como las posibles compatibilidades o interacciones con otros usos u ocupaciones presentes y previstos a futuro” (MITECO, 2021).

A pesar de encontrarse aún en fase de tramitación y consulta pública, por lo que aún queda tiempo para que se aprueben definitivamente, es necesario mencionar en este proyecto que los POEM serán los reglamentos por los cuáles se regulen las actividades de generación eólica marina, entre otras formas de aprovechamiento de los recursos del mar, en un futuro cercano.

### 2.3. Zonas disponibles

En este apartado se analizarán las zonas disponibles tras aplicar todas las restricciones, además de las presunciones de batimetría máxima y distancia mínima a la costa. Por tanto, las áreas mostradas a continuación corresponden a las localizaciones tras las restricciones, pero sin cruzar los datos con el recurso eólico.

#### 2.3.1. Fondo fijo

En el caso de los parques de fondo fijo, los resultados del archipiélago se muestran en la Figura 2.28, para una batimetría máxima de 50 m y aplicando todas las restricciones. En el tono de verde más oscuro se muestra las zonas disponibles entre 2 y 3 km de distancia a la costa, mientras que en el verde más claro, las zonas disponibles entre 3 y 5 km. Para verlo con más detalle, debido a la poca superficie disponible, la Figura 2.29 refleja las zonas disponibles para fondo fijo en las únicas 3 islas en las que hay disponibilidad: Gran Canaria, Fuerteventura y Lanzarote.

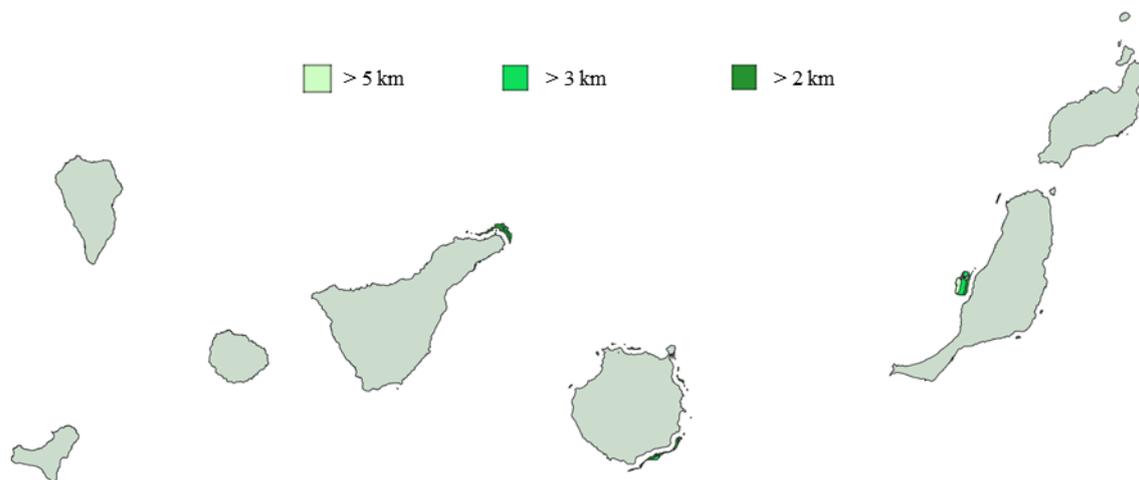


Figura 2.28. Zonas disponibles para parques de fondo fijo, tras aplicar las restricciones.

Fuente: elaboración propia.

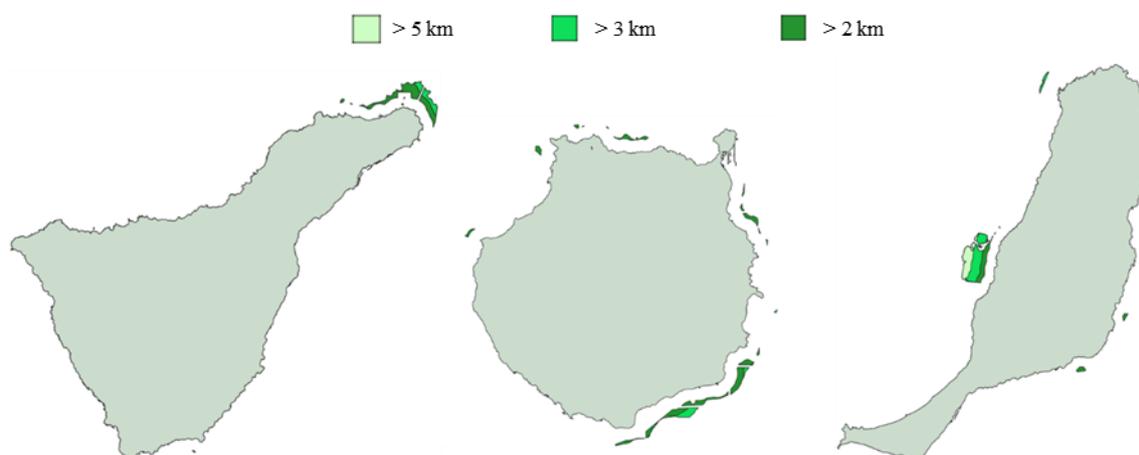


Figura 2.29. Detalle de Zonas disponibles para parques de fondo fijo, tras aplicar las restricciones.

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar, existen muy pocas zonas aptas para el desarrollo de la eólica marina con fondo fijo. Únicamente habría disponibilidad (respetando todas las restricciones y una distancia mínima de 2 de la costa) en el noreste de la isla de Tenerife, principalmente el sureste de Gran Canaria, aunque también puede instalarse pequeños parques en el oeste, norte y noreste, y finalmente en el oeste de Fuerteventura, aunque también hay disponibilidad las zonas noroeste y este.

Estas superficies suponen únicamente entre el 11% y 16% de la superficie total disponible (si no se aplicaran restricciones), dependiendo de la distancia mínima a la costa, como se refleja en la Tabla 2.2. Estos datos confirman lo difícil que supone llevar a cabo instalaciones de generación en el mar en Canarias, debido a sus importantes zonas naturales protegidas, principalmente, además de zonas restringidas por uso militar y servidumbres aeronáuticas.

Todo ello sumado a la escarpada orografía del lecho marino, lo que conlleva que en muy poca distancia de la costa se alcancen grandes profundidades, impidiendo el desarrollo de parques de fondo fijo.

Tabla 2.2. Zonas disponibles antes y después de aplicar las restricciones para parques eólicos marinos de fondo fijo y flotante en aguas canarias.

Batimetría (m)	Distancia de la costa (km)	Superficie total (km <sup>2</sup> )	Superficie tras restricciones (km <sup>2</sup> )	Disponibilidad (%)
50	2	563,86	89,39	15,85
	3	326,69	41,28	12,64
	5	109,12	11,96	10,96
500	2	5.276,36	1.347,36	25,54
	3	4.402,36	1.127,06	25,60
	5	3.138,25	793,18	25,27
	7,5	2.209,88	516,65	23,38
	10	1.502,30	221,17	14,72
1.000	2	9.403,99	2.803,60	37,87
	3	8.220,40	2.485,36	30,23
	5	6.206,27	1.923,17	30,99
	7,5	4.396,19	1.342,07	30,53
	10	3.165,73	792,25	25,03

Por tanto, se concluye que el cubrir una parte importante de la demanda eléctrica mediante la eólica marina en Canarias cerca de la costa con tecnología de fondo fijo es realmente complicado.

### 2.3.2. Flotante

Dentro del análisis de la zonificación para parques eólicos marinos flotantes se diferenciará, como ya se ha especificado, entre 500 m y 1.000 m de batimetría.

#### 2.3.2.1. Hasta 500 m de batimetría

En cuanto al estudio de la disponibilidad de superficie hasta los 500 m de profundidad, en la Figura 2.30 se puede apreciar cómo hay mucho mayor recurso que en el caso de fondo fijo. La isla de Gran Canaria es la que mayor superficie disponible presenta, en comparación con el resto de islas. Cabe destacar que, a pesar de estar hablando de profundidades muy importantes, las islas más occidentales, La Palma y El Hierro, prácticamente no tienen superficie disponible, salvo algunos reductos. Por otro lado, la isla de Tenerife, pese a ser la de mayor población, y por ende, mayor consumo eléctrico, tiene muy poca disponibilidad para parques eólicos marinos, debido fundamentalmente a las restricciones en espacios naturales protegidos, a lo que se suma una elevada pendiente del lecho marino, alcanzando grandes profundidades a poca distancia de la costa. Ocurre lo mismo con Fuerteventura y Lanzarote, que a pesar de contar con importantes áreas para el desarrollo eólico marino, gran parte de la costa de ambas islas está excluido por tratarse de espacios naturales (LIC).

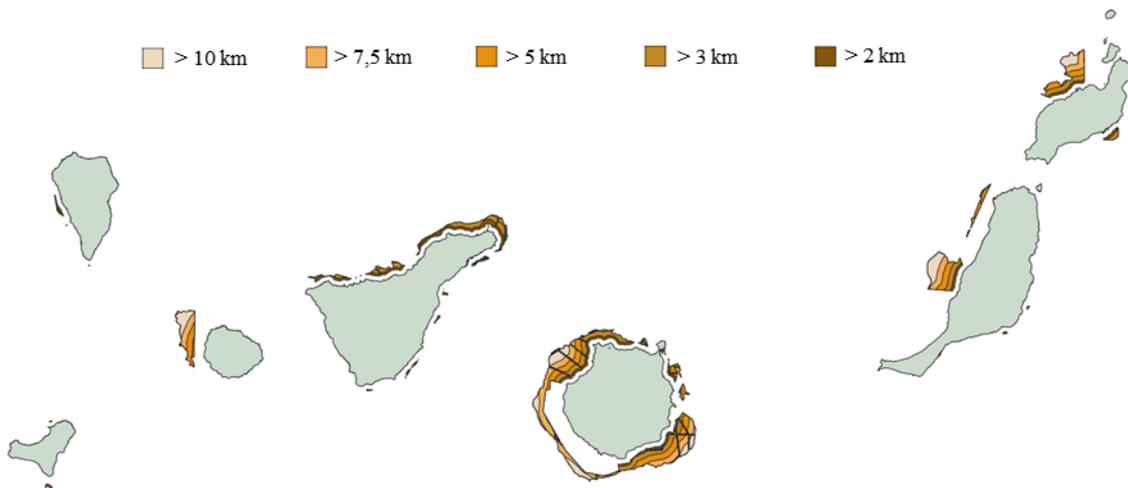


Figura 2.30. Zonas disponibles para parques flotantes hasta 500 m, tras aplicar las restricciones.

Fuente: Elaboración propia.

A pesar de contar amplia superficie para su desarrollo (sobre todo si se compara con bottom-fixed), las superficies disponibles para proyectar parques eólicos marinos representa apenas una cuarta parte del total de la superficie si no se aplicara ninguna restricción, en el caso de tener una distancia mínima a la costa de 2 km. Por el contrario, si analizamos la superficie a la máxima distancia de la costa estudiada, 10 km, puede observarse en la Tabla 2.2 que la superficie disponible se reduce a menos del 15% del total de posible superficie, si no se considerara ninguna restricción.

### 2.3.2.2. Hasta 1.000 m de batimetría

Como es lógico, a mayor batimetría, mayores son las superficies disponibles en las islas, básicamente porque las restricciones están cerca de la costa, y al aumentar la profundidad disponible para parques, aumenta también la distancia a la costa. En la Figura 2.31 se aprecia que La Palma y El Hierro ya cuentan con mayores áreas para el desarrollo de la eólica marina, así como Tenerife, sobre todo en su costa este – sureste.

Sin embargo, en el caso de Gran Canaria y La Gomera, la diferencia respecto a 500 m es menor. Esto se debe a que, en el caso de Gran Canaria, a partir de los 500 m la plataforma de la isla presenta una mayor pendiente, alcanzando los 1.000 m en pocos kilómetros. Y en el caso de La Gomera, la zona ZEPA que cubre toda la isla y el corredor entre dicha isla y Tenerife, impide que la disponibilidad de áreas para el desarrollo eólico.

Ocurre algo similar con Fuerteventura y Lanzarote, donde la zona LIC abarca toda la costa norte, este y sur de ambas islas, dejando posibilidad únicamente en la zona oeste y noroeste para la instalación de eólica marina (siempre que se respete dicha restricción).

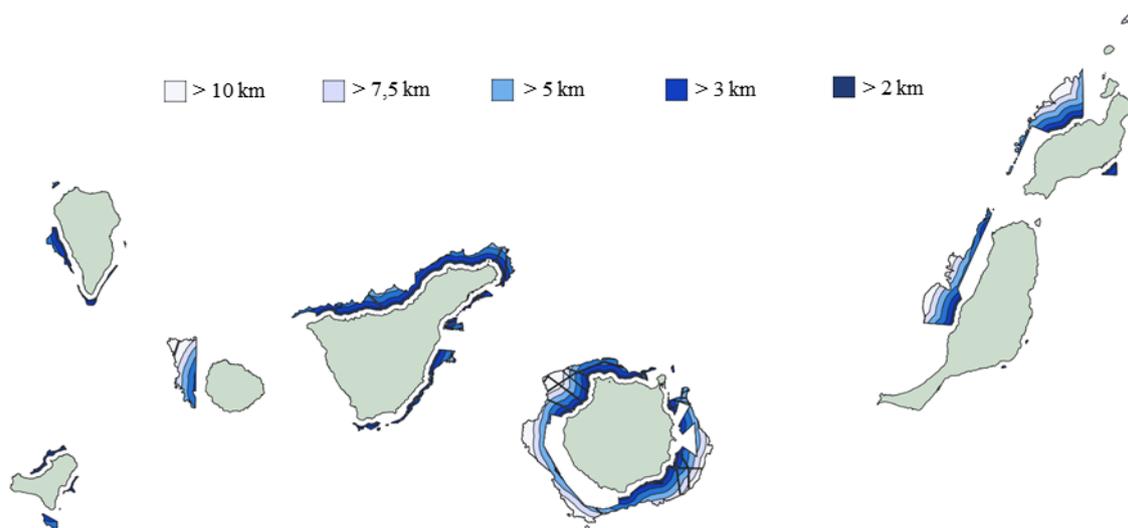


Figura 2.31. Zonas disponibles para parques flotantes hasta 1.000 m, tras aplicar las restricciones.

Fuente: Elaboración propia.

Al aumentar la batimetría máxima, también lo hace la proporción de superficie disponible (después de restricciones) respecto al total (antes de restricciones). Como muestra la Tabla 2.2, en el caso de asumir una distancia mínima a la costa de 2 km, la superficie que podría destinarse a eólica marina supone más de un tercio de la superficie total marítima. En el caso más restrictivo, con una distancia mínima de 10 km de la costa, la proporción disminuye hasta una cuarta parte. Se pone de manifiesto, una vez más, que a pesar de disponer más de 9.400 km<sup>2</sup> de superficie marítima que cumpla con las consideraciones tomadas de batimetría y distancia a la costa, las restricciones suponen que, en el mejor de los casos, únicamente quede disponible el 37,87%.

## 2.4. Áreas propuestas para parques

Tras analizar las zonas disponibles para los parques, el siguiente paso es cruzar los datos con el recurso eólico de las islas. Como se ha comentado en el apartado 2.2.4,

Tras cruzar las zonas disponibles para la instalación de los parques con el recurso eólico, faltaría por aplicar el Artículo 6 del RD 1028/2007, sobre la geometría de los parques, que deberán estar comprendidos entre paralelos y meridianos, equidistantes a 10'' sexagesimales, formando cuadriláteros.

Tras realizar estos dos procedimientos, las áreas más óptimas para la instalación de parques eólicos marinos de fondo fijo y flotante son los que se muestran a continuación.

### 2.4.1. Fondo fijo

Debido a las pocas áreas disponibles para parques de fondo fijo, se ha optado por analizar todas las zonas disponibles, independientemente del recurso eólico. De este modo, en la Figura 2.32 se muestran las 3 islas con posibilidad de instalación de parques bottom-fixed, con las premisas adoptadas.

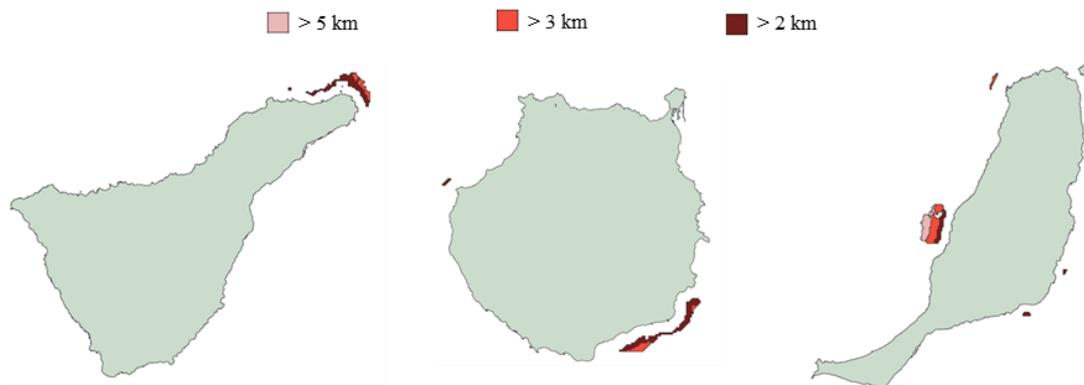


Figura 2.32. Áreas disponibles, ya cuadriculadas, tras cruzar las zonas disponibles con el recurso eólico para parques de fondo fijo. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar fácilmente, la única zona disponible con al menos 5 km de distancia de la costa es la zona oeste de Fuerteventura, que presenta un importante área que se podría destinar a eólica marina. En esta misma isla, existe un reducto con una distancia de 3 km al noroeste, y en el oeste otras dos pequeñas áreas, a distancia mínima de 2 km. En cuanto a Gran Canaria, la zona sureste presenta dos pequeñas áreas a una distancia mínima de 3 km de la costa, pero si reducimos la distancia a 2 km, la zona disponible tiene un gran tamaño para la explotación eólica en el mar. Además, hay una pequeña superficie disponible en la cara oeste de la isla. Finalmente, al igual

que en Gran Canaria, en el noreste de Tenerife hay posibilidad de instalar aerogeneradores marinos en un pequeño área a 3 km de la costa, que si se redujera a 2 km, triplicaría dicha superficie.

### 2.4.2. Flotante

En el caso de la superficie disponible para los parques flotantes, los resultados tras cruzar los datos con el recurso eólico se han dividido en dos fases: primeramente analizando el recurso hasta los 500 m de batimetría, y en aquellos casos con buen recurso eólico y poca o ninguna presencia de aerogeneradores, aumentar la batimetría hasta los 1.000 m en una segunda fase.

#### 2.4.2.1. Hasta 500 m de batimetría

En el caso de parques con hasta 500 m de batimetría, se puede observar en la Figura 2.33 que la superficie se multiplica si se compara con los parques de fondo fijo. Recordar que, en los casos donde existen grandes extensiones y un buen recurso eólico, únicamente se analizarán las zonas más óptimas lo más alejadas posibles de la costa. Es el caso del sureste y oeste de Gran Canaria, oeste de Fuerteventura, noroeste de Lanzarote y noroeste de La Gomera, donde se dispone de grandes superficies con un recurso eólico bueno o muy bueno, por lo que no se proponen localizaciones más cercanas a la costa, para reducir el impacto visual.



Figura 2.33. Áreas disponibles, ya cuadriculadas, tras cruzar las zonas disponibles con el recurso eólico para parques flotantes a menos de 500 m de batimetría. Fuente: Elaboración propia.

Así, en Lanzarote únicamente habría disponibilidad de áreas en la zona noroeste de la isla, con una amplia zona que podría habilitarse para albergar un parque eólico marino considerable, y en la zona este, frente a la capital, podría albergarse otro parque. Si se compara con la superficie disponible, se aprecia una reducción importante debido a que el recurso eólico no es elevado en la zona oeste de la isla. En el caso de Fuerteventura ocurre algo similar que en Lanzarote, donde tras contrastar la disponibilidad de superficie con el recurso eólico, se aprecia que únicamente

existen dos zonas interesantes para la instalación de parques eólicos marinos: la zona oeste, con una superficie de grandes dimensiones, y la zona noroeste, con un pequeño área. En la última isla de la provincia oriental, Gran Canaria, la disponibilidad de zonas óptimas la eólica marina es la mayor de todo el archipiélago, con 2 grandes superficies: el sureste y oeste de la isla, manteniendo además una distancia mínima de 10 y 7,5 km, respectivamente. Además, aparecen otras dos zonas con menor área, el noroeste y el suroeste, ambas a 10 km.

En la provincia occidental, la disponibilidad de áreas con buen recurso eólico se reduce considerablemente, salvo en el noroeste de La Gomera, donde a una distancia de 10 km de la costa existe una zona muy extensa con una elevada velocidad media de viento. En el caso de Tenerife, la superficie mayor se concentra en la zona noreste de la isla, aunque la velocidad de viento es relativamente baja (se propone esta zona por tratarse de la isla con mayor demanda eléctrica, pero con pocas zonas disponibles para parques eólicos marinos). Además, aparecen otras dos pequeñas zonas en el noroeste y sureste de la isla que, aunque de mucho menor tamaño, presentan un recurso eólico mucho mejor. En cuanto a La Palma, únicamente se constata una zona disponible en el oeste de la isla, aunque con una velocidad de viento relativamente baja (se propone dicha zona por ser la única en la isla): Y, finalmente, en el caso de la isla más meridional, El Hierro, se localizan dos posibles zonas, al sureste con un buen recurso eólico, y una de menor tamaño al norte de la isla, con peor velocidad media de viento.

#### ***2.4.2.2. Hasta 1.000 m de batimetría***

Si se amplía el análisis hasta los 1.000 m de batimetría, quedarían las zonas mostradas en la Figura 2.34. Al igual que en el caso anterior, tanto en el oeste y sureste de Gran Canaria, como el noroeste de Lanzarote, oeste Fuerteventura y noroeste de La Gomera, la superficie es mucho mayor, pero se ha optado únicamente por establecer las áreas como mínimo a 10 km de la costa. De igual forma, el noreste de Tenerife se analizó con una distancia mínima de 5 km, y no se amplió hasta los 2 km.

Realizando un análisis pormenorizado por islas, en el caso de Lanzarote aparecen nuevas zonas, comparándola con una batimetría hasta 500 m. Tras contrastar las zonas con el recurso eólico, se determina que otras dos zonas viables son el oeste y el noreste, por encima de La Graciosa, ambas con mayor recurso eólico que la zona noreste de la isla, que ya se había analizado hasta 500 m de batimetría. En el caso de Fuerteventura, las únicas dos zonas disponibles son, al igual que en la primera fase, el oeste y noroeste, lo que con una mayor superficie disponible.

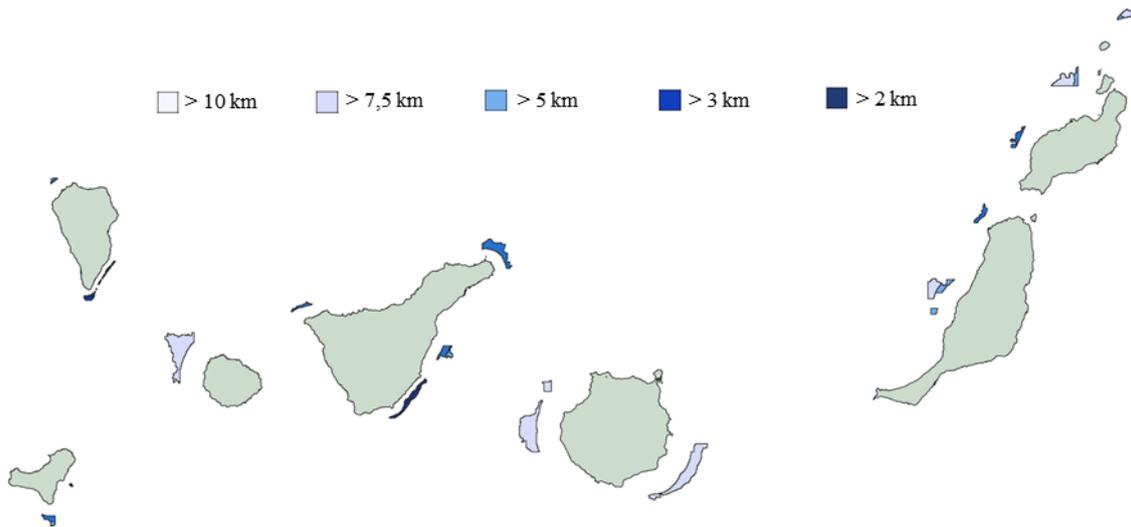


Figura 2.34. Áreas disponibles, ya cuadriculadas, tras cruzar las zonas disponibles con el recurso eólico para parques flotantes a menos de 1.000 m de batimetría. Fuente: Elaboración propia.

Para Gran Canaria únicamente se han vuelto a analizar las tres zonas de mayor recurso eólico, el sureste, el oeste y el noroeste de la isla, donde ya a 500 m de batimetría se observa una gran superficie disponible a 10 km de la costa. Al ampliar la batimetría máxima, también lo hace el área de las zonas analizadas. En cuanto a Tenerife, se amplían las superficies del noreste, noroeste y sureste, siendo el aumento de esta última la más interesante, debido a su elevado recurso eólico. Además, aparece una nueva zona a explotar, el este de la isla, que también presenta una velocidad de viento muy buena.

En cuanto a las islas más occidentales, La Gomera sigue teniendo una única zona donde explotar el recurso eólico, pero con mayor área aún, lo que le convierte en candidata para el desarrollo de parques de una gran potencia instalada, factor muy importante una vez se finalice la interconexión eléctrica La Gomera – Tenerife, lo que podría surtir de gran cantidad de energía eléctrica a la isla más grande del archipiélago. Gracias al aumento de la batimetría hasta los 1.000 m, en La Palma aparecen nuevas zonas con mucho mejor recurso eólico que el oeste (posibilidad planteada para tecnología flotante hasta 500 m de batimetría, pero con muy poco recurso eólico). De este modo, la zona con mayor recurso eólico de la isla se concentra en el noroeste de la isla, donde se sitúa una pequeña zona para parques eólicos marinos. Por el lado contrario, en la zona sur y sureste, el desarrollo de la eólica marina puede ser mucho mayor, con gran superficie disponible. Finalmente, en el caso de El Hierro, la sur, con la mejor velocidad de viento de la isla aumenta su superficie, y por tanto su capacidad. En el caso de la zona norte, como la velocidad de viento es baja y aparecen zonas con mayor potencial, no se analiza para 1.000 m de batimetría. Por otro lado, en la zona este se localiza una posible superficie, aunque de menor tamaño que la de la zona sur.

## 2.5. Características de los parques resultantes

Finalmente, en este apartado se detallan, de todas las zonas analizadas anteriormente, los posibles parques a instalar en aguas canarias. Es importante recalcar que los parques propuestos no aprovechan el 100% del recurso disponible, y que en algunos casos la potencia instalada podría incrementarse de manera importante. Las propuestas que aquí se detallan tienen el objetivo de satisfacer el 100% de la demanda actual de la isla, localizándose los parques en las zonas con mayor recurso eólico, fuera de toda restricción.

Los parques que podrían incrementar de forma notoria la potencia instalada (ya que se instalan aerogeneradores más cerca de la costa o a mayor batimetría de la propuesta) son, fundamentalmente, el sureste y oeste de Gran Canaria, el oeste de Fuerteventura, el noroeste y noreste de Lanzarote, el noreste de Tenerife y el noroeste de La Gomera. El resto, si bien puede incrementarse su potencia instalada, no será de manera importante.

Con ello, además de los parques localizados en las superficies mostradas anteriormente, se realizará una propuesta de las 4 zonas más interesantes en cuanto a recurso eólico y tamaño del parque. Estas zonas son el sureste y oeste de Gran Canaria, el noroeste de La Gomera y el suroeste de Fuerteventura. En este último caso, a pesar de encontrarse dentro de una zona LIC, se propone esta zona al tratarse de la mayor superficie disponible de toda Canarias para el desarrollo de la eólica marina, al tener poca profundidad en comparación con el resto de las islas. A todos estos parques de gran tamaño y excelente recurso eólico se les denominará *macroparques*.

Aunque a continuación se muestre únicamente el análisis de los parques que se estudiarán, en el Anexo II.II aparecen todos los parques estudiados a partir de las áreas propuestas del apartado anterior. Algunas de las superficies anteriormente citadas comparten pequeños parques flotante hasta 500 m de batimetría, que se han ampliado hasta los 1.000 m de batimetría por ser zonas con buen recurso eólico. Es el caso del noroeste y sureste de Tenerife, y noroeste de Fuerteventura.

Además, el orden en el que se muestran los parques (separando entre fondo fijo y flotante, y batimetría hasta 500 m y hasta 1.00 m) dentro de cada isla será el de mayor recurso eólico y mayores posibilidades de ejecutar el parque, por diversos motivos, como es la cercanía a las subestaciones de la red de transporte, cercanía al puerto donde se realizaría el montaje de los dispositivos o la cualificación y experiencia de la mano de obra, entre otros.

Es importante resaltar que, tras el siguiente informe detallado sobre cada una de las particularidades de los parques propuestos, en la Tabla x.x. se muestra, de forma resumida, los parques que se analizarán en este estudio, así como los parámetros más importantes de su localización.

### 2.5.1. Fondo fijo

Para parques eólicos marinos de fondo fijo, se proponen 6 alternativas en las 3 islas que disponen de las características ya descritas para su desarrollo.

#### 2.5.1.1. Gran Canaria

En Gran Canaria se proponen dos zonas diferentes para parques de fondo fijo: una amplia superficie en el sureste de la isla, y una pequeña área en el oeste de la misma.

##### 2.5.1.1.1. Zona sureste

El área que a continuación se describe comprende los términos municipales de Agüimes, Santa Lucía de Tirajana y San Bartolomé de Tirajana. La zona, mostrada en la Figura 3.35 y ubicada en la costa entre Arinaga y Bahía Feliz (donde comienza la zona turística del sur de la isla), cuenta con más de 19 km<sup>2</sup> de superficie. Se trata de una zona excepcional para el desarrollo de la energía eólica con un elevado potencial eólico y una batimetría adecuada (38 m) para la instalación de dispositivos de fondo fijo.

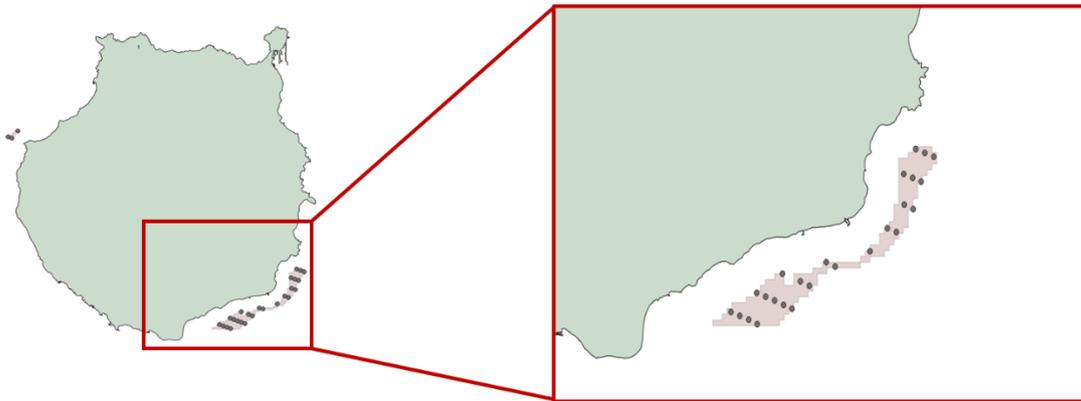


Figura 2.35. Parque eólico marino de fondo fijo propuesto para el sureste de la isla de Gran Canaria.

Fuente: Elaboración propia.

Su velocidad media anual es superior a los 10,80 m/s a la altura del buje (cálculos en el Capítulo III), lo que la convierte en la mejor zona en cuanto al aprovechamiento del potencial de viento. La distancia mínima establecida a la costa en este caso de 2,0 km que, a priori, puede parecer un valor extremadamente bajo si se compara con las distancias a costa en el resto de Europa para este tipo de tecnología, pero es fruto de las acusadas singularidades batimétricas de Canarias.

A lo largo de su superficie se han dispuesto 25 aerogeneradores de 7 MW, con una potencia instalada total de 175 MW. Las turbinas se han distribuido perpendiculares al viento predominante, el alisio (Anexo III.V), con un ángulo de 20° respecto la vertical.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

En cuanto a las instalaciones existentes en la zona que permitan el montaje e instalación de las estructuras del parque, existe un puerto acondicionado para llevar a cabo la recepción de las piezas de los aerogeneradores y su montaje en tierra, para posteriormente ser remolcados a su posición final (Puerto de Arinaga). Este puerto fue construido principalmente para surtir a las industrias del polígono industrial de Arinaga. Actualmente el puerto está prácticamente en desuso al no realizarse las actividades en el mismo para las que fue proyectado.

Con una longitud de 466 m, posee una superficie de concesión de casi 94.000 m<sup>2</sup>, lo que supone un punto a favor respecto al resto de zonas propuestas. Hay que mencionar que la zona delimitada se encuentra de media a 12 km del puerto de Arinaga, estando el punto más cercano a 1,5 km del extremo del puerto, hecho que podría dificultar las maniobras de los buques en caso de que el puerto estuviese operativo, por lo que la parte más al norte de la zona propuesta tendría que ser modificada. En caso de no realizarse la instalación de esa parte del parque, se dejarían de instalar entre 3 y 6 aerogeneradores, lo que supondría una pérdida de potencia instalada de entre 21 y 42 MW.

A las numerosas ventajas de la ubicación se le suma la existencia de una gran base logística offshore en la zona ZEC del puerto: la GCSB (Gran Canaria Subsea and Offshore Base). Se trata de una compañía cuya oferta se basa en una amplia serie de servicios adaptados a proyectos subacuáticos y trabajos en alta mar. La existencia de este tipo de empresas tan cerca de la zona propuesta representa una gran facilidad a la hora de la instalación, montaje y almacenamiento de piezas de los aerogeneradores.

Otro factor determinante para la elección del sureste de Gran Canaria como zona preferente para la instalación del parque eólico marino es la existencia de subestaciones eléctricas de nueva construcción que, ante la previsión de REE, ya están preparadas para la conexión de parques eólicos cercanos, lo que facilita enormemente la evacuación de la generación. Es el caso de las subestaciones de Agüimes y Arinaga (Consejería de Empleo, Industria y Comercio, 2013). En el caso de la subestación de Arinaga, está a una distancia de tan sólo 2 km de la costa y tiene una capacidad de hasta 115 MW de generación renovable (107 MW de capacidad eólica y 8 MW para instalaciones fotovoltaicas) (Europa Press, 2017).

- Impacto en la sociedad

Analizando el impacto visual que genera un parque eólico marino, si bien es cierto que existen núcleos poblacionales considerables en la costa donde se instalaría el parque (Arinaga, Pozo Izquierdo o Castillo el Romeral, entre otros), hay que destacar que la zona actualmente es ya el área de mayor densidad eólica en tierra de la isla, concentrándose en esa parte de la isla gran parte

de ellos. En el puerto de Arinaga también se ubica un aerogenerador “marino”, de 5 MW, por lo que la introducción de nuevos aerogeneradores, aunque sean marinos, no se considera una alteración notable del paisaje.

Finalmente, debido al desarrollo de la eólica en esta parte de Gran Canaria, existe un importante sector que se vería beneficiado, y que además cuenta con la experiencia de los técnicos y expertos locales para el montaje e instalación de aerogeneradores. Esta experiencia no sólo es debida a encontrarse la mayor concentración eólica en dicha zona, sino por haberse realizado el montaje en Dique Seco (junto al puerto de Arinaga) del único aerogenerador marino existente en España, conocido como proyecto *Elisa*. La construcción de este armazón de 5 MW y fondo fijo supone un antes y un después en el desarrollo eólico de Canarias, y en particular de Gran Canaria, contándose con la experiencia suficiente para el montaje de más dispositivos como el descrito.

- Restricciones cercanas

A pesar de las extraordinarias características que presenta el sureste de Gran Canaria para convertirse en la cabeza de lanza de la eólica marina en Canarias y el resto del territorio nacional, la presencia de grandes núcleos de población y su situación estratégica supone que existan numerosas restricciones para la instalación de parques eólicos en esta zona de la isla.

Sin ir más lejos, muy cerca de la zona propuesta se encuentra el aeropuerto de Gran Canaria, cuyas servidumbres alcanzan la superficie del parque, como muestra en la Figura 3.36.

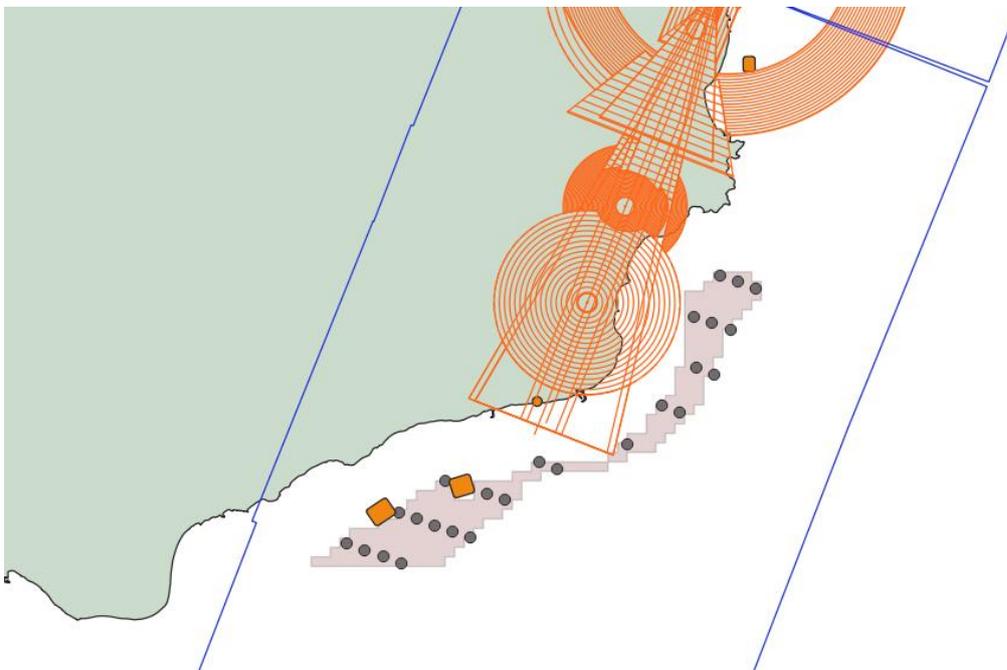


Figura 2.36. Concesiones acuícolas y servidumbres aeronáuticas cerca del parque propuesto en el sureste de Gran Canaria. Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, a pesar de que independientemente de si se localiza bajo una servidumbre aérea haya que tener un informe favorable de AESA, se ha evitado que el parque quede bajo las servidumbres donde los aviones puedan volar a alturas inferiores a 175 m. Las servidumbres mostradas corresponden a las publicadas por (AESA, 2020), en sus planos a partir del RD 417/2011, de 18 de Marzo. Sin embargo, a pesar de no estar dentro de las servidumbres, AESA puede exigir debido a la cercanía de las servidumbres la limitación de la altura de los aerogeneradores. Es el caso de los 14 aerogeneradores más al sur, por estar bajo otras servidumbres menos restrictivas que la mostrada, pero que en este estudio no se ha considerado.

En cualquier caso, habría que realizar un estudio de servidumbres aeronáuticas para determinar, entre otros, la altura máxima del dispositivo a partir de los procedimientos publicados en AIP.

Otro tipo de restricciones aeronáuticas son las que recogen las cartas de aproximación visual para aviación militar y avionetas. Para este caso, en un primer análisis se estima que ninguno de los dispositivos quedaría dentro de los corredores (pasillos para aviación militar de aproximación al aeropuerto), aunque haría falta un análisis más exhaustivo. Para poder comprobarlo, las cartas de aproximación visual están publicadas en (Aterrizo, 2021).

En cuanto a las concesiones acuícolas (Figura 2.36), existen actualmente dos cultivos marinos en la zona, pero que se han bordeado, a pesar de caer en el límite del parque, para evitar la cercanía de los aerogeneradores a las concesiones.

Otro factor que podría influir en la colocación de los aerogeneradores son los cables submarinos. En el caso de la zona suroeste de Gran Canaria, según muestra la Figura 2.37, en la propuesta realizada para la colocación de aerogeneradores, ninguno de estos queda dentro del buffer de 200 metros realizado para los cables submarinos. Aunque, como ya se ha comentado, sería conveniente llevar a cabo un análisis del detalle del *layout* del parque según la tecnología de las subestructuras propuestas y que no sólo la proyección de la turbina debe estar a 200 m del cable, sino la proyección de toda la subestructura. No obstante, al tratarse de cimentación tipo jacket (Capítulo IV), no debería haber mayor inconveniente, al estar prácticamente en línea con la torre.

El resto de restricciones no suponen afecciones importante en el desarrollo del parque eólico marino propuesto para el sureste de Gran Canaria.

En cuanto a la densidad de tráfico marítimo en la costa sureste de Gran Canaria, en (MarineTraffic, 2021) se observa que el Puerto de Arinaga es el principal corredor de tráfico de barcos en la zona sureste de Gran Canaria más cercana a la costa. La zona propuesta queda situada al sur del Puerto de Arinaga, por lo que no se prevé una gran interacción con el tráfico marítimo de la zona.

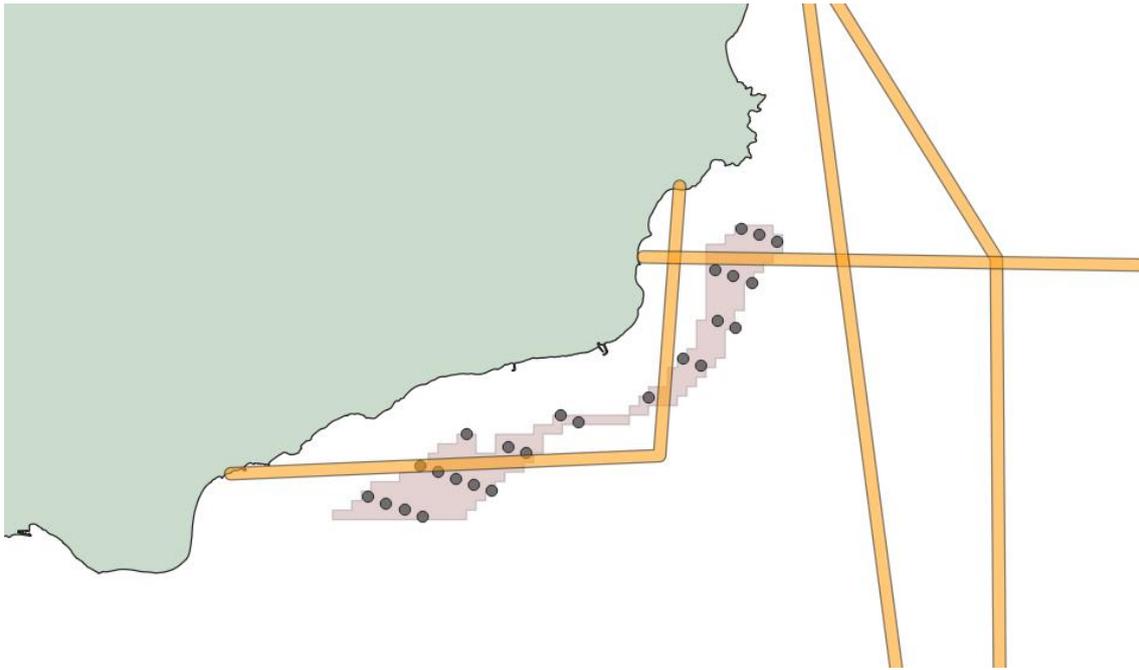


Figura 2.37. Cables submarinos del sureste de Gran Canaria que afectan a aerogeneradores de fondo fijo.  
Fuente: Elaboración propia.

Todo ello convierte a la zona del sureste de Gran Canaria en la zona prioritaria de entre los resultados obtenidos para la instalación de aerogeneradores en fondo fijo, a pesar de algunas restricciones, sobre todo aéreas, situándose estratégicamente en una localización excepcional por su potencial eólico y las instalaciones cercanas disponibles.

#### 2.5.1.1.2. Zona oeste

La segunda propuesta de parque de fondo fijo en la isla de Gran Canaria se encuentra en la zona oeste, frente a las costas de La Aldea de San Nicolás (Andén Verde).

Este área cuenta con una superficie de 0,77 km<sup>2</sup> a una distancia mínima de 2 km de la costa y una profundidad media de 50 m. Además, al igual que el sureste de Gran Canaria, tiene una velocidad media de viento muy elevada, en torno a los 10,24 m/s a la altura del buje (cálculos en el Capítulo III). Estas características suponen que se trate de otro parque sumamente interesante por el recurso eólico que presenta la zona oeste de la isla.

En cuanto a la distribución de aerogeneradores, se propone la instalación de 3 dispositivos de 7 MW, lo que hace una potencia instalada de 21 MW, colocados perpendicularmente a la dirección predominante del viento, con una inclinación de 22,5° respecto la dirección norte.

La Figura 2.38 muestra la zona oeste propuesta de la isla de Gran Canaria, así como la distribución de los aerogeneradores.

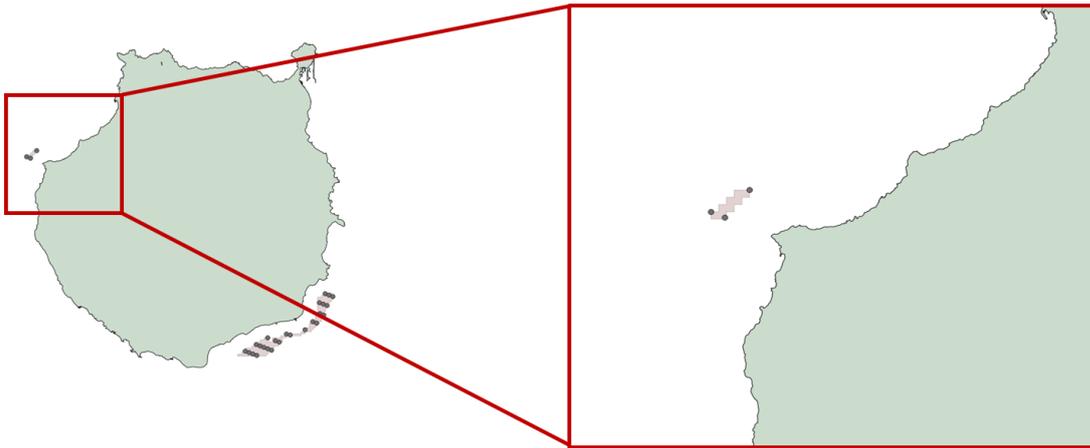


Figura 2.38. Parque eólico marino de fondo fijo propuesto para el oeste de la isla de Gran Canaria.

Fuente: Elaboración propia.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

Como la mayor parte de los parques propuestos en este proyecto, el oeste de Gran Canaria no cuenta con infraestructuras suficientes para el desarrollo de un parque eólico marino de esas dimensiones, pues no posee un puerto lo suficientemente amplio para el montaje y remolque de los aerogeneradores y carece de líneas de alta tensión y subestaciones acondicionadas para un proyecto de tal magnitud. Sería necesaria la construcción de una subestación más cercana, o que el parque transporte la electricidad mediante un tendido aéreo hasta la subestación más cercana, en el sur de Gran Canaria (Arguineguín) a unos 34 km de distancia.

En caso de llevarse a cabo, es posible que la logística, el montaje y remolque se lleven a cabo desde el puerto de Arinaga, o incluso desde el Puerto de Agaete o Las Palmas (83,5 km en el caso Arinaga, 30 km en el caso de Agaete y 63,5 km desde el puerto de Las Palmas).

- Impacto en la sociedad

A pesar de que muy cerca de la localización del parque se encuentra La Aldea de San Nicolás, el parque quedaría justo por detrás de la zona conocida como Los Bajones, donde no hay núcleos poblacionales y el acceso de las personas es bastante complicado. Por lo tanto, el impacto visual es muy bajo. Sin embargo, existe algún mirador por la zona, por lo que el paisaje se vería afectado, pero en ningún caso para los habitantes del municipio.

En cuanto al efecto en el mercado laboral, como lo más probable es que el montaje de las estructuras se realice en un puerto que no sea el del municipio, el efecto será mínimo en la población de La Aldea, si bien es cierto que se trata de un sector en el que la gente de esta zona de la isla tenga experiencia, aunque podría ser un motivo más para el desarrollo económico del oeste de la isla.

- Restricciones cercanas

Las restricciones más importantes en esta zona son debidas a espacios naturales protegidos, principalmente la zona ZEPA que cubre parte del oeste y suroeste de Gran Canaria. Sin embargo, al encontrarse el parque fuera de la misma, no debería existir problema con esta restricción, como muestra la Figura 2.39.

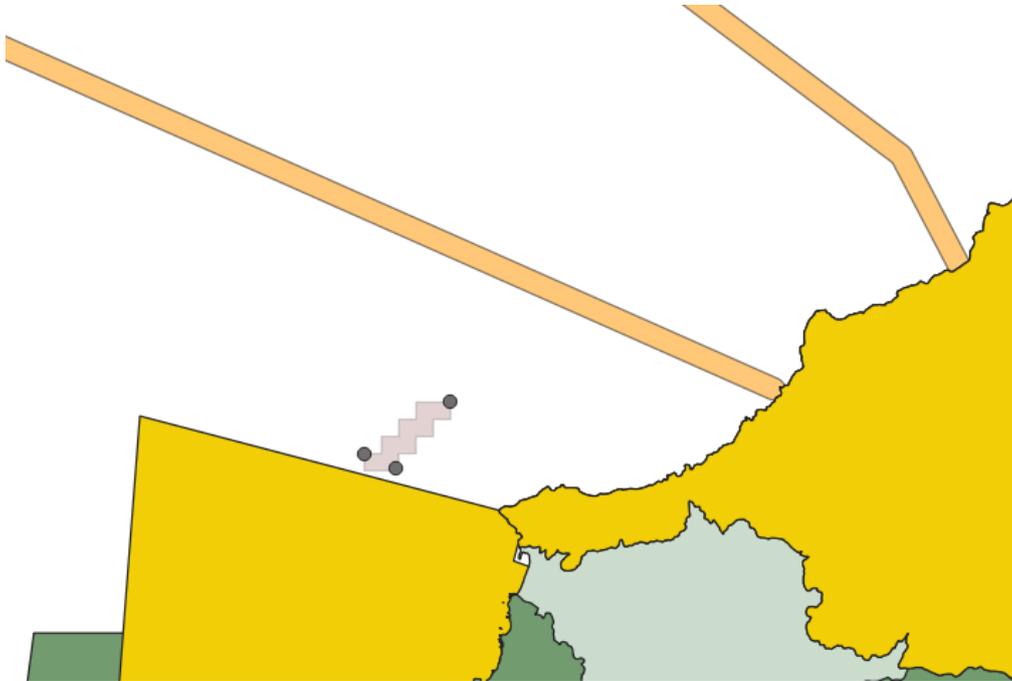


Figura 2.39. Restricciones cercanas al parque de fondo fijo de la zona oeste de Gran Canaria: zona ZEPA y cableado submarino. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a otras restricciones que afecten al parque propuesto, la zona no se ve afectada por servidumbres aeronáuticas ni por las cartas de aproximación visual. En cuanto a los cables submarinos, en la Figura 2.39 se aprecia claramente como el parque está localizado lejos de los cables que pasan por la zona.

Finalmente, al analizar el tráfico marítimo de la zona mediante (MarineTraffic, 2021), el oeste de Gran Canaria es escasamente transitado, en gran parte debido a la escasa población de la zona y la protección de los parajes marinos del oeste de la isla, por lo que el parque no afectaría a las vías con mayor densidad de embarcaciones.

### 2.5.1.2. Tenerife

Tenerife posee una zona en la que es posible instalar un parque eólico marino de fondo fijo, la costa noreste de La Punta de Anaga. Este área cuenta con 6,51 km<sup>2</sup> de superficie, a una distancia media de 3,5 km de la costa. Puede apreciarse la zona en la Figura 2.40.

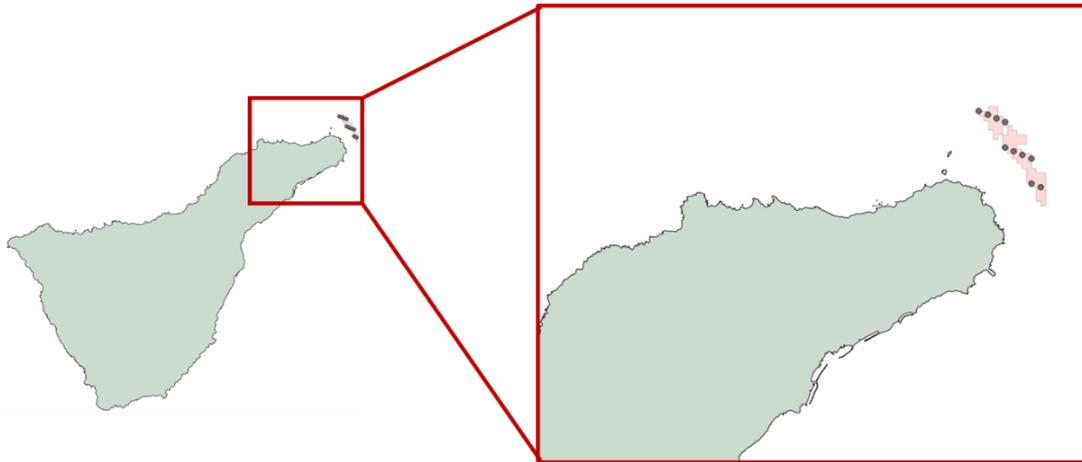


Figura 2.40. Parque eólico marino de fondo fijo propuesto para el noreste de la isla de Tenerife.

Fuente: Elaboración propia.

Presenta velocidad media anual bastante inferior a las localizaciones de Gran Canaria, con 7,45 m/s, velocidades relativamente bajas para aerogeneradores de estas características, por lo que el potencial eólico es bajo, aunque se ha propuesto como potencial zona de fondo fijo, al ser la única en Tenerife. En cuanto a la batimetría, se estima un fondo medio en las localizaciones de los aerogeneradores de 46 m de profundidad.

A lo largo de su superficie se han dispuesto 10 aerogeneradores de 7 MW, con una potencia instalada total de 70 MW. Las turbinas se han colocado perpendicularmente al viento reinante en la zona, el alisio (Anexo III.V), con un ángulo de 22,5° respecto la dirección norte, como en la mayoría de casos de los parques canarios.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

En la zona noreste de la isla, especialmente en la Punta de Anaga, no hay existencia de puertos que puedan albergar las instalaciones para el montaje de las estructuras, por lo que tendrán que ser remolcadas desde otro punto de la isla. Para ello, se propone como escenarios más probables el montaje en las inmediaciones en el Puerto de Santa Cruz de Tenerife (22 km de distancia) o en el Puerto de Granadilla, más acondicionado para este tipo de labores (72 km de distancia). Incluso, debido al escaso número de aerogeneradores de esta tecnología en la provincia occidental, el remolque podría llevarse a cabo desde el Puerto de Arinaga, en Gran Canaria (129 km de distancia).

- Impacto en la sociedad

En la zona donde se propone el parque no hay ningún núcleo poblacional, por lo que el impacto visual en la población es bastante reducido. No obstante, se trata de una zona con alto valor ecológico, numerosas rutas de senderismo y con el Faro de Anaga frente a sus costas, reclamo

turístico para los visitantes del norte de la isla. Por lo tanto, a pesar de que no tenga mayor efecto en la población local, el impacto visual es importante al tratarse de una zona de alto valor paisajístico y para el turismo rural.

- Restricciones cercanas

Las mayores restricciones de la zona corresponden a espacios naturales protegidos (ZEPA de la Punta de Anaga). Al tratarse de una localización con alto valor ecológico y restricciones cercanas de protección a las aves (como se aprecia en la Figura 2.41), su instalación en esta zona requiere de un estudio de impacto ambiental detallado.

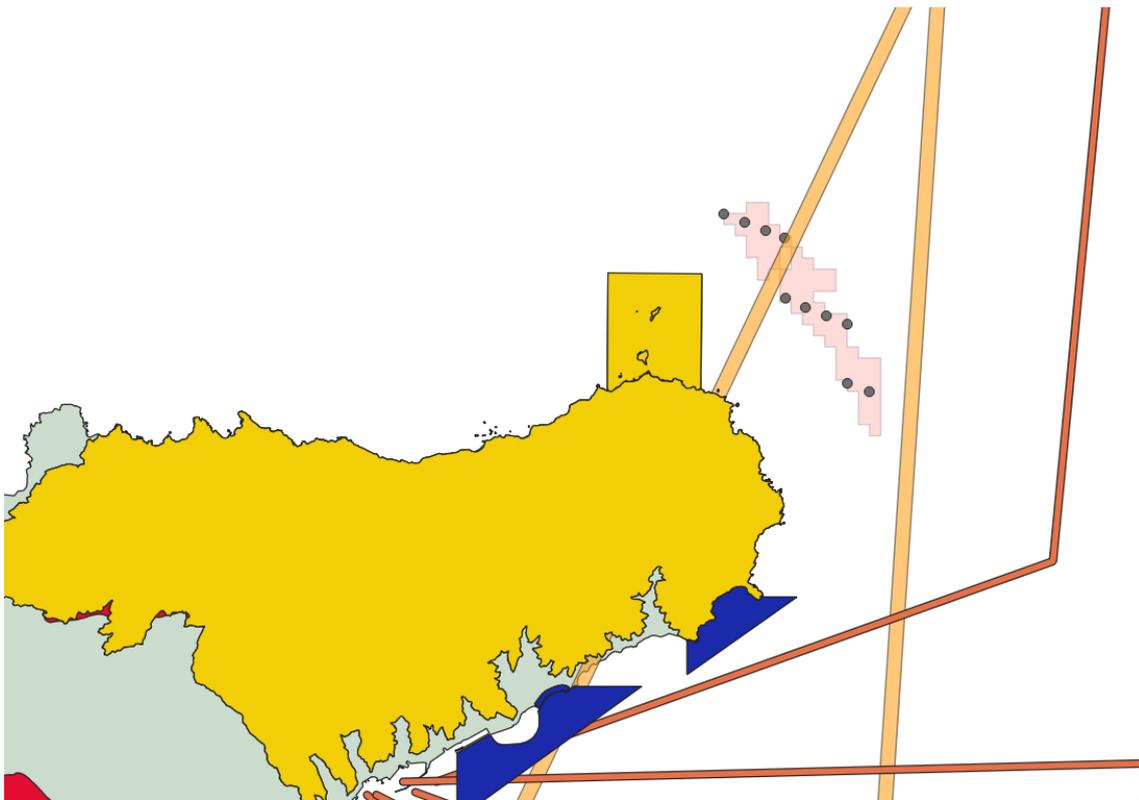


Figura 2.41. Restricciones cercanas al parque de la zona noreste de Tenerife: Espacios naturales protegidos y cableado submarino. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto al cableado submarino, se aprecia como el parque se vería afectado por uno de los cables que llegan a la isla, si bien los aerogeneradores se han dispuesto de tal modo que queden fuera de los 200 m de distancia de seguridad que se han dejado a cada lado de los mismos.

En el caso de las servidumbres aeronáuticas, el parque está situado fuera de los límites establecidos por AESA, así como de las cartas de aproximación visual para aviación militar y avionetas. Finalmente, en cuanto al tráfico marítimo, la zona de la Punta de Anaga donde se colocaría el parque no tiene una elevada densidad de tráfico, por lo que las rutas no se verían afectadas por el parque eólico marino.

### 2.5.1.3. Fuerteventura

Fuerteventura es la isla con más posibles zonas para parques de fondo fijo: una amplia superficie en el oeste de la isla, y dos pequeñas áreas en el noroeste y sureste de la misma.

#### 2.5.1.3.1. Zona oeste

La isla de Fuerteventura cuenta con una gran superficie para la instalación de un parque eólico marino, en su cara oeste, en la costa perteneciente al municipio de Pájara. Esta área cuenta con 13,2 km<sup>2</sup> de superficie. A diferencia del parque propuesto en la zona sureste de Gran Canaria, esta zona se encuentra situada a una distancia mínima de 5 km de la costa, con una distancia media de 6,5 km a la línea de costa. Su profundidad media está en torno a 47 m. La localización y geometría del parque se muestra en la Figura 2.42.

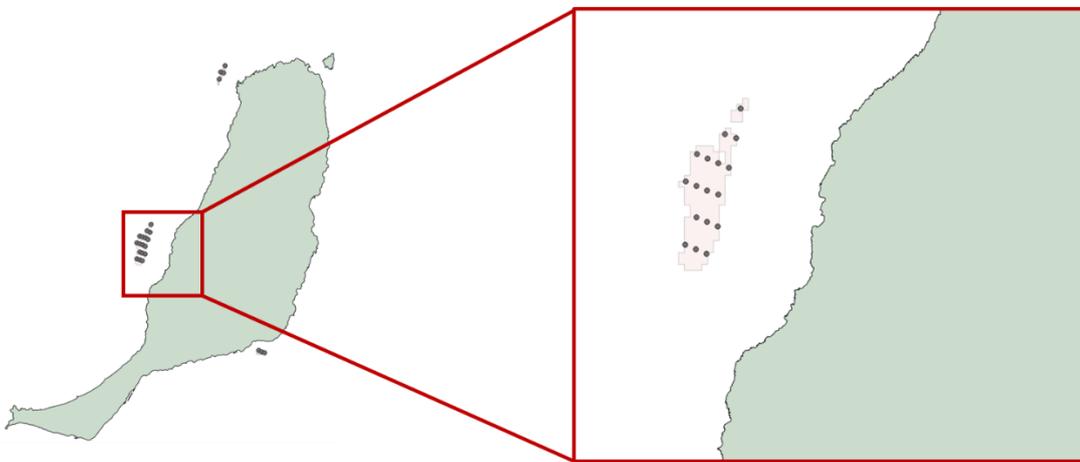


Figura 2.42. Parque eólico marino de fondo fijo propuesto para el oeste de la isla de Fuerteventura.

Fuente: Elaboración propia.

Presenta un buen recurso eólico, aunque menor que en la isla de Gran Canaria, con una velocidad media de 9,33 m/s a la altura del buje. La dirección de los aerogeneradores será perpendicular al noroeste, haciendo frente a los vientos alisios, con una inclinación de 22,5° respecto al norte.

En esta superficie se han distribuido 17 aerogeneradores de 7 MW, lo que se traduce en una potencia instalada de 119 MW.

Esta zona, al estar más alejada de la costa, permite una ampliación del parque acercándolo más a la costa, lo que duplicaría el número de aerogeneradores instalados, alcanzando una potencia de 238 MW a una distancia mínima de 3 km de la costa. No obstante, en este proyecto únicamente se analizará el parque situado a 5 km de la línea de costa, siguiendo la premisa de analizar los parques lo más alejado posible de tierra.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

La zona oeste de Fuerteventura no cuenta con estructuras suficientes para el montaje, ensamblaje y remolque de los dispositivos hasta su localización final. No hay puertos cercanos con la capacidad necesaria para una instalación de tal índole, ni bases logísticas, por lo que el montaje y almacenamiento de las piezas se tendría que realizar en otra parte de la isla o, muy probablemente, desde el puerto de Las Palmas (119 km de distancia) o desde Arinaga (129 km de distancia). En el caso de realizarse desde el Puerto del Rosario la distancia superaría igualmente los 100 km.

Además, para realizar la conexión eléctrica con la red de transporte, habría que cruzar la isla para acceder a la subestación más cercana, previsiblemente a Gran Tarajal, a una distancia de unos 24 km. Por el contrario, REE debería construir una nueva línea para que la subestación quedara más cerca de la zona del parque.

- Impacto en la sociedad

A pesar de no haber apenas población en la zona (algún núcleo poblacional de pequeño tamaño, como Ajuy), el impacto sería mínimo al haber poca población en la zona. Sin embargo, se trata de una localización con un importante patrimonio paisajístico, muy demandado por los visitantes de la isla, por lo que el impacto visual sería considerable para el turismo de la zona, así como las numerosas playas y calas que hay por la costa oeste de la isla.

Analizando el impacto laboral en Fuerteventura, en caso de llevarse a cabo el montaje de las estructuras in situ, altamente improbable, se deberá considerar la formación de personal local, al no existir experiencia previa en eólica marina, y muy poco desarrollo del sector eólico en tierra.

- Restricciones cercanas

Una vez más, las restricciones más importantes cerca de la localización del parque propuesto corresponden a zonas naturales protegidas, fundamentalmente la zona LIC que queda al sur del parque, y la zona ZEPA delimitada en tierra y que limita el parque por la zona norte, por lo que el impacto en la avifauna local podría ser importante. Puede apreciarse este hecho en la Figura 2.43.

En cuanto a las servidumbres aeronáuticas, el área delimitada no se encuentra dentro de ningún tipo de servidumbre. Asimismo está alejada de las zonas recogidas en las cartas de aproximación visual, al estar el aeropuerto al otro lado de la isla. Tampoco hay constancia de cables submarinos cerca de la zona propuesta para la instalación de aerogeneradores.

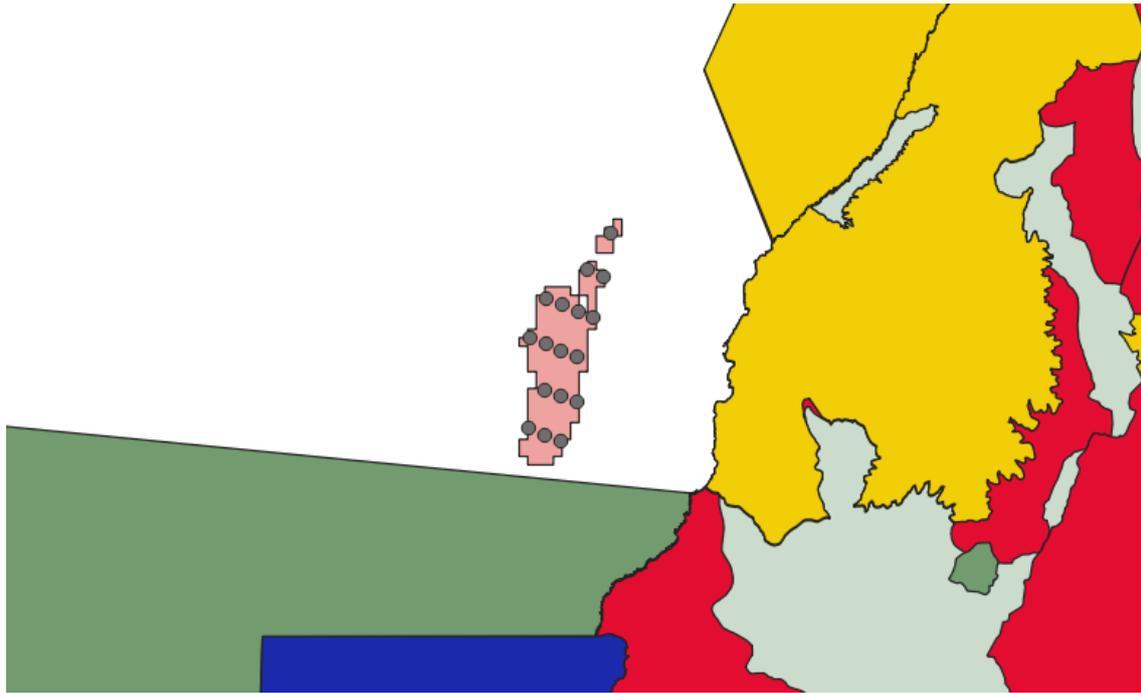


Figura 2.43. Restricciones cercanas al parque de la zona oeste de Fuerteventura: Espacios naturales protegidos. Fuente: Elaboración propia.

En último lugar, la zona este de la isla de Fuerteventura presenta un escaso tráfico marítimo, por lo que la instalación de este parque no supondría cambio alguno en las rutas de los barcos ni tendría afecciones en el desarrollo económico marino de la zona.

#### 2.5.1.3.2. Zona noroeste

Fuerteventura también posee una pequeña zona en la que es posible instalar un parque eólico marino de fondo fijo en su costa noroeste.

Esta área, de 2,01 km<sup>2</sup> de superficie se encuentra localizado a una distancia media de 4 km de la costa, si bien la distancia mínima se reduce a 2 km únicamente. Además, los aerogeneradores se instalan a una profundidad media de 47 m, como el parque descrito anteriormente. Puede apreciarse la zona en la Figura 2.44.

Analizando su recurso eólico, es algo menor que en la zona oeste de la isla, alcanzando una velocidad media de casi 9 m/s a la altura del buje.

El parque tiene capacidad para albergar 4 aerogeneradores, lo que supone 28 MW de potencia instalada. Los aerogeneradores se han dispuesto con una inclinación de 22,5° respecto a la dirección norte para aprovechar al máximo la dirección predominante del viento alisio.

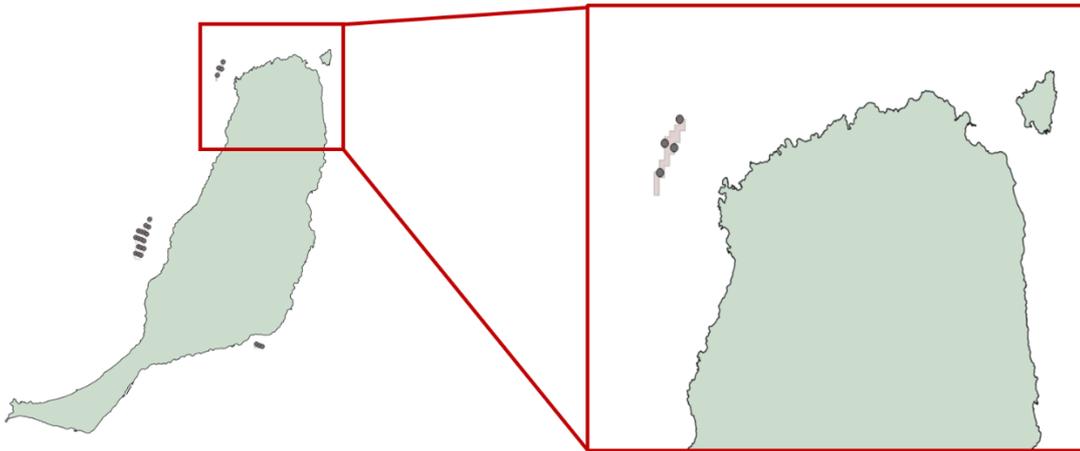


Figura 2.44. Parque eólico marino de fondo fijo propuesto para el noroeste de la isla de Fuerteventura.

Fuente: Elaboración propia.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

Como ya se ha comentado anteriormente, para los parques eólicos marinos propuestos en la isla de Fuerteventura, los dispositivos tendrán que ser trasladados o desde Puerto del Rosario (57,5 km de distancia), o desde la isla de Gran Canaria (si se toma como referencia el Puerto de Las Palmas, la distancia es de 152 km, que aumentan hasta 165 km en caso de que se remolcasen desde Arinaga), ya que en la zona noroeste de la isla no hay instalaciones que permitan realizar el despliegue necesario para montar los parques.

En el noroeste de Fuerteventura tampoco hay subestaciones cercanas que permitan la evacuación de energía a la red de transporte, por lo que habría que proyectar una línea aérea hasta la estación más cercana, La Oliva, con una longitud aproximada de 12,5 km.

- Impacto en la sociedad

Como la mayor parte de la mitad oeste de Fuerteventura, existen muy pocos núcleos poblacionales en la zona, y los que hay tienen poca población, como es el caso de El Cotillo, localizado al sur del parque. No obstante, se trata de una zona turística, muy apreciada por los visitantes, por lo que a pesar de no haber mucha población por la zona, si afectaría al patrimonio paisajístico de la zona noroeste de la isla.

Analizando el impacto laboral en Fuerteventura, en caso de llevarse a cabo el montaje de las estructuras in situ, altamente improbable, se deberá considerar la formación de personal local, al no existir experiencia previa en eólica marina, y muy poco desarrollo del sector eólico en tierra.

- Restricciones cercanas

Como se puede apreciar claramente en la Figura 2.45, la principal restricción al desarrollo del parque eólico marino en la parte noroeste recae en la zona ZEPA que une Fuerteventura y Lanzarote por mar. El parque se situaría en el límite superior de la misma, quedando los aerogeneradores fuera de la zona protegida, aunque el impacto en la avifauna podría ser importante, así que se necesitaría de un análisis pormenorizado del impacto en las aves protegidas en la zona.

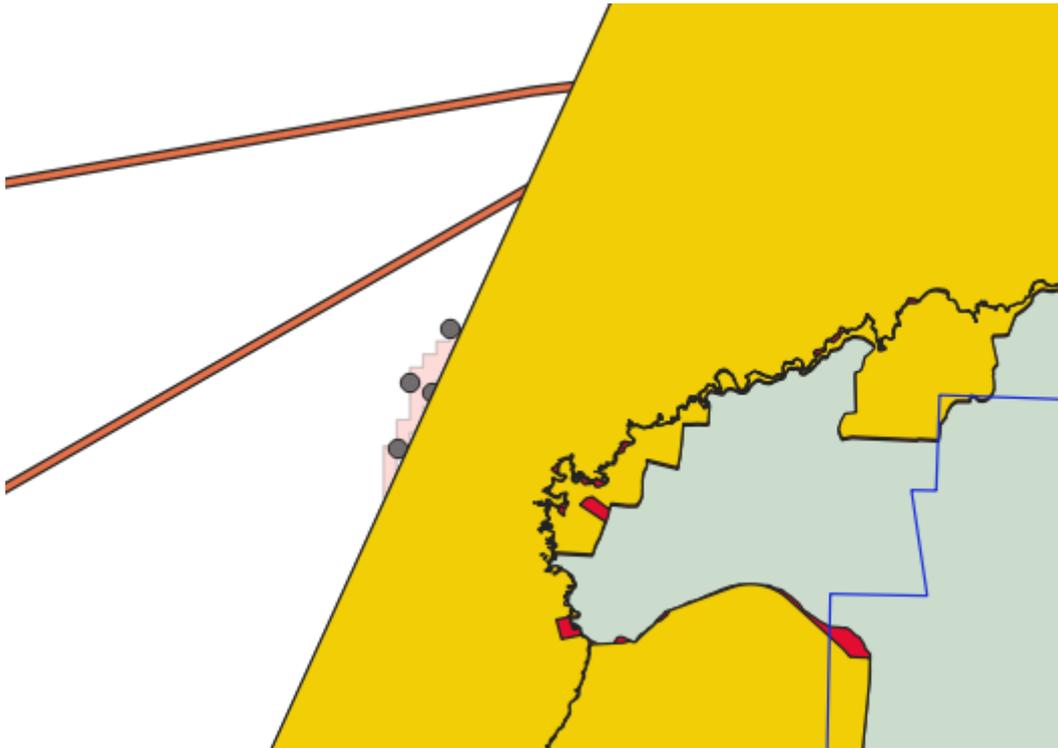


Figura 2.45. Restricciones cercanas al parque de la zona oeste de Fuerteventura: Espacios naturales protegidos. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a las servidumbres aeronáuticas, el área delimitada no se encuentra dentro de ningún tipo de servidumbre. Asimismo está alejada de las zonas recogidas en las cartas de aproximación visual, al estar el aeropuerto al otro lado de la isla.

Para finalizar con el análisis de la zona noroeste, por la zona norte del parque circulan dos rutas marítimas regulares que unen Arrecife (Lanzarote) con el Puerto de Las Palmas, como se puede ver en la figura anterior. Sin embargo, no hay afección del parque a dichas rutas marítimas, quedando a una distancia considerable. En cuanto a la densidad de tráfico marítimo por la zona, excluyendo el análisis de las rutas marítimas regulares, existe poca densidad tráfico por la zona, así que el parque no afectaría a las líneas marítimas.

### 2.5.1.3.3. Zona sureste

La última propuesta de parque de fondo fijo en la isla de Fuerteventura se encuentra en la zona sureste, frente a las costas de Gran Tarajal y Las Playitas, en el término municipal de Tuineje.

La superficie del parque es de 1,53 km<sup>2</sup> a una distancia mínima de 2 km de la costa y una profundidad media de 32 m. Presenta la velocidad media de viento más baja de los parques eólicos marinos de fondo fijo propuestos para la isla de Fuerteventura, en torno a los 8,5 m/s a la altura del buje (cálculos en el Capítulo III). Es por ello que los dos parques anteriores son más interesantes desde el punto de vista del recurso eólico. En la Figura 2.46 se puede observar la localización del parque.

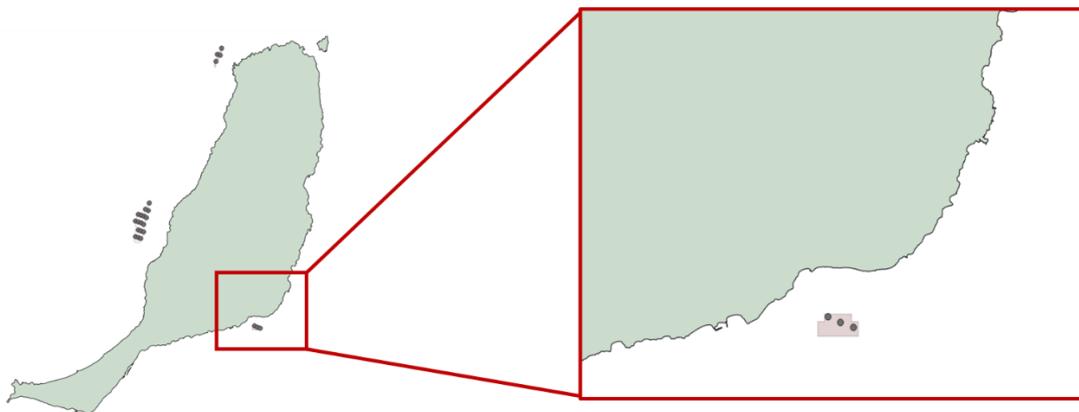


Figura 2.46. Parque eólico marino de fondo fijo propuesto para el sureste de la isla de Fuerteventura.

Fuente: Elaboración propia.

Analizando la capacidad del parque, se propone la instalación de 3 dispositivos de 7 MW, lo que hace una potencia instalada de 21 MW, colocados perpendicularmente a la dirección predominante del viento, los alisios, con una inclinación de 22,5° respecto a la dirección norte.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

Como ya se ha comentado anteriormente, para los parques eólicos marinos propuestos en la isla de Fuerteventura, los dispositivos tendrán que ser trasladados o desde Puerto del Rosario (36,5 km de distancia), ya que se asume que el Puerto de Gran Tarajal no está preparado para el desarrollo de estos dispositivos. En caso de realizarse el remolque desde la isla de Gran Canaria las distancias hasta el Puerto de Las Palmas y el Puerto de Arinaga son, 151 km en ambos casos, aproximadamente.

A diferencia de los dos parques anteriores, en el sureste de Fuerteventura hay varias subestaciones cercanas a las cuales evacuar directamente la electricidad del parque (Gran Tarajal), por lo que no se considera línea aérea para unir el parque con la subestación.

- Impacto en la sociedad

La costa sureste de Fuerteventura es una de las más pobladas y turísticas de la isla, lugar de hospedaje de gran parte de los visitantes que llegan para pasar sus vacaciones. A ello se le suma la inexistencia de parques eólicos por la zona, a pesar de haber varios tramitados, por lo que el impacto visual sería muy elevado teniendo en cuenta las poblaciones cercanas y su poco hábito a ver aerogeneradores cerca de los núcleos poblacionales.

Analizando el impacto laboral en Fuerteventura, en caso de llevarse a cabo el montaje de las estructuras in situ, altamente improbable, se deberá considerar la formación de personal local, al no existir experiencia previa en eólica marina, y muy poco desarrollo del sector eólico en tierra.

- Restricciones cercanas

Como en el resto de casos de los parques de Fuerteventura, las principales restricciones al desarrollo de la eólica marina corresponde a los espacios naturales protegidos. En este caso la cercanía de la LIC pone en entredicho la ejecución de este parque, si bien el mismo se sitúa fuera de los límites de la restricción, como muestra la Figura 2.47.

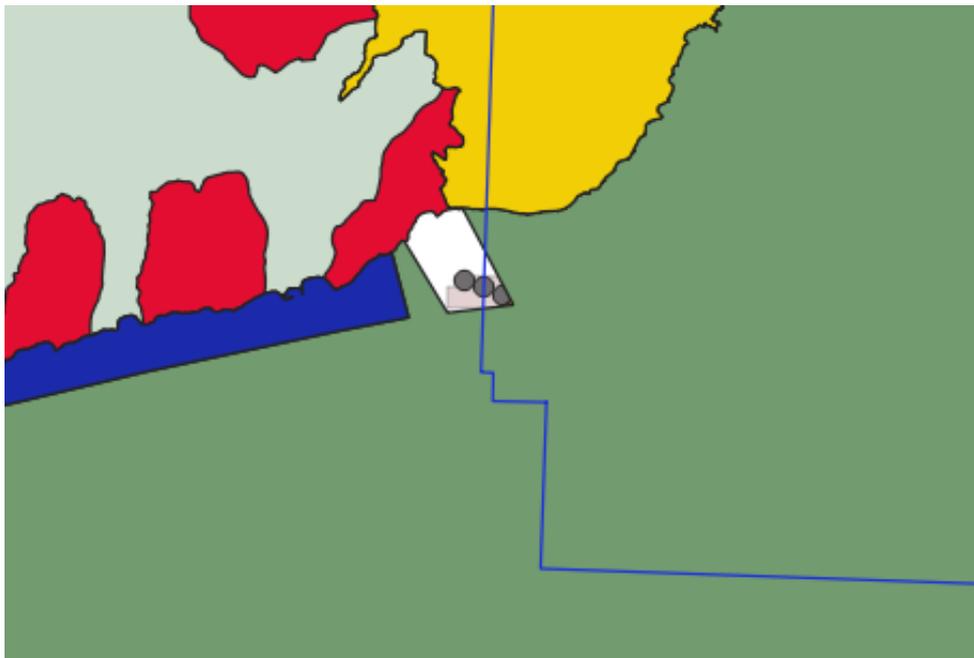


Figura 2.47. Restricciones cercanas al parque de la zona oeste de Fuerteventura: Espacios naturales protegidos. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a otras restricciones, el parque queda fuera de las servidumbres de aeródromos, por lo que no hay afección en cuanto a la altura, así como de otras instalaciones en el mar. En cuanto a la densidad del tráfico marítimo en la zona, únicamente pasan por esta zona algunos pesqueros y barcos recreativos, por lo que la afección es despreciable.

### 2.5.2. Flotante

Para parques eólicos marinos flotantes, se proponen 22 alternativas a lo largo de todo el archipiélago, que cumplen con todas las restricciones y condiciones ya descritas anteriormente. Además, el análisis se dividirá en función de la batimetría. Hasta 500 y 1.000 m, respectivamente.

#### 2.5.2.1. Hasta 500 m de batimetría

De los 22 parques flotantes, 12 corresponden a parques con todos sus aerogeneradores instalados a profundidades inferiores a 500 m, y que se analizan a continuación.

##### 2.5.2.1.1. Gran Canaria

En el caso de la isla de Gran Canaria, se proponen 4 parques con batimetría máxima a 500 m y con un recurso eólico muy bueno.

###### 2.5.2.1.1.1. Zona sureste

La zona sureste de Gran Canaria, como ya se ha comentado, presenta unas condiciones ideales para el desarrollo de la eólica marina, más aún para flotante por su escarpado lecho marino. El área del parque propuesto abarca prácticamente una franja de las aguas frente a la costa desde Arinaga a Pozo Izquierdo, en los municipios de Agüimes y Santa Lucía. La localización del parque se muestra en la Figura 2.48.

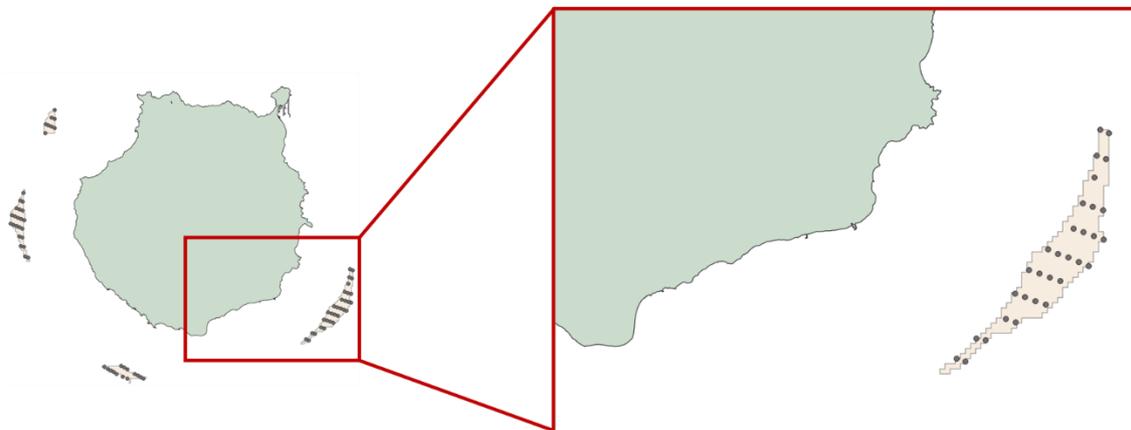


Figura 2.48. Parque eólico marino flotante propuesto para el sureste de la isla de Gran Canaria.

Fuente: Elaboración propia.

La superficie ocupada es de 27,27 km<sup>2</sup>, y a pesar de que podría desarrollarse a una distancia mucho menor de la costa, se propone el parque a una distancia mínima de 10 km de la costa, teniendo una profundidad media de 350 m.

La velocidad media de viento es un poco superior a la de fondo fijo en la misma zona, ya que se encuentra a mayor distancia de la costa, alcanzando los 11,18 m/s. Es por ello que se trata de la zona con mayor potencial eólico de Canarias

En cuanto a su capacidad, el área cuenta con 31 aerogeneradores de 10 MW, lo que se traduce en una potencia instalable de 310 MW. Aunque no es objeto de análisis en este proyecto, ya que no se busca calcular el potencial total de cada zona, el parque podría ampliarse acercándolo a la costa. En este caso, si la distancia mínima a la costa se redujera a 7,5 km, el parque podría albergar hasta 92 aerogeneradores, lo que supondría una potencia instalada de 920 MW. Los aerogeneradores se han colocado perpendiculares al nornoreste, 22,5° respecto al norte.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

Como ya se ha comentado en el apartado 2.5.1.1.1, la localización estratégica del Puerto de Arinaga, su base logística y la cercanía de subestaciones donde evacuar la energía hacen de la zona sureste de Gran Canaria un banco de ensayos ideal para el desarrollo de la eólica marina, con gran potencial en sus aguas.

- Impacto en la sociedad

En el apartado 2.5.1.1.1. se analiza el impacto que podría tener los parques eólicos marinos en la zona sureste de Gran Canaria, si bien es cierto que, al estar a una distancia mínima de la costa, el impacto visual es considerablemente menor.

- Restricciones cercanas

En la zona sureste de Gran Canaria, donde se localizará el parque propuesto, no existen actualmente restricciones de carácter natural, ni las servidumbres aeronáuticas tienen una incidencia notable, al alejarse el parque a gran distancia de la costa, y por ende, del aeropuerto. No obstante, como se aprecia en la Figura 2.49, el parque es atravesado por varios cables submarinos, aunque este hecho no supone mayor inconveniente ya que los aerogeneradores se han distribuido de tal forma que no queden sobre la distancia de 200 m de seguridad que se ha dejado en torno a los cables. No obstante, al tratarse de una tecnología flotante, hay que considerar que los amarres y anclajes queden fuera de la distancia de seguridad, por lo que habría que realizar un estudio con mayor grado de detalle.

En cuanto a las cartas de aproximación, el parque queda por el límite exterior de los corredores de aviones, por lo que tampoco supone impedimento para aviación de la zona, aunque como en todos los casos, se requiere de una resolución favorable de AESA.

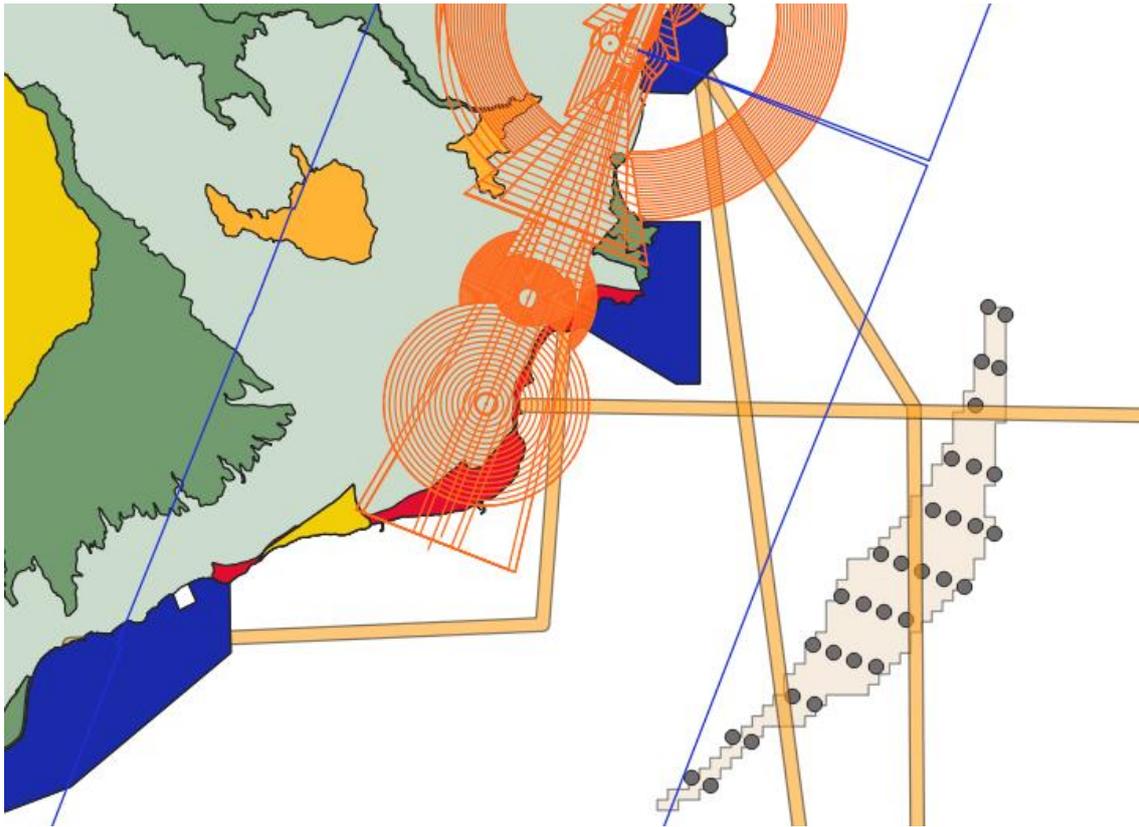


Figura 2.49. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona sureste de Gran Canaria.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, en un análisis preliminar de la densidad de tráfico marítimo en la zona de instalación propuesta, se observa que la zona se encuentra sobre un área con una elevada densidad de tráfico marítimo. Por tanto, será necesario realizar un estudio más detallado sobre la afección a la ruta que pasa por dicha zona y las posibles alternativas, en caso de no cruzar el parque eólico.

#### 2.5.2.1.1.2. Zona oeste

Gran Canaria cuenta con otra posible zona destinada a eólica marina flotante con un alto recurso eólico, en su costa oeste, perteneciente al municipio de La Aldea de San Nicolás (Figura 2.50)

Se trata de un área de 17,61 km<sup>2</sup>, distanciada de la costa unos 13 km de media, siendo el punto más cercano a la misma de 10 km. Presenta una profundidad media de 450 m.

Su velocidad media de viento alcanza los 10,70 m/s, que si bien no iguala a la zona sureste de Gran Canaria, se trata de un muy elevado recurso eólico. En esta zona se han distribuido 23 aerogeneradores de 10 MW, por lo que la potencia total instalada asciende a 230 MW.

Al igual que en el sureste, el parque podría ampliarse acercándolo a la costa. En este caso, si la distancia mínima a la costa se redujera a 7,5 km, el parque podría albergar hasta 59

aerogeneradores, lo que supondría una potencia instalada de 590 MW. Los aerogeneradores se han colocado perpendiculares al noroeste, 22,5° respecto al norte.

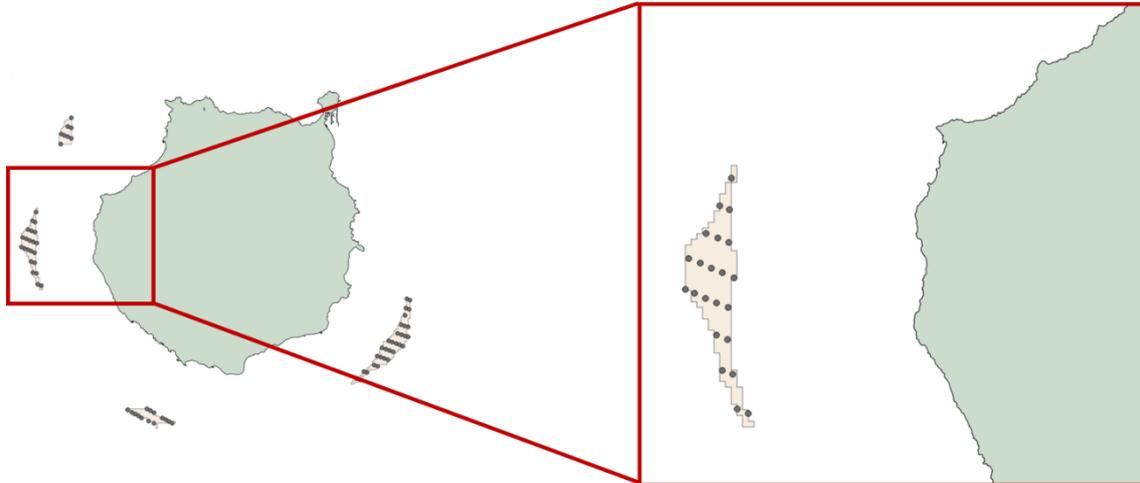


Figura 2.50. Parque eólico marino flotante propuesto para el oeste de la isla de Gran Canaria.

Fuente: Elaboración propia.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

A diferencia de la costa sureste de Gran Canaria, La Aldea de San Nicolás no cuenta con infraestructuras suficientes para el desarrollo de un parque eólico marino de estas dimensiones, como ya se ha mencionado en el apartado 2.5.1.1.2, donde se detallan distancias a puertos cercanos y otra información de interés. No posee un puerto lo suficientemente amplio para el montaje y remolque de los aerogeneradores, ni líneas de alta tensión y subestaciones acondicionadas para un proyecto de tal magnitud. Por lo tanto, sería necesaria la construcción de una subestación más cercana. Cabe mencionar que está prevista la construcción de una subestación en Agaete con potencia de 40 MVA para un parque eólico terrestre de 10,35 MW en los municipios de Guía, Gáldar y Agaete (Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2017).

- Impacto en la sociedad

En el apartado 2.5.1.1.2 se analiza el impacto que podría tener los parques eólicos marinos en la zona sureste de Gran Canaria, si bien es cierto que, al estar a una distancia mínima de la costa, el impacto visual es considerablemente menor.

- Restricciones cercanas

En cuanto a las posibles restricciones a las que podría someterse el área delimitada para el parque, las principales son debidas a los espacios naturales protegidos, ZEC y ZEPA. No obstante, el parque está situado fuera de los límites del espacio protegido.

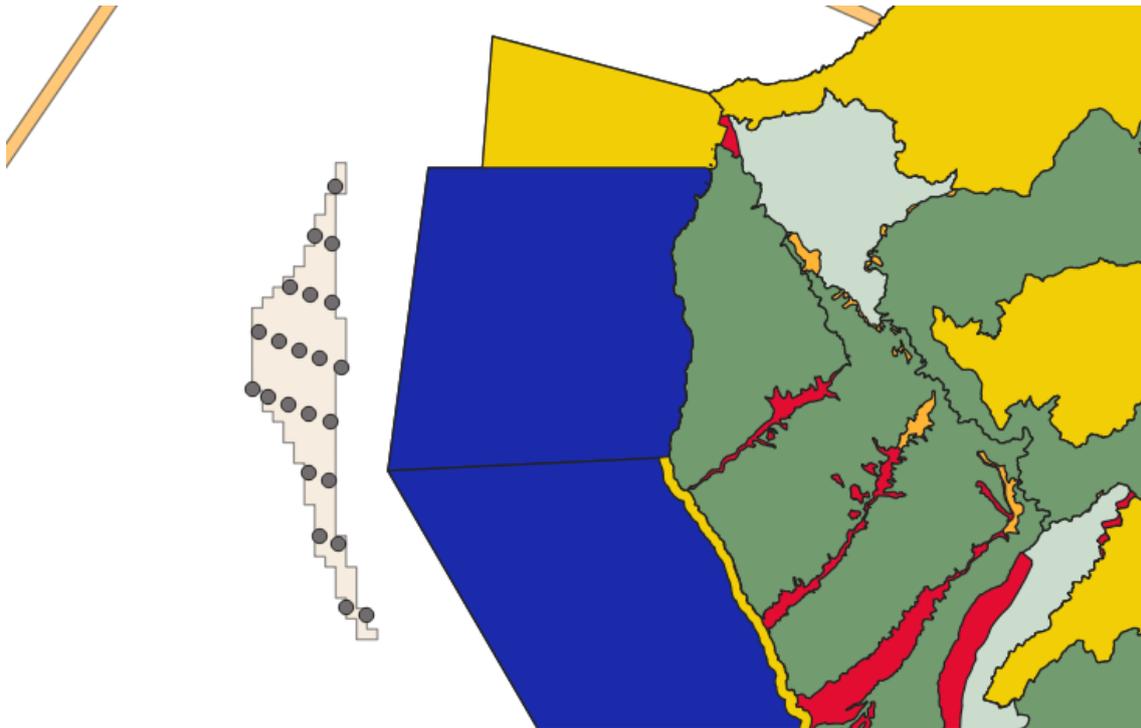


Figura 2.51. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona oeste de Gran Canaria.

Fuente: Elaboración propia.

No se encuentran cables submarinos instalados cerca de la zona propuesta, ni servidumbres aeronáuticas ni ninguna otra instalación que pudiera impedir la instalación del parque.

En cuanto al tráfico marítimo de la zona, en un análisis previo, se determina que la zona presenta un escaso tráfico marítimo, por lo que la instalación del parque tendría una afección mínima al paso de embarcaciones.

#### 2.5.2.1.1.3. Zona noroeste

Se propone otro parque cercano al anteriormente descrito, localizado al norte del mismo, frente a la costa del Puerto de Las Nieves, en el municipio de Agaete, como muestra la Figura 2.52.

La superficie cuenta con un área de 7,62 km<sup>2</sup>, distanciada de la costa unos 12,5 km de media, aunque la distancia mínima al parque es de 10 km respecto a la costa. Presenta una profundidad media de 400 m, inferior al parque del oeste.

Su velocidad media de viento es considerablemente inferior al parque propuesto en La Aldea, con 9,40 m/s, aunque no se trata de un mal recurso eólico.

En esta zona se han distribuido 8 aerogeneradores de 10 MW, por lo que la potencia total instalada alcanza los 80 MW. Los aerogeneradores se han colocado perpendiculares al noreste, 22,5° respecto al norte, enfrentados al alisio.

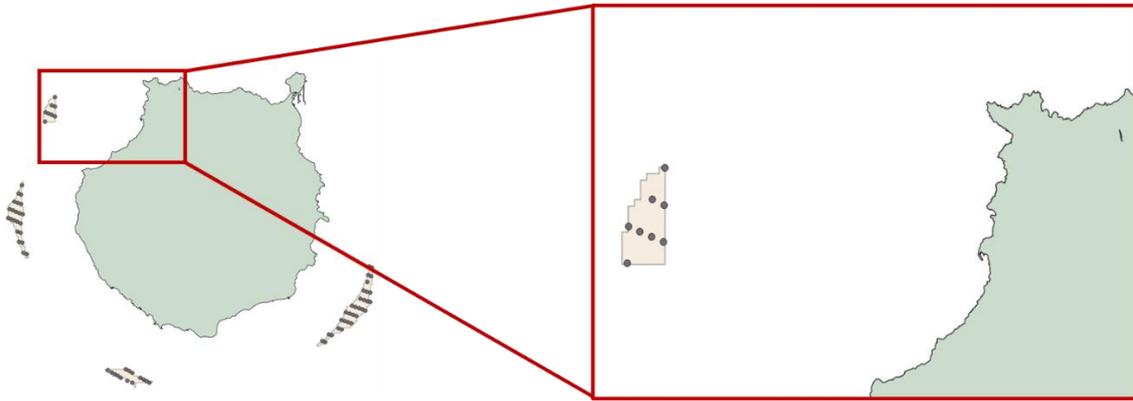


Figura 2.52. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de la isla de Gran Canaria.

Fuente: Elaboración propia.

#### - Instalaciones para el montaje de los dispositivos

El parque se encuentra cercano a un muelle de importantes dimensiones (Puerto de Las Nieves), si bien no está preparado ni cuenta con zonas en tierra habilitadas para la fabricación y montaje de los elementos del parque. La distancia a este muelle es de 16,5 km aproximadamente. Otros puertos con más opciones de transportar los dispositivos son los de Las Palmas (59 km) y el de Arinaga (85 km). Sin embargo, por su localización geográfica, también podría transportarse desde el Puerto de Santa Cruz (53,5 km) o incluso desde el Puerto de Granadilla (58 km) ambos en la isla vecina de Tenerife.

En cuanto a las infraestructuras eléctricas, actualmente la subestación más cercana es la de Santa María de Guía, aunque próximamente se llevará a cabo la construcción de una subestación en Agaete con potencia de 40 MVA para un parque eólico terrestre de 10,35 MW en los municipios de Guía, Gáldar y Agaete (Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2017). Además, la evacuación también puede realizarse hasta la subestación de Arguineguín, utilizando para ello la misma línea aérea que el parque propuesto frente a La Aldea de San Nicolás.

#### - Impacto en la sociedad

Aunque por la zona oeste de la isla no haya un sector eólico maduro, comienzan a instalarse en los municipios de Gáldar y Agaete los primeros aerogeneradores de la zona norte, por lo que a pesar de no tener experiencia en el sector marino, es está forjando un nicho de mercado importante en la eólica en tierra en esa parte de la isla.

En cuanto al impacto visual, al situarse tan lejos de la costa el impacto para la población será mínimo, si bien es cierto que la población podría mostrar su rechazo al proyecto.

- Restricciones cercanas

Como se aprecia en la Figura 2.53, no hay restricciones cercanas debido a espacios naturales, servidumbres aéreas ni de otro tipo de instalaciones, por lo que se trata de uno de los pocos parques canarios alejado de zonas naturales protegidas.

No obstante, por dicha zona hay diferentes cables submarinos, uno de los cuáles atraviesa el parque, aunque la disposición de los aerogeneradores no supone peligro para los mismos, a alta de un análisis más detallado sobre los amarres y anclajes.

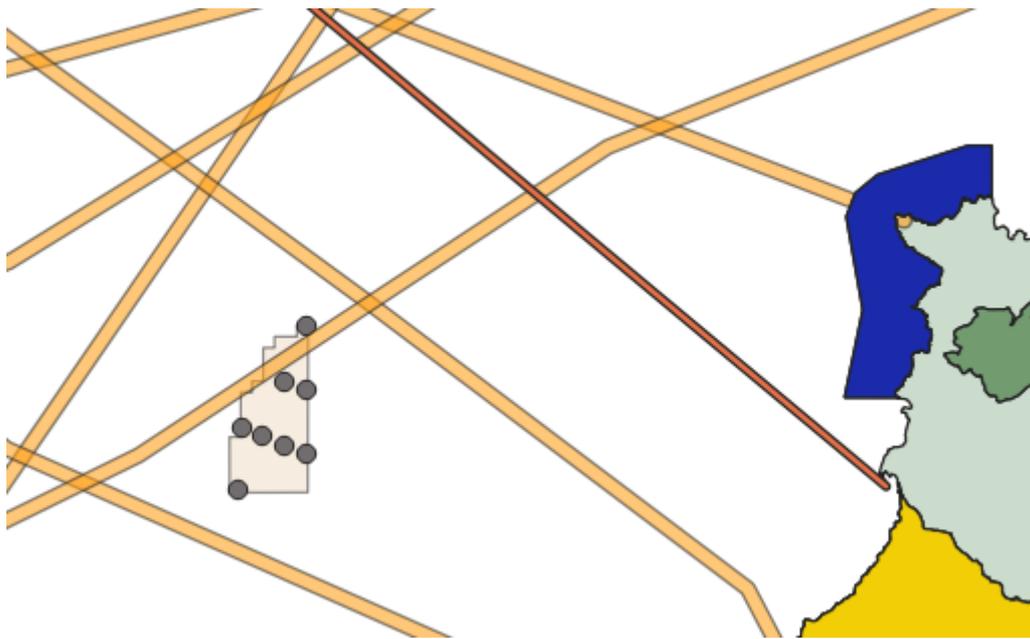


Figura 2.53. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noroeste de Gran Canaria.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, en cuanto al tráfico marítimo local, existe una ruta de tránsito regular relativamente cerca, que conecta la capital tinerfeña con Agaete, si bien la afeción del parque es mínima. Analizando el resto del tráfico marítimo, la zona no cuenta con prácticamente nada de tráfico marítimo, salvo pescadores de la zona, por lo que la afeción al tráfico marítimo es mínima.

#### 2.5.2.1.1.4. Zona suroeste

La isla de Gran Canaria presenta una cuarta posible zona de instalación de aerogeneradores flotantes. Se trata de un área situada a 10 km de la línea de costa, frente al Puerto de Arguineguín, en el municipio de Mogán (Figura 2.54).

Esta zona cuenta con una superficie de 9,59 km<sup>2</sup>, pudiendo albergar hasta 14 aerogeneradores de 10 MW, siendo la potencia total instalable de 140 MW.

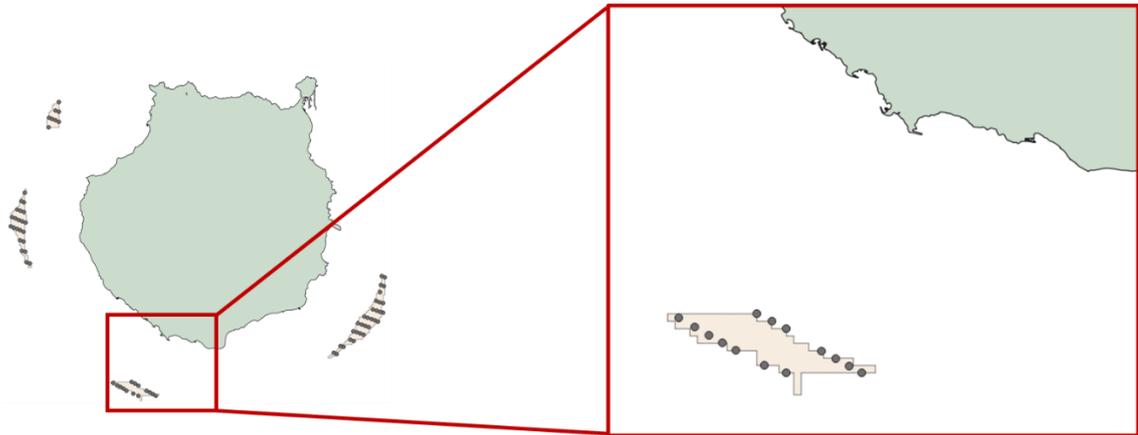


Figura 2.54. Parque eólico marino flotante propuesto para el suroeste de la isla de Gran Canaria.

Fuente: Elaboración propia.

Se trata de la zona con menor recurso eólico de las propuestas en la isla de Gran Canaria, únicamente con 6,64 m/s a la altura del buje.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

Se trata de una zona con infraestructuras previas que podrían facilitar su puesta en funcionamiento, como es el caso de las subestaciones de Cementos Especiales o la de Santa Águeda, a 150 m y 2,2 km de la costa, respectivamente. No obstante, no se dispone de un puerto que sirva para el montaje y entrada de buques de las piezas de aerogeneradores. Para realizar el montaje, el puerto más cercano sería el de Arinaga, a unos 40 km del área destinada al parque eólico.

- Impacto en la sociedad

A pesar de estar alejado a una distancia mínima de la costa de 10 km, está localizado frente una zona de gran explotación turística como es Arguineguín y Puerto Rico, aunque los aerogeneradores serían poco visibles desde la línea de costa.

En cuanto a la mano de obra, la cercanía de la zona con el sureste de Gran Canaria, motor eólico de la isla, facilita que muchos trabajadores de la zona ya estén cualificados para el desarrollo de proyectos de esta envergadura.

- Restricciones cercanas

En cuanto a las posibles restricciones, el mayor inconveniente que se puede presentar en este parque es su cercanía con la zona ZEC del suroeste de la isla (Figura 2.55), hábitat de numerosos cetáceos y diversidad marina. No obstante, no está claro aún si hay efectos importantes de la instalación de parques marinos sobre la fauna marina.

Del resto de las restricciones, no hay afección alguna sobre la zona, salvo la cercanía de un cable submarino cercano, pero que en principio no atraviesa el parque.

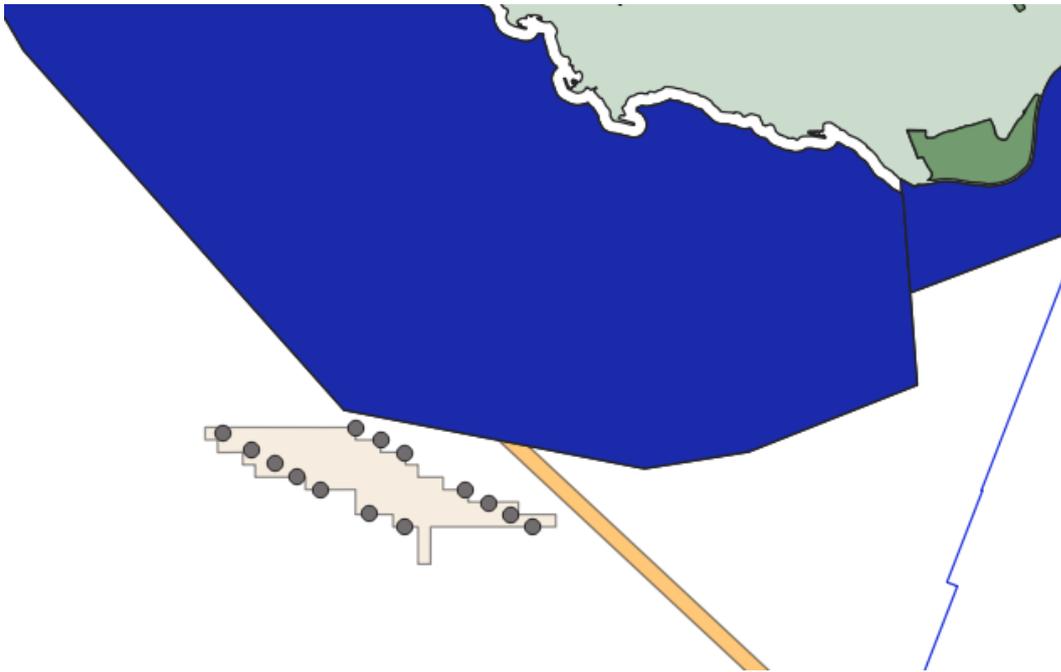


Figura 2.55. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona suroeste de Gran Canaria.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, en cuanto al tráfico marítimo de la zona, el suroeste de Gran Canaria es conocido por su multitud de embarcaciones deportivas y recreativas, que son diariamente usadas por turistas y visitantes. Sin embargo, el parque se encuentra a unos 10 km de la costa, distancia a la que este tipo de embarcaciones no es tan común que llegue, por lo que el tráfico marítimo de la zona no se ve prácticamente alterado, como demuestra (MarineTraffic, 2021).

#### 2.5.2.1.2. Tenerife

Para una batimetría de hasta 500 m, se propone un único área, está ubicada al noreste de la isla de Tenerife que, al igual que en el caso de fondo fijo, corresponde con una zona ubicada en frente de la costa Norte de La Punta de Anaga, en el término municipal de Santa Cruz de Tenerife (Figura 2.56). A pesar de haber otras dos pequeñas zonas al noroeste y sureste de Tenerife, se ha optado por ampliar dichas superficies con batimetrías hasta 1.000 m, ya que son zonas con muy buen recurso eólico. Por ello, el análisis se hará en el apartado siguiente.

Esta área cuenta con 14,26 km<sup>2</sup> de superficie, a una distancia mínima de 5 km de la costa. Se han dispuesto 19 aerogeneradores, lo que hace un total de 190 MW instalados. No obstante, se puede ampliar el parque acercándolo hacia la costa, aunque debido al bajo recurso eólico de esta zona y las restricciones debido a parajes naturales, podría ser más complicado burocráticamente. De este modo, ampliar el parque hasta los 3 km de la costa permitiría una capacidad de 690 MW.

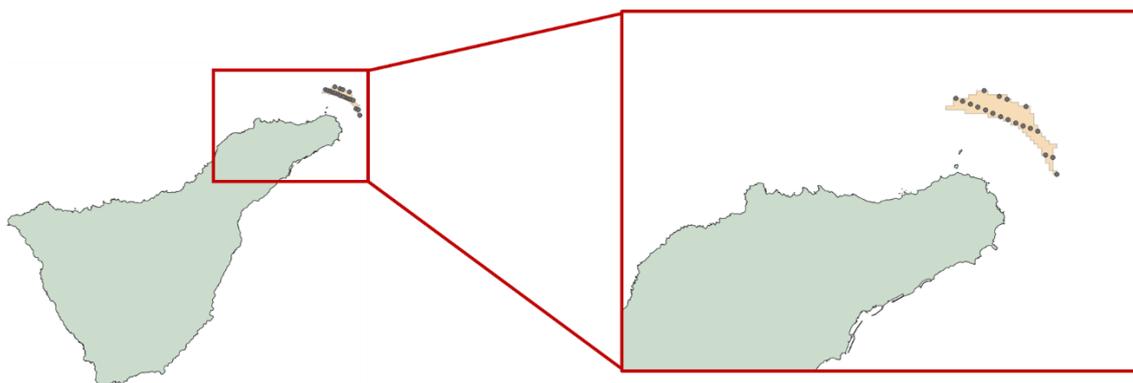


Figura 2.56. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de Gran Canaria.

Fuente: Elaboración propia.

Cabe señalar que, de instalarse este parque, 4 de los aerogeneradores más cercanos a la costa se superpondrían con los fondo dijo, por lo que para combinar ambos parques, se recomienda un análisis en mayor profundidad. En principio se asumirá que únicamente se instale uno de los dos parques propuestos para esta zona.

Se trata de la zona con menor recurso eólico de la isla de Tenerife, únicamente con 7,91 m/s a la altura del buje (ver Capítulo III).

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

En las inmediaciones en tierra del parque eólico marino no se encuentran ni puertos ni redes eléctricas a las que evacuar la electricidad. Por tanto, el montaje de las estructuras deberá realizarse lejos de la situación del parque (el Puerto de Santa Cruz está a 22 km y Granadilla a 76 km, aproximadamente). Por la zona no hay subestaciones eléctricas, lo que obligaría evacuar la electricidad generada a 10 km, al a subestación de Dique del Este, en la parte norte del área portuaria de la capital tinerfeña.

- Impacto en la sociedad

En el apartado 2.5.1.2 se analiza el impacto que podría tener los parques eólicos marinos en la zona noreste de Tenerife, aunque se avanza que la diferencia entre el parque de fondo fijo y flotante es de apenas 1 km, por lo que el impacto visual es similar.

- Restricciones cercanas

El parque de la zona noreste de Tenerife no tiene afección sobre servidumbres aeronáuticas, cartas d aproximación ni otras instalaciones marinas que se encontraran por la zona. Sin embargo, el mayor inconveniente recae en la cercanía de la zona ZEPA de la Punta de Anaga (Figura 2.57),

que si bien es únicamente en tierra y en unos islotes cercanos, la cercanía del parque a la acosta podría suponer un inconveniente a su instalación.

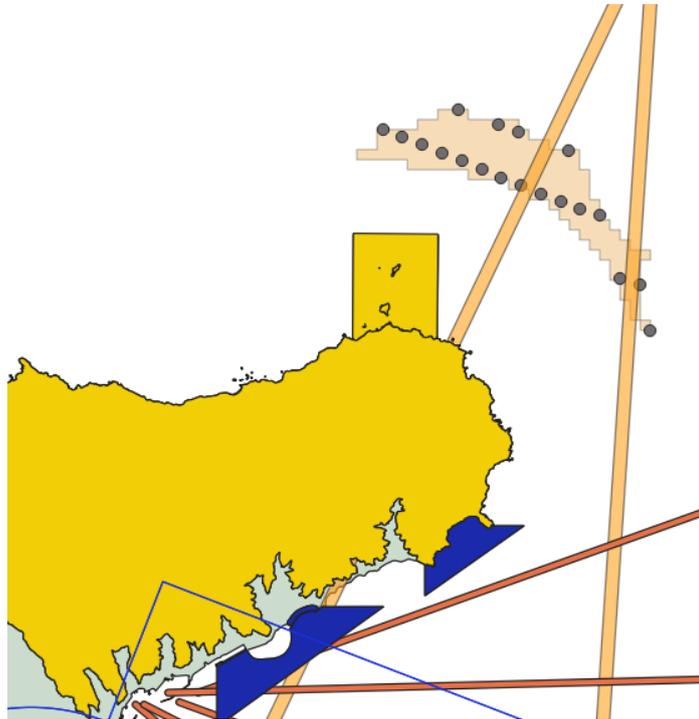


Figura 2.57. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noreste de Tenerife.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, la parte de la isla analizada presenta una densidad de tráfico marítimo muy reducida, por lo que el parque no afectaría a rutas marítimas de cierta importancia.

#### 2.5.2.1.3. *Fuerteventura*

Fuerteventura, al igual que en el caso del fondo fijo, contiene un posible área en la parte oeste, en este caso más hacia el noroeste que la anterior, frente a las costas de Betancuria, como muestra la Figura 2.58. A pesar de haber otra pequeña zona al noroeste de Fuerteventura, se ha optado por ampliar la superficie con batimetría hasta 1.000 m, ya que el recurso eólico es bastante bueno. Por ello, el análisis se hará en el apartado siguiente.

Con una superficie de 23,26 km<sup>2</sup> a una distancia mínima de la costa de 10 km (aunque la distancia media asciende a 12 km), el parque cuenta con 25 aerogeneradores, lo que hace un total de 250 MW, a una profundidad media de 200 m. Este parque, al igual que otros instalados en Gran Canaria y Tenerife, puede ampliarse acercándolo a la costa, en caso de que se precisase mayor potencia. De este modo, a una distancia mínima de 7,5 km de la costa, el parque podría albergar hasta 330 MW.

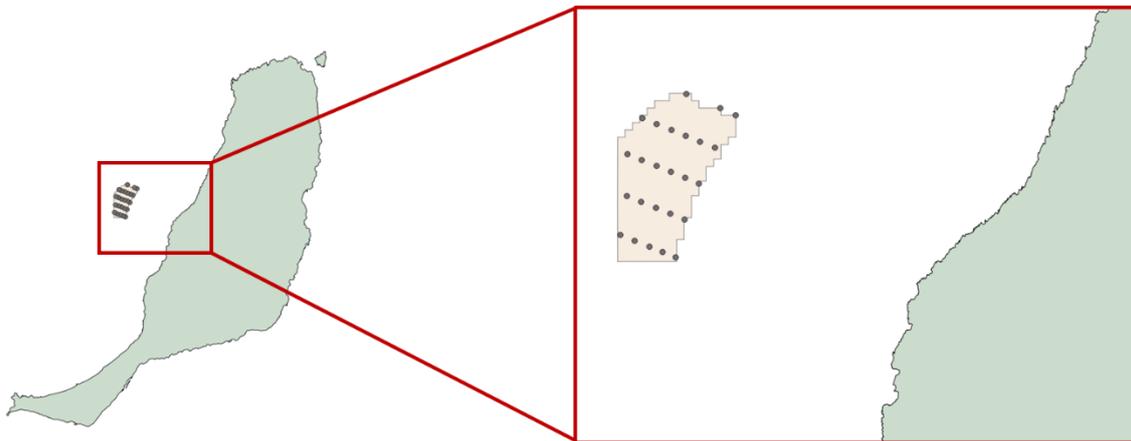


Figura 2.58. Parque eólico marino flotante propuesto para el oeste de Fuerteventura.

Fuente: Elaboración propia

Su velocidad media de viento es de 9,69 m/s, lo que convierte al oeste de Fuerteventura en la zona más interesante para los parques eólicos marinos.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

En el apartado 2.5.1.3.1. se analiza pormenorizadamente las instalaciones disponibles cerca de la situación del parque flotante del oeste de Fuerteventura.

- Impacto en la sociedad

En principio el impacto visual de parques eólicos marinos en la zona oeste de Fuerteventura, debido a una distancia mínima de 10 km, será bastante bajo. Para más información, en el apartado 2.5.1.3.1 se hace un análisis más pormenorizado.

- Restricciones cercanas

En cuanto a las posibles restricciones a las que podría someterse el área delimitada para el parque, dicha superficie no se encuentra dentro de ningún tipo de servidumbre, ni en zonas recogidas por las cartas de aproximación visual. Tampoco hay constancia de cables submarinos cercanos al parque. Además, las zonas naturales protegidas se encuentran lejos del parque, por lo que la afección a la avifauna local se espera que sea baja.

Finalmente, la costa este de Fuerteventura es poco transitada por las embarcaciones, por lo que el tráfico marítimo se vería prácticamente inalterado por la instalación del parque.

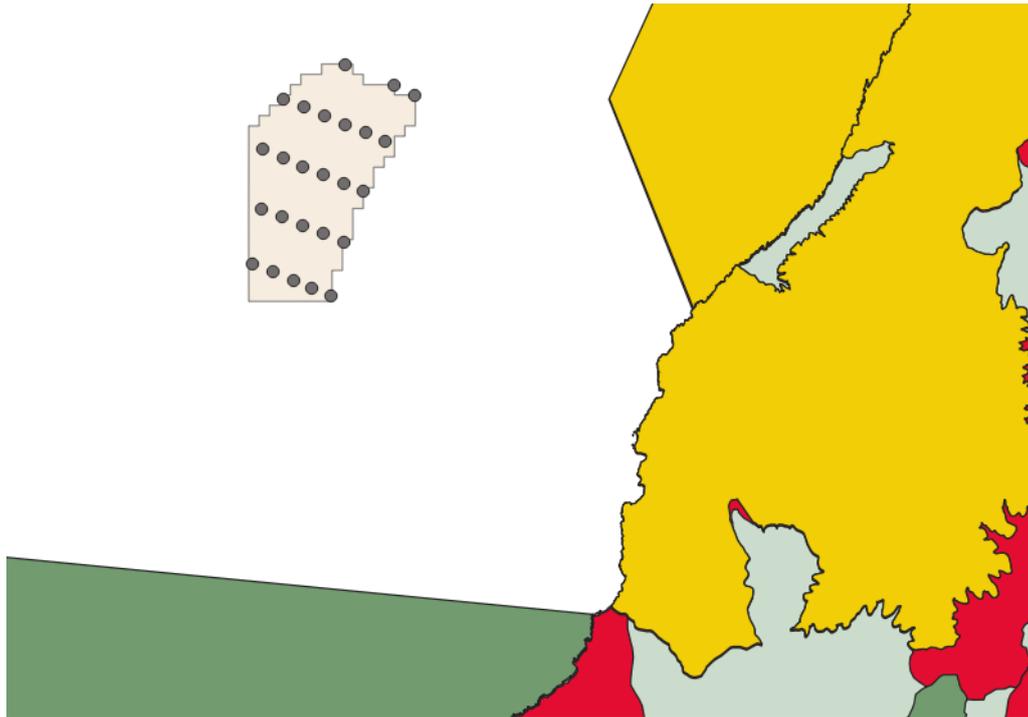


Figura 2.59. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona oeste de Fuerteventura.

Fuente: Elaboración propia.

#### 2.5.2.1.4. Lanzarote

En la isla de Lanzarote se proponen dos localizaciones para parques eólicos flotantes, a profundidades inferiores a 500 m..

##### 2.5.2.1.4.1. Zona noroeste

El área propuesta se localiza frente a las costas de Haría (Figura 2.60), y como en otros casos, se puede ampliar el parque acercándolo a la costa.

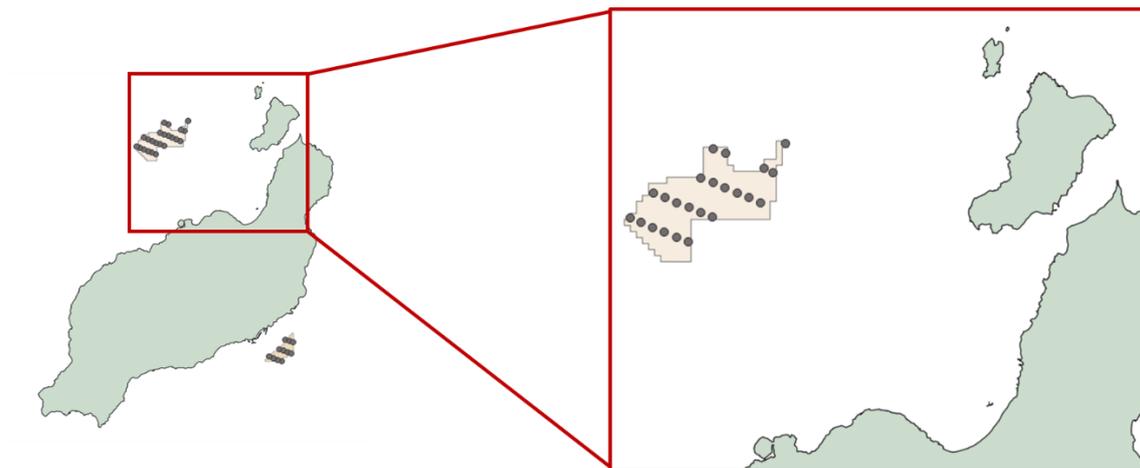


Figura 2.60. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de Lanzarote.

Fuente: Elaboración propia.

El parque cuenta con una superficie de aproximadamente 23,24 km<sup>2</sup> y una profundidad media de 350 m, a 10 km de distancia mínima de la costa (la distancia media es de 12,5 km). La superficie tiene capacidad para albergar 23 aerogeneradores, lo que hace un total de 230 MW instalados, aunque ampliando la superficie, se podrían instalar hasta 410 MW. No obstante, el análisis se hará únicamente a 10 km de la costa

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

Al igual que en las otras islas no capitalinas, esta región de Lanzarote no dispone a priori de los medios para desarrollar un proyecto de tal magnitud. El montaje y almacenamiento de las piezas podría realizarse tanto en un puerto insular, como el Puerto de Arrecife, o se propone, al igual que para la mayoría de parques, el montaje y remolque desde el puerto de Las Palmas, a unos 220 km de distancia aproximadamente; o desde el Puerto de Arinaga, a 230 km de distancia, aproximadamente. En caso de realizarse desde el puerto de Arrecife la distancia superaría los 100 km.

En cuanto al resto de instalaciones, la zona no cuenta con líneas de transporte ni subestaciones. La más cercana sería la S.E. Salinas de Río (20 kV), pero se podría evacuar la producción del parque a la subestación de San Bartolomé (66 kV), a una distancia de 19 km aproximadamente, o a Callejones, con una capacidad de evacuación de 27,6 MW provenientes de parques eólicos (SmartGridsInfo, 2018).

- Impacto en la sociedad

En la Figura 2.61 se muestran las principales restricciones de la zona.

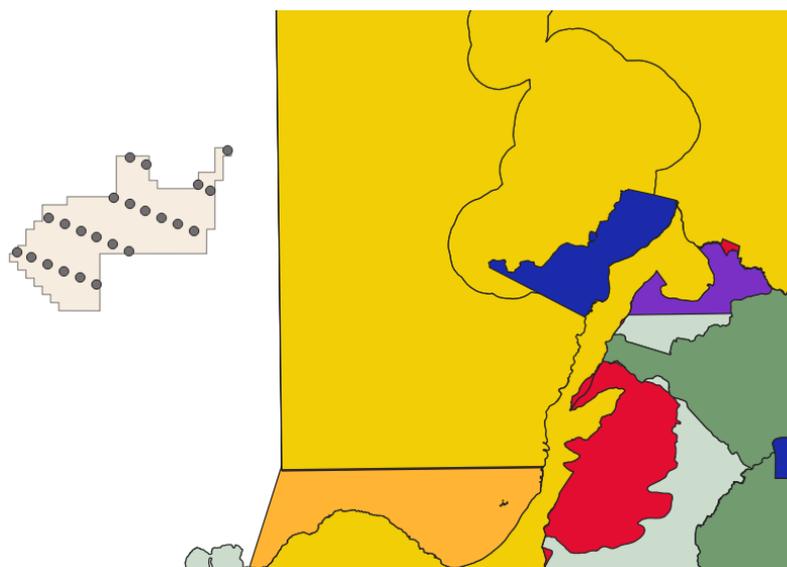


Figura 2.61. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noroeste de Lanzarote.

Fuente: Elaboración propia.

Como se aprecia claramente, la superficie propuesta no se encuentra dentro de ningún tipo de servidumbre, ni en zonas recogidas por las cartas de aproximación visual. Tampoco hay constancia de cables submarinos cercanos al parque, y la distancia a las zonas naturales protegidas es de más de 1,5 km.

Mediante un análisis previo sobre densidad de tráfico marítimo en la zona, la costa norte de Lanzarote es poco transitada por las embarcaciones, por lo que el tráfico marítimo no se vería prácticamente alterado por la instalación del parque.

#### 2.5.2.1.4.2. Zona este

La otra zona propuesta para la instalación de un parque flotante es en la costa este de Lanzarote, frente a la capital de la isla, Arrecife, como se muestra en la Figura 2.62.

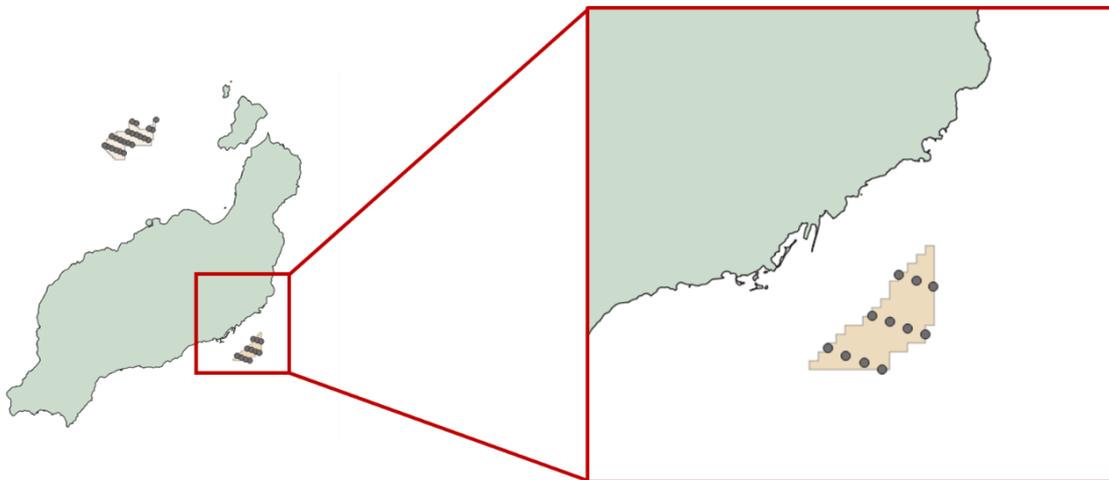


Figura 2.62. Parque eólico marino flotante propuesto para el este de Lanzarote.

Fuente: Elaboración propia.

Cuenta con una superficie de 8,23 km<sup>2</sup>, con una distancia mínima a la costa de 3 km, aunque la distancia media del parque es de 4,5 km. Ello permite que se puedan instalar hasta 11 aerogeneradores, lo que supone una capacidad de 110 MW, a una profundidad media de 275 m.

En cuanto al recurso eólico de la zona, se estima una velocidad media a la altura del buje de 8,93 m/s, lo que constata que se trata de una buena localización. Los aerogeneradores, como en la mayoría de resto de casos, se han instalado perpendiculares a la dirección predominante al alisio, con 22,5° respecto dirección norte.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

El parque propuesto en la zona este presenta una ventaja muy importante frente al del noroeste, y es que se instalaría frente al puerto de Arrecife, por lo que cuenta con instalaciones cercanas desde las cuales se podría remolcar los dispositivos, aunque se desconoce si el puerto cuenta con

capacidad suficiente para la fabricación y montaje de las estructuras. En caso contrario, si se realizara el remolque desde el puerto de Arinaga, la distancia a salvar estaría en torno a los 253 km, y si fuera del Puerto de Las Palmas, en torno a los 215 km.

La zona, al tratarse de la capital insular, tiene una subestación cercana al parque, Callejones, a una distancia aproximada de 9,50 km desde donde iría instalada la subestación del parque.

- Impacto en la sociedad

Al igual que en el caso de Fuerteventura, a pesar de que estar en una zona con elevada densidad poblacional, los habitantes de la isla no están totalmente acostumbrados a los parques eólicos, y tener uno tan cerca de la costa de la capital podría suponer el rechazo por parte de los mismos. A ello se le suma que la distancia de 3 km al puerto podría suponer un inconveniente para el normal desarrollo del mismo.

- Restricciones cercanas

El parque cuenta con numerosas restricciones muy cerca de sus límites, como se aprecia en la Figura 2.63. La superficie está delimitada por una zona LIC, además de encontrarse cerca de las rutas marítimas regulares del puerto de Arrecife y de las servidumbres aeronáuticas. Por tanto, a pesar de que el parque respeta todas las restricciones tomadas, se encuentra demasiado cerca de zonas protegidas y restrictivas. Finalmente, como es lógico, la zona presenta una alta densidad de tráfico marítimo, al estar a la salida del puerto principal de la isla.

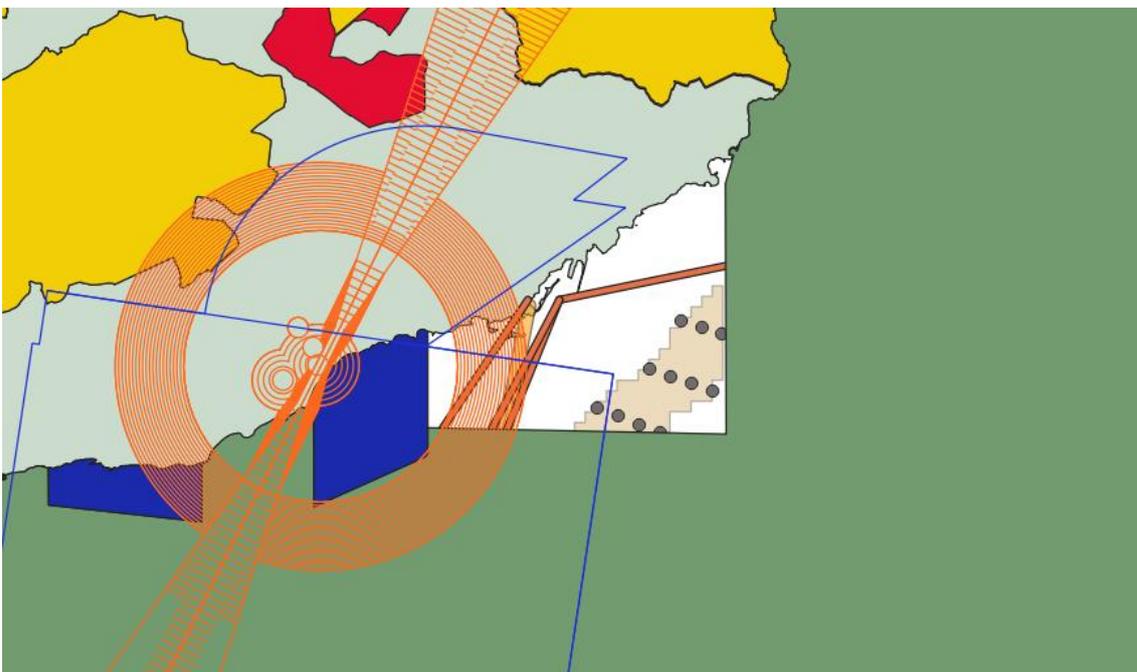


Figura 2.63. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona este de Lanzarote.

Fuente: Elaboración propia.

### 2.5.2.1.5. La Gomera

La isla de La Gomera, a pesar de no contar con zonas permitidas para instalar cimentaciones fijas, presenta un área magnífica con gran potencial eólico. Este área se sitúa frente a la costa de Vallehermoso, a 10 km de distancia mínima de la costa, aunque la distancia media del parque es de 13 km (Figura 2.64).

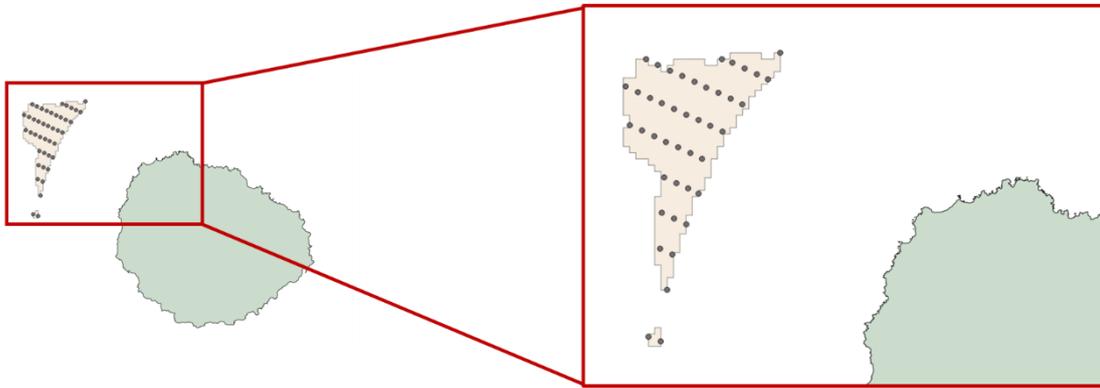


Figura 2.64. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de La Gomera.

Fuente: Elaboración propia.

Cuenta con 39,9 km<sup>2</sup> de superficie y un límite batimétrico de 500 m aproximadamente, aunque la profundidad media a la que se instalen los aerogeneradores es de 300 m. Su velocidad media se estima en 10,63 m/s, excelente valor, solo superado por el sureste y oeste de Gran Canaria.

En su superficie se han distribuido 43 aerogeneradores de 10 MW, siendo la potencia total instalada de 430 MW. Sin embargo, la zona permite un mayor aprovechamiento del potencial, pues tomando como referencia una distancia mínima de la costa de 7,5 km, el parque admitiría hasta 750 MW de potencia instalada.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

A diferencia de la costa sureste de Gran Canaria, La Gomera no cuenta con infraestructuras suficientes para hospedar tal instalación marina, pues no dispone de un puerto suficiente para el montaje y remolque de los aerogeneradores, ni tampoco de personal con experiencia en este tipo de montajes.

A todo ello se le suma la inexistencia de líneas de alta tensión en la isla de La Gomera, y por tanto, de subestaciones con capacidad de absorber la producción del parque. Además, dicha producción sería mucho mayor que la propia demanda de la isla, por lo que la interconexión mediante cable submarino entre La Gomera y Tenerife sería necesaria si se quisiera aprovechar todo el potencial de la zona. La menor distancia entre el parque y la isla de Tenerife sería de 47 km hasta la Punta de Teno. La Figura 2.65 muestra el parque eólico junto a las islas de La

Gomera y de Tenerife para apreciar la cercanía a esta última isla y ver el parque eólico en el contexto de un parque para ambas islas.

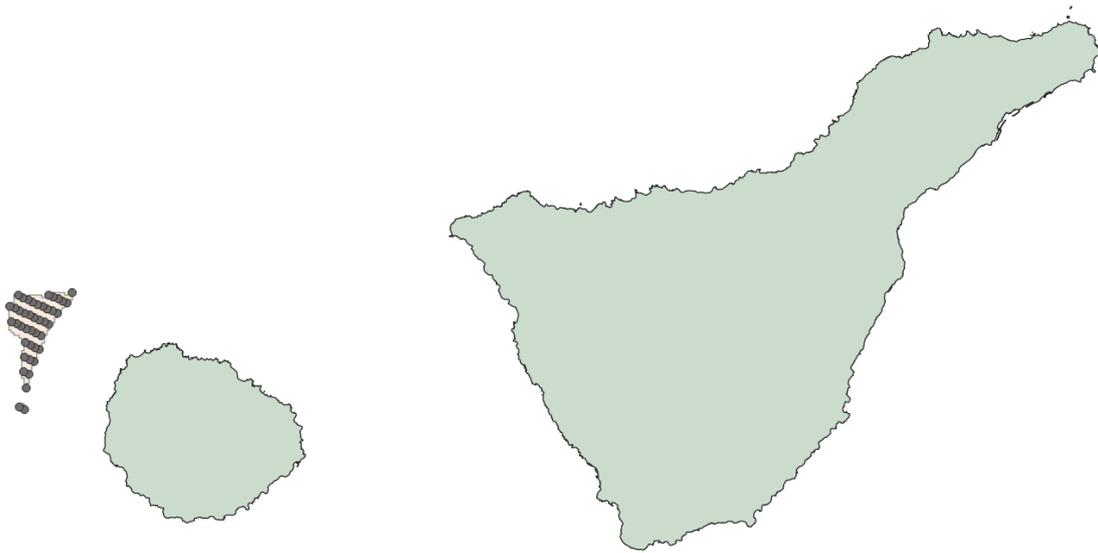


Figura 2.65. Ubicación relativa del parque eólico marino situado al noroeste de La Gomera junto a las islas de La Gomera y de Tenerife. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la distancia al puerto con mayor capacidad para desarrollar el proyecto, el puerto de Granadilla se sitúa a 110 km de distancia, mientras que la subestación de El Palmar, donde se realizaría la interconexión eléctrica con la isla de La Gomera, se sitúa a 30 km de distancia, al estar en el otro extremo de la isla. Otra alternativa que puede resultar viable es que la logística, el montaje y el remolque se lleven a cabo desde el Puerto de Los Cristianos, en el sur de Tenerife (a 70 km del emplazamiento final de los aerogeneradores), al ser el puerto más cercano de gran capacidad, sin descartar que se pudiera llevar a cabo desde otro puerto de Tenerife.

- Impacto en la sociedad

En la zona propuesta hay muy pocos núcleos poblacionales, y con poca población, por lo que el impacto visual sería mínimo, si bien es cierto que el valor paisajístico de la zona es elevado. Además, la población de la isla de La Gomera no cuenta con ninguna experiencia en el sector eólico.

- Restricciones cercanas

Las restricciones que mayor afección tendrían sobre el parque son, una vez más, los parajes naturales protegidos, limitando el parque con la zona ZEPA que rodea la isla por la zona más hacia el noreste. Además, a pesar de encontrarse muy cerca del parque, los cables submarinos no suponen un problema para la instalación de este parque, como se observa en la Figura 2.66.

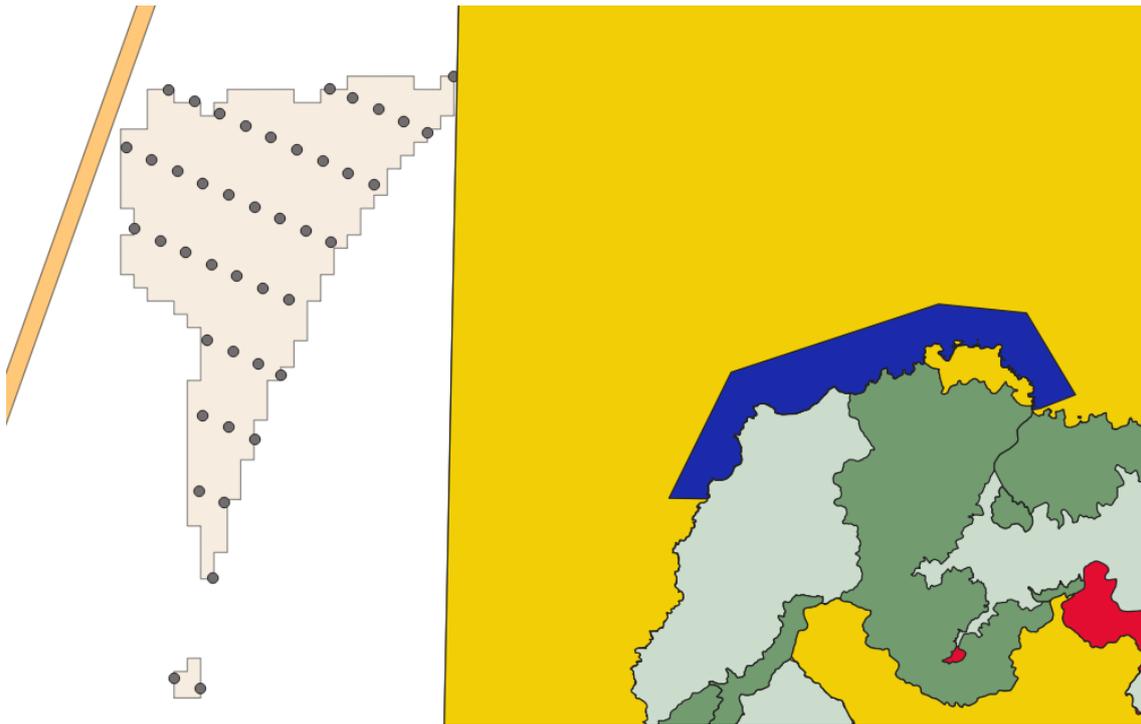


Figura 2.66. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noroeste de La Gomera.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a las servidumbres aeronáuticas, el área delimitada no se encuentra dentro de ningún tipo de servidumbre, así como alejada de las zonas recogidas en las cartas de aproximación visual, al estar el aeropuerto al sur de la isla.

Por último, la zona propuesta para el parque eólico offshore proyectado para La Gomera presenta un escaso tráfico marítimo, por lo que la instalación de este parque no supondría mayor interferencia con los barcos.

#### 2.5.2.1.6. La Palma

Para una batimetría máxima de 500 m, La Palma cuenta con una única zona que permita la instalación de tecnología flotante, localizada en la zona oeste, a una distancia mínima de la costa de 2 km, frente a Tazacorte y Los Llanos de Aridane, como muestra la Figura 2.67.

El parque tiene aproximadamente 6,78 km<sup>2</sup>, con capacidad para instalar hasta 10 aerogeneradores, lo que supondría una potencia total del parque de 100 MW.

El mayor inconveniente de esta área reside en su potencial eólico, ya que se estima que, a la altura del buje, la velocidad media sea de 4,55 m/s (véase Capítulo III), la más baja de todos los parques propuestos en este proyecto, y que adelanta que se trata de un parque muy poco viable debido a su baja velocidad de viento. No obstante, el mapa eólico marino de Canarias de (Mederos, 2011) aseguraba en esta zona una velocidad de viento superior a 6,5 m/s.

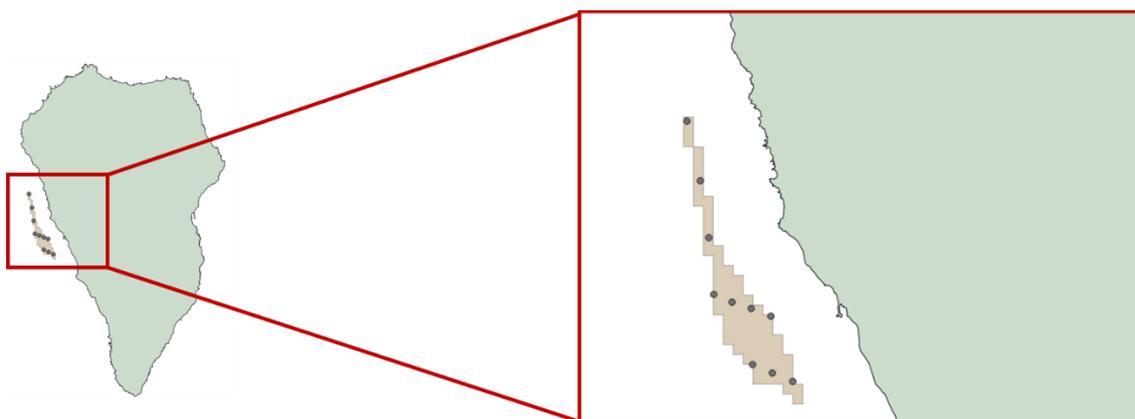


Figura 2.67. Parque eólico marino flotante propuesto para el oeste de La Palma.

Fuente: Elaboración propia.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

La Palma cuenta con varios puertos de cierta magnitud en su cara oeste, como es el puerto de Tazacorte. Sin embargo, no se espera que pueda albergar todas las instalaciones necesarias para el desarrollo de proyectos de esta magnitud. En esta zona se encuentran pocas instalaciones para la instalación y mantenimiento de un parque eólico marino y bases logísticas, además de la existencia de una única subestación de alta tensión, en el Valle de Aridane a 5 km.

Con todo ello, el montaje y remolque de los aerogeneradores tendría que llevarse a cabo, como mínimo, desde el Puerto de Santa Cruz de La Palma. En caso de no ser viable, se tendría que desarrollar parte del proyecto en el puerto de Los Cristianos, en el sur de Tenerife, puerto de Granadilla o en el Puerto de Santa Cruz de Tenerife, dependiendo de cuál esté mejor habilitado para el desarrollo de esta actividad, y remolcar los aerogeneradores hasta su punto de instalación. La distancia desde el puerto de Santa Cruz de La Palma sería de unos 58 km aproximadamente, desde Los Cristianos unos 150 km, 183 km desde Granadilla y desde Santa Cruz de Tenerife cerca de 225 km.

- Impacto en la sociedad

Aunque en la zona haya algún aerogenerador conectado cerca de la costa, el Valle de Aridane cuenta con muy desarrollo de la eólica, por lo que el impacto visual puede ser bastante considerable. A ello se le suma que se trata de la zona de la isla con mayor población, superando a la capital. Además, en La Palma se cuenta con muy poca experiencia en el sector eólico, y menos aún en el mar, por lo que se requeriría de formación intensiva para los trabajadores, o incluso que se trasladaran de otras islas.

- Restricciones cercanas

En cuanto a las restricciones más cercanas, el parque no se encuentra bajo servidumbre aeronáutica, no hay cables submarinos por las inmediaciones ni otras instalaciones marinas, como muestra la Figura 2.68. Sin embargo, el principal inconveniente reside en la cercanía con áreas naturales protegidas (ZEPA y ZEC), que aunque no estén donde se ha proyectado el parque, su cercanía podría ser un impedimento para el desarrollo del mismo.

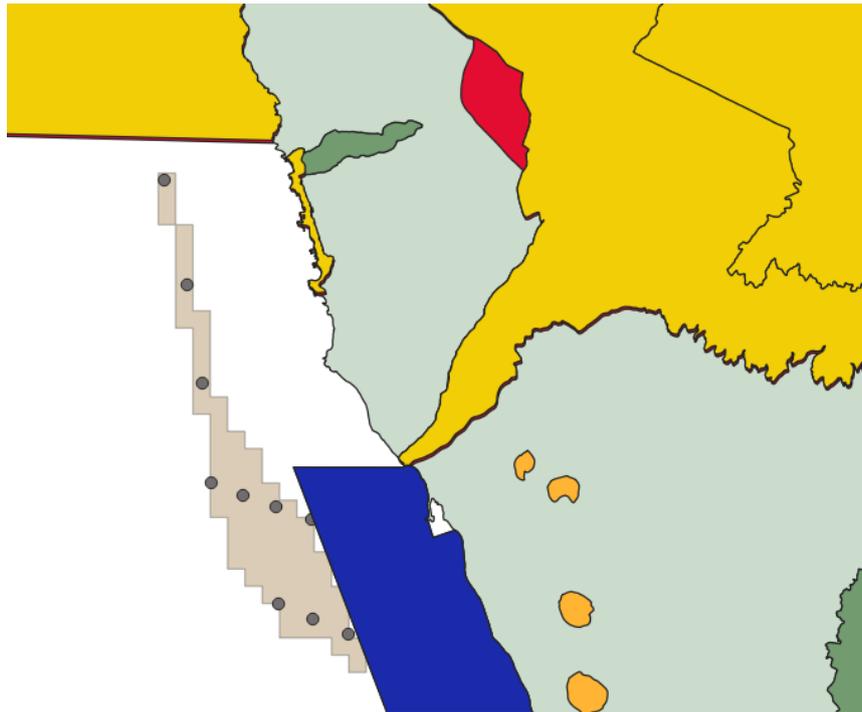


Figura 2.68. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona oeste de La Palma.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, en lo que respecta al tráfico marítimo, en la zona oeste de La Palma apenas hay tráfico, salvo los buques de pesca locales, por lo que el parque no tendría afección sobre rutas marítimas.

#### 2.5.2.1.7. *El Hierro*

El Hierro presenta dos zonas viables donde colocar aerogeneradores flotantes, al norte y al sur de la isla.

##### 2.5.2.1.7.1. Zona sur

En la zona sur de la isla de El Hierro se sitúa una zona que, a pesar de no tener mucha extensión, es ideal para el desarrollo de la eólica flotante en la isla, por su escasa demanda eléctrica. Se encuentra en el Mar de Las Calmas, frente a las costas del municipio de El Pinar (Figura 2.69).

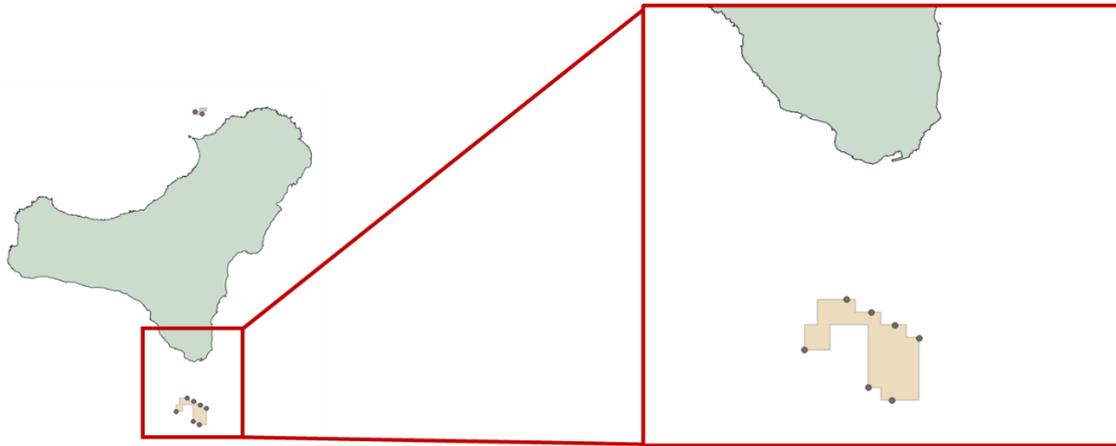


Figura 2.69. Parque eólico marino flotante propuesto para el sur de El Hierro.

Fuente: Elaboración propia.

El parque propuesto tendría una superficie de 3,25 km<sup>2</sup>, a una distancia mínima de la costa de 3 km, aunque la distancia media del parque es de 4 km. El parque tendría capacidad para albergar hasta 7 aerogeneradores, lo que suponen 70 MW de potencia instalada.

En cuanto al recurso eólico, la velocidad media de la zona es de 9,82 m/s a la altura del buje, lo que le convierte en la zona más interesante desde el punto de vista eólico. Los aerogeneradores, como en la mayoría de casos, se colocarían con una inclinación de 22,5° respecto a la dirección norte, para aprovechar al máximo el régimen de los alisios en la zona.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

La isla de El Hierro es la más pequeña (sin contar La Graciosa) tanto en extensión como en población, hasta tal punto de no contar con redes eléctricas de alta tensión. Por tanto, es probable que la red ni siquiera sea capaz de absorber la energía generada por el parque, por lo que el sistema eléctrico herreño no está preparado para parques eólicos marinos de este tamaño.

En cuanto a los puertos, la isla no cuenta con infraestructuras suficientes para el desarrollo de estos proyectos, por lo que los dispositivos tendrán que ser remolcados desde Los Cristianos (135 km) o desde el Puerto de Granadilla (160 km).

- Impacto en la sociedad

Frente a las costas del parque se localiza el puerto de La Estaca, en el barrio Marinero de La Restinga, con poca población. No obstante, el impacto visual puede ser considerable por el marco paisajístico de gran encanto con el que cuenta el sur de la isla.

Sobra decir que se requeriría mucha mano de obra proveniente de otras islas.

- Restricciones cercanas

En la zona no hay servidumbres aeronáuticas que afecten al parque, ni cables submarinos u otras instalaciones que se vean perjudicadas, como se aprecia en la Figura 2.70. No obstante, el parque está delimitado por su cara norte por una zona ZEC, por lo que una vez más, a pesar de estar fuera del área protegida, puede tener problemas administrativos para su instalación.



Figura 2.70. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona sur de El Hierro.

Fuente: Elaboración propia.

#### 2.5.2.1.7.2. Zona norte

La otra alternativa en la isla de El Hierro a profundidades menores a 500 m se localiza en la zona norte de la isla, frente a las costas del municipio de Frontera, a 2 km aproximadamente de la costa.

El parque propuesto tendría una superficie de 0,48 km<sup>2</sup>, el más pequeño de los propuestos en Canarias, a una distancia mínima de la costa. El parque tendría capacidad para albergar hasta 2 aerogeneradores de 10 MW, lo que suponen 20 MW de potencia instalada. Se ha contemplado un parque de tan reducidas dimensiones debido a la poca demanda eléctrica de la isla de El Hierro, que con 2 aerogeneradores marinos de esta potencia podría abastecer prácticamente a toda la isla.

En cuanto al recurso eólico, la velocidad media de la zona es de 8,79 m/s a la altura del buje, velocidad inferior a la zona sur. Los aerogeneradores se colocarían con una inclinación de 22,5° respecto a la dirección norte, para aprovechar al máximo el régimen de los alisios en la zona.

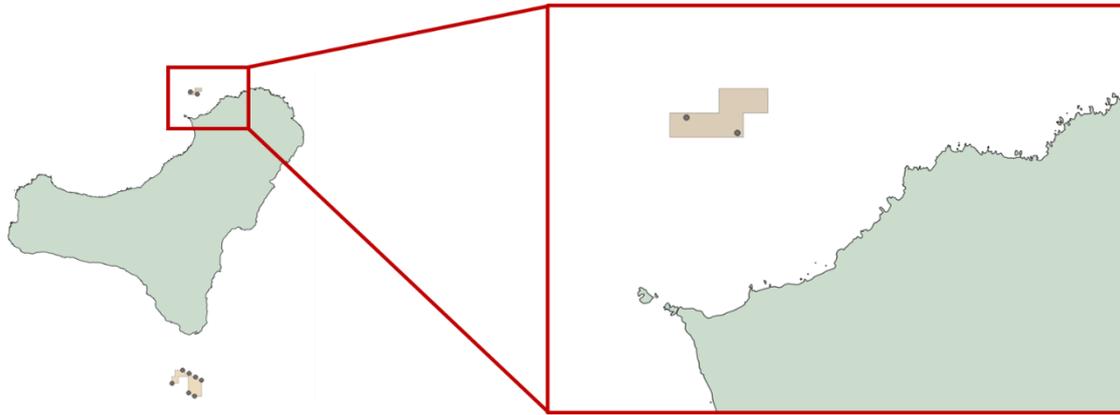


Figura 2.71. Parque eólico marino flotante propuesto para el norte de El Hierro.

Fuente: Elaboración propia.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

Como en el caso del parque proyectado en el sur, la isla no cuenta con instalaciones que permitan el desarrollo de los parques, por lo que las estructuras tendrán que ser remolcadas desde Los Cristianos (128 km) o de El Puerto de Granadilla (155,5 km)

- Impacto en la sociedad

A diferencia de la zona sur, en la localización del parque no hay núcleos de población cercana ni puntos de interés turístico, al no haber ni siquiera acceso por carretera hasta la zona frente al parque. Por tanto, el impacto visual es muy reducido.

- Restricciones cercanas

La restricción más cercana es la zona ZEPA de los islotes cercanos al parque, como se aprecia en la Figura 2.72. De resto, no hay más restricciones de las consideradas que afecten al parque, ni tráfico marítimo por la zona que se viese perjudicado.

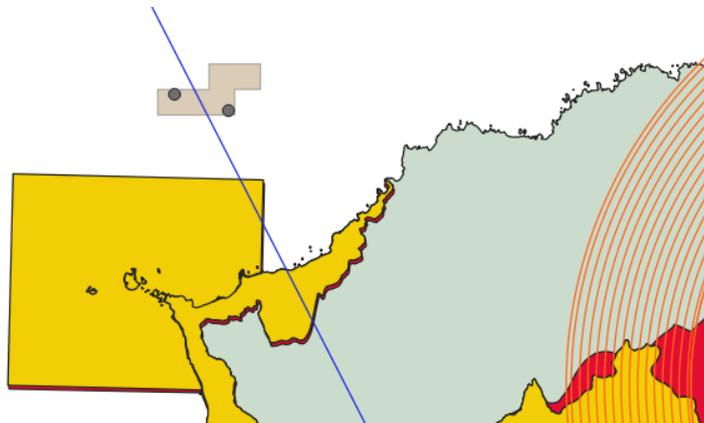


Figura 2.72. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona sur de El Hierro.

Fuente: Elaboración propia.

### 2.5.2.2. Hasta 1.000 m de batimetría

En aquellas zonas con buen recurso eólico en las que no había disponibilidad de superficie (o había muy poca disponibilidad), e islas con poca potencia instalada comparado con la demanda a satisfacer, se ha ampliado el límite batimétrico hasta los 1.000 m, donde los últimos estudios apuntan que podría llegar la tecnología flotante. Con ello, a continuación se proponen otros 10 parques más con esta nueva característica. La única isla donde no se propone ampliación batimétrica es Gran Canaria, ya que se considera suficiente potencial con los parques eólicos propuestos y su recurso eólico, además de tener la posibilidad de ampliación algunos de ellos.

#### 2.5.2.2.1. Tenerife

Para la isla de Tenerife se proponen 3 nuevos parques con una batimetría máxima de 1.000 m, en las zonas sureste, noroeste y este de la isla.

##### 2.5.2.2.1.1. Zona sureste

El parque del sureste de Tenerife, se sitúa frente a las costas de los municipios de Granadilla de Abona y Arico (Figura 2.73). Presenta una superficie de 29,17 km<sup>2</sup>. Se trata de un área con una distancia mínima de la costa de 2 km, si bien es necesario el sistema flotante debido a la profunda batimetría que caracteriza la isla de Tenerife. No obstante, la distancia media es de 3 km.

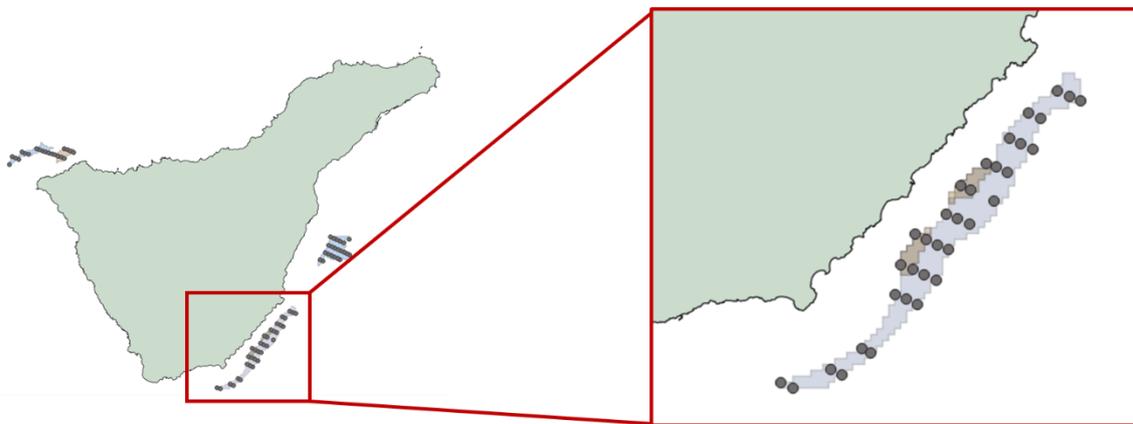


Figura 2.73. Parque eólico marino flotante propuesto para el sureste de Tenerife.

Fuente: Elaboración propia.

La superficie del parque podría albergar hasta 34 aerogeneradores, lo que supone una potencia instalada de 340 MW, tratándose de uno de los parques más grandes propuestos para Canarias. A diferencia de la mayoría de los parques canarios, la orientación de los aerogeneradores no corresponde exactamente con la dirección noreste, sino que el viento tiene una componente menos definida, dirigida un poco más hacia el este, con una inclinación de 25° respecto a la dirección norte.

En cuanto al recurso eólico, a pesar de ser la zona de Tenerife con mayor desarrollo de eólica en tierra, en mar la velocidad no es de las mejores de Canarias, aunque igualmente presenta una muy buena velocidad de viento, con prácticamente 10 m/s a la altura del buje.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

A diferencia de gran parte de los parques canarios, el parque se sitúa muy cerca de uno de los grandes puertos tinerfeños, el Puerto de Granadilla (únicamente unos 7,5 km de media), lo que facilita en gran medida el transporte de las estructuras hasta su localización final. Este puerto presenta las mejores condiciones de la isla de Tenerife para el desarrollo de la tecnología eólica marina, por encontrarse en la zona con mayor recurso eólico en tierra, existe un creciente sector y una experiencia laboral notable en esta zona de la isla, y el abastecimiento de materiales se facilita gracias a las dimensiones del puerto.

En cuanto al resto de infraestructuras, la zona sureste de Tenerife cuenta con una importante red de líneas de alta tensión y subestaciones, preparadas para la evacuación de energía renovable, y a las cuales podría conectarse el futuro parque. Es el caso de las subestaciones de Abona y Porís, con capacidad de evacuación de potencia eólica de 72 y 63,5 MW, respectivamente, y que están situadas muy cerca de la costa y por consiguiente, del posible parque eólico marino. La distancia a la primera de ellas es de 5 km desde la subestación en tierra del parque.

- Impacto en la sociedad

Al igual que el sureste de Gran Canaria, el sureste de Tenerife ha sufrido en los últimos años un desarrollo muy notable de las renovables en general, y de la eólica en particular. Es por ello que la zona ya se encuentra “invadida” por numerosos aerogeneradores en tierra, por lo que el impacto de un parque eólico marino no debería ser muy elevado, a pesar de su cercanía con la costa y los grandes núcleos poblacionales que hay por la zona.

Otro factor a destacar recae en el desarrollo turístico de la zona. La superficie del parque se situaría frente a las costas de El Médano, y podría ser visible incluso de núcleos turísticos más importantes, como Los Abrigos, La Mareta o Las Tejitas.

- Restricciones cercanas

En el caso del sureste de Tenerife, el principal escollo para el desarrollo del parque no son las restricciones de parajes naturales, al haber únicamente una zona ZEC cerca de la cara sur del parque. En este caso, el parque se situaría bajo las servidumbres del aeropuerto Reina Sofía, en el sur de la isla. Por tanto, obtener la resolución favorable de AESA podría ser más difícil de obtenerse, por la cercanía del parque al aeropuerto. No obstante, en este proyecto se han excluido

las zonas bajo servidumbres donde el plano inferior de vuelo de las aeronaves sea de 200 m, altura que se espera no sobrepasen los aerogeneradores analizados. Este hecho se aprecia claramente en la Figura 2.74.

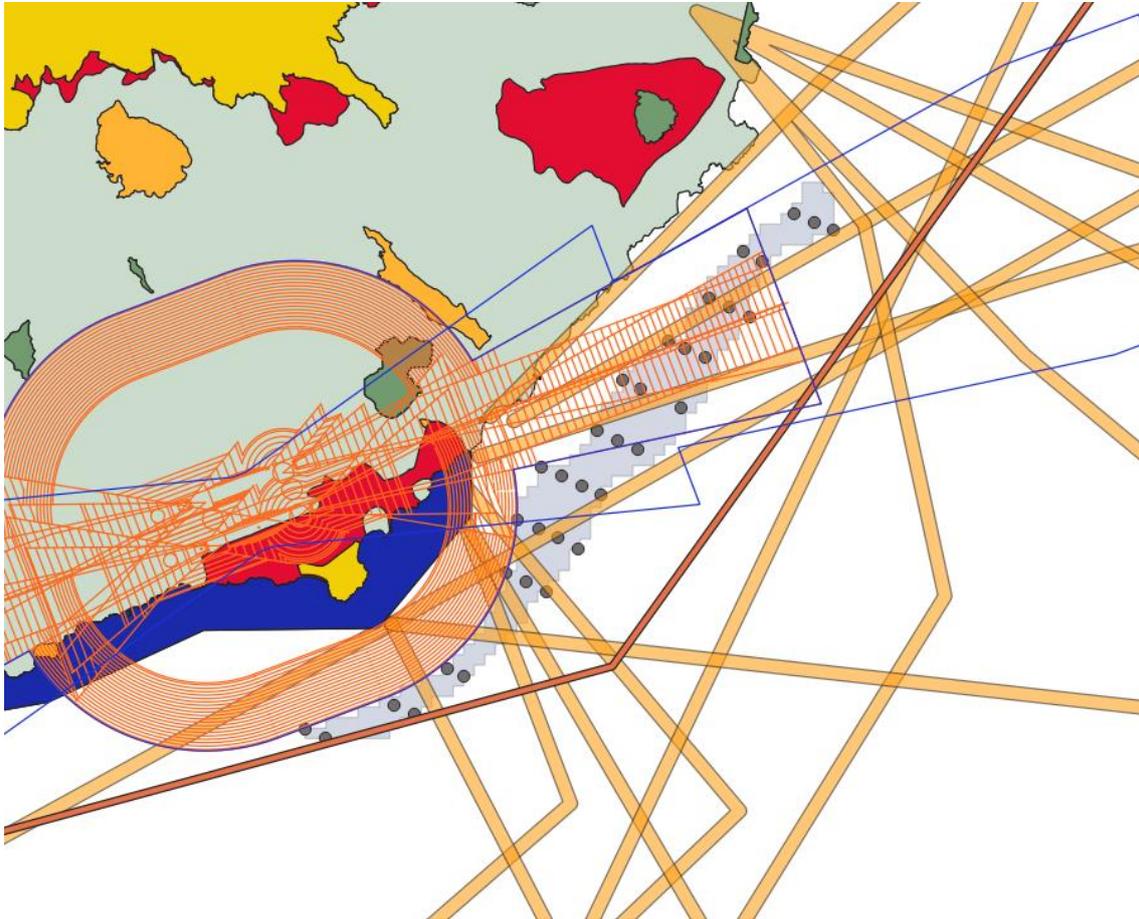


Figura 2.74. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona sureste de Tenerife.

Fuente: Elaboración propia.

Otro parámetro a tener muy en cuenta en esta zona son los múltiples cables submarinos que hay en la costa sureste, y que atraviesan el parque en varias ocasiones. No obstante, la distribución de los aerogeneradores se ha realizado de tal forma que se respete tanto el cable como la distancia de seguridad de 200 m.

Finalmente, analizando brevemente el estado del tráfico marítimo en el sureste de Tenerife, se trata de una zona moderadamente frecuentada por embarcaciones, que tendría que ver alterado su ruta habitual, ya que la cercanía a la costa del parque impide el paso de los buques, en caso de que se quiera evitar atravesar el parque.

## 2.5.2.2.1.2. Zona noroeste

La segunda zona a analizar en Tenerife corresponde al lado noreste de la isla, en frente a la costa norte de la Punta de Teno, en el municipio de Buenavista del Norte, como se puede observar en la Figura 2.75.

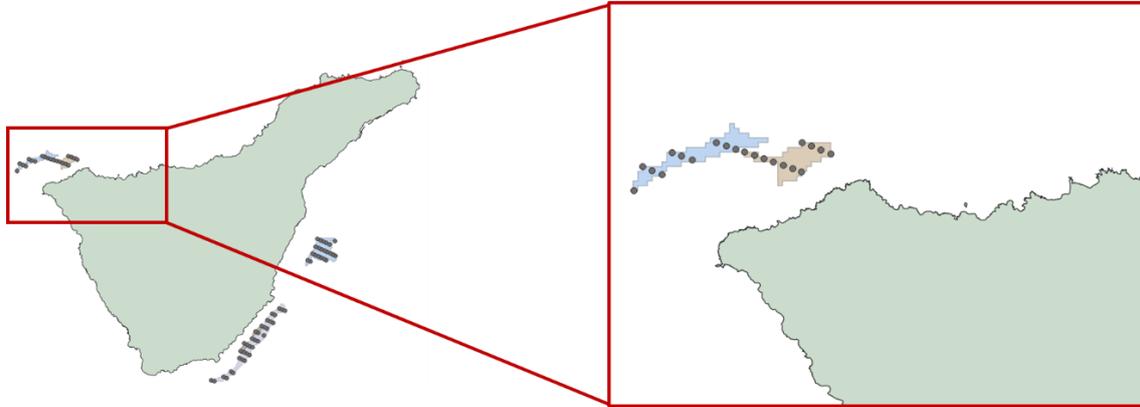


Figura 2.75. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de Tenerife.

Fuente: Elaboración propia.

En esta zona de la isla, al igual que en el sureste, se podrían haber colocado varios generadores hasta una batimetría de 500 m, pero debido al buen recurso eólico de la zona, unido a la necesidad de buscar nuevas zonas para la eólica marina debido a la elevada demanda eléctrica de la isla, se optó por ampliar la batimetría hasta 1.000 m, y de este modo que los parques del noroeste y sureste ampliasen su superficie útil. Esto supone que la profundidad media del parque sea de 638 m, y que la distancia media a la costa sea de 4,6 km, aunque la distancia de los dos aerogeneradores más cercanos a la costa sea de 2 km.

El parque cuenta con 14,05 km<sup>2</sup>, con capacidad para instalar hasta 21 aerogeneradores, lo que supondría una potencia total del parque de 210 MW, orientados a 22,5°, perpendicular a los alisios, es decir, dirección nornoreste.

En cuanto al recurso eólico marino de La Punta de Teno, la velocidad media de viento estimada para la altura del buje es de 9,24 m/s, propicia para el desarrollo de la eólica en el mar.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

Aunque en la zona noroeste de Tenerife haya varios puertos, estos son de pequeño tamaño, y fundamentalmente destinados a la actividad recreativa o pesquera a pequeña escala, por lo que no es viable su uso para el montaje de los dispositivos. Por lo tanto, los trabajos deberían realizarse en el Puerto de Santa Cruz (105 km), Los Cristianos (50 km) o en el Puerto de Granadilla (88 km).

En cuanto a las infraestructuras eléctricas, el noroeste de Tenerife no cuenta con red de transporte cercana a la costa, por lo que la evacuación debería realizarse a la subestación Nueva Icod de Los Vinos, en el municipio del mismo nombre, y que se localiza a unos 16 km de la subestación del parque.

- Impacto en la sociedad

A pesar de que la zona cuenta ya con algunos parques eólicos en tierra, el noroeste de Tenerife tiene aún mucho potencial por aprovecharse, por lo que el impacto visual sería bastante elevado, sobre todo por la cercanía del parque a la costa. A ello se le suma el importante valor paisajístico que tiene la Punta de Teno, atractivo turístico del norte de la isla.

- Restricciones cercanas

Las principales restricciones de la zona noroeste recaen en espacios naturales protegidos, lo que implica un inconveniente añadido, mayormente porque se trata de una zona ZEPA, con protección a las aves de la zona, y una zona ZEC, principalmente para la protección de los cetáceos del canal de la costa oeste de Tenerife, como muestra la Figura 2.76.

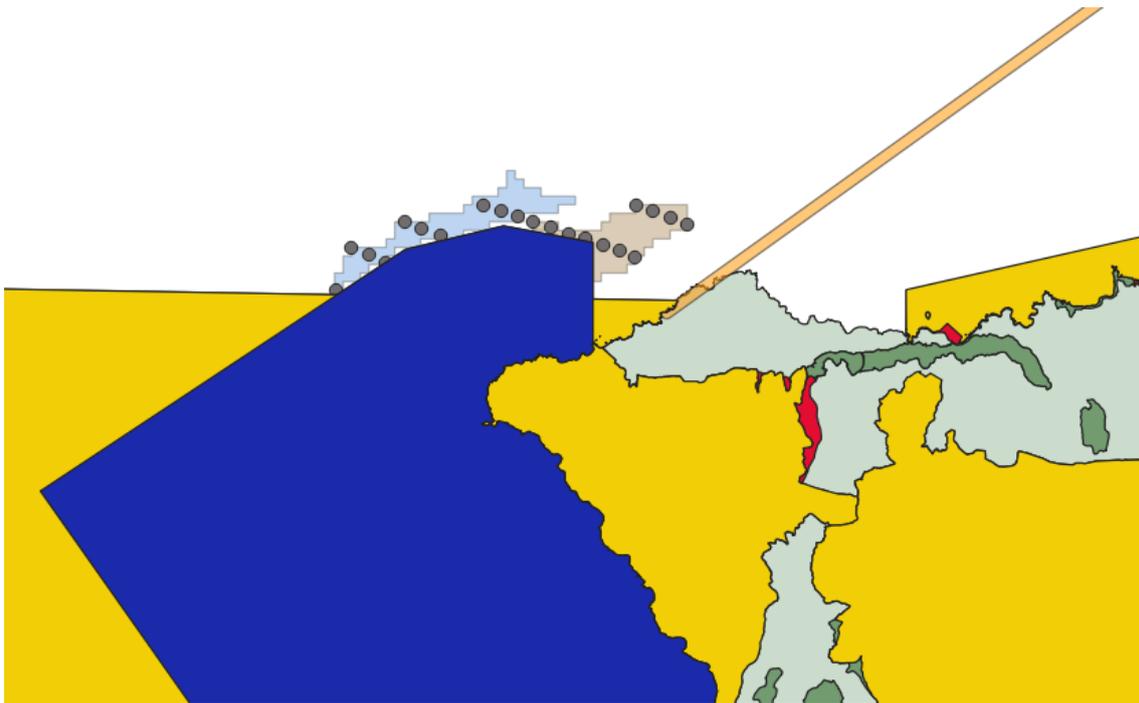


Figura 2.76. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noroeste de Tenerife.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto al resto de restricciones, el parque no tiene afeción sobre ninguna de ellas, ni hay tráfico marítimo por la zona, salvo algunos buques pesqueros y recreativos, lo que supone que el desarrollo del parque no afectaría, en principio, negativamente a la economía marítima local.

### 2.5.2.2.1.3. Zona este

La última zona propuesta para un parque flotante en Tenerife corresponde al este de la isla, en la costa de Güímar, a una distancia mínima de 5 km, aunque la distancia media del parque es de 7 km. Su localización se muestra en la Figura 2.77.

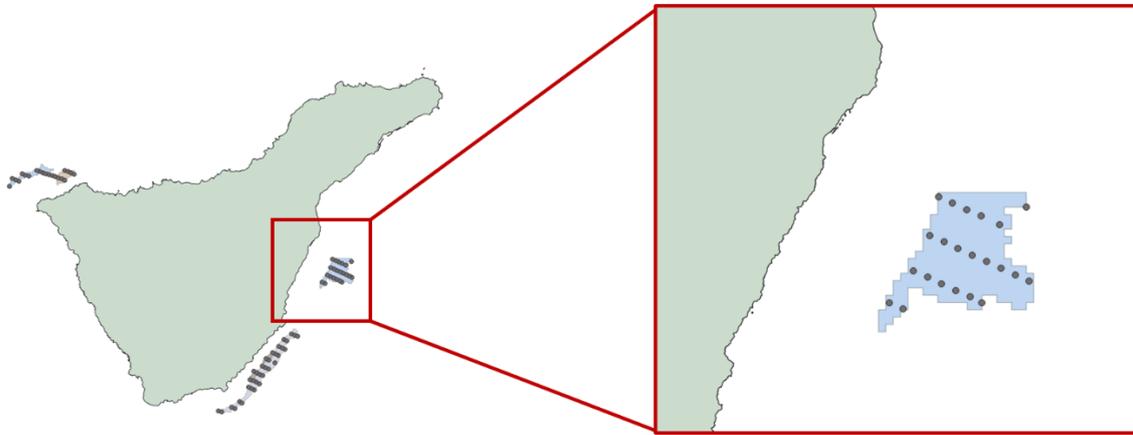


Figura 2.77. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de Tenerife.

Fuente: Elaboración propia.

El área del parque tiene capacidad para albergar hasta 22 aerogeneradores, lo que supone un total de 220 MW en 20,28 km<sup>2</sup> de superficie. La profundidad media a la que se instalarían los aerogeneradores es de 850 m, aproximadamente.

En cuanto al recurso eólico, se trata de una zona con un elevado potencial, con una velocidad media estimada de 9,38 m/s a la altura del buje, con una orientación de las turbinas de 22,5° respecto a la dirección norte.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

Como en el caso del sureste de Tenerife, el Puerto de Granadilla se sitúa cerca de la localización del parque, alrededor de 26 km del parque, por lo que la instalación de los aerogeneradores y plataformas flotantes se realizarían en dicho puerto.

Además, la costa este tiene varias subestaciones a la cuál evacuar la energía generada, siendo la más cercana la de Porís, a unos 11,5 km de distancia. Con ello, se confirma que las infraestructuras cercanas al parque permiten su fácil desarrollo, a diferencia de los parques de la zona norte de la isla.

- Impacto en la sociedad

A diferencia del sureste, no hay desarrollo de la eólica en tierra en esta zona de la isla, por lo que la instalación de un parque eólico marino en esta zona podría suponer cierto rechazo por parte de

la población local, aunque no se localizan núcleos poblacionales de gran envergadura por la zona. Además, el parque se localizaría en la cara sur del polígono de Güímar, por lo que reduciría el impacto visual. Además, una distancia de 5 km de la costa reduciría considerablemente el impacto visual.

- Restricciones cercanas

El parque tiene una ventaja muy importante respecto al resto, y es que no hay espacios naturales protegidos cercanos, ni servidumbres aéreas que limiten la altura del aerogenerador. No obstante, el parque es atravesado por dos cables submarinos, aunque se han distribuido las máquinas para evitar dañar los mismos, como muestra la Figura 2.78.

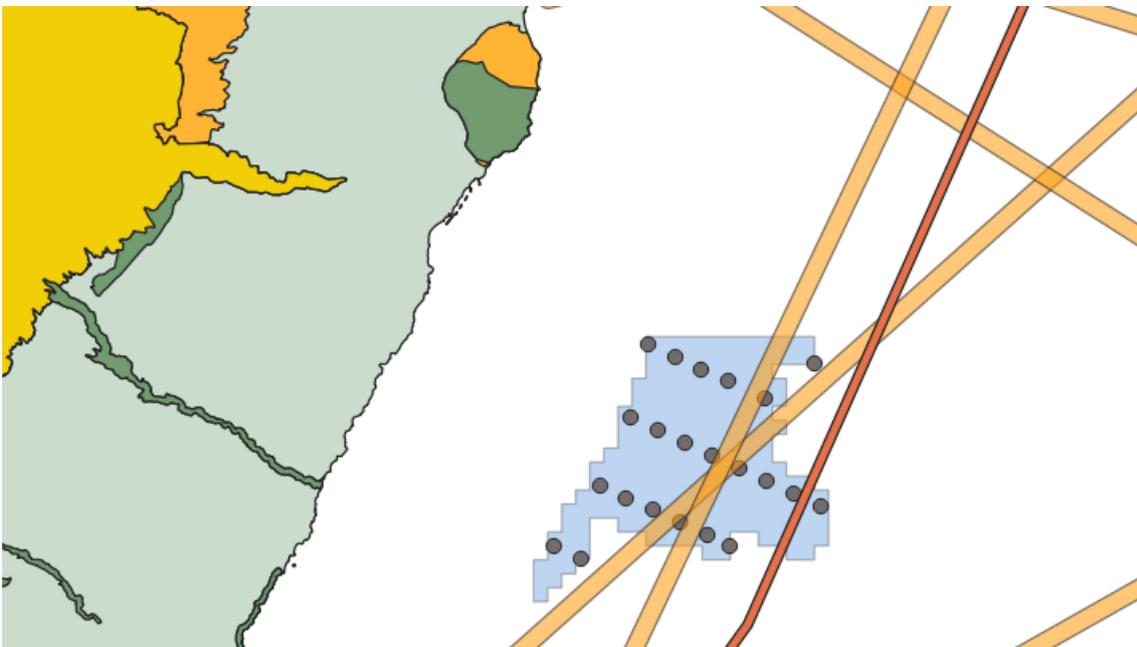


Figura 2.78. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona este de Tenerife.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto al tráfico marítimo de la zona, el este de Tenerife sí es frecuentado por multitud de barcos que unen la capital con los principales núcleos turísticos de la isla, situados en la zona sur, además de una línea regular que une los Cristianos con el Puerto de Santa Cruz, y que pasa por el lateral oeste del parque.

Por tanto, el parque supondría un cambio en la ruta de algunos buques que frecuentan la zona, en el caso de que no se permitiera atravesar el parque.

#### 2.5.2.2.2. *Fuerteventura*

En Fuerteventura se propone otra zona, aparte de la situada en la parte oeste de la isla, con un buen recurso eólico. Se localiza en el noroeste de la isla, frente a las costa norte de El Cotillo, en el municipio de La Oliva, como muestra la Figura 2.79.

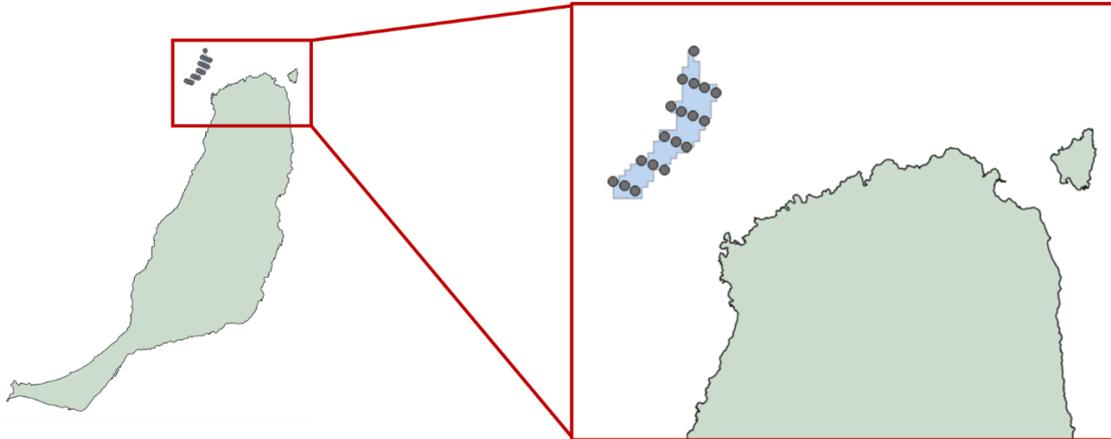


Figura 2.79. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de Fuerteventura.

Fuente: Elaboración propia.

El parque está localizado a una distancia mínima de la costa de 5 km, con una distancia media de 5,8 km. Con una superficie de 12,63 km<sup>2</sup>, tiene capacidad para albergar hasta 18 aerogeneradores, lo que supone un total de 180 MW, a una profundidad medida de 630 m. Aunque en la misma zona también se propone un parque de fondo fijo, la instalación de ambos es compatible, manteniendo la distancia mínima de 4D x 10D.

La velocidad de viento media es de 9,43 m/s, lo que denota un buen recurso eólico en el noroeste de Fuerteventura. Los aerogeneradores, para un máximo aprovechamiento del recurso, se han instalado con una orientación de 22,5° respecto a la dirección norte, es decir, perpendiculares a la dirección noreste.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

Se presentan las mismas características en las infraestructuras existentes en la zona que para el parque de fondo fijo propuesto en la misma zona. El análisis se recoge en el apartado 2.5.1.3.2.

- Impacto en la sociedad

Se presentan las mismas características en el impacto que para el parque de fondo fijo propuesto en la misma zona, cuyo análisis se recoge en el apartado 2.5.1.3.2.

- Restricciones cercanas

En la zona se encuentran dos restricciones que tiene una afección considerable en el parque propuesto: la zona ZEPA que limita con el este del parque, donde la protección de las aves en esta zona podría derivar en mayores dificultades a la hora de proyectar el parque, aunque la superficie del mismo se sitúa fuera de dicha zona. La segunda restricción que afecta a la zona elegida son los dos cables submarinos que atraviesan el parque, si bien se han distribuido los aerogeneradores de tal forma que se respete la distancia de 200 m de seguridad que se le exigen a los cables en este proyecto.

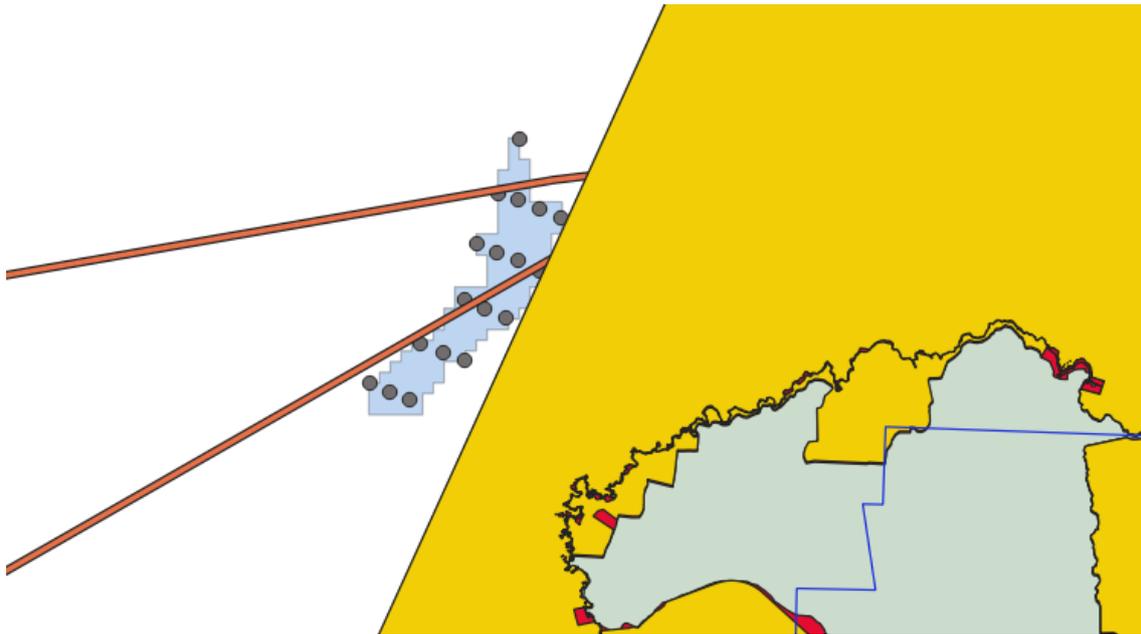


Figura 2.80. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noroeste de Fuerteventura.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, en cuanto al tráfico marítimo, la zona tiene una baja densidad de buques, por lo que la afección en el tráfico es mínima.

#### 2.5.2.2.3. Lanzarote

La isla de Lanzarote presenta otro área disponible para el desarrollo de la eólica flotante con buen recurso eólico, mostrado en la Figura 2.81. En este caso, el parque se sitúa en la costa oeste, en los municipios de Yaiza y Tinajo, a una distancia mínima de 6 km de la costa (debido a las restricciones no se puede analizar a 5 km), aunque la distancia media está en torno a los 7,5 km.

El parque cuenta con un área de 15,59 km<sup>2</sup>, donde podrían colocarse hasta 22 aerogeneradores, lo que supondría un total de 220 MW, orientados 22,5° respecto a la dirección norte, y con una profundidad media de 925 m.

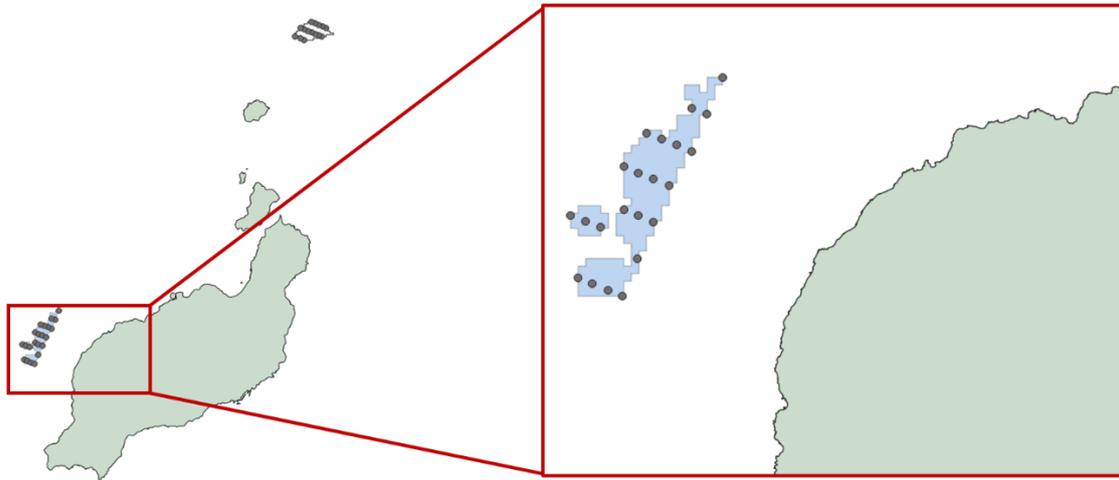


Figura 2.81. Parque eólico marino flotante propuesto para el oeste de Lanzarote.

Fuente: Elaboración propia.

El recurso eólico de la zona es muy bueno, con una velocidad media de viento de 9,65 m/s a la altura del buje.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

La zona oeste de Lanzarote está totalmente desierta de infraestructuras que puedan albergar proyectos de este calibre. Esto se debe fundamentalmente a que el parque se localizaría frente a las costas del Parque Nacional de Timanfaya. Por ello, el montaje de las estructuras debería hacerse en otros puertos alejados, como es el caso del Puerto de Arrecife (62 km), o desde otras islas, como Puerto del Rosario (71 km), el Puerto de Las Palmas (153 km) o desde Arinaga (218 km).

En cuanto a las infraestructuras eléctricas, la zona tampoco cuenta con redes de transporte, por lo que la evacuación de la electricidad debería realizarse a más de 14 km de la subestación del parque, en la subestación de Mácher, la más cercana al parque.

- Impacto en la sociedad

En la zona no se localiza ningún núcleo poblacional, por lo que el impacto visual para los habitantes locales es nulo. No obstante, debido a la riqueza paisajística de la zona, como es la del Parque de Timanfaya, el impacto para el turismo es muy notable

- Restricciones cercanas

Como ya se ha comentado anteriormente, la mayor restricción es la cercanía con el Parque Nacional de Timanfaya, así como la zona ZEPA que limita por la cara sureste del parque. No obstante, éste se sitúa fuera de sus límites, como se aprecia en la Figura 2.83.

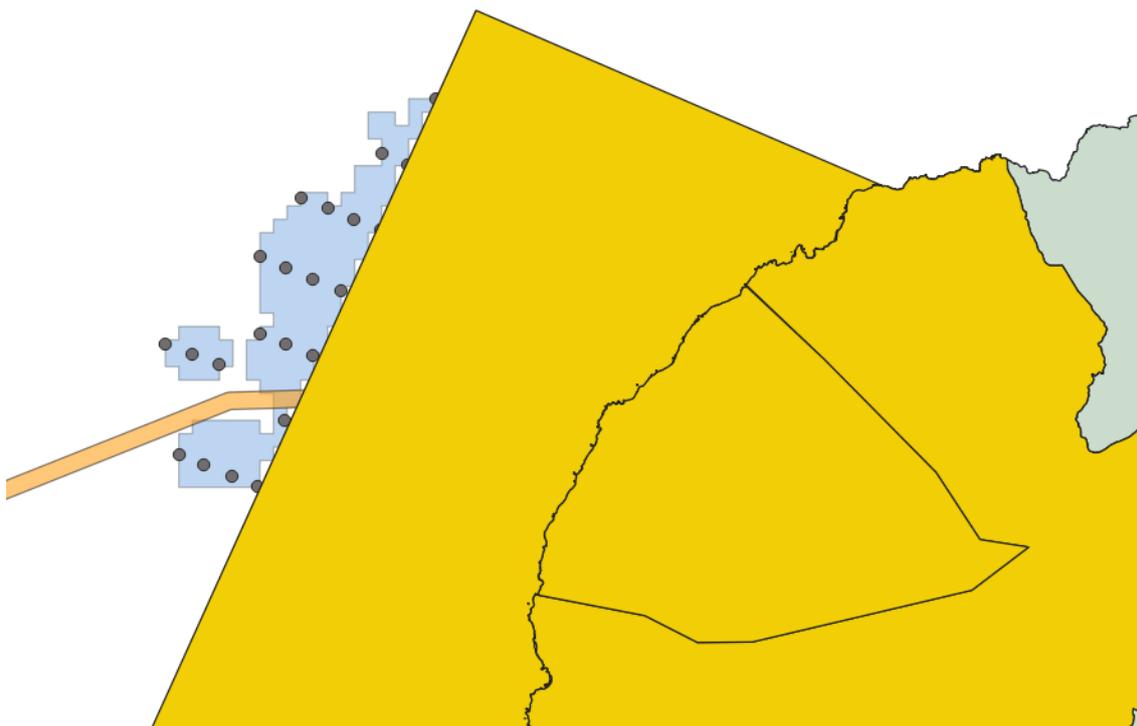


Figura 2.82. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona oeste de Lanzarote.

Fuente: Elaboración propia.

La otra restricción que tiene cierta afección en el parque propuesto es el cable que atraviesa parte de la zona sur del parque, aunque los aerogeneradores no supongan algún inconveniente, en principio. Aunque en la imagen parezca que los aerogeneradores más cercano a la zona natural protegida, estos se sitúan fuera de sus límites. Finalmente, por la zona el tráfico marítimo es mínimo.

#### 2.5.2.2.4. *La Graciosa*

A pesar de que podría contabilizarse como un parque frente a las costas de Lanzarote, la isla de La Graciosa se sitúa más cerca del mismo, por lo que el parque propuesto a continuación se analizará como si de la isla de La Graciosa se tratase, aunque la escasa población de la octava isla canaria sea prácticamente insignificante como para plantear un parque eólico en sus costas.

El parque se sitúa a 26,5 km de distancia media de la costa de Lanzarote, por lo que el impacto visual es nulo a tal distancia, tratándose del parque propuesto más alejado de la costa del archipiélago. A pesar de esta distancia, el parque se encuentra dentro de las aguas jurisdiccionales gracias al archipiélago Chinijo, al noroeste de la isla de La Graciosa (Figura 2.83).

El parque cuenta con una superficie de 15,19 km<sup>2</sup>, lo que permite albergar unos 17 aerogeneradores, lo que representa una capacidad de 170 MW, a una profundidad de 900 m.

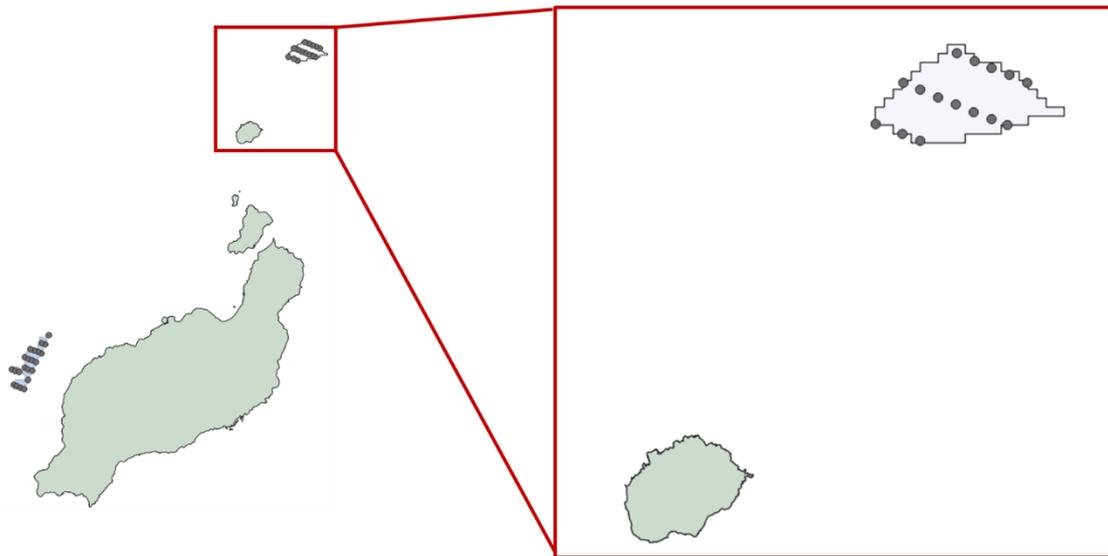


Figura 2.83. Parque eólico marino flotante propuesto para el noreste de La Graciosa.

Fuente: Elaboración propia.

La velocidad media de la zona propuesta es de 9,85 m/s a la altura del buje, lo que denota el buen recurso eólico del noreste del archipiélago. Los aerogeneradores, de igual modo al resto de parques, se orientan a 22,5° de la dirección norte, para aprovechar al máximo los vientos alisios.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

El montaje de los dispositivos podría realizarse, como en el caso del oeste de Lanzarote, en Arrecife (68 km), desde donde se remolcarían. No obstante, debido a la poca capacidad del puerto, es probable que el montaje se llevara a cabo en otra isla, como podría ser el principal puerto de Fuerteventura, Puerto del Rosario (131 km), o por el contrario en el Puerto de Las Palmas (250 km) o el Puerto de Arinaga (268,50 km).

Por otro lado, a pesar de la gran longitud del cable submarino necesario para evacuar la energía a tierra, una vez llega a la subestación privada del parque, sería necesario llevar la electricidad más de 28 km hasta la subestación más cercana de la red de transporte, localizada en San Bartolomé.

- Impacto en la sociedad

El parque no presentaría impacto visual, al estar tan alejado de la costa que no sería visible desde las islas. Se trata del único caso propuesto en Canarias sin impacto visual.

- Restricciones cercanas

A pesar de poder pensarse que debido a la lejanía de la costa, el parque no se va a ver afectado por ninguna restricción, lo cierto es que toda la cara sur del parque está limitada por una zona

ZEPA, correspondiente al archipiélago Chinijo. Además, por la zona pasa un cable submarino que atravesaría el parque, aunque no se ve afectado por los aerogeneradores, como se aprecia en la Figura 2.84. Finalmente, en lo que respecta al tráfico marítimo, no se trata de una zona usualmente navegada por los grandes buques, por lo que la afección en el tráfico marítimo es mínima.

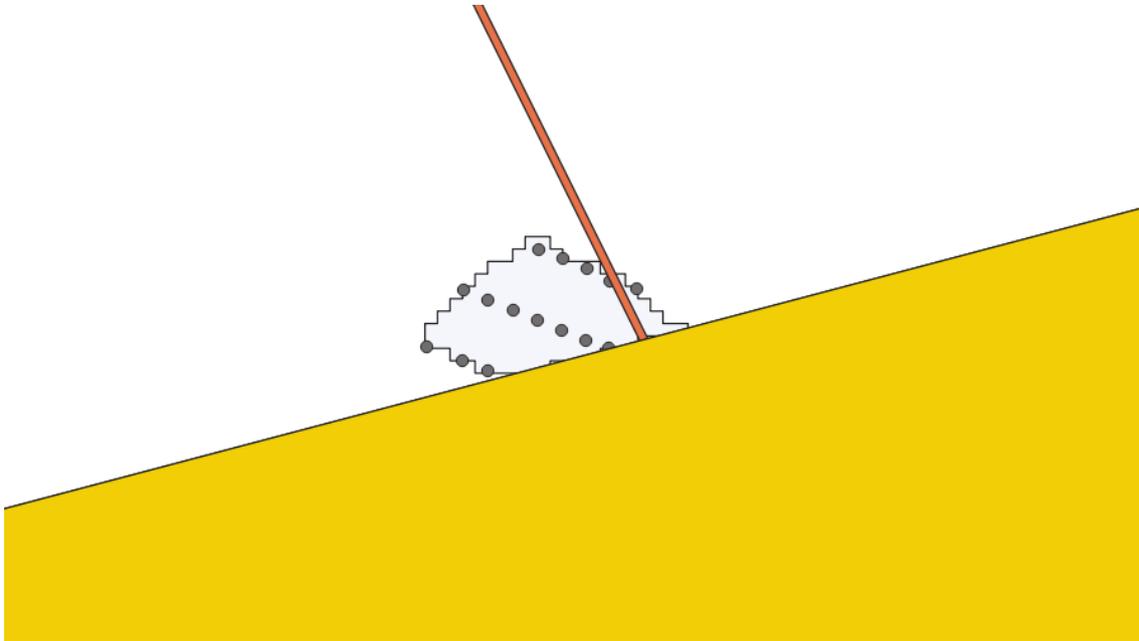


Figura 2.84. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noreste de La Graciosa.

Fuente: Elaboración propia.

#### 2.5.2.2.5. La Palma

En la isla de La Palma, como únicamente se localizaba un parque flotante con batimetría hasta 500 m, con un muy bajo recurso eólica, al aumentar la profundidad máxima hasta los 1.000 m también lo hace la superficie disponible para parques eólicos marinos. De este modo, se proponen tres zonas: el noroeste, sur y sureste de la isla.

##### 2.5.2.2.5.1. Zona noroeste

La primera zona analizada en La Palma es el noroeste, donde se propone un pequeño parque frente a las costas de Garafía, a una distancia mínima de 5 km, aunque la distancia media aumenta hasta los 5,5 km (Figura 2.85).

Tiene una superficie de 2,96 km<sup>2</sup>, donde podrían colocarse hasta 6 aerogeneradores, lo que suma una potencia instalada de 60 MW, instalados a una profundidad media de 800 m.

El mayor interés que muestra esta zona es el recurso eólico que presenta, con una velocidad media a la altura del buje de 10,47 m/s, lo que la convierte en una de las zonas con mayor viento de Canarias.



Figura 2.85. Parque eólico marino flotante propuesto para el noroeste de La Palma.

Fuente: Elaboración propia.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

Al igual que en el resto de islas, sin ser las capitalinas, se presentan serias dificultades a la hora de encontrar infraestructuras y personal experimentado para llevar a cabo este tipo de instalaciones.

Para el montaje y posterior remolque de los dispositivos, sería necesario realizarlos desde, como mínimo, el Puerto de Santa Cruz de La Palma, si bien es cierto que la opción más probable es que tuvieran que ser construidos y remolcados desde el Puerto de Los Cristianos, en Tenerife, distanciado a unos 165 km desde su localización final, o desde el Puerto de Santa Cruz de Tenerife, a unos 200 km. También podría realizarse desde el Puerto de Granadilla, a una distancia de casi 200 km.

Otro inconveniente es la carencia de redes de media-alta tensión y de subestaciones en la zona. En este caso, no existen redes de transporte cercanas y la subestación más cercana sería la del Mulato, aunque es probable que sea necesario llevar la evacuación del parque eólico hasta la subestación del Valle de Aridane, a unos 23 km por la costa.

- Impacto en la sociedad

En cuanto al impacto visual, al ser la distancia mínima de la costa de 5 km, el impacto no se considera elevado, dado que, además, esta zona costera no presenta importantes núcleos urbanos (el municipio de Garafía tiene una población aproximada de 1.600 habitantes), aunque sí se trata de una zona de alto valor paisajístico.

- Restricciones cercanas

El mayor inconveniente de la zona noroeste es la cercanía de la zona ZEPA del norte de la isla palmera, que limita con la cara sureste del parque, como muestra la Figura 2.86.

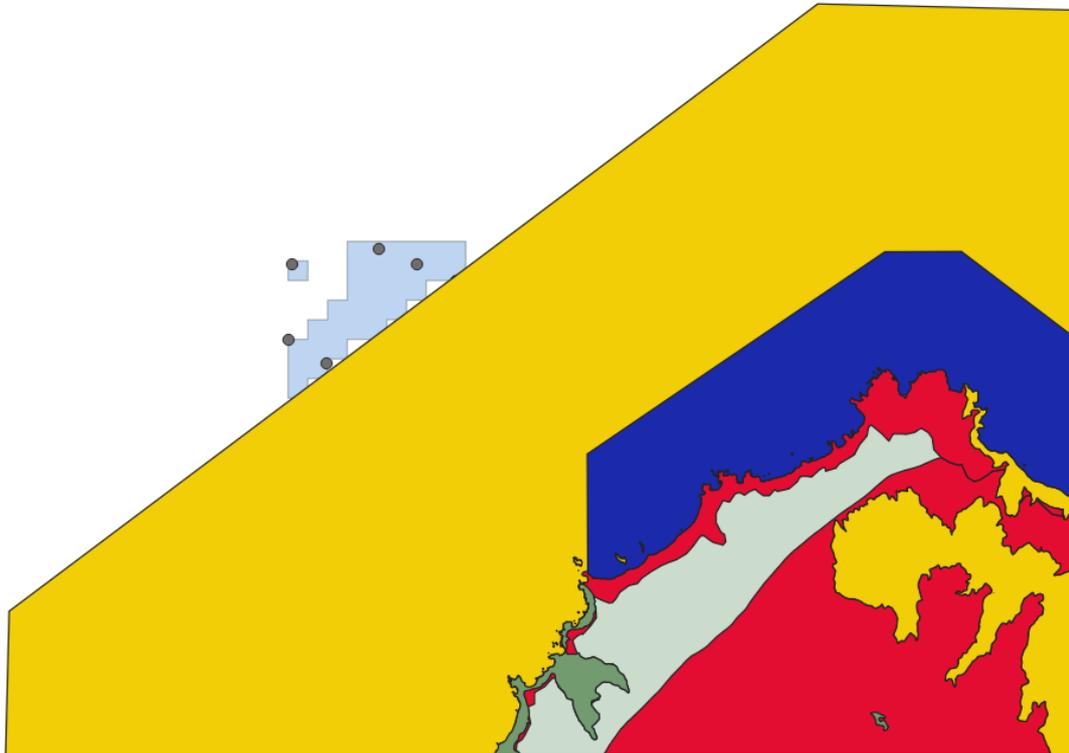


Figura 2.86. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona noroeste de La Palma.

Fuente: Elaboración propia.

Atendiendo a otras restricciones, el parque se encontraría fuera de las servidumbres aeronáuticas. Además, en la zona no hay constancia de la existencia de cables submarinos.

En cuanto al tráfico marítimo, la zona noroeste de La Palma cuenta con muy poca densidad de tráfico marítimo, por lo que la instalación del parque no supondría la alteración de rutas de navegación.

#### 2.5.2.2.5.2. Zona sur

La segunda zona propuesta en la isla de La Palma corresponde con el parque situado en el sur de la isla, a una distancia mínima de 3 km de la costa de Fuencaliente, frente al Faro y las salinas de Fuencaliente.

Con una superficie de 5,06 km<sup>2</sup>, tiene capacidad para albergar hasta 8 aerogeneradores, lo que supone un total de 80 MW, a una profundidad medida de 900 m. Los aerogeneradores se orientan a 22,5° respecto la dirección norte, aprovechando al máximo los vientos alisios.

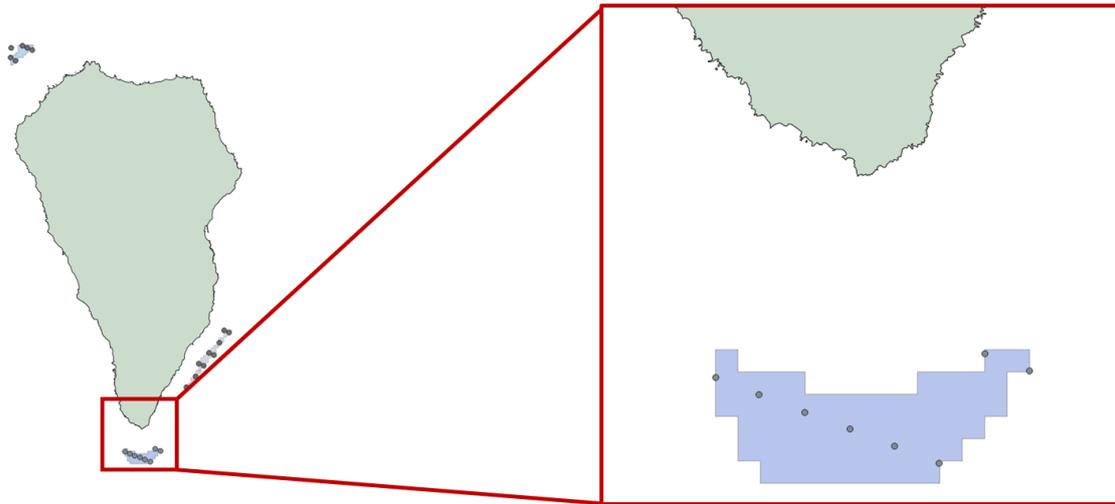


Figura 2.87. Parque eólico marino flotante propuesto para el sur de La Palma.

Fuente: Elaboración propia.

La velocidad de viento media es de 9,75 m/s, lo que denota un buen recurso eólico en el sur de La Palma.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

Al igual que el noroeste de la isla, el sur de La Palma no cuenta con instalaciones suficientes para el montaje y remolque de los elementos del parque eólico, por lo que tendrá que realizarse desde otros puertos, como podría ser el de Santa Cruz de la Palma (31 km), Los Cristianos (120 km), Santa Cruz de Tenerife (190 km) o Granadilla (150 km).

En cuanto a las infraestructuras eléctricas, para evacuar la electricidad hasta la escasa red de transporte isleña, habrá que recurrir a la subestación de los Guinchos, a 28,5 km.

- Impacto en la sociedad

A pesar de no tener impacto visual en la población local, ya que el núcleo poblacional más cercano con cierta entidad se encuentra en los Canarios, a varios kilómetros adentro, el importante valor paisajístico de la zona (el Volcán Teneguía fue la última erupción en tierra de Canarias, donde la lava llegó al Faro e Fuencaliente), se vería alterado por la instalación del parque.

- Restricciones cercanas

Cerca del parque no se encuentra ninguna restricción que pueda afectarlo, salvo por la zona ZEC del sur de La Palma, a 1 km del límite norte del parque, como se aprecia en la Figura 2.88. No obstante, como ya se ha mencionado anteriormente, el mayor inconveniente de la instalación de este parque es la alteración del paisaje.

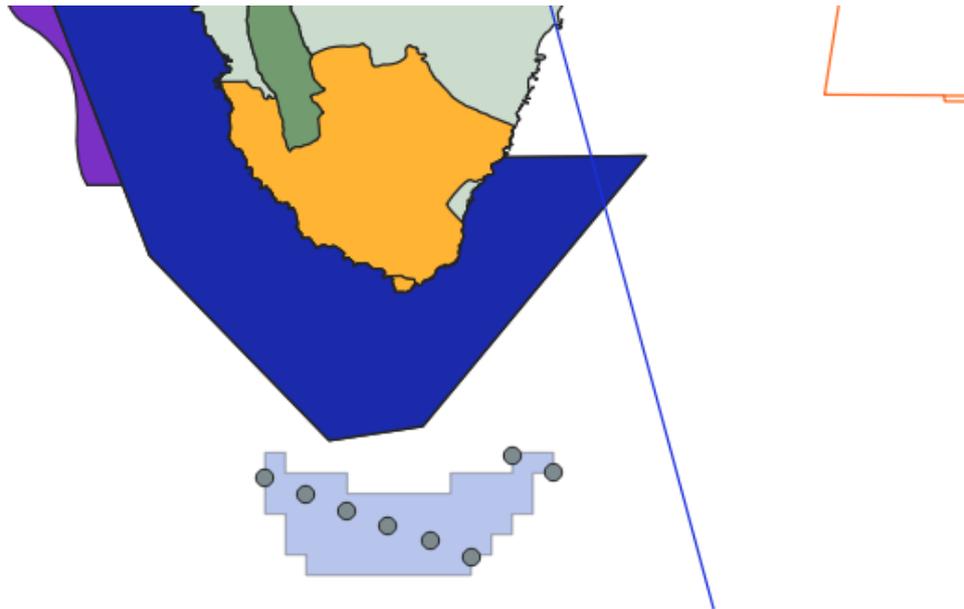


Figura 2.88. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona sur de La Palma.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, el tráfico marítimo por la zona es muy escaso, por lo que el parque no representa un inconveniente significativo en las rutas marítimas del sur de La Palma.

#### 2.5.2.2.5.3. Zona sureste

La última zona analizada en la isla de La Palma es la zona sureste de la isla, cercano al parque propuesto en la zona sur. Se localiza frente a las costas de la Villa de Mazo, a apenas 2 km de distancia de la costa.

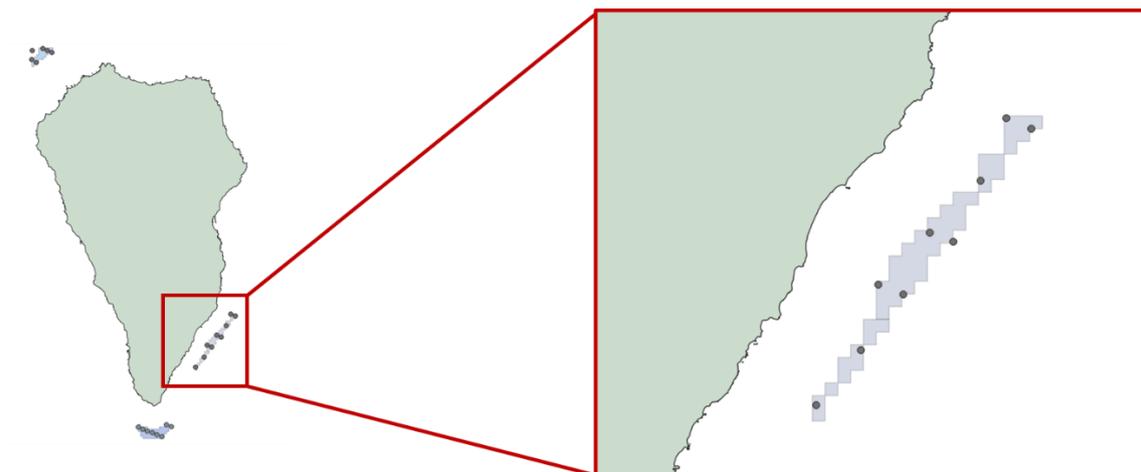


Figura 2.89. Parque eólico marino flotante propuesto para el sureste de La Palma.

Fuente: Elaboración propia.

El parque cuenta con un área de 4,40 km<sup>2</sup>, donde podrían colocarse hasta 9 aerogeneradores, lo que supondría un total de 90 MW, orientados 22,5° respecto a la dirección norte, y con una profundidad media de 925 m.

El recurso eólico de la zona es el peor de los parques flotantes a profundidades de entre 500 y 1.000 m, con una velocidad media de viento de 8,97 m/s a la altura del buje.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

Al igual que el noroeste de la isla, el sur de La Palma no cuenta con instalaciones suficientes para el montaje y remolque de los elementos del parque eólico, por lo que tendrá que realizarse desde otros puertos, como podría ser el de Santa Cruz de la Palma (17 km), Los Cristianos (130 km), Santa Cruz de Tenerife (184 km) o Granadilla (155,5 km).

En cuanto a las infraestructuras eléctricas, para evacuar la electricidad hasta la escasa red de transporte isleña, habrá que recurrir nuevamente a la subestación de Los Guinchos, cercana a la capital isleña, a una distancia de la subestación del parque de 15 km.

- Impacto en la sociedad

El impacto visual en la población local es reducido, ya que únicamente hay varios núcleos poblacionales de pequeño tamaño diseminados por las medianías de la zona sureste de la isla. Además, la zona es una de las de menor valor paisajístico de la isla, por lo que el impacto visual se considera muy reducido a pesar de la cercanía de los aerogeneradores con la costa.

- Restricciones cercanas

Como se observa en la Figura 2.90, se trata de una de los pocos parques sin restricciones de índole natural en Canarias. No obstante, el parque limita en su cara norte con las servidumbres aéreas de aeródromo más restrictivas, además de que gran parte del parque queda bajo servidumbres aéreas. No obstante, todos los aerogeneradores están localizados en zonas de la servidumbre donde la altura mínima exigida a las aeronaves es superior a 200 m.

En cuanto a otras restricciones, la zona no cuenta cables submarinos ni otras instalaciones aledañas, por lo que el sureste de La Palma, a pesar de su elevada batimetría apenas a dos kilómetros, es una localización ideal para parques eólicos marinos.

En cuanto al tráfico marítimo, la zona no es frecuentada por buques, por lo que el tráfico marítimo no se vería alterado.

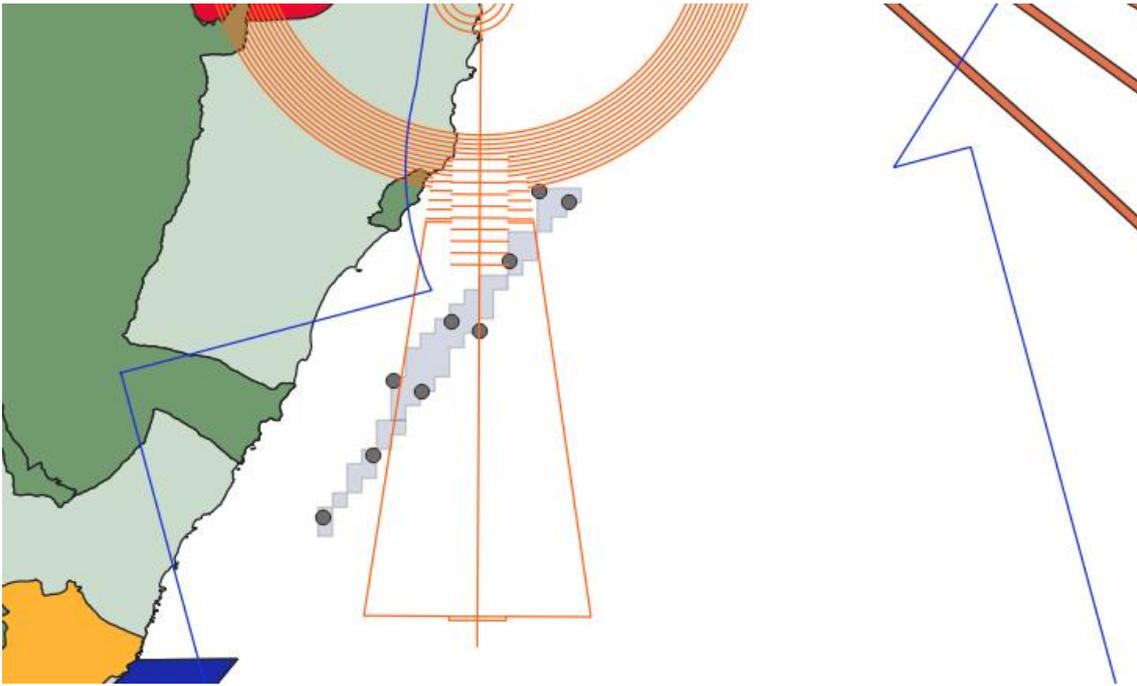


Figura 2.90. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona sureste de La Palma.

Fuente: Elaboración propia.

#### 2.5.2.2.6. El Hierro

El Hierro presenta una zona para aerogeneradores de entre 500 y 1.000 m de batimetría en su vertiente este, perteneciente al municipio de Valverde (Figura 2.91).

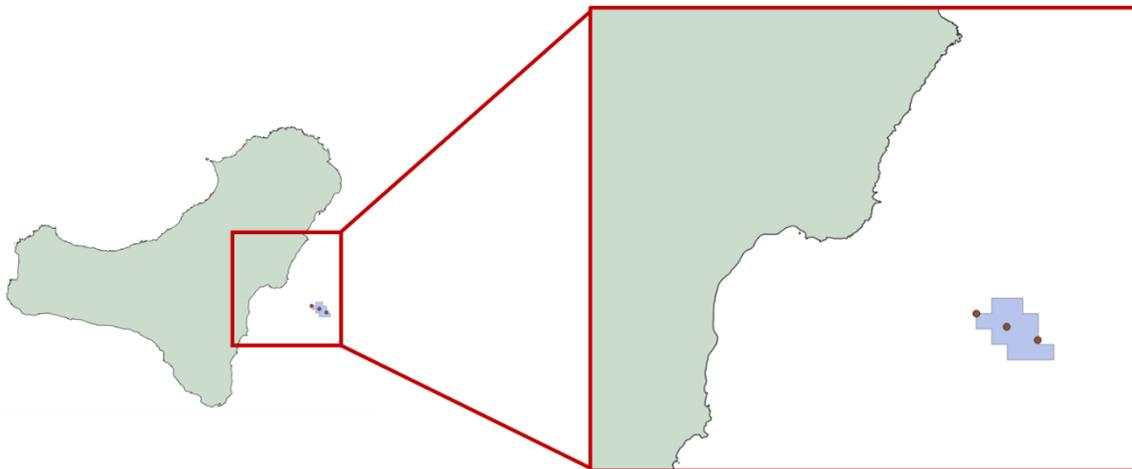


Figura 2.91. Parque eólico marino flotante propuesto para el sureste de La Palma.

Fuente: Elaboración propia.

El parque está localizado a una distancia mínima de la costa de 3 km. Con una superficie de 1,15 km<sup>2</sup>, tiene capacidad para albergar 3 aerogeneradores, lo que supone un total de 30 MW, a una profundidad medida de 950 m.

La velocidad de viento media es de 7,95 m/s, bastante inferior a la de la mayoría de parques analizados, lo que denota que el recurso eólico en esta parte de la isla es bajo. Los aerogeneradores, para un máximo aprovechamiento del recurso, se han instalado con una orientación de 22,5° respecto a la dirección norte, es decir, perpendiculares a la dirección noreste.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

El mayor problema que presenta esta zona se encuentra en las pocas instalaciones existentes para la instalación y mantenimiento de un parque eólico marino, como es la carencia de puertos capacitados y bases logísticas en la zona de instalación del parque y la inexistencia de subestaciones de alta tensión en la zona, aunque este parque se localiza cerca de donde opera la única central hidro-eólica del Archipiélago, Gorona del Viento.

Con todo ello, el montaje y remolque de los aerogeneradores tendría que llevarse a cabo, como mínimo, desde el Puerto de La Estaca (situado a 4 km). En caso de no ser posible o no ser viable, se tendría que desarrollar parte del proyecto en el puerto de Los Cristianos (122 km), el Puerto de Santa Cruz de Tenerife (200 km), o el Puerto de Granadilla (155 km).

- Impacto en la sociedad

En esta zona únicamente se encuentra un único núcleo poblacional (Timijiraque) de pequeño tamaño, por lo que el impacto visual en la población es despreciable.

- Restricciones cercanas

El parque, como se observa en la Figura 2.92, queda fuera de las servidumbres aeronáuticas de aeródromo y radioeléctricas. Además, a pesar de encontrarse dentro de la envolvente de servidumbres de operación, no se ve afectada por ninguna restricción de altitud. No obstante, como en el resto de casos, es necesario realizar un estudio aeronáutico con más grado de detalle, atendiendo a los procedimientos de AIP.

En el caso de cables submarinos, el parque no tendría ninguna carga, y en cuanto a la densidad de tráfico marítimo, el parque está fuera de las vías de navegación más transitadas, por lo que no habría afección a las rutas marítimas.

Una de las ventajas que podría presentar este parque respecto a la mayoría de los propuestos es que no tiene a su alrededor ninguna protección natural, hecho que permitiría tener una declaración de impacto ambiental favorable con mayor facilidad.

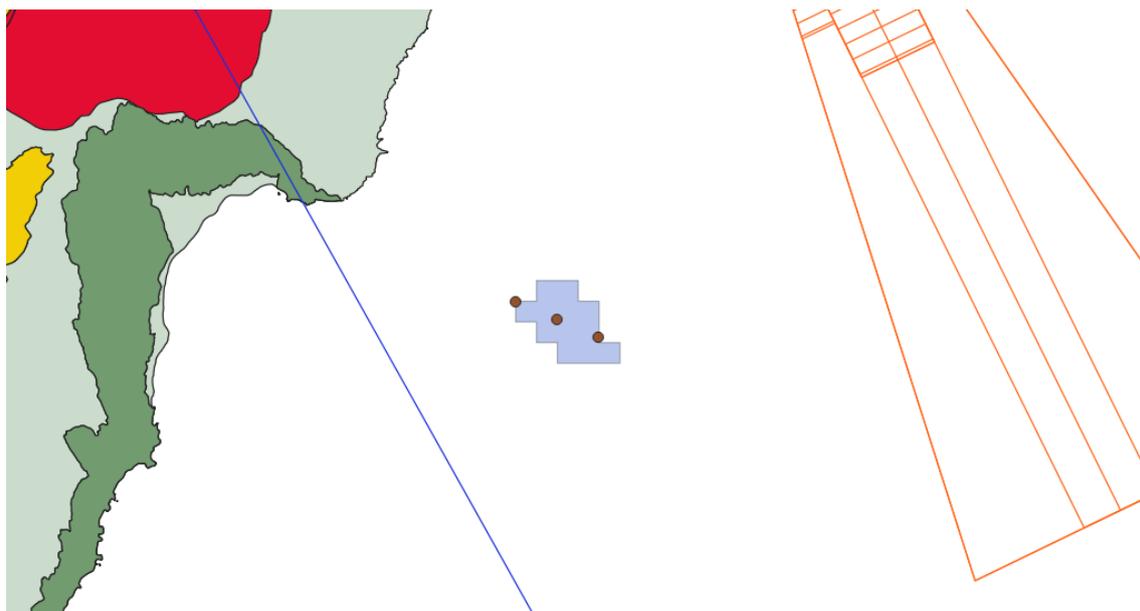


Figura 2.92. Restricciones cercanas al parque flotante de la zona este de El Hierro.

Fuente: Elaboración propia.

### 2.5.3. Macroparques

En este análisis, se define como macroparque aquellos parques de gran tamaño, o con posibilidad de ser ampliados, con una potencia superior a 900 MW. De este modo, en Canarias se han determinado 4 zonas que podrían acoger macroparques: el sureste y oeste de Gran Canaria, mediante una ampliación del parque propuesto anteriormente hasta 1.000 m de batimetría y 7,5 km de distancia mínima de la costa, noroeste de La Gomera, mediante otra ampliación hasta 1.000 m de batimetría y 7,5 km de distancia mínima de la costa, y el suroeste de Fuerteventura.

En el análisis de los macroparques propuestos, únicamente se estudiará en profundidad el macroparque situado en la zona suroeste de Fuerteventura, por tratarse de la zona con mayor potencial eólico marino a instalar en Canarias, y porque es la única zona que aún no se ha analizado. Para los otros 3 macroparques, las características son muy similares a las de los parques descritos en esas zonas anteriormente. Para analizar los parámetros de dichos macroparques, acúdase a la tabla x.x del anexo II.III.

#### 2.5.3.1. Suroeste de Fuerteventura

El mayor de los macroparques que podrían localizarse en Canarias se sitúa en la costa suroeste de Fuerteventura, frente a la costa de la Punta de Jandía, en el municipio de Pájara.

Como se puede apreciar fácilmente a partir de la Figura 2.93, se trata de la mayor superficie propuesta para un parque eólico marino de toda Canarias. Cuenta con una superficie de 794,56 km<sup>2</sup>, si se analiza el recurso a partir de 5 km de la costa, y aprovechando toda la superficie disponible dentro del Mar Territorial. Esta gran área sería capaz de albergar, aprovechando al

máximo toda la superficie, un total de 722 aerogeneradores de 10 MW, siendo la potencia instalable de 7220 MW.

Este área no había sido contemplada anteriormente para parques de pequeño y mediano tamaño por encontrarse dentro de una zona LIC. No obstante, por el gran tamaño y buen recurso eólico, se realizará el análisis de la instalación de un parque de estas características en Canarias.

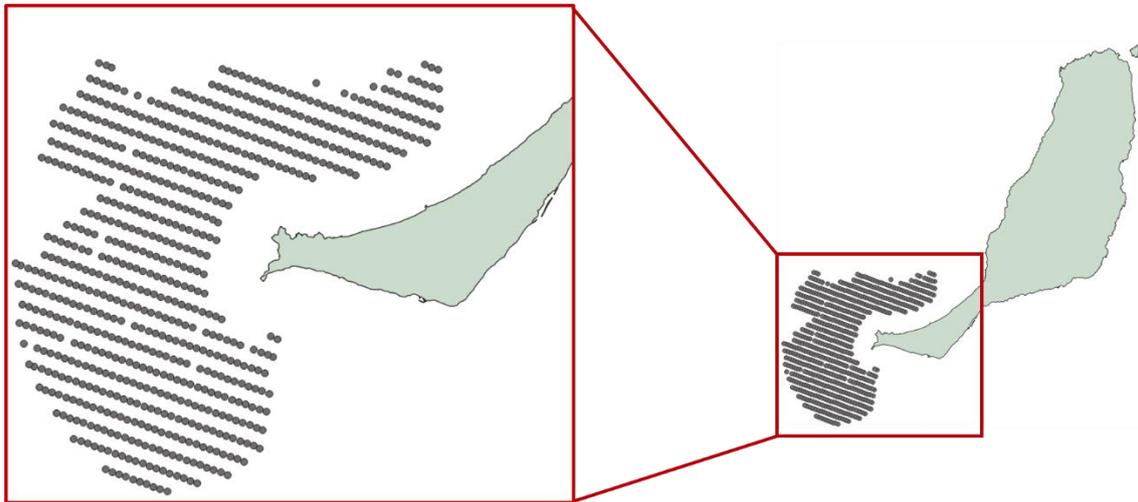


Figura 2.93. Macroparque eólico flotante propuesto para el suroeste de Fuerteventura, dentro de la zona LIC. Fuente: Elaboración propia.

El recurso eólico, a pesar de estar bastante lejos del mejor de Canarias, es bastante bueno, con una velocidad media de viento de 9,54 m/s a la altura del buje, y una escasa profundidad media, de apenas 225 m.

Sin lugar a dudas se trata del mayor parque eólico proyectable de toda Canarias, capaz de abastecer la totalidad de la demanda eléctrica de las Islas y, aun así, tener excedentes. No obstante, para poder obtener al máximo el potencial del parque sería necesario realizar la interconexión del sistema Fuerteventura-Lanzarote con la isla de Gran Canaria. Además, sería necesario también nuevas infraestructuras en cuanto a líneas transporte y subestaciones, pues las actuales no serían capaces de evacuar tal cantidad de energía eólica. Actualmente la subestación más cercana al parque es la de Matas Blancas, a unos 20 km. No obstante, de llevarse a cabo la interconexión submarina entre el sistema Fuerteventura-Lanzarote con la isla de Gran Canaria, las infraestructuras de evacuación quedarían ligadas a la misma desde la propia subestación flotante que necesitaría un parque de estas dimensiones.

No obstante, un parque de dichas dimensiones no estaría pensado para abastecer únicamente la demanda eléctrica insular, sino con perspectivas a la generación de otras fuentes de energía, como el hidrógeno o amoníaco, ampliamente estudiados para utilizarse como combustible en los grandes medios de transporte, sobre todo en marítimo y aéreo. Un parque de estas dimensiones

podría convertir a Canarias en la “gasolinera” del Atlántico, donde todo el transporte internacional de mercancías que pasa por las islas repostase en zonas habilitadas para ello, cubriendo las necesidades del *bunkering* marítimo internacional. Además, la localización es inmejorable, ya que el parque se localiza justo tras los límites del corredor para tráfico marítimo internacional entre la isla de Gran Canaria y Fuerteventura.

La Figura 2.94 muestra el parque eólico junto a las islas de Fuerteventura y de Gran Canaria. En esta figura se puede apreciar la cercanía a Gran Canaria, a sólo 64 km de la misma, y ver el parque eólico en el contexto de un parque para ambas islas.

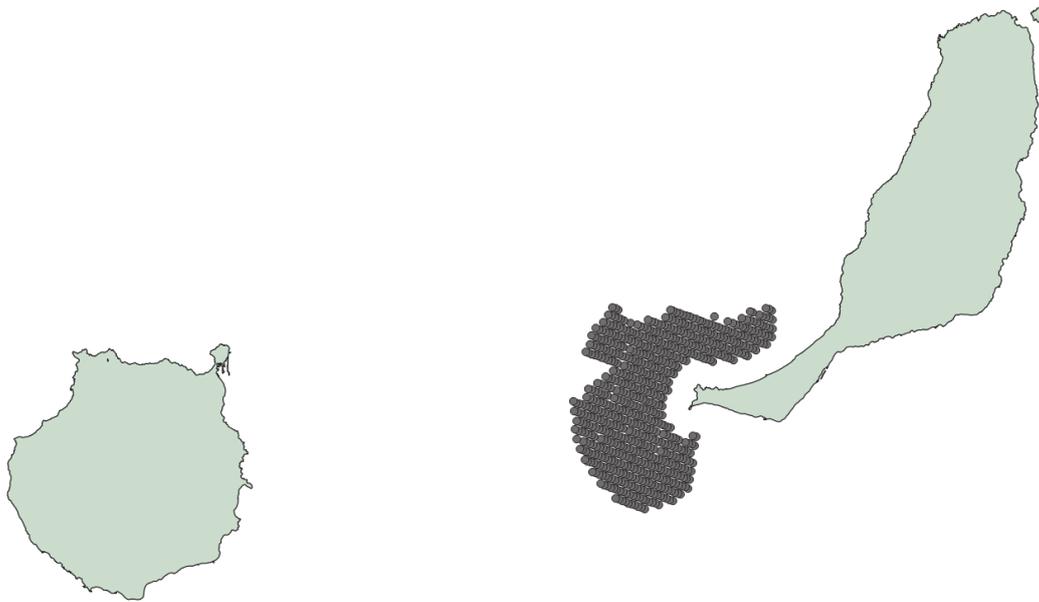


Figura 2.94. Ubicación relativa del macroparque situado al suroeste de Fuerteventura, junto a las islas de Gran Canaria y Fuerteventura. Fuente: Elaboración propia.

- Instalaciones para el montaje de los dispositivos

En cuanto al montaje y remolque de los aerogeneradores, se podría llevar a cabo desde el Puerto de La Luz y de Las Palmas (78 km), o desde Arinaga, en la isla de Gran Canaria (86,5 km), por situarse más cerca que Puerto del Rosario, además de no contar este último puerto con la infraestructura logística necesaria para desarrollar parques eólicos de estas dimensiones.

- Impacto en la sociedad

Relativo al impacto visual, tanto por situarse a una distancia considerable de la costa (5 km) como por tratarse de una zona escasamente poblada, el impacto visual sería mínimo para la población local, aunque se trata de una zona frecuentada por el turismo de la isla.

- Restricciones cercanas

Como se ha mencionado anteriormente, el mayor escollo para se debe a que el parque estaría situado en un zona LIC (marítima) cuya compatibilidad ha de ser estudiada por la Dirección General de Protección de la Naturaleza-Servicio de Biodiversidad.

Atendiendo a otras restricciones, el parque no se vería afectado por servidumbres aeronáuticas ni por los límites delimitados por las cartas de aproximación visual. No obstante, a lo largo de toda la superficie, se puede observar en la Figura 2.95 que uno de los cables submarinos que se encuentran cerca de la Punta de Jandía atraviesa el parque.

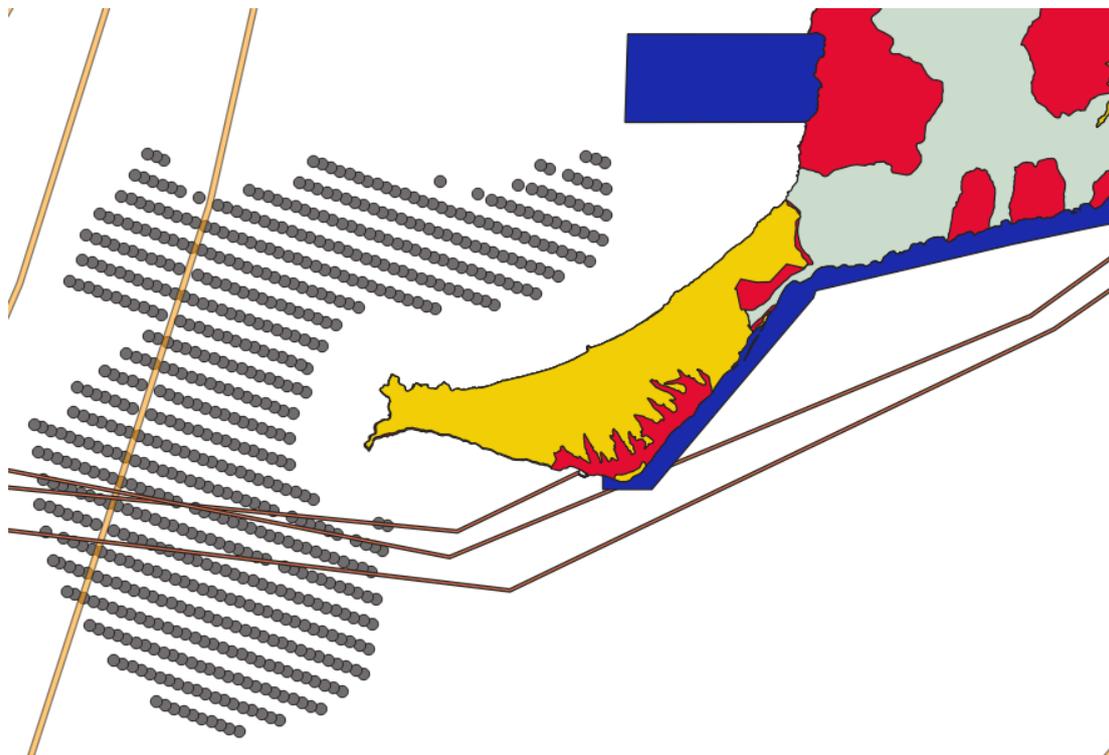


Figura 2.95. Restricciones cercanas al macroparque flotante de la zona suroeste de Fuerteventura.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, en un breve análisis por las rutas de tráfico marítimo más transitadas de las costas canarias, el parque también es atravesado por dos rutas marítimas regulares de transporte de pasajeros y mercancías entre islas, aunque los aerogeneradores se han dispuesto de tal forma que no entorpezcan la navegación. Debido a las distancias entre aerogeneradores, se asume que los buques pueden atravesar el parque sin mayor inconveniente.

En cuanto al resto del tráfico marítimo, el parque se situaría sobre una vía de elevada densidad de tráfico. Es por ello que, si prevalece la ruta marítima, sería necesario recolocar alrededor de 42 aerogeneradores. En caso contrario, sería necesario trasladar la vía marítima entre 15 y 20 kilómetros hacia el sur.

## 2.6. Conclusiones

A modo de resumen, tras analizar pormenorizadamente todas las limitaciones y restricciones que presenta el mar canario para la instalación de parques eólicos marinos, se concluye que la mayor parte de las aguas del archipiélago (sobre todo a menos de 5 km de la costa), se encuentran protegidas por tratarse de zonas de gran valor natural, y que imposibilitan la instalación de parques eólicos marinos entre sus límites (presunción adoptada en este proyecto).

A las grandes extensiones naturales protegidas se suma la escarpada orografía del lecho marino, que en algunos casos supone alcanzar profundidades de más de 1.000 m a distancias de la costa de menos de 2 km, lo que imposibilita o dificulta en muchos casos el desarrollo de la eólica marina. Además, ante esta situación, el impacto visual de los parques eólicos canarios es muy relevante, al tener que situarse la mayor parte de los parques a poca distancia de la costa, poniendo en jaque el importante patrimonio paisajístico de Canarias.

A partir de estas y otras restricciones y condiciones propuestas para los parques, en un análisis resumido, para tecnología de cimentación fija, únicamente habría disponible entre el 11% y 16% de la superficie total marítima, mientras que si se analiza la tecnología flotante, hasta 500 m de batimetría la superficie de mar que podría ocuparse con parques eólicos marinos varía entre 15% y 25% (en función de la distancia mínima a la costa), y hasta 1.000 m de batimetría la posible ocupación alcanza el intervalo de 25 – 38%.

Tras cruzar esta disponibilidad de la superficie marina con el recurso eólico, se proponen un total de 29 zonas eólicas, con sus respectivos parques. Además, en las tres zonas con mayor recurso eólico (sureste y oeste de Gran Canaria, y noroeste de La Gomera), conjuntamente con los parques propuestos, también se analizará de forma separada todo el potencial de dicha zona, proponiéndose un macroparque que albergue el mayor número de aerogeneradores posibles en cada zona. Estos 3 macroparques se estudiarán por separado de los parques de mediano tamaño propuestos en dicha zona. Por ello, se analizarán 32 parques, de los cuales 4 son macroparques. El resto de 28 parques se distribuyen de la siguiente forma: 6 son de tecnología de fondo fijo (localizados en Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura), 12 de ellos flotantes, instalados a una profundidad máxima de 500 m; y los otros 10 parques también son flotantes, pero se localizan en batimetrías que se sitúan entre 500 y 1.000 m.

### - Parques de pequeño y mediano tamaño

La superficie total destinada a los 28 parques de pequeño y mediano tamaño es de 344,54 km<sup>2</sup>, lo que representa únicamente el 12,29% de toda la superficie disponible (tras aplicar restricciones) a una distancia mínima de la costa de 2 km y 1.000 m de batimetría. Por lo tanto, en caso de requerirse mayor tamaño de los parques o nuevos parques, a pesar de no estar localizados en las zonas con mejor recurso eólico, estos podrían ampliarse. En términos generales, los 28 parques

tienen capacidad para albergar hasta 438 aerogeneradores, lo que significaría una potencia de 4.194 MW en toda Canarias.

Focalizando el análisis por isla, aquella con mayor potencia instalada es Tenerife, con una potencia total de 1.030 MW, distribuidos en 106 aerogeneradores alrededor de 5 parques, con una superficie total en la isla de 84,27 km<sup>2</sup>. A pesar de ser la isla con mayor superficie destinada a parques, se aprovecha prácticamente todo el potencial que presenta, debido a la escasez de zonas con batimetría menor a 1.000 m y buen recurso eólico. Las velocidades medias de los parques varían entre los 7,5 y 10 m/s, por lo que hay zonas con un muy buen recurso eólico.

En potencia instalada le sigue Gran Canaria, aunque es la isla que mayor potencial eólico presenta, tanto por disponibilidad de superficie como por recurso eólico, con una propuesta de 81,9 km<sup>2</sup> y una potencia instalada de 956 MW repartida entre 104 aerogeneradores. No obstante, no se trata de la isla con mayor potencia instalada propuesta, a pesar de que podría ampliar fácilmente sus parques eólicos marinos, como se detalla en el análisis de los parques de la isla. Todo ello con zonas que superan ampliamente los 9 m/s de velocidad de viento a la altura del buje (excluyendo el suroeste de la isla), con velocidades medias de hasta 11 m/s en la costa sureste de la isla, la de mayor recurso eólico.

La tercera isla con mayor potencia instalada es Lanzarote, que alcanza los 730 MW a partir de 73 aerogeneradores distribuidos entre 4 parques (contando La Graciosa), con una superficie total de 62,25 km<sup>2</sup>. La isla también tiene zonas con muy buen recurso eólico, con parques que tienen velocidades medias de viento entre 9 y 10 m/s.

Le sigue Fuerteventura, con una superficie destinada a parques marinos de 52,74 km<sup>2</sup>, en los que se distribuyen 5 parques eólicos (3 de fondo fijo y 2 flotantes), con un total de 67 aerogeneradores y 598 MW instalados. Al igual que en Lanzarote, los parques propuestos tienen muy buenas velocidades de viento, en el intervalo de 9 – 10 m/s a la altura del buje.

En quinto lugar se sitúa la isla de La Gomera, que con un único parque flotante, posee 39,3 km<sup>2</sup> de superficie, capaz de albergar hasta 43 aerogeneradores, lo que supone una potencia instalada de 430 MW. Ello, sumado a la velocidad media del parque en torno a 10,6 m/s hace del parque de la isla colombina uno de los más interesantes del archipiélago, además del más grande propuesto (sin considerar los macroparques).

La Palma presenta una superficie destinada a parques eólicos marinos de 19,2 km<sup>2</sup>, donde podrían colocarse hasta 33 aerogeneradores, lo que supondría una potencia instalada de 330 MW. No obstante, a pesar de zonas con un muy buen recurso eólico (entre 9 y 10,5 m/s en los 3 parques a 1.000 de batimetría máxima), el parque con una batimetría inferior tiene una velocidad media de únicamente 4,5 m/s.

Finalmente, en cuanto a la isla más pequeña de todas, tanto en población como extensión (sin contar La Graciosa), EL Hierro podría albergar hasta 120 MW distribuidos en 12 aerogeneradores entre 3 parques, con una velocidad en ellos que ronda entre 8 y 10 m/s.

Para concluir con la potencia total de los parques, en la Figura 2.96 se muestran los 28 parques propuestos en el archipiélago canario.

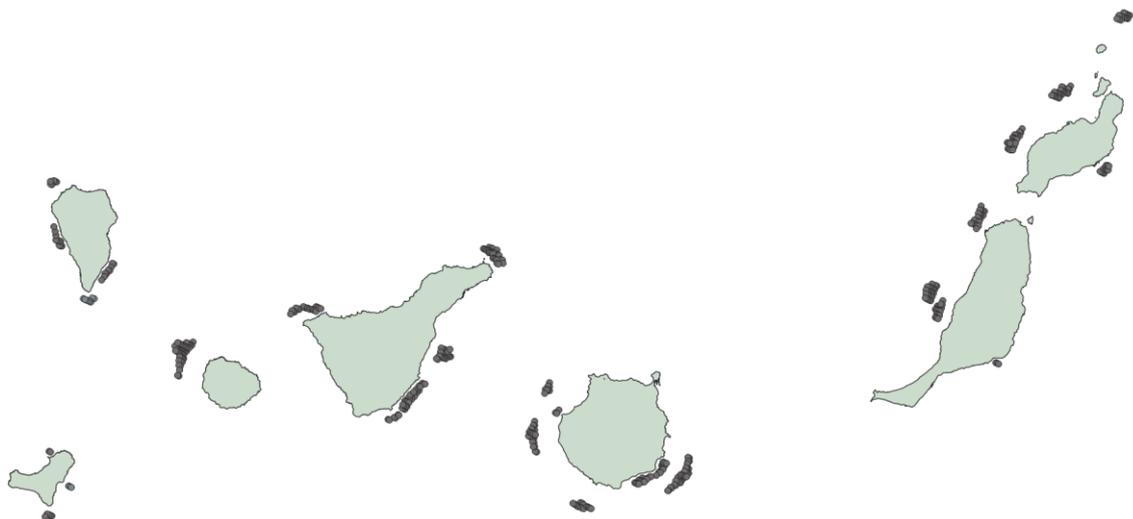


Figura 2.96. Conjunto de los 28 parques eólicos marinos propuestos en Canarias.

Fuente: Elaboración propia.

#### - Macroparques

A todo ello se le suma las propuestas de macroparques realizadas en las zonas con una gran disponibilidad de superficie marina y un buen recurso eólico. Es el caso del suroeste de Fuerteventura, que a pesar de ser el macroparque con menor velocidad media de viento, 9,54 m/s y estar dentro de la zona LIC, presenta el mayor área de toda Canarias para realizar un macroparque, con una extensión de 758,20 km<sup>2</sup>, más del doble que el resto de los parques propuestos anteriormente, capaz de albergar hasta 722 aerogeneradores, con una potencia instalada de 7.220 MW (a una distancia mínima de la costa de 5 km y llegando al límite del Mar Territorial).

Por el contrario, aunque no tenga tanta capacidad, el macroparque con mayor velocidad de viento se localizaría en el sureste de Gran Canaria (11,18 m/s), que con una distancia mínima de 7,5 km y profundidad máxima de 1.000 m, es capaz de albergar hasta 172 aerogeneradores y 1.720 MW de potencia. Este parque tendría una superficie de aproximadamente 171,08 km<sup>2</sup>, más del doble que todos los parques de mediano y pequeño tamaño propuestos anteriormente en la isla.

Los otros dos macroparques propuestos, localizados al oeste de Gran Canaria y noroeste de La Gomera, tendrían una potencia instalada similar (1.490 y 1.380 MW, respectivamente, así como velocidades prácticamente idénticas, del orden de 10,8 - 10,9 m/s). En la Figura 2.97 se muestra

el archipiélago canario con los 4 macroparques propuestos. Su superficie es prácticamente la misma, alrededor de 140 km<sup>2</sup>).

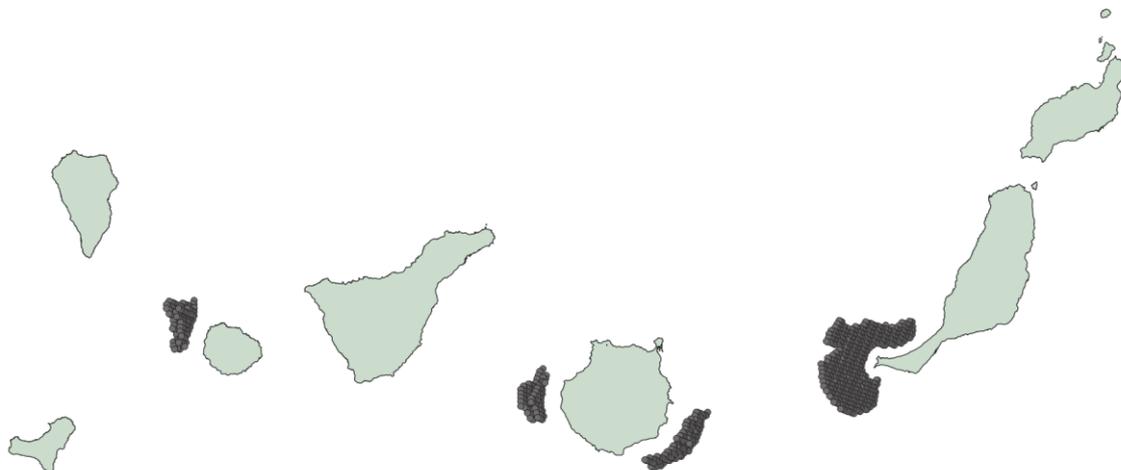


Figura 2.97. Conjunto de los 4 macroparques eólicos marinos propuestos en Canarias.

Fuente: Elaboración propia.



# **CAPÍTULO III**

## **RECURSO EÓLICO Y ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN**

**Listado de acrónimos**

<b>Abreviatura</b>	<b>Significado</b>	<b>Abreviatura</b>	<b>Significado</b>
<b>AEMET</b>	Agencia Estatal de Meteorología	<b>IEEFA</b>	<i>Institute for Energy Economics and Financial Analysis</i>
<b>CF</b>	<i>Capacity Factor</i> , o Factor de Capacidad	<b>PdE</b>	Puertos del Estado

**Listado de unidades**

<b>Cantidad</b>	<b>Nombre</b>	<b>Símbolo</b>
Unidad de potencia	Megavatio	<b>MW</b>
Unidad de energía	Gigavatio – hora	<b>GWh</b>
Unidad de velocidad	metro por segundo	<b>m/s</b>
Unidad de longitud	metro	<b>m</b>
Unidad de longitud	kilómetro	<b>km</b>
Unidad de superficie	milímetro cuadrado	<b>mm<sup>2</sup></b>
Unidad de tiempo	horas equivalentes	<b>heq</b>
Sin unidad	Porcentaje	<b>%</b>

## **CAPÍTULO II. RECURSO EÓLICO Y ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN**

---

### **3. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO Y ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN**

#### **3.1. Introducción: el viento en Canarias**

El viento es uno de los recursos naturales más aprovechados por el hombre desde hace siglos. La creación de molinos, cuyo principal objetivo era convertir la energía cinética del viento en energía mecánica (para mover otros elementos) ya se utilizaba desde el siglo I d.C. En Canarias, tras la conquista, se comenzó a explotar el recurso eólico en mayor medida, precisamente en zonas con mucho viento, para sacar agua de pozos abiertos por el hombre (sobre todo en las islas orientales), en ingenios de azúcar, o en algunos casos incluso para moler grano.

Actualmente, el viento se ha convertido en un factor fundamental en la generación de electricidad, mediante el uso de aerogeneradores. No obstante, a pesar de tratarse de una fuente de energía fundamental en el entresijo de la generación eléctrica, su predicción a medio y largo plazo es bastante complicado, debido a múltiples factores, tales como la temperatura o el cambio climático. No obstante, constantemente se publican estudios de cómo puede comportarse el viento en los próximos años e incluso décadas.

Debido a su situación geográfica, su tosca orografía terrestre y al sometimiento continuo de los vientos alisios, las Islas Canarias presentan grandes diferencias en cuanto a velocidad viento se refiere. Si bien es cierto que el predominio de los alisios confiere una dirección del viento prácticamente constante a lo largo del año en todas las zonas del archipiélago, la velocidad varía considerablemente en distancias sumamente cortas. Mientras que muchas zonas de medianías del norte y del sur no presentan velocidades continuas excesivas, las zonas del este y oeste son lugar de vientos fuertes y continuos, al tratarse de zonas de aceleración del régimen alisio. Este hecho propicia que gran parte de los parques eólicos en tierra se encuentren concentrados en estas latitudes de las islas (sureste y noroeste de Gran Canaria y Tenerife, principalmente), y las previsiones apuntan a que será en esas mismas zonas donde se proyecten la mayor parte de parques eólicos marinos.

En la Figura 3.1 se puede apreciar cómo la velocidad de viento en la costa varía significativamente en función de la localización, así como la orografía del terreno. Las mayores velocidades de viento se producen en el este – sureste de las islas, así como el oeste – noroeste – suroeste.

Para poder analizar un poco más en profundidad el comportamiento del viento en Canarias, se elegirá una serie de datos representativa de una de las zonas con mayor recurso eólico de las islas: el aeropuerto de Gando, localizado en las coordenadas 27° 55' 4" N - 15° 23' 43" O y a una altura de 32 msnm, en la zona este de Gran Canaria, propiedad de AEMET.

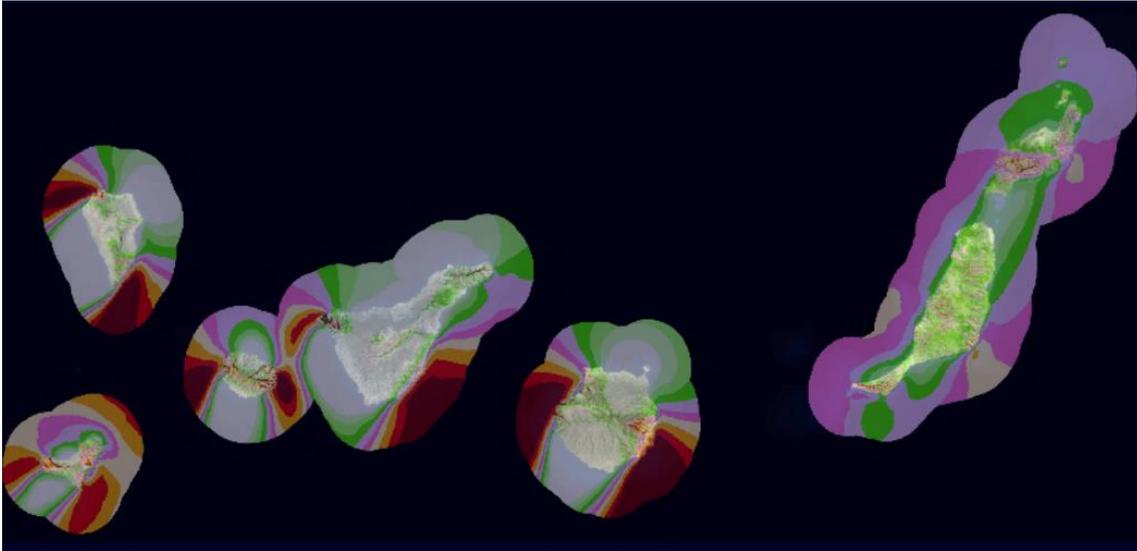


Figura 3.1. Recurso eólico de las Islas Canarias a 80 m. Fuente: (Gobierno de Canarias, 2021)

Analizando la serie histórica de Gando en términos diarios, se puede apreciar en la Figura 3.2 como la velocidad de viento tiende a ser mayor en las horas centrales del día y primeras horas de la tarde, mientras que cae durante la noche, alcanzando el mínimo durante la madrugada. Este patrón se repite en la mayor parte de los días analizados de la serie.



Figura 3.2. Velocidad de viento durante un día normal (23 de Julio de 2013).

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de AEMET.

A partir de las velocidades medias mensuales, puede comprobarse en la Figura 3.3 cómo el viento presenta un comportamiento estacional a lo largo del año. Las mayores velocidades de viento se producen en los meses de verano, Julio y Agosto principalmente, mientras que durante finales de otoño y principios del invierno se registran los mínimos de velocidad. Por tanto, se deduce fácilmente que los picos de producción se generarán durante los meses centrales del año, mientras que en invierno la producción caerá.

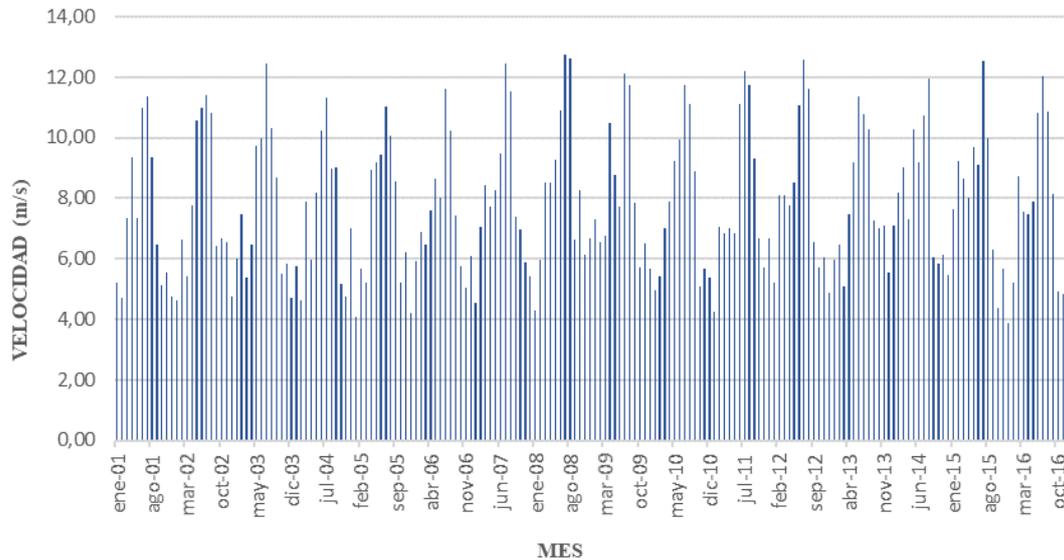


Figura 3.3. Velocidad media mensual del viento.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de AEMET.

Analizando los valores en términos anuales, en la Figura 3.4 puede comprobarse como, además de un comportamiento estacional, el viento también presenta una componente cíclica. Es importante recalcar que los términos *estacionalidad* y *ciclicidad* no presentan el mismo significado. Mientras que la estacionalidad es simplemente un patrón que se repite año tras año, y cuyo comportamiento se puede dividir en periodos, la ciclicidad representa la repetición de un mismo patrón en periodos mayores a un (Modelosdepronósticos, 2019). Así mismo, cada 5- 6 años se puede observar cómo se cumple un ciclo en la velocidad del viento. Además, de esta misma figura puede deducirse visualmente que no existe una tendencia clara que suponga un aumento o disminución del viento en la zona sureste de Gran Canaria, por lo que se asumirá que se mantendrá constante.

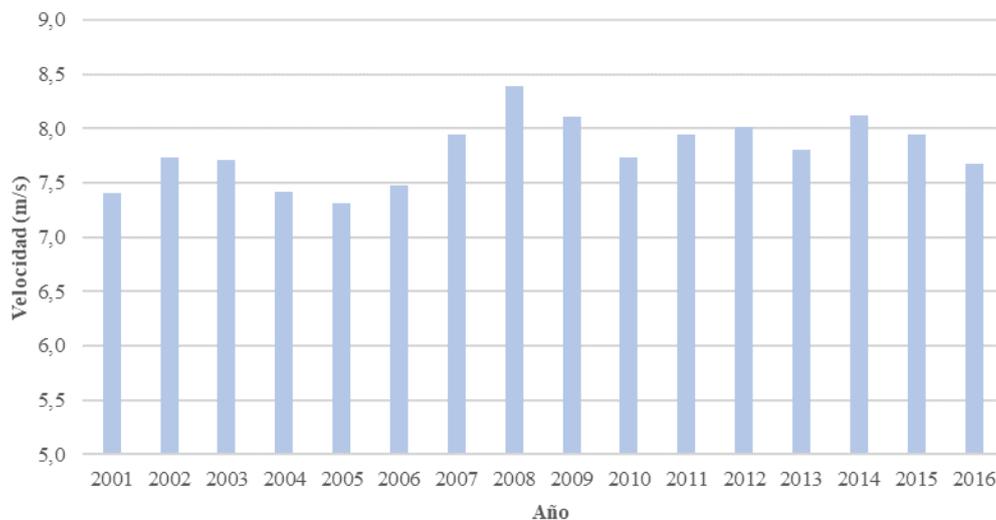


Figura 3.4. Velocidad media anual del viento.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de AEMET.

## **3.2. Estimación de la producción bruta de los parques eólicos marinos**

### **3.2.1. Metodología**

Tras analizar el comportamiento del recurso eólico, a continuación se detalla el procedimiento empleado para determinar la producción de cada parque eólico marino propuesto en el archipiélago canario.

#### ***3.2.1.1. Datos de partida***

Para estimar la producción de cada parque, primeramente habrá que analizar el recurso eólico en cada localización propuesta. Para ello, como no existen medidas reales de velocidad y dirección del viento en todas las zonas estudiadas, se ha recurrido a los puntos SIMAR, de PdE, como fuente de datos de viento para este proyecto. Las series de datos históricas con las que cuenta PdE provienen de un modelo numérico, es decir, no son datos reales recogidos por anemómetros, sino que son simulados. Sin embargo, estos modelos sí están basados en la recopilación de datos reales, mediante boyas, los cuáles se extrapolan a otras localizaciones mediante dicho modelizado.

El modelo de viento utilizado por PdE en el período 2005 – 2018 corresponde con el desarrollado por AEMET, denominado HIRLAM, que tenía en sus inicios una resolución espacial y temporal de 16 km y 6 h, respectivamente. Sin embargo, en 2018 se cambia de modelo por el HARMONIE-AROME, utilizado a nivel europeo, que al ser un modelo no hidrostático, presenta una mayor resolución espacial y temporal (2,5 km y 1 h, respectivamente) (Puertos del Estado, 2020). Estos datos de viento (entre otras variables climatológicas) se facilitan a 10 m de altura, por lo que para la utilización de estos datos será necesario extrapolarlos a la altura del buje del aerogenerador

A pesar de no ser medidas reales, es lo más parecido a lo que se tiene acceso en el océano, debido a la dificultad y elevado coste que supone la instalación de boyas con una resolución considerable. Con todo ello, en la Tabla 3.4 del Anexo III.I se puede observar los recursos eólicos a los que se ha acudido para estimar la producción de los parques eólicos marinos.

Cada punto SIMAR recopilado corresponde a una zona geográfica de cada isla, y sus datos históricos supondrán la base y la curva sobre la que se determinarán los valores de velocidad de viento en cada periodo del año.

Para la estimación de la producción se ha analizado el recurso de viento de la segunda década del siglo XXI, es decir, el período 2010 – 2019, con frecuencia horaria.

Además de las series de viento de PdE, en el caso del sureste de Gran Canaria para el parque de fondo fijo, y debido a la cercanía con la costa, se ha recurrido a datos facilitados por el ITC, de la estación meteorológica de Pozo Izquierdo, con medidas a diferentes alturas (10, 20, 40 y 60 m) y frecuencia de datos por minuto. Estos datos no serán únicamente utilizados para la serie de viento

del parque de fondo fijo del sureste de Gran Canaria, sino que también servirán para correlacionar con las series de viento de los SIMAR, así como extrapolar la velocidad de viento a diferentes alturas y diferentes distancias de la costa.

En la Figura 3.5. puede apreciarse que la localización de los SIMAR coincide en gran medida con las zonas objeto de análisis para las estimaciones de producción.

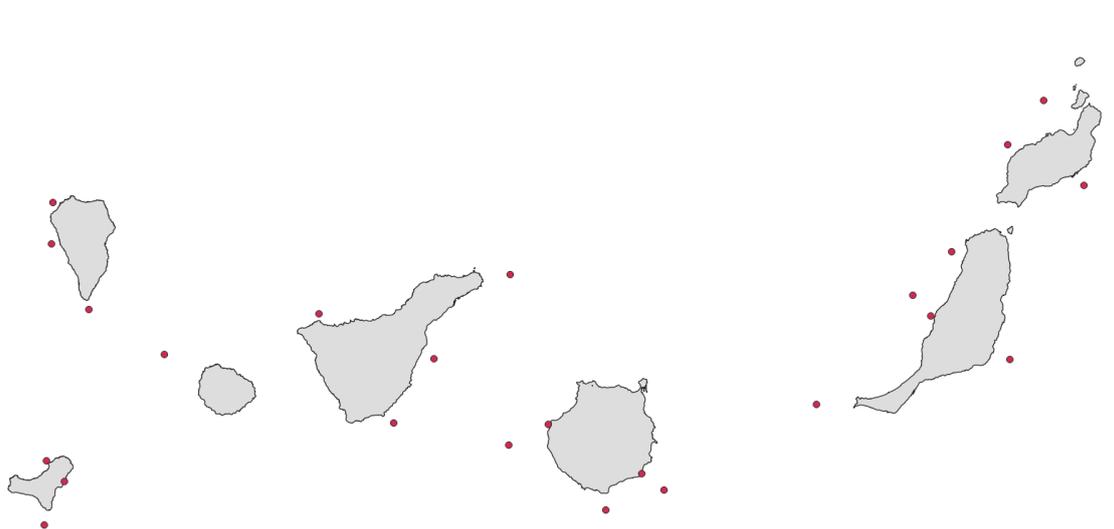


Figura 3.5. Localización de los puntos SIMAR usados como base de datos para los cálculos de producción. Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.1.2. Tratamiento de datos

Tanto las series de la red SIMAR como los de Pozo Izquierdo contienen diferentes errores, al igual que prácticamente la totalidad de las series históricas. Entre éstos, destacan datos que los anemómetros o los modelos no han contabilizado, errores en la medida, etc. Por ello, tras tener las series de datos para cada parque, se procederá a su tratamiento.

El primer paso será eliminar los 29 de Febrero, ya que desvirtúan las series, al no tener todos los años el mismo número de horas. Este procedimiento es muy común para homogeneizar y tratar series de datos (Carta González, 2021).

Seguidamente, y para agilizar el proceso de tratamiento de datos, se ha desarrollado una rutina en el software Matlab que detectara el número de datos que faltaban en la serie y, mediante interpolación lineal, los estimara. Además, mediante el mismo programa, se eliminan los errores en las medidas (999.9 o similares), y se sustituyen por valores interpolados.

Para ello, el programa puede dividirse en dos partes. En una primera parte (Figura 3.6) el objetivo consiste en cargar los archivos con los datos en el software y, mediante otro archivo con un año completo con frecuencia horaria, ir comparando ambos archivos, de tal modo que si Matlab

detecta que a la serie de datos le falta una franja horaria, la introduce en la serie, dejando la celda vacía. De este modo, se tendrá una serie completa, aunque aún no tenga todos los datos.

```

WIND_A = xlsread("FTV_flotante_fijo_sur.xlsx", 1, "A2:E87700");
DATETIME = xlsread("fecha_año_horaria.xlsx",1, "A2:D87577");

final_data=nan(length(DATETIME(:,1)),2);
for i = 1:length(DATETIME)
    j = 1;

    while j <= length(WIND_A)

        if DATETIME (i,1)== WIND_A(j,1)&& DATETIME (i,2)==
            WIND_A(j,2)&& DATETIME (i,3)== WIND_A(j,3)...
            && DATETIME (i,4)== WIND_A(j,4)

            final_data(i,:) = WIND_A(j,5);

        end
        j = j+1;
    end
end

final_data = [DATETIME,final_data];

```

Figura 3.6. Primera parte de la rutina Matlab programada para el tratamiento de las series de datos.

Fuente: Elaboración propia.

La segunda parte de la rutina (Figura 3.7) tiene como principal función rellenar las celdas que no tienen ningún valor (principalmente las creadas en la fase anterior del programa) o corregir aquellos valores que no son lógicos, fruto de los aparatos de medida o la propia simulación. Para rellenar dichas celdas, podría utilizarse una interpolación lineal o por polinomios. En este caso, se ha optado por interpolaciones lineales.

```

data_missing2 = standardizeMissing(final_data, -9999.9);
data_missing = standardizeMissing(data_missing2, -9.99);
% Aparecerían marcados como NaN

treated_data= fillmissing(data_missing, 'linear'); |
%treated_data = fillmissing(data_missing, 'spline');

format short
writematrix(treated_data)

```

Figura 3.7. Segunda parte de la rutina Matlab programada para el tratamiento de las series de datos.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, la salida de la rutina es una matriz con las franjas horarias y los valores de velocidad de viento correspondiente a cada hora. De este modo, puede exportarse para ser analizado y desarrollado mediante hojas de cálculo.

### 3.2.1.3. Extrapolación a la altura del buje y localización del parque

Una vez se tienen las series de datos de velocidad de viento completas, el siguiente paso será extrapolar los datos a cada emplazamiento. Para ello, cabe recordar que los valores de velocidad están tomados a 10 m de altura, y que la localización de los SIMAR no corresponde exactamente con la de los parques propuestos. Por ello, para poder estimar la velocidad en las ubicaciones exactas, se ha seguido el siguiente procedimiento.

#### - Variación del viento con la altura

Mientras que las medidas de viento están tomadas a 10 m de altura, la altura media del buje para los parques bottom-fixed se estima en 100 m, y las de parques flotantes en 110 m. Se toma como referencia la altura del buje, ya que sirve como valor medio del gradiente de velocidad entre las puntas de los álabes. Como la velocidad de viento aumenta con el incremento de la altura, el viento que llegue al rotor del aerogenerador será mayor que el tomado a 10 m de la superficie.

La variación del viento en altura varía fundamentalmente con el gradiente vertical de temperatura y la estabilidad atmosférica, así como la morfología de la superficie terrestre o marina (Mur Armada, 2000). No obstante, existe un límite donde la velocidad ya no se ve afectada, lo que se conoce en el mundo de los fluidos como “capa límite”. Para determinar la velocidad en función de la altura, se hará una aproximación suponiendo una atmósfera neutra y homogénea (sin turbulencias mecánicas, la variación de temperatura coincide con el gradiente adiabático seco y concentración o densidad constante), mediante la llamada Ley Exponencial de Hellman<sup>3</sup> (Ecuación 3.1) (Mur Armada, 2000).

$$v_h = v_o \times \left(\frac{h}{h_o}\right)^\alpha \quad (3.1)$$

Donde:

$v_h$ : Velocidad de viento a la altura requerida (m/s).

$v_o$ : Velocidad de viento a una altura conocida (m/s).

$h$ : Altura de la velocidad requerida (m).

$h_o$ : Altura de la velocidad conocida (m)

$\alpha$ : Coeficiente de rugosidad.

---

<sup>3</sup> Existen otros procedimientos más complejos para determinar la velocidad de viento a diferentes alturas, como la expresión que relaciona velocidad y longitud de rugosidad, pero se requiere de otros parámetros que no se pueden determinar con los datos manejados, como la constante de Von Kármán, o la distribución de Weibull.

El coeficiente de rugosidad  $\alpha$  será, por tanto, el que determine el incremento de viento con la altura. Se trata de un parámetro que define fundamentalmente el tipo de terreno sobre el que se situará el aerogenerador (hierba, mar, bosques frondosos, zonas rústicas, urbano, etc.), y que determinará el perfil de viento de la zona. A mayor alfa, a mayor altura se sitúa la capa límite, por lo que mayor será la diferencia de la velocidad con la altura. Los mayores alfas corresponden a terrenos más abruptos y accidentados.

Los parámetros de  $\alpha$  se encuentran tabulados, pero para una mayor exactitud en los cálculos, a partir de los datos a diferentes alturas del anemómetro de Pozo Izquierdo, se procederá a su estimación y posterior extrapolación al resto de parques de Canarias, asumiendo un mismo comportamiento de la superficie donde se instale (el mar).

Para su cálculo, se ha seguido la Ecuación 3.2, derivada de la Ecuación 3.1, despejando el parámetro  $\alpha$ . De este modo, conociendo dos alturas del anemómetro y sus dos medidas, puede estimarse el coeficiente de rugosidad del terreno en Pozo Izquierdo (en la costa).

$$\alpha = \frac{\log\left(\frac{v_h}{v_o}\right)}{\log\left(\frac{h}{h_o}\right)} \quad (3.2)$$

Se ha calculado el coeficiente de rugosidad para cada franja de tiempo que se tiene del período de datos (frecuencia cada minuto en el período 2010 – 2012) entre los anemómetros situados a 10 y 60 m. Con ello, se ha calculado el promedio anual de los coeficientes de rugosidad, mostrados en la Tabla 3.1. Sin embargo, el coeficiente de rugosidad que realmente será necesario es entre 10 y 100 m, y 10 y 110 m. No obstante, y asumiendo que a partir de 60 m las variaciones en el coeficiente de rugosidad serán mínimas (comprobado mediante las medidas a 10, 20, 40 y 60 m de la torre de la estación), el valor medio de los coeficientes durante los 3 años analizados será el utilizado para extrapolar las velocidades de viento a la altura de los bujes. El valor utilizado será 0,138833065. Este coeficiente de rugosidad es similar a los tabulados para el mar abierto por (Grebus, 2015), que otorga un valor de  $\alpha$  entre 0,10 – 0,13 para el mar, o (Bibing, 2005), que lo estima en 0,14.

Tabla 3.1. Coeficiente de rugosidad promedio entre 10 y 60 m en Pozo Izquierdo.

Año	$\alpha_{\text{prom}}$
2010	0,1357455
2011	0,1363436
2012	0,1444102

Una vez determinado el coeficiente de rugosidad para todos los parques, y a partir de los valores de velocidad de viento a 10 m de altura de los SIMAR, se podrá extrapolar los datos a 100 m para los parques fondo fijo, y a 110 m para los flotantes. Los resultados de las velocidades medias de cada zona tanto para 10 m como para la altura del buje se muestran en la Tabla 3.5. del Anexo III.II.

- Variación del viento con la distancia de la costa

Otra variable fundamental para estimar la velocidad del viento es la localización del parque, en función de la distancia que lo separa de la costa. Esto es, a mayor distancia de la costa, mayor es la velocidad de viento a una altura determinada, además de presentar un flujo más continuo, al no afectarle la orografía de las islas.

De este modo, en las Figuras 3.14 - 3.17 del Anexo III.III se ha analizado mediante el recurso eólico publicado por (Mederos, 2011), algunas de las zonas propuestas para parques eólicos marinos, con velocidad a una altura de 60 m. Se ha recurrido a esta fuente y no a PdE debido a que la resolución del mapa eólico presentado por (Mederos, 2011) es mucho mayor que la de la red SIMAR.

En el Anexo III.III se puede comprobar cómo entre la línea de costa y los 12 – 15 km de la misma (la distancia media de la mayoría de parques propuestos está por debajo de los 15 km), la variación de la velocidad prácticamente es lineal. Por tanto, se supondrá un comportamiento lineal de la velocidad del viento para extrapolar los datos a diferentes distancias de la costa.

En cuanto a la variación, a partir de 4 localizaciones y la velocidad media de 8 puntos SIMAR con dirección perpendicular a la costa, se ha establecido la variación porcentual de la velocidad por unidad de longitud, como muestra la Tabla 3.2. Se puede observar que existe una desviación importante entre los resultados obtenidos, situándose la variación de viento entre 1,20 y 2,80 %/km. En el caso de las zonas analizadas en particular, se aplicará el incremento unitario mostrado en la Tabla 3.2, pero en el resto de parques, se aplicará un incremento promedio de las 4 zonas estudiadas, teniendo un valor promedio de un incremento de la velocidad de viento de 1,49%/km que se adentre el parque en el mar.

En definitiva, y tras determinar los dos factores fundamentales que intervienen en la variación del viento, para calcular la velocidad de viento a diferentes altura y distancias de la costa se propone la Ecuación 3.3.

$$v_p = \beta v_o \times \left(\frac{h}{h_o}\right)^\alpha \quad (3.3)$$

Donde:

$v_p$ : Velocidad media del parque (m/s).

$\beta$ : Factor de corrección de distancia a la costa.

El factor  $\beta$ , por su parte, se define como muestra la Ecuación 3.4, donde se efectúa el incremento de velocidad en función de la distancia a la costa y al punto SIMAR, lugar donde se toman las medidas. Para ello, si el parque estará más cerca de tierra que el SIMAR, el incremento de la velocidad será negativo, mientras que si el parque está más lejos de la costa que el SIMAR, el incremento porcentual de velocidad será positivo.

$$\beta = 1 + F \times (D_{p-c} - D_{SIMAR-c}) \quad (3.4)$$

Siendo:

F: Incremento unitario de la velocidad de viento (1,49%/km).

$D_{p-c}$ : Distancia media entre el parque y la costa (km).

$D_{SIMAR-c}$ : Distancia media entre el SIMAR y el parque (km).

Tabla 3.2. Parámetros para determinar el incremento de la velocidad en función de la distancia a la costa.

Localización	SIMAR	D. Costa (km)	Vel. media (m/s)	Incremento total (%)	Incremento unitario (%/km)
<b>Noroeste de Tenerife</b>	4028016	0,0	5,26	19,78	1,65
	4030016	12,0	6,30		
<b>Oeste de Gran Canaria</b>	4032009	1,0	5,16	31,53	2,80
	1016012	18,5	6,78		
<b>Sureste de Gran Canaria</b>	4037007	0,0	5,58	16,24	1,30
	4038006	12,5	6,48		
<b>Oeste de Fuerteventura</b>	4052014	1,5	5,43	16,75	1,20
	4050014	15,5	6,33		

En definitiva, tras aplicar todas las ecuaciones anteriores, la velocidad de viento media a la altura del buje en las zonas propuestas para la instalación de parques eólicos marinos se muestra en la Tabla 3.5 del Anexo III.II. En cuanto a los resultados obtenidos, la Figura 3.8 refleja que para los parques de fondo fijo la zona con mayor velocidad media a 100 m de altura es el sureste de Gran Canaria, con una velocidad de 10,88 m/s, seguido de cerca por el oeste de Gran Canaria, con 10,24 m/s. En el lado contrario se encuentra el noreste de Tenerife, que presenta en la localización del parque una velocidad de 7,45 m/s.

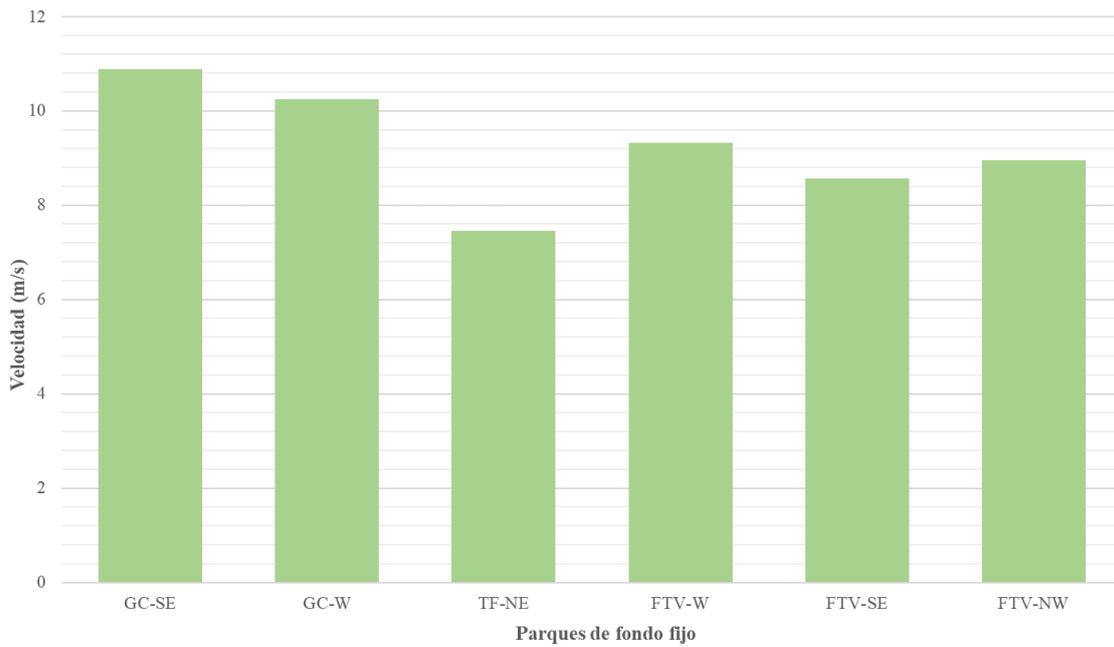


Figura 3.8. Velocidad media a la altura del buje (100 m) de los parques de fondo fijo.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los parques flotantes, la Figura 3.9 muestra el parque con mayor velocidad media de viento vuelve a ser el sureste de Gran Canaria, con 11,18 m/s. Le sigue el oeste de Gran Canaria (10,70 m/s), el noroeste de La Gomera (10,63 m/s) el noroeste de La Palma (10,47 m/s) y el sureste de Tenerife (9,94 m/s). En el otro lado de la balanza se sitúan el oeste de La Palma, el suroeste de Gran Canaria y el noreste de Tenerife, con 4,55, 6,64 y 7,91 m/s, respectivamente

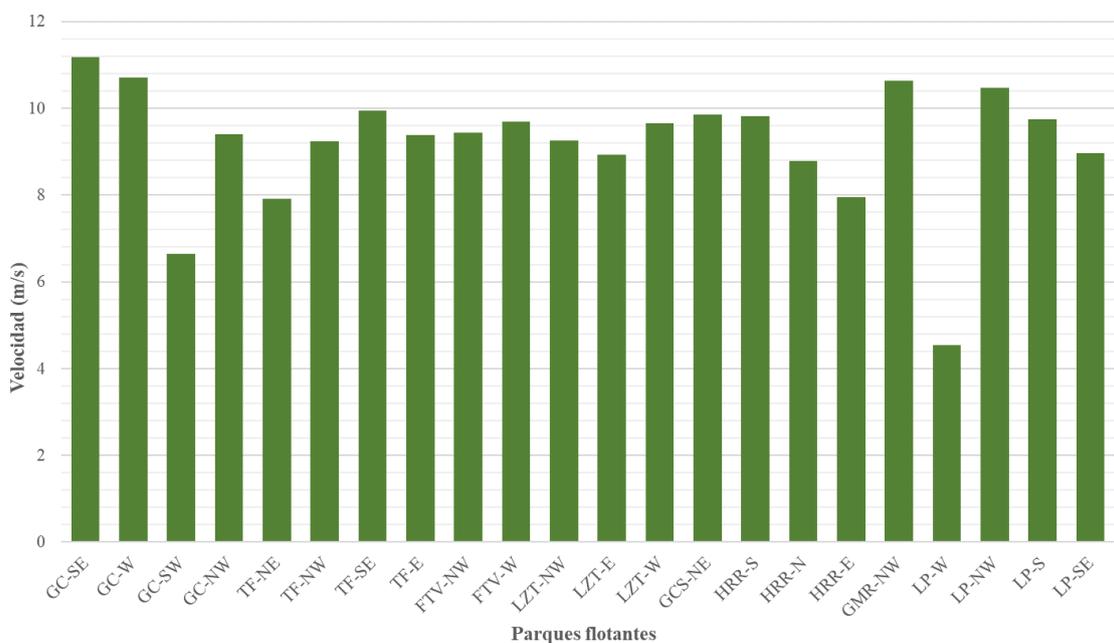


Figura 3.9. Velocidad media a la altura del buje (110 m) de los parques flotantes.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, analizando los 4 posibles macroparques localizados en aguas canarias, las velocidades se sitúan entre los 11,18 m/s del sureste de Gran Canaria y los 9,54 m/s del suroeste de Fuerteventura.

#### **3.2.1.4. Cálculo de las producción bruta**

Tras estimar la serie de 10 años de cada parque a la altura del buje, habrá que cruzar los datos de viento con las curvas de potencia de los dos modelos de aerogeneradores analizados para obtener la producción.

El procedimiento a seguir será el de crear un histograma con la serie de datos de cada parque, con intervalos de 1 m/s. Dichos histogramas se recogen el Anexo III.IV para cada parque. En ellos, cada columna representa el número de horas al año que el parque tiene una velocidad de viento en dicho intervalo. Por ejemplo, en el caso del parque flotante en el sureste de Gran Canaria, el parque tendrá un 8% de horas al año entre 13 y 14 m/s, lo que representa un total de aproximadamente 700 horas en ese intervalo de velocidad.

Una vez conocido el histograma, y conocida la curva de potencia por intervalos de 1 m/s, se multiplica el número de horas con la potencia que corresponde a cada intervalo de velocidades, obteniéndose la energía producida a cada intervalo de velocidad de viento. El fabricante de los aerogeneradores señala que las curvas de potencia de los aerogeneradores son confidenciales, por lo que no han sido publicadas en este proyecto.

Finalmente, se realiza la sumatoria de las producciones de cada intervalo, obteniéndose la producción media total de cada parque. Estos resultados se muestran en la Tabla 3.7 del Anexo III.III.

#### **3.2.1.5. Pérdidas en la producción: Producción neta de los parques eólicos marinos**

La producción calculada en el apartado anterior es básicamente una producción teórica, en la que no se han considerado pérdidas. El aerogenerador funciona durante todo el tiempo sin problemas técnicos, sin efectos por turbulencias ni pérdidas debido a las instalaciones eléctricas del propio parque.

Sin embargo, este hecho no es lógico, ya que existen multitud de variables por la cual la producción del parque puede verse afectada. A continuación se enumeran las 3 más frecuentes:

- Pérdidas del sistema eléctrico: Se trata de pérdidas tanto en la red eléctrica que conecta el parque con la red de transporte en tierra, como por la de otros elementos del sistema, como los transformadores. Estas pérdidas se producen, mayormente, por la resistencia

que ofrece el cableado al paso de la electricidad, y que se disipan en forma de calor (efecto Joule). Algunos autores como (Liane Ohlse, 2019) establecen estas pérdidas entre 1,5 – 2% de la producción total del parque.

- Efecto estela: Se trata de las pérdidas por turbulencias y de energía del viento tras el paso por los álabes de un aerogenerador. Son las pérdidas más importantes en los parques eólicos, y dependen fundamentalmente de la geometría o separación entre los aerogeneradores, así como del tipo de aerogeneradores. Otros factores que influyen en las turbulencias del viento son la temperatura de la atmósfera y su presión. Entonces, la principal forma de reducir estas pérdidas recae en el mayor distanciamiento de las turbinas, longitudinalmente al viento. (Liane Ohlse, 2019) señala que las pérdidas por turbulencias se encuentran entre 7 – 12%, donde para una distancia de 7 veces el diámetro del rotor, las pérdidas podrían reducirse entre 8,4 – 9,5% de la producción. Por otro lado, para (Schallenberg Rodríguez & García Montesdeoca, 2018), con una propuesta de 12D, en el caso de Canarias con los alisios soplando constantemente, las pérdidas son insignificantes.
- Pérdidas por labores O&M: Se basan fundamentalmente en las pérdidas derivadas de detener el funcionamiento de los aerogeneradores durante un corto periodo de tiempo para realizar el mantenimiento correspondiente. (Liane Ohlse, 2019) estima estas pérdidas en torno al 3% de la producción teórica.

Con todo ello, (Liane Ohlse, 2019) asume que las pérdidas medias en los parques eólicos marinos asciende a 13%, mientras que otros autores, como (Koch, Alejandro, Jacobsen, & Henrik, 2019) establecen en torno al 10% de las mismas.

En este proyecto se asumirán las pérdidas de producción recogidas en la Tabla 3.3, en línea con lo expuesto anteriormente, lo que supone unas pérdidas totales del 11% de la producción teórica. Se esperan pérdidas por efecto estela inferiores a las mencionadas, básicamente por tener un viento predominante en Canarias como es el alisio (como se muestra en el Anexo III.V), lo que reducirá notablemente pérdidas en los giros de la góndola).

Tabla 3.3. Pérdidas de producción asumidas para los parques eólicos marinos

<b>Tipo de pérdida</b>	<b>Valor (%)</b>
Efecto estela	6
O&M	3
Eléctricas	2
<b>Pérdidas totales</b>	<b>11</b>

### 3.2.2. Resultados de producción y conclusiones

Tras la aplicación de todo el procedimiento descrito en el apartado 2.2.1, a continuación se muestran los resultados obtenidos para la producción neta anual de los parques, que se recogen en las Tablas 3.6 y 3.7 del Anexo III.II.

La producción unitaria de los parques bottom-fixed se muestra en la Figura 3.10, ordenada de mayor a menor producción neta. Como se puede apreciar, al igual que las localizaciones con mayor recurso eólico, los parques con mayor producción son los situados en la isla de Gran Canaria (el sureste, con 4,87 GWh/MW y el oeste, con 4,73 GWh/MW). Por el lado contrario, el parque de fondo fijo con menor producción es el proyectado en el noreste de Tenerife, con 2,61 GWh/MW. La producción promedia de los 6 parques propuestos alcanza los 4 GWh/MW.

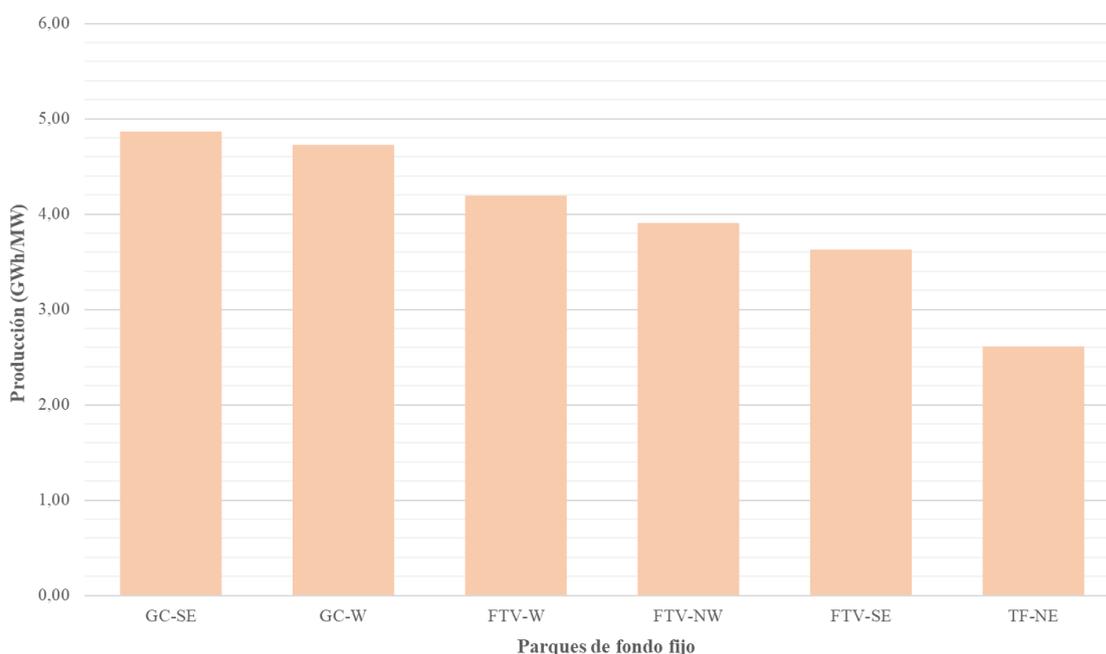


Figura 3.10. Producción neta por Megavatio instalado de los parques de fondo fijo.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los parques flotantes, al igual que en los propuestos para fondo fijo, el sureste de Gran Canaria vuelve a ser el que mayor producción por megavatio instalado presenta, con 5,18 GWh/MW (Figura 3.11, ordenados en orden descendente). Le siguen, por orden de producción, el noroeste de La Gomera (4,98 GWh/MW), el oeste de Gran Canaria (4,96 GWh/MW) y el noroeste de La Palma (4,73 GWh/MW). Por la cola de la producción neta se sitúan el oeste de La Palma, con una producción despreciable (0,65 GWh/MW), el suroeste de Gran Canaria (2,23 GWh/MW) y el noreste de Tenerife (2,96 GWh/MW). Con todo ello, la producción neta promedio de los parques asciende a 4,10 GWh/MW (se ha excluido del balance medio al oeste de La Palma por presentar una producción inferior a 2 GWh/MW)

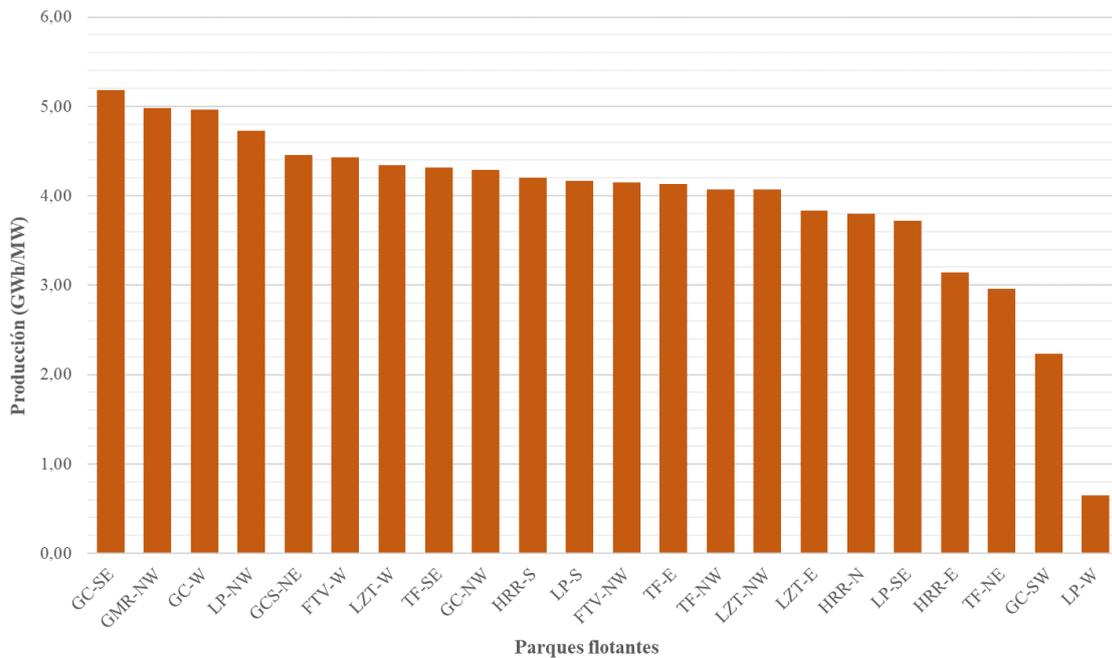


Figura 3.11. Producción neta por Megavatio instalado de los parques.

Fuente: Elaboración propia.

En lo que se refiere a los macroparques, las zonas con mayor producción unitaria son el oeste y sureste de Gran Canaria (5,28 y 5,18 GWh/MW, respectivamente), seguidos del noroeste de La Gomera y, en última lugar, el suroeste de Fuerteventura, con 4,37 GWh/MW. Ello hace una producción media de 4,97 GWh/MW.

Tras analizar la producción de los parques, sin embargo, la comunidad energética (en particular el sector eólico) utiliza un parámetro fundamental en el análisis de las zonas eólicas para determinar el rendimiento y la eficiencia de los parques: el Factor de Capacidad (CF, por sus siglas en inglés), que relaciona la producción media de un parque con la potencia nominal del aerogenerador, como muestra la Ecuación 3.5.

$$CF = \frac{P_b}{P \times n \times 8760h} \quad (3.5)$$

Donde:

$P_b$ : Producción bruta del parque (MWh).

$P$ : Potencia nominal del aerogenerador (MW).

$n$ : Número de aerogeneradores en el parque.

El Factor de Capacidad representa, en términos porcentuales o unitarios, el número de horas que el aerogenerador está en funcionamiento a la potencia nominal. De este modo, se trata de dividir la producción bruta del parque con la producción total posible en un año, que no es otra cosa que

los aerogeneradores funcionando las 8760 horas de un año a su potencia nominal. Por tanto, el CF dependerá tanto de la producción estimada como del aerogenerador elegido.

En los parques canarios, en concreto en fondo fijo, el CF supera los 0,6 (o 60%) en los parques de Gran Canaria (0,62 y 0,61, respectivamente), y los roza en el oeste de Fuerteventura (0,59), como muestra la Figura 3.12. Por el otro lado, el parque con menor CF es el localizado en el noreste de Tenerife, con 0,33. En definitiva, el CF promedio de los parques de fondo fijo es 0,52.

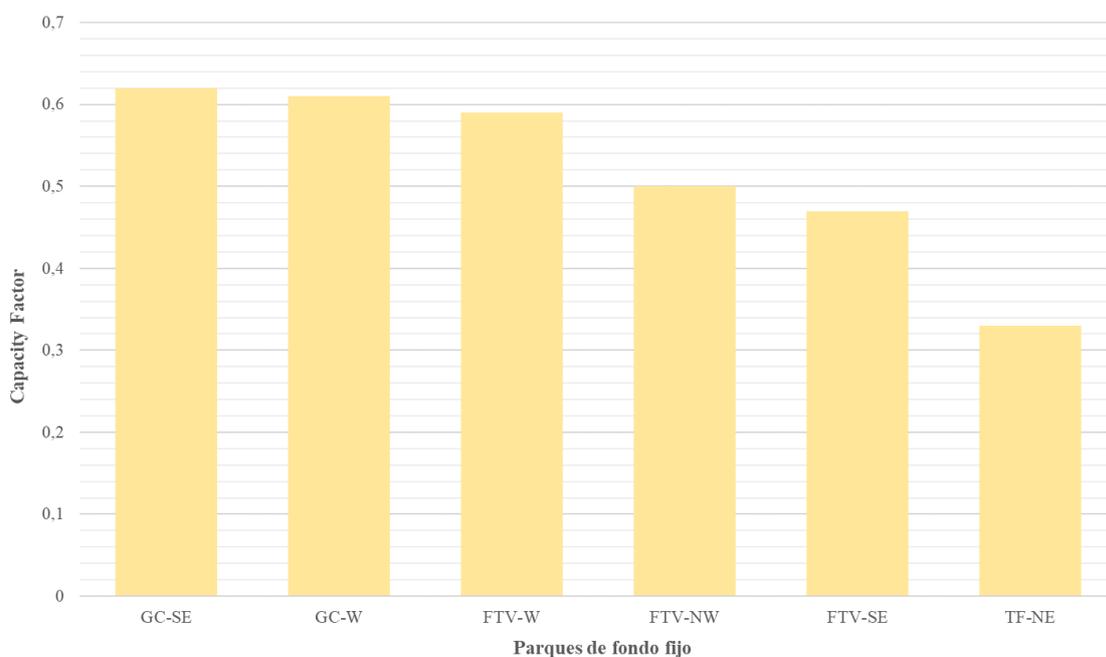


Figura 3.12. Factor de Capacidad de los parques de fondo fijo.

Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a los parques flotantes, como muestra la Figura 3.13, una vez más la zona sureste de Gran Canaria vuelve a ser la que mejores condiciones eólicas presenta para el desarrollo de parques eólicos marinos. Su CF alcanza los 0,66, por delante del noroeste de La Gomera (0,64), el oeste de Gran Canaria (0,64) y el noroeste de La Palma (0,61). No obstante, existen tres parques con un CF inferior a 0,4; el noreste de Tenerife, con 0,38, el suroeste de Gran Canaria, con 0,29, y el oeste de La Palma, con 0,15. Sin contar el parque del oeste de La Palma, el CF medio de los parques flotantes se sitúa en torno a 0,53.

Finalmente, en cuanto a los macroparques, el Factor de Capacidad se encuentra entre 0,66 y 0,56 en todos los casos, siendo el sureste de Gran Canaria el de mayor CF, y el suroeste de Fuerteventura el menor de todos.

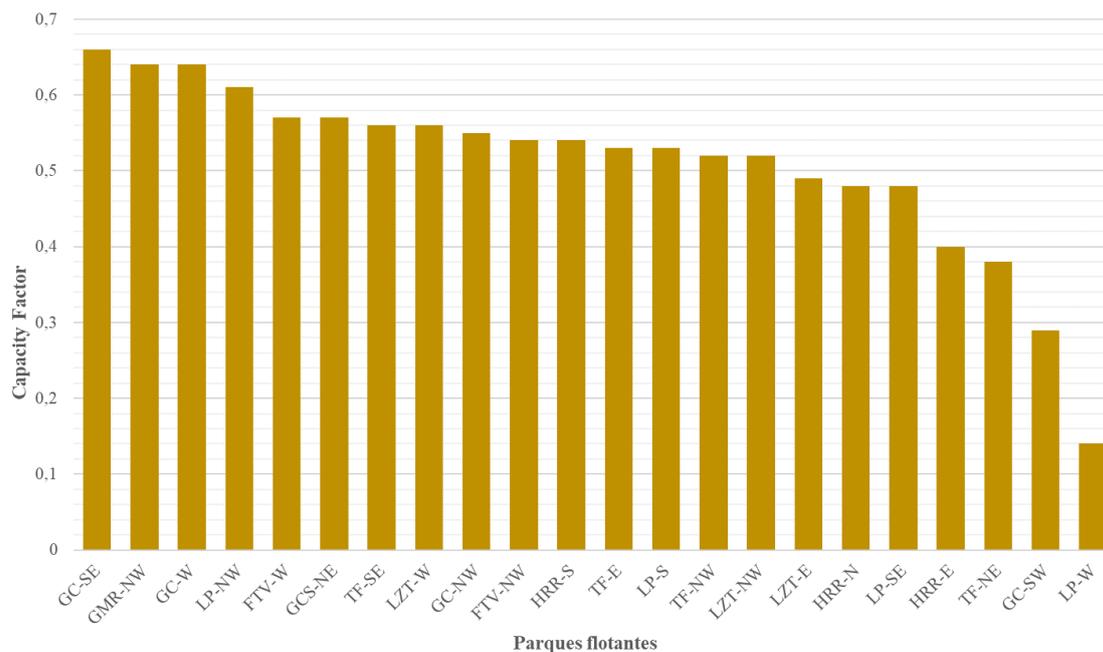


Figura 3.13. Factor de Capacidad de los parques flotantes.

Fuente: Elaboración propia.

Analizando el CF de otros parques eólicos marinos europeos, (Koch, Alejandro, Jacobsen, & Henrik, 2019) los sitúa en torno al 35%, mientras que los parques de Reino Unido tienen un promedio de 39,7%, según (Andrew, 2021). No obstante, dentro de todos estos parques, algunos ya funcionan con un CF superior al 50%, como es el caso de los parques Hywind Scotland y East Anglia ONE, con 53,6% y 52,3%, respectivamente. En cuanto a los parques eólicos de Norteamérica, (Center for Sustainable Systems, 2021) sitúa el rango de los parques de fondo fijo entre 0,26 y 0,52.

Si se compara el CF de los parques canarios con otros parques marinos ya en funcionamiento en Europa, puede comprobarse que éstos últimos presentan un CF inferior. La conclusión fundamental de esta diferencia reside en que muchas de las máquinas de los parques en funcionamiento del mar del norte ya tienen varios años de funcionamiento, y su tecnología está menos desarrollada que la actual, lo que supone una menor producción y una velocidad de arranque mayor de los aerogeneradores, aprovechando menos el recurso eólico.

No obstante, analizando con las previsiones de la Universidad Politécnica de Dinamarca, los parques de fondo fijo pueden alcanzar un Factor de Capacidad entre el 51% y el 53% durante esta década (Liane Ohlse, 2019), en línea con los parques más desarrollados de Reino Unido, y mismo valor que el CF promedio de los parques bottom-fixed propuestos para aguas canarias-

En cuanto a los parques flotantes, ya se han logrado dos hitos: el proyecto de Equinor en aguas escocesas alcanzó un CF de 57% el pasado 2020, (IEEFA, 2021), y lo que es aún más

sorprendente, este mismo parque ha alcanzado CF de 65% durante varios períodos de tiempo (Klippenstein, 2018).

Sabiendo todo lo anterior, y con Factores de Capacidad medios de entre 0,52 – 0,53 para los parques canarios, puede concluirse que la metodología implementada ha dado resultados coherentes, comparándose con los últimos parques instalados en aguas europeas y norteamericanas. Es más, el sureste de Gran Canaria es una de las localizaciones a nivel europeo con mayor recurso eólico, por delante incluso que el Mar del Norte (Fernández, 2019). Por ello, no es de extrañar que los resultados arrojen CF del orden de 0,62 – 0,66 CF en el sureste de Gran Canaria, superior a los CF registrados en prácticamente todos los parques europeos.

Otro parámetro muy común a la hora de analizar el recurso eólico de multitud de localizaciones son las horas equivalentes, que se muestran en la Tabla 2.6 del Anexo II.II, y que se define como el número de horas que el aerogenerador funciona a potencia nominal (básicamente como el CF, pero cuya unidad son las horas). En este caso, el sureste de Gran Canaria registra entre 5.469 y 5.817, en función del parque analizado. La validez de los resultados obtenidos se confirma mediante la publicación de (Fernández, 2019), que afirma que en el sureste de Gran Canaria, en tierra firme, se alcanzan las 5.200 horas de viento, entre 5% y 12% inferior a los valores en el mar, lo que es totalmente lógico dado el efecto de la orografía en tierra. Es más, (Roca, 2020) afirma que el parque *Gofio*, de la compañía Greenalia, alcanzará las 5.222 horas equivalentes netas en el sureste de Gran Canaria. Quitando las pérdidas por mantenimiento, y suponiendo que no hay pérdidas por efecto estela (ya que la distribución del parque *Gofio* supone las pérdidas por turbulencias sean despreciables) la producción neta del parque de cimentación fija (a una distancia similar a la costa) sería de 5.300 horas equivalentes, valor prácticamente idéntico al del parque *Gofio*. Además, dicha producción se estima en 5,20 GWh/MW netos, valor idéntico al del parque flotante del sureste de Arinaga, con 5,18 GWh/MW (hay que asumir que las máquinas utilizadas para este parque serán similares a las flotantes utilizadas en este proyecto).

En definitiva, se puede concluir a tenor de los resultados obtenidos y comparándolos con el resto de parques y las previsiones de parques marinos para Canarias, que la metodología implementada es adecuada, con resultados contrastados.

Sin lugar a dudas, la zona con mayor producción y mejor recurso eólico es el sureste de Gran Canaria, seguido por el noroeste de La Gomera, oeste de Gran Canaria, oeste de Fuerteventura, noroeste de La Palma y, finalmente, el sureste de Tenerife.



# **CAPÍTULO IV**

## **ANÁLISIS DE COSTES**

**Normativa aplicable****Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión**

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

Documentos de aplicación directa:

3. ITC- LAT 06. Líneas subterráneas con cables aislados.

Apartado 1. Prescripciones Generales.

Apartado 6. Intensidades admisibles.

Subapartado 6.1. Intensidades máximas permanentes en los conductores.

Subapartado 6.2. Intensidades de cortocircuito máximas admisibles en los conductores.

4. ITC- LAT 07. Líneas aéreas con conductores desnudos.

Apartado 1. Prescripciones Generales

Apartado 4. Cálculos eléctricos

Subapartado 4.1. Régimen eléctrico de funcionamiento

Subapartado 4.2. Capacidad de la corriente en los conductores

**Procedimientos de operación, de carácter técnico e instrumental, necesarios para realizar una adecuada gestión técnica de sistemas eléctricos no peninsulares.**

Resolución de 28 de abril de 2006 de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

P. O. 13. Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Apartado 3. Criterios de fiabilidad y calidad de suministro

Subapartado iv. Corrientes de cortocircuito.

#### Apartado 4. Criterios de implantación

Subapartado ii. Criterios y parámetros de diseño de líneas aéreas y cables subterráneos.

### **Condiciones Técnicas y de Seguridad de las Instalaciones de Distribución de FECSA ENDESA**

Norma Técnica Particular, de octubre del 2006, de Líneas Subterráneas de Media Tensión (NTP-LSMT), por el que se aprueban las características que han de cumplir las líneas de MT construidas por terceros y destinadas a formar parte de las redes de distribución de FECSA ENDESA.

#### Apartado 7. Intensidades Admisibles

Subapartado 7.1. Intensidades máximas permanentes admisibles en los conductores.

Subapartado 7.2. Corriente máximas de cortocircuito admisibles en los conductores.

### **Especificaciones Técnicas Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.**

NRZ101. Instalaciones privadas conectadas a al red de distribución. Generalidades. Edición 2ª de Septiembre de 2018.

#### Apartado 10. Características de la red de distribución.

NRZ102. Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Consumidores en Alta y Media Tensión. Edición 2ª de Septiembre de 2018.

#### Apartado 5. Condiciones para conexión.

LRZ101. Documento por el cual se aprueban las especificaciones técnicas particulares de líneas aéreas de alta tensión > 36 kV. Julio de 2018.

#### Apartado 6. Líneas de instalación.

**UNE 21-192-92, Sobre Intensidades de Cortocircuito admisibles.**

Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático, de Mayo de 1992. Equivalente a CEI 949:1988. Secretaría del CTN AEE, Madrid.

**Listado de acrónimos**

<b>Abreviatura</b>	<b>Significado</b>	<b>Abreviatura</b>	<b>Significado</b>
<b>CAPEX</b>	<i>Capital Expenditure</i> , o gastos de capital o inversión	<b>LCOE</b>	<i>Levelized Cost of Energy</i> , o Coste Nivelado de la Energía
<b>DE</b>	<i>Drag-embedded anchor</i> , o ancla de arastre incrustado	<b>MV</b>	<i>Medium Voltage</i> , o Media Tensión
<b>DEVEX</b>	<i>Development Expenditure</i> , o Gastos de Desarrollo	<b>O&amp;M</b>	Operación y Mantenimiento
<b>f.c.</b>	Factor de potencia	<b>OPEX</b>	<i>Operational Expenditure</i> , o Gastos de Operación
<b>GB</b>	<i>Gravity Based anchor</i> , o ancla de gravedad	<b>REE</b>	Red Eléctrica de España
<b>GBF</b>	<i>Gravity Based Foundation</i> , o cimentación por gravedad	<b>SCADA</b>	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
<b>GIS</b>	<i>Gas Insulated Substation</i> , o subestación de gas inerte	<b>TLP</b>	<i>Tension Leg Platform</i> , o plataforma de amarres en tensión
<b>HV</b>	<i>High Voltage</i> , o Alta Tensión	<b>TLWT</b>	<i>Tension Leg Wind Turbine</i> , o aerogenerador de amarres de tensión

**Listado de unidades**

<b>Cantidad</b>	<b>Nombre</b>	<b>Símbolo</b>
Unidad monetaria (divisa)	Euro	€
Unidad monetaria (divisa)	Miles de euros	k€
Unidad monetaria (divisa)	Millones de euros	M€
Unidad monetaria (divisa)	Dólar	\$
Unidad monetaria (divisa)	Millones de dólares	M\$
Unidad monetaria (divisa)	Millones de libras	M£
Unidad de potencia	kilovatio	kW
Unidad de potencia	Megavatio	MW
Unidad de potencia	Mega Voltioamperio	MVA
Unidad de energía	Megavatio – hora	HWh
Unidad de energía	Gigavatio – hora	GWh
Unidad de tensión	kilovoltio	kV
Unidad de intensidad	Amperio	A
Unidad de intensidad	kiloamperio	kA
Unidad de longitud	metro	m
Unidad de longitud	kilómetro	km
Unidad de superficie	milímetro cuadrado	mm <sup>2</sup>
Sin unidad	por unidad	pu
Sin unidad	Porcentaje	%

## **CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE COSTES DE PARQUES EÓLICOS MARINOS**

---

### **4. COSTES**

El análisis de los costes es una parte fundamental a la hora de determinar la rentabilidad y viabilidad de cualquier proyecto empresarial. En este proyecto se pretende analizar los costes de la vida completa de los parques eólicos marinos propuestos para Canarias, desde los gastos derivados del desarrollo del proyecto (DEVEX), pasando por los gastos de inversión (CAPEX), gastos de explotación (OPEX) y, finalmente, el desmantelamiento de los parques.

#### **4.1.DEVEX**

Los gastos de desarrollo del proyecto (Development Expenditure o DEVEX, por sus siglas en inglés), hace referencia a todos aquellos desembolsos necesarios antes de iniciar cualquier andadura empresarial. De este modo, el DEVEX se puede descomponer en los siguientes 4 bloques:

- Gestión de proyectos. Son aquellos gastos derivados de los costes administrativos, contrataciones, procesos de licitación, estudios de prefactibilidad, etc., al inicio de cada proyecto empresarial.
- Autorizaciones. Hace referencia básicamente a los costes gubernamentales cuando se pretende poner en marcha una empresa, ya sea mediante el pago de tasas e impuestos, o a través del pago de diversas autorizaciones.
- Estudios. La elaboración de diferentes tipos de estudios antes de iniciar una andadura empresarial es primordial en cualquier sector económico. Aún más cuando se trata de inversiones faraónicas como las de generación eléctrica. Estudios ambientales, de morfología y estratificación del lecho marino o estudios de la costa son algunos de los más básicos a la hora de diseñar un parque eólico marino.
- Costes de ingeniería. Son aquellos derivados de la contratación de estudios o profesionales que elaboren proyectos básicos, cálculos estructurales, desarrollo de software, diseño, sistemas SCADA, etc.

Estimar los costes del DEVEX, como se puede apreciar, puede ser complejo, sobre todo porque depende en gran medida del tamaño y las condiciones de cada parque eólico. Es por ello por lo que algunos autores, proponen un DEVEX proporcional al coste del CAPEX. Debido a esta dependencia, en muchos casos los costes previos a la construcción forman parte del propio CAPEX, y no como un área independiente dentro del análisis de toda la vida del parque. Así, (Connolly, 2020) propone un DEVEX en torno al 3,4-3,5% del CAPEX; (Martin, Lazakis, Barbouchi, & Johanning, 2016) lo estima en un intervalo del 5,0-7,0 %; (Schallenberg Rodríguez

& Inchausti Sintés, 2021) propone un DEVEX de en torno al 4,0%, (BGV Associates, 2019) propone un 3,5% y (González Rodríguez, 2017) alrededor del 5,0%.

Con todo lo anterior, en este estudio, se estima un DEVEX para bottom-fixed de en torno al 4,75%, de acuerdo con los intervalos propuestos por los anteriores autores, y un 4% para parques flotantes. Se considera una menor proporción del DEVEX en parques flotantes debido al previsible mayor desembolso respecto a los parques bottom-fixed.

## 4.2. CAPEX

Los gastos de capital (o costes de inversión, Capital Expenditure o CAPEX, por sus siglas en inglés), es el desembolso inicial que tiene que realizar una compañía para iniciar su actividad empresarial, y que consiste en la adquisición de todos los bienes necesarios para desarrollar su labor. De este modo, el CAPEX de un parque eólico marino se puede dividir en 4 grandes áreas, fundamentales para el funcionamiento del mismo: aerogeneradores, cimentación o amarre-anclaje al lecho marino, red eléctrica y subestaciones. Además, en el caso de la eólica flotante, se añadirá un quinto bloque, y que representa un aspecto fundamental del parque: la subestructura o estructura flotante.

### - Aerogeneradores

Los aerogeneradores, o comúnmente denominadas turbinas, son los elementos principales de cualquier parque eólico. Están formadas fundamentalmente por:

- La torre, cuya función es sostener el rotor y la góndola, y elevarlos hasta la altura óptima para aprovechar la energía cinética del viento. La altura varían en función de la potencia nominal del aerogenerador, el diámetro del rotor y las propias restricciones de la ubicación del aerogenerador. Así, para aerogeneradores de 600 kW, la altura de la torre puede variar entre 40 y 60 m (Centraleolica, 2010), mientras que aerogeneradores con mucha mayor potencia, la altura de la torre puede superar los 150 m en instalaciones offshore.
- La góndola, que contiene los elementos clave para la transformación de la energía cinética a la energía eléctrica en los aerogeneradores. Entre los dispositivos que se resguardan en su interior, se encuentran el generador, el multiplicador, el eje, etc.
- El buje y el sistema de palas, cuya principal función es la de recoger la energía cinética del viento para trasladarla al eje. Generalmente, el sistema está compuesto de 3 palas, aunque en la actualidad también existen aerogeneradores monopalas, bipalas o multipalas.

Como se ha mencionado en el apartado 2.2.5.1, este análisis se realizará considerando dos aerogeneradores de diferente potencia nominal: para en el caso de instalaciones bottom-fixed se

instalarán máquinas de 7 MW, mientras que en el caso de offshore flotante las turbinas alcanzarán los 10 MW.

En el caso de aerogeneradores marinos, los principales costes de un aerogenerador recaen, por un lado, en el material y la fabricación de la propia turbina, y por el otro, en el coste de transporte e instalación de la misma en su ubicación definitiva. De este modo, para la estimación del coste del sistema de turbinas de cada parque, se diferenciará entre estos dos bloques.

- Cimentación / amarre-anclaje

El segundo área de análisis de coste corresponde con la forma de “fijar” el aerogenerador en una ubicación exacta durante toda su vida útil. En función de la profundidad a la que se instalen las turbinas, la fijación se realizará mediante una cimentación fija (bottom-fixed) en profundidades inferiores a 50-70 m, o mediante el uso de amarres y anclajes, como si del fondeo de un barco se tratara (flotante), para batimetrías superiores a los 50-70 m.

Existen diferentes tecnologías de fijación tanto para bottom-fixed como para flotante, y que se exponen en los apartados 4.2.1.2. y 4.3.1.2..

Al igual que en el caso de los aerogeneradores, el coste dependerá del precio del material con el que se realice la cimentación y/o el sistema amarre-anclaje, así como del coste de la instalación y transporte de los mismos.

- Red eléctrica

La red o mallado eléctrico consiste básicamente en el circuito formado por las conexiones eléctricas (cables) que unen los diferentes aerogeneradores entre sí y la subestación, y cuyo principal objetivo es la evacuación de la electricidad generada en el parque a tierra.

Tanto para los parques bottom-fixed como flotantes, la conexión de los aerogeneradores se realizará en paralelo, facilitando la salida del transformador de cada aerogenerador una misma tensión (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011). En la mayoría de casos, los parques evacúan en corriente alterna, si bien es cierto que algunos parques muy distanciados de la costa lo hacen en corriente continua para disminuir las pérdidas en el transporte. Esto podría ser rentable a partir de 50-100 km (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011). Como las distancias barajadas en los parques de Canarias no superan en los 15 km de media, la transmisión de todos los parques serán en corriente alterna, y con una distribución en paralelo.

Los cables comúnmente utilizados para las conexiones entre aerogeneradores (también conocidas como conexiones inner-array) y la evacuación hasta las subestaciones son de media tensión. En concreto, comúnmente tienen un nivel de tensión nominal en torno a los 30/36 kV (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011), (González Rodríguez, 2017). En caso de que la subestación se localice en tierra, estos cables también se podrán denominar “cables de exportación” (export

cables). Además, la red eléctrica también estará formada por los cables en tierra u “onshore”, que conecta tanto el cable submarino con la subestación propia del parque, y la subestación de cada parque con la red de transporte mediante la subestación de la red de transporte.

Como en los casos anteriores, el coste del cable está determinado por dos factores fundamentales: el coste material del propio cable y el coste de instalación. El coste material es proporcional a la sección del mismo, por lo que será necesario determinar la sección del cable tanto en inner-array como en export cables para estimar el coste del mismo.

#### - Subestación

Las subestaciones son las instalaciones encargadas de transformar la electricidad, alterando el nivel la tensión a la cual circula por la red eléctrica, así como la corriente eléctrica. Cuando la electricidad tiene que recorrer largas distancias hasta llegar a su destino, se eleva la tensión a la salida de la central de generación para así disminuir las pérdidas, al disminuir la corriente que circula por los conductores.

En el caso de los parques eólicos marinos, es común en los ya instalados en el Mar del Norte que junto a los aerogeneradores se instalen subestaciones que eleven la tensión de salida del parque a la típica de transporte (220-400 kV en España, aunque lo común en la salida de los parques es desde 132-150 kV a 220-240 kV (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011), (González Rodríguez, 2017), (Lundberg, 2003)). A estas subestaciones se le conocen como subestaciones “offshore” o flotantes. Así mismo, a su vez es necesario otra subestación en tierra, o subestaciones “onshore”, que sirva como unión entre la red eléctrica del parque y la de transporte en tierra, y que tenga como salida la propia tensión de transporte de la red utilizada en tierra.

En algunos casos, el coste de las subestaciones en tierra no se tiene en cuenta, ya que el enganche puede realizarse en subestaciones pertenecientes a la empresa encargada de la red de transporte (en España, REE), cuando los parques no son de elevada potencia. No obstante, salvo algún caso particular, en la mayoría de parques propuestos se reflejará el coste de la subestación en tierra por dos motivos claros: muchos parques no tienen subestaciones en tierra cercanas a la zona de evacuación, y los parques debido a sus grandes dimensiones requerirán de subestaciones propias que permitan transformar toda la electricidad generada por el parque marino.

En cuanto a las subestaciones offshore, algunos autores señalan que únicamente son rentables a partir de una elevada distancia de la costa y/o con parques mayores de 100 MW (Shafiee, Brennam, & Armada Espinosa, 2016). Sin embargo, otros autores reflejan una distancia muy reducida (a partir de 3 km) para que las subestaciones offshore sean rentables (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011). Debido a esta diferencia de criterios, se ha optado por realizar un análisis de sensibilidad en un parque flotante en particular (Sureste de Gran Canaria).

Analizando más en profundidad las subestaciones, los principales costes son los derivados de los siguientes elementos:

- **Transformador.** Es el elemento principal de una subestación, encargado de elevar o disminuir la tensión. Para las subestaciones de parques eólicos, las potencias nominales van desde 20-40 MVA hasta los 150 MVA, siendo los más comunes los de 50, 100 y 125 MVA, en función del tamaño del parque. Se trata del coste principal de una subestación, proporcional a la potencia nominal del mismo. Es normal que las subestaciones tengan, además, algún transformador auxiliar, por si hubiera algún problema con el principal, lo que encarece aún más la subestación. Actualmente el sistema de transformadores más utilizado es el GIS, sistemas encapsulados en un gas eléctricamente inerte que aísla el equipo y permite la extinción de arcos. Además, esta tecnología permite reducir en gran medida la superficie requerida por un transformador convencional. Otros transformadores imprescindibles son los de medida, como son el de intensidad (cambiar el valor de la corriente entre los devanados primario y secundario) o el de tensión (modular la tensión entre los devanados).
- **Línea de evacuación.** Cableado que permite conectar la subestación con el resto de mallado de transporte. En este estudio, el coste de la línea de evacuación de la subestación no se considerará.
- **Aparamenta eléctrica.** Son todos aquellos dispositivos destinados a la maniobra, regulación y control de las medidas eléctricas. En este grupo se congregan elementos tan importantes en una subestación como seccionadores, interruptores o fusibles, entre otros elementos. Se trata de uno de los costes principales de una subestación, que aumentarán considerablemente con la potencia nominal de la subestación.
- **Embarrado.** Como su propio nombre indica, son las barras o pletinas que sirven como conductores de la electricidad y que sustituyen al cableado a la entrada y salidas de diversos elementos y aparamenta. Están constituidos principalmente de cobre, aunque también pueden encontrarse de aluminio.
- **Edificación.** Es la construcción que protege a todos los elementos de la subestación de las inclemencias del tiempo. Supone un coste importante dentro de los costes de la subestación, tanto en materiales como en la propia fabricación.
- **Plataforma flotante.** En el caso de que la subestación sea offshore, será necesario que toda la subestación esté sobre el agua, al igual que los aerogeneradores. Para ello se requerirá una plataforma donde situar la subestación, y que estará fijada al suelo mediante algún elemento de cimentación si la profundidad es inferior a 50-70 m, o con amarres y anclajes en caso de superar dicha profundidad. Este elemento encarece enormemente el coste de las subestaciones.

A continuación se procede a exponer la metodología de cálculo de cada área de los parques eólicos marinos, diferenciando entre bottom-fixed o cimentación fija, y tecnología flotante.

#### **4.2.1. Bottom-fixed (Fondo fijo o cimentación fija).**

La principal diferencia de la tecnología bottom-fixed es la fijación de los dispositivos al suelo mediante el uso de cimentaciones o anclajes, unidos a una estructura. Es por este motivo que el bottom-fixed es usado comúnmente para profundidades no superiores a 50-70 m.

Es importante resaltar que el coste de inversión total dependerá en gran medida de los costes de transporte de los elementos hasta su ubicación inicial. Como la mayoría de los parques bottom-fixed propuestos se encuentran en la provincia oriental, la ubicación de la industria para la fabricación y montaje de los elementos del parque se prevé en el Puerto de Arinaga, donde ya se ha construido el primer aerogenerador marino de España, Elican (Renewable Energy Magazine, 2019), y donde otras empresas como Greenalia Green Power, están interesadas en realizar el montaje de sus proyectos (Quesada, 2020). Añadir que, como el objeto de este análisis es la comparativa entre todos los parques propuestos, y no ahondar en los costos de la industria de los dispositivos del parque, en este proyecto no se considerarán los costes de instalación de la industria para la fabricación y montaje de los elementos del parque.

Seguidamente, se muestra la metodología utilizada para estimar los costes de los 4 grandes áreas de un parque bottom-fixed: aerogeneradores, cimentación, red eléctrica y subestación.

##### **4.2.1.1. Aerogeneradores**

El coste de los aerogeneradores depende de muchas variables (coste del material, potencia nominal, lugar de fabricación, transporte, lugar del montaje, etc.). Es por ello que, para simplificar los cálculos, se ha optado por seguir funciones de costes para la estimación del coste de fabricación de las turbinas. De forma separada, se determinará el coste de transporte e instalación en su lugar definitivo.

###### *4.2.1.1.1. Coste de fabricación-adquisición*

Existen numerosos autores que proponen diferentes funciones de costes para estimar el precio de un aerogenerador (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011), (González Rodríguez, 2017) (Norkaer Sorensen & Larsen, 2021), (Martin, Lazakis, Barbouchi, & Johanning, 2016). No obstante, la mayoría de las funciones son para aerogeneradores de entre 2 y 5 MW, que son los que se han instalado mayormente desde que se inició la construcción de parques eólicos marinos. Estas funciones, por tanto, no son válidas para el cálculo de un aerogenerador de 7 MW, cuyo coste será mayor que los propuestos en dichas funciones.

Para estimar el coste del aerogenerador, por tanto, se ha buscado el precio de turbinas de una potencia similar. Así, (BGV Associates, 2019) en su análisis de los costes de un parque bottom-fixed, estima el costo de un aerogenerador de 10 MW en 10 M€, lo que traducido en euros supone un coste de 1,17 M€/MW. No obstante, el coste de fabricación de un aerogenerador no es directamente proporcional a la potencia nominal del mismo, sino que presenta un comportamiento logarítmico (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011), (Shafiee, Brennam, & Armada Espinosa, 2016). Es decir, a mayor potencia instalada, los costes unitarios se reducen por la denominada “economía de escala” y por el abaratamiento de la tecnología. En cuanto mayor sea el aerogenerador, menor será el coste por megavatio.

Por ello, para determinar el coste de un aerogenerador de 7 MW, se ha optado por realizar el promedio entre una tendencia lineal y una distribución logarítmica, recogiendo el comportamiento descrito por dichos autores, extrapolar los valores hasta los 10 MW con un coste de 11,70 M€. Con todo lo anterior, se estima que el coste del aerogenerador de 7 MW sea de 9,23 M€, lo que se traduce en un **coste unitario de 1,32 M€/MW**. El coste normal de los aerogeneradores se sitúa en el intervalo 1,30-2,20 M\$ (Windustry, 2015), lo que se supone entre 1,11 y 1,90 M€, estando el coste del aerogenerador de 7 MW dentro del intervalo, cercano al límite inferior.

El comportamiento del coste estimado se muestra en la Figura 4.1, y la ecuación propuesta que determina el coste del aerogenerador en función de su potencia nominal en la Ecuación 4.1.

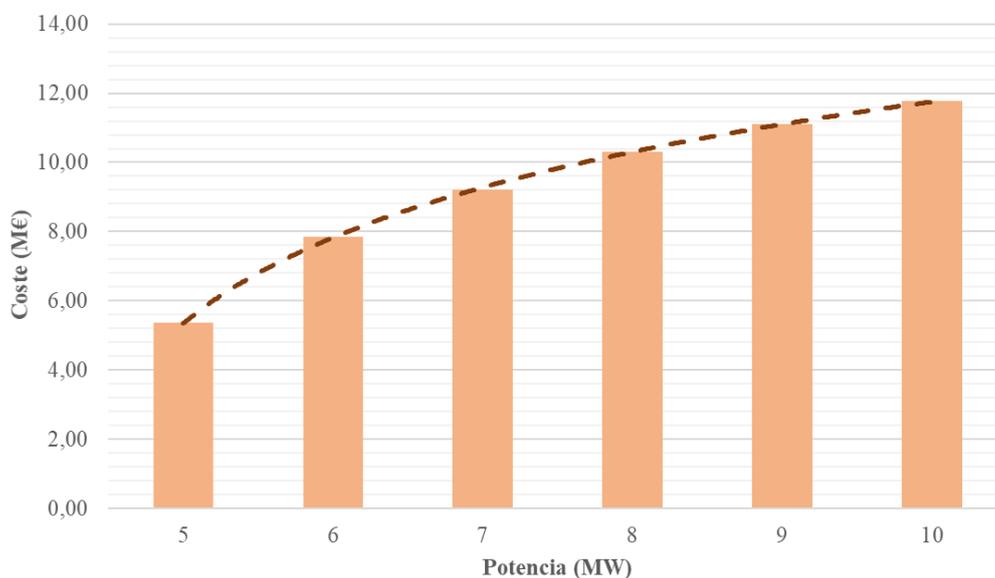


Figura 4.1. Coste de fabricación-adquisición de un aerogenerador en función de su potencia nominal.

Fuente: elaboración propia (Unidades: M€ y MW).

El coste de la fabricación o adquisición de todos los aerogeneradores del parque será el expresado en la Ecuación 4.2.

$$C_{aerog}(M\text{€}) = 5,5689 * \ln(P_n) + 5,3568 \quad \text{Si } 1 \leq P_n \leq 6 \quad \text{Siendo } 1 = 5 \text{ MW y } 6 = 10\text{MW} \quad (4.1)$$

$$C_{Tfab} = N \times C_{t+i} \quad (4.2)$$

Donde:

$C_{Tfab}$  = Coste total de fabricación de los aerogeneradores (M€).

N: Número de aerogeneradores instalados en el parque.

#### 4.2.1.1.2. Coste de transporte e instalación

Los costes de instalación y transporte de aerogeneradores presentan una serie de dificultades a la hora de estimarlos. En primer lugar, se tendrá que evaluar la forma de transporte de los mismos. De este modo, el aerogenerador puede ser transportado por piezas, y ensamblarlo in situ en la localización final, transportarlo completamente montado y únicamente instalarlo, o finalmente, una combinación de ambas, donde algunas piezas vayan ensambladas y otras no. A modo de resumen, un aerogenerador se puede dividir en 8 piezas, descritas en la Tabla 4.1. (Castro Santos, Filgueira Vizcoso, Lamas Galdo, & Carral Couce, 2018) propone una división mayor de la torre, de 5 piezas, aunque en este estudio únicamente se ha considerado dividirla en 3 partes. Además, se prevé que las palas y el buje sean preensambladas en tierra (Puerto de Arinaga), por lo que la instalación en su ubicación definitiva contaría con 5 partes diferenciadas: los 3 intervalos de la torre, la góndola y las palas más el buje.

Tabla 4.1. Elementos diferenciados de un aerogenerador a ensamblar.

Elemento	Número de piezas
Torre	3
Góndola	1
Palas	3
Buje	1

Los costes de transporte e instalación dependerán fundamentalmente del tiempo de instalación del aerogenerador, la distancia de transporte y la velocidad de la embarcación encargada de transportar el aerogenerador.

En cuanto a los tiempos de instalación, se escogerán los recogidos en la Tabla 4.2, acorde con (Castro Santos, Filgueira Vizcoso, Lamas Galdo, & Carral Couce, 2018) y (Sarker & Ibn Faiz, 2017). Así mismo, la tabla también recoge la velocidad de levantamiento de la grúa.

Tabla 4.2. Parámetros de instalación y ensamblaje del aerogenerador.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
$t_{ens}$	Tiempo de ensamblaje de dos piezas	2	h
$V_{grúa}$	Velocidad de la grúa para elevar las piezas	40	m/h

A partir de estos parámetros, se propone la Ecuación 4.3, que calcula el tiempo total necesario para la instalación del aerogenerador. El tiempo que tarda la grúa en elevar una pieza se duplica ya que tiene que elevar la pieza y luego volver a descender.

$$T_{inst} = n \times \left( 2 \times \frac{h_{pieza}}{V_{grúa}} + t_{ens} \right) \quad (4.3)$$

Siendo

$T_{inst}$ : Tiempo de instalación de un aerogenerador (h).

n: Número de ensamblajes.

$h_{pieza}$ : Altura a la que hay que elevar cada pieza (m).

El número de ensamblajes a realizar será el mismo que el número de partes a ensamblar. Con esta expresión, se determina un tiempo de instalación medio para cada aerogenerador de 40 h.

Una vez conocido el tiempo de instalación, se determinará el coste de transporte e instalación conjuntamente. Para ello, es necesario determinar los parámetros que muestra la Tabla 4.3, de acuerdo con (Castro Santos, Filgueira Vizcoso, Lamas Galdo, & Carral Couce, 2018), (James & Costa Ros, 2015) y (Sarker & Ibn Faiz, 2017).

Tabla 4.3. Parámetros de instalación del aerogenerador.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
$t_{carga}$	Tiempo de carga de las piezas de un aerogenerador en la embarcación	2	h
$t_{acerc}$	Tiempo de acercamiento a la cimentación y situación final del aerogenerador	1	h
$V_{emb}$	Velocidad media de la embarcación	12	km/h
$C_{emb}$	Coste diario de la embarcación	150.000	€/día
$n_{emb}$	Número de embarcaciones disponibles	1	ud
$t$	Jornada laboral diaria	8	h/día

La Ecuación 4.4, de elaboración propia a partir de (Castro Santos, Filgueira Vizcoso, Lamas Galdo, & Carral Couce, 2018) y (Sarker & Ibn Faiz, 2017) expresa el coste total de instalación y

transporte por aerogenerador instalado en el parque. La distancia media de cada parque hasta el puerto donde se cargan en la embarcación que las transportará (Arinaga) se recoge en la Tabla 4.4. Además, se ha añadido un factor del estado del mar, donde 1 representaría un mar en calma, 1,2 un mar algo revuelto, y 1,5 un mar muy revuelto (tormenta).

$$C_{t+i} = F \times \frac{T_{inst} + t_{carga} + 2 \times \left( \frac{d_{puerto}}{v_{emb}} + t_{acerc} \right)}{t} \times C_{emb} \quad (4.4)$$

Donde:

$C_{t+i}$  = Coste de transporte e instalación (€).

F: Factor del estado de la mar. (1,2)

$d_{puerto}$ : Distancia media entre el parque y el puerto (km).

Tabla 4.4. Potencia instalada y distancia desde el Puerto de Arinaga para los parques bottom-fixed.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Potencia instalada (MW)</b>	<b>Nº aerogeneradores</b>	<b>D. Puerto (km)</b>
Gran Canaria	Sureste	175	25	12,0
Gran Canaria	Oeste	21	3	83,5
Tenerife	Noreste	70	10	129,0
Fuerteventura	Oeste	119	17	135,5
Fuerteventura	Sureste	21	3	151,0
Fuerteventura	Noroeste	28	4	166,6

Finalmente, conocido el coste de instalación por aerogenerador, faltará por determinar el coste total de instalación de las turbinas para cada parque, a partir de la Ecuación 4.5.

$$C_{T_{t+i}} = N \times C_{t+i} \quad (4.5)$$

$C_{T_{t+i}}$ : Coste total de transporte e instalación de los aerogeneradores (M€).

N: Número de aerogeneradores por parque.

#### 4.2.1.1.3. Costes totales de los aerogeneradores

A partir de la metodología expuesta en los dos apartados anteriores, la Tabla 4.5 recoge los resultados del coste de fabricación-adquisición de los aerogeneradores, así como de su instalación y transporte.

De los costes obtenidos para los aerogeneradores, se deduce que el coste medio total es de 1,53 M€/MW, en la línea de los costes de los parques entre 2010 y 2015 especificados en la Tabla 4 de (González Rodríguez, 2017), con un promedio de 1,52 M€/MW.

A modo de resumen, el coste de los aerogeneradores depende en mayor medida de la potencia del aerogenerador y el coste de las materias primas, así como la distancia del puerto donde se fabrican, principal diferencia en el coste unitario entre los parques propuestos.

Tabla 4.5. Costes de fabricación, instalación y transporte de los aerogeneradores para parques bottom-fixed.

Isla	Zona	Coste fabricación (M€)	Coste i+t (M€)	Coste total (M€)	Coste unitario (M€/MW)
Gran Canaria	Sureste	230,65	27,56	258,21	1,48
Gran Canaria	Oeste	27,68	4,11	31,79	1,51
Tenerife	Noreste	92,26	15,41	107,67	1,54
Fuerteventura	Oeste	156,84	26,62	183,46	1,54
Fuerteventura	Sureste	27,68	4,87	32,55	1,55
Fuerteventura	Noroeste	36,90	6,73	43,63	1,56

#### 4.2.1.2. Cimentación

La cimentación es un elemento fundamental en el coste de los parques eólicos marinos, a diferencia de lo que ocurre con los parques en tierra, que apenas representa el 6,5% del coste total (EWEA, 2009). En el caso de los parques offshore (principalmente con cimentación sobre lecho marino), el coste podría representar el 34% de media (World Energy Trade, 2019), aunque este coste dependerá en gran medida de la tecnología empleada para fijar los aerogeneradores.

Actualmente, las tecnologías más comúnmente utilizadas son las que se muestran en la Figura 4.2.

- A. *Monopile* (Pilote o monopilote): Consiste en una cimentación mediante un único elemento de acero con forma de tubo o poste, y que requiere ser “clavado” en el lecho marino a una cierta profundidad. De este modo, algunos constructores apuntan a que la mitad del pilote debe ir bajo la superficie del lecho marino, mientras que la otra mitad estará sumergida. Es la cimentación más utilizada en aguas poco profundas, y actualmente se sigue avanzando en esta tecnología para lograr mayores profundidades.
- B. Cimentación de gravedad (GBF, por sus siglas en inglés): Como su propio nombre indica, se trata de una cimentación cuyo principal factor es el peso de la base, aprovechando la gravedad para fijar el aerogenerador. Generalmente está conformado de hormigón y acero. Es propio de aguas poco profundas, alcanzando batimetrías inferiores a los 30 m, como el proyecto Elican en las costas de Jinámar (Gran Canaria).

C. *Jacket*: Se trata de una tecnología de fijación al lecho marino, al igual que el *monopile*, a partir de pilotes. Sin embargo, en este caso, no se sustentará sobre un único pilote, sino sobre 3 o 4, en función del modelo. De esta forma se le da mayor estabilidad a la estructura, permitiendo alcanzar mayores profundidades. Su estructura de acero, en forma de celosía para unir las patas, es mucho más compleja que la de los otros dos tipos de cimentación, por lo que el coste de fabricación es más elevado, aunque con menor cantidad de material.

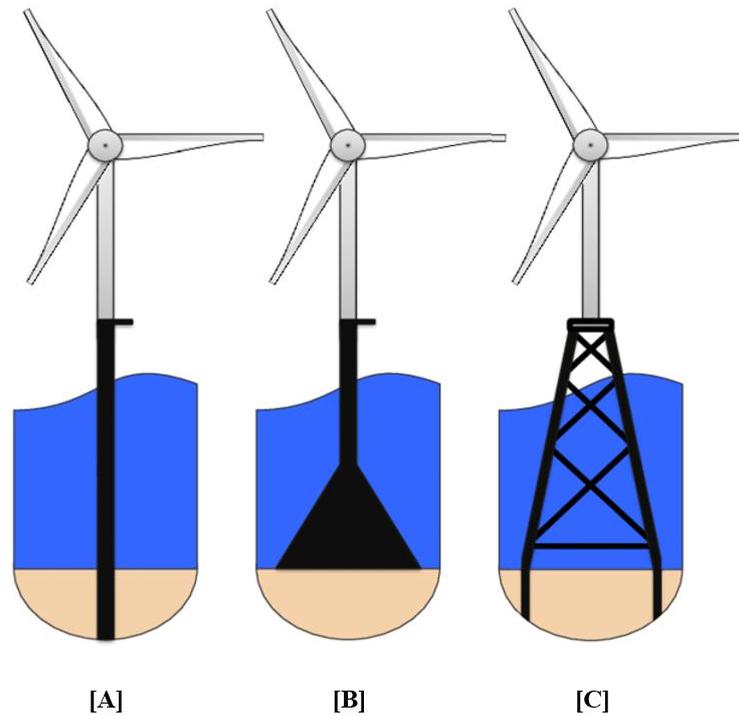


Figura 4.2. Tipos de cimentación más comunes en el bottom-fixed. [A] monopile, [B] GBF y [C] jacket.

Fuente: (Van der Valk, 2014).

Actualmente están en desarrollo y/o comenzando a utilizarse otras tecnologías, aunque la mayoría similares a las anteriormente descritas, como es el caso del *tripile* (cimentación basada en 3 pilotes, que parten desde la superficie del mar), *tripod* (similar al *tripile*, pero la bifurcación de un pilote a tres se produce cerca del lecho marino, como si de un trípode se tratara) o *suction caisson* (o cajón de succión, similar en geometría al GBF, pero se genera una presión negativa o succión para que quede fijado al lecho marino mediante efecto “ventosa”), entre otras. Sin embargo, estas nuevas tecnologías de cimentación en bottom-fixed no se considerará para la instalación en este análisis por existir escasa información respecto a sus costes, ser tecnologías aún no del todo maduras y no conocerse datos sobre las profundidades máximas de instalación y morfología y estratificación del lecho marino.

Con todo lo anterior, la Tabla 4.6 muestra las características principales a considerar para la elección del tipo de cimentación adecuado para cada parque de fondo fijo propuesto, en función

tanto de la morfología y estratificación del lecho marino como del rango de profundidades a la cual es óptima su instalación.

Tabla 4.6. Condiciones de batimetría y lecho marino según tipo de cimentación para bottom-fixed.

Tipo de cimentación	Estratificación idónea del lecho marino	Profundidad máxima (m)
Monopile	Suelos cohesivos (arcillas), no cohesivos (arenas) y sustratos duros.	40
Jacket	Suelos cohesivos (arcillas), no cohesivos (arenas) y sustratos duros	70
GBF	Suelos cohesivos (arcillas), no cohesivos (arenas) y sustratos duros	30

Fuente: (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011), (Jiang, 2021) (Smart Wind, 2015).

#### 4.2.1.2.1. Coste de fabricación-adquisición

El coste de fabricación de la cimentación dependerá, fundamentalmente, de la profundidad a la que sea instalado, y por tanto, de la cantidad de acero que sea requerido para su fabricación. Por tanto, será necesario conocer la profundidad media a la que se sitúa cada parque, así como la morfología del lecho marino para definir qué tipo de cimentación es la más conveniente. Con todo ello, la Tabla 4.7 refleja estas características de los parques propuestos para fondo fijo. En cuanto al coste de los elementos de transición turbina-cimentación están incluidos en los cálculos de este apartado de cimentación.

Tabla 4.7. Profundidad media y características del lecho marino de los parques bottom-fixed.

Isla	Zona	Profundidad media (m)	Estratificación del lecho marino	Tipo de estrato	Tipo de cimentación
Gran Canaria	Sureste	38	Roca infralitoral	Roca y/o sustratos duros	Jacket
Gran Canaria	Oeste	50	Roca infralitoral y circalitoral	Roca y/o sustratos duros	Jacket
Tenerife	Noreste	46	Corales (maerl) y sustratos duros	Roca y/o sustratos duros	Jacket
Fuerteventura	Oeste	47	Roca infralitoral	Roca y/o sustratos duros	Jacket
Fuerteventura	Sureste	32	Arena y sedimento infralitoral	No cohesivo	Jacket
Fuerteventura	Noroeste	47	Arena sublitoral	No cohesivo	Jacket

Como se puede deducir de la Tabla 4.7, las profundidades a las que se localizarían los parques en Canarias son elevadas para tratarse de fondo fijo, debido en gran medida a la elevada pendiente que tienen los fondos marinos en las islas, más acusado aún en la provincia occidental, razón por la cual únicamente podría instalarse un parque bottom-fixed. Este hecho obliga directamente a

decantarse por la cimentación basada en el *jacket*, que permite profundidades superiores a los 50 m. Además, los estratos localizados bajo los parques son fundamentalmente cohesivos (arcillas y lodos, fundamentalmente) y rocas, por lo que este tipo de cimentación es idónea.

Además de la profundidad, los costes de la cimentación también dependerán del tamaño del aerogenerador que se coloque sobre ella. De este modo, la Ecuación 4.6 (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011) recoge el coste de cada *jacket*, en función de la profundidad media del parque, la potencia nominal, la altura de la torre y el diámetro del rotor, variables que definen la masa del aerogenerador. Esta ecuación se utiliza para expresar tanto el coste de *monopiles* como *jacket*, ya que como señala (Shafiee, Brennam, & Armada Espinosa, 2016) el coste del material y fabricación de ambas estructuras es similar.

$$C_{cim} = \frac{339.200}{10^6} \times P_n \times [1 + 0,02 \times (p - 8)] \times \left[ 1 + 0,8 \times 10^{-6} \left( h \times \left( \frac{d}{2} \right)^2 - 10^5 \right) \right] \quad (4.6)$$

Donde:

$C_{cim}$ : Coste de cada cimentación (M€)

$P_n$ : Potencia nominal del aerogenerador (MW).

$p$ : Profundidad del aerogenerador (m).

$h$ : Altura de la torre del aerogenerador (m).

$d$ : Diámetro del rotor del aerogenerador (m).

Para calcular el coste de la fabricación de la cimentación de todo el parque, bastará con utilizar la Ecuación 4.7:

$$C_{T_{cim}} = N \times C_{cim} \quad (4.7)$$

$C_{T_{cim}}$ : Coste total de fabricación de las cimentación de un parque (M€).

#### 4.2.1.2.2. Coste de transporte e instalación

En cuanto a los costes de instalación, la metodología a implementar será exactamente la misma realizada en el apartado 4.2.1.1.2, específicamente las Ecuaciones 4.4 y 4.5. Únicamente varía el tiempo de instalación de cada cimentación, que se estima aproximadamente en la mitad de tiempo de instalación de un aerogenerador, es decir, 20 horas.

#### 4.2.1.2.3. Costes totales de la cimentación

Finalmente, los costes totales de cada parque en cuanto a cimentación se resumen en la Tabla 4.8. Se estima un coste medio de 1,12 M€/MW del coste total de los *jackets*, mientras que se estima un coste promedio de 0,96 M€/MW de su fabricación. Este último dato es similar al coste medio por megavatio de un *jacket* con profundidad entre 30 y 40 m, propuesto por (González Rodríguez,

2017), con valor de 0,92 M€/MW a precios del 2016. La profundidad media de los parques propuestos es de 43,33 m, por lo que se puede concluir que el coste obtenido es válido.

Tabla 4.8. Costes de fabricación, instalación y transporte de la cimentación para parques bottom-fixed.

Isla	Zona	Coste fabricación (M€)	Coste i+t (M€)	Coste total (M€)	Coste unitario (M€/MW)
Gran Canaria	Sureste	158,91	16,31	175,22	1,00
Gran Canaria	Oeste	21,93	2,76	24,69	1,18
Tenerife	Noreste	69,92	10,91	80,83	1,15
Fuerteventura	Oeste	120,22	18,97	139,18	1,17
Fuerteventura	Sureste	17,64	3,52	21,16	1,01
Fuerteventura	Noroeste	28,29	4,93	33,21	1,19

#### 4.2.1.3. Red eléctrica

Como se comentó al inicio de este capítulo, la red eléctrica de un parque eólico marino se puede dividir en tres partes:

- Inner-array (interconexión): Son las conexiones entre aerogeneradores, y aquellas conexiones que derivan la electricidad generada hasta la subestación flotante. Generalmente, estos cables tienen un nivel de tensión nominal en torno a los 30/36 kV (MV) (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011), (González Rodríguez, 2017).
- Export cable (cable de exportación): Es el cableado que, saliendo de la subestación flotante, exporta la electricidad hasta tierra firme. Al ser transformada para su transporte a media-larga distancia, para el nivel de tensión nominal de estos cables es común acudir a 132-150 kV o 220-240 kV (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011), (González Rodríguez, 2017), (Lundberg, 2003)), tensiones comunes en las grandes redes de transportes. En el caso particular de las Islas Canarias, la tensión de transporte más común es 66 kV por no ser necesario salvar grandes distancias, pero en las islas con mayor población existen varias líneas de 220 kV y 132 kV que unen las diferentes centrales de generación y principales núcleos de consumo (REE, 2016).
- Onshore cable (cable de tierra): Una vez alcanzada la costa, el cable tendrá que ser soterrado o aéreo, hasta llegar a la siguiente subestación. En estos cálculos se considerará la premisa de que todos los cables de exportación en tierra entre el parque y la subestación serán subterráneos. Como se trata de un cable de exportación, la tensión también será de 132 kV o 220 kV. Además, en los cálculos también se considerará el coste de la red que

una la subestación privada con la propia de REE. El costo de esta red corresponde a la empresa del parque, y no a la red de transporte de REE, y además, se considerará aérea (Medina Padrón, 2021).

Además, se analizará también una cuarta red eléctrica del parque eólico: la línea que une la subestación particular del parque con la subestación que permite acceder a la red de transporte, es decir, la subestación de REE.

En el caso aquellos parques en los que no sea necesaria la instalación de subestaciones marinas, los cables de interconexión serán los mismos que exporten a tierra la electricidad. De este modo, la tensión hasta llegar a la subestación en tierra seguirá siendo de 30/36 kV.

Para el caso de parques bottom-fixed, al tratarse de parques de pequeña-mediana dimensión (el más grande contaría con 175 MW) y estar localizados a muy poca distancia de la costa (el más alejado es el oeste de Fuerteventura, con una distancia media de 6 km), no se considerarán subestaciones marinas, por lo que todos los cables serán de 30/36 kV hasta llegar a la subestación en tierra.

#### *4.2.1.3.1. Coste del material-adquisición*

El coste de la red eléctrica que permitirá evacuar la electricidad generada por los aerogeneradores hasta tierra dependerá de dos factores fundamentales: la profundidad a la que se instalen los aerogeneradores y la longitud del cable. Cuanto mayor sea la distancia a costa y a las subestaciones, más cable se requerirá, y mientras a mayor profundidad se coloque la cimentación del aerogenerador (el cable va colocado sobre la cimentación hasta el lecho marino), mayor longitud tendrá el cable. Además, también será un factor clave la red entre las subestaciones propia y de REE, para verter a la red de transporte la electricidad generada.

También sería interesante analizar el grosor y protección del cable en función de la profundidad alcanzada, debido a la presión ejercida sobre el mismo, pero este factor no se desglosará del coste unitario, estando por tanto contenido en el coste ya propuesto.

Atendiendo a otros factores ajenos a la localización del parque, el coste del cable depende fundamentalmente de la sección del conductor y del material del mismo, que determinará la ampacidad o corriente máxima admisible en régimen permanente. Otras variables que influyen en el coste es el tipo y diámetro de la cubierta, tipo de conductor, la pantalla o el aislamiento, entre otros. Para elegir adecuadamente la sección del conductor, habrá que analizar según la normativa vigente, los criterios de intensidad máxima admisible, de cortocircuito y de caídas de tensión. Estos criterios también se estudiarán para el caso del tendido eléctrico aéreo entre subestaciones, ya que así se exige en el Reglamento de Líneas de Alta Tensión. No obstante, las

líneas aéreas se dimensionan fundamentalmente mediante cálculos mecánicos (resistencia a la tracción). A pesar de ello, en este estudio no se realizará dicho cálculo porque no es objeto de estudio en este proyecto, y los costes de la línea aérea considerados no dependerán únicamente de la sección.

#### 4.2.1.3.1.1. Criterio de Intensidad Máxima Admisible en Régimen Permanente

Para el cálculo de la sección óptima del cable se diferenciará entre los cálculos del cable submarino, el cable subterráneo y la línea aérea.

##### 4.2.1.3.1.1.1. Cable subterráneo-submarino

Para determinar el coste del cable primeramente será necesario conocer su sección. Para ello, se prevé que el cable de interconexión permitirá unificar en una misma línea hasta 4 aerogeneradores, lo que supondría una potencia real (P) de un máximo de 28 MW. En algunos casos, por la propia geometría del parque, únicamente se conectarán 3 aerogeneradores a un cable. No obstante, con el objetivo de simplificar los cálculos, en estos casos se considerará el mismo cable que para la conexión de 4 aerogeneradores. Por ende, todos los cables tendrán la misma sección, independientemente de la potencia conectada. Para determinar la intensidad nominal ( $I_n$ ) del cable subterráneo, bastará con aplicar la Ecuación 4.8. Como la tensión nominal normalizada de la red ( $U_n$ ) será de 30 kV (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2008), y suponiendo un factor de 0,8 ( $\cos \varphi$ ), valor más comúnmente utilizado (Ente Vasco de la Energía (EVE), 2009), (Mejias Gallardo & Chikh Soussan, 2018), la Intensidad máxima que circulará por el conductor será 673,58A.

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \times U_n \times \cos \varphi} \quad (4.8)$$

En el caso de la red aérea, se analizará al final de este apartado, ya que la potencia que transportará será la de todo el parque, y por ende habrá que realizar un análisis individualizado.

Con el nivel de intensidad del cable subterráneo, la Instrucción Técnica Complementaria de Alta Tensión Número 06 sobre líneas subterráneas (ITC-LAT 06) no tiene recogida una sección normalizada capaz de soportar dicha intensidad (llegan hasta 400 mm<sup>2</sup> y 600 A). Por ello, se acude a catálogo, donde se elige el cable Hersatene de Aluminio con sección de 630 mm<sup>2</sup> y aislamiento XLPE, de 18/30 (36) kV, con una intensidad máxima admisible en régimen permanente de 720 A ( $I_c$ ) para un cable en forma de trébol (General Cable, 2017). La corriente máxima es similar a lo publicado en (González Rodríguez, 2017), cuyos dos cables estudiados de 630 mm<sup>2</sup> de sección permite circular hasta 780-790 A. Del cable elegido, la temperatura nominal de funcionamiento es 90°C.

No obstante, la intensidad máxima admisible (régimen permanente), depende de otros factores, por lo que la Intensidad nominal puede variar tanto al alza como a la baja. La ITC-LAT 06 establece los factores de corrección en función de los parámetros definidos en las Tabla 4.9 – 4.12. Será necesario establecer las características tanto del cable bajo el agua como el que está enterrado en tierra. A pesar de que algunas fuentes afirman que los empalmes de dos cables con diferentes secciones no son recomendables (Logan, 2017), (Trujillo Martel, 2021), (Valido, 2021)) , existen otras formas de dar continuidad de la red eléctrica mediante otros elementos, como aprovechar un centro de seccionamiento para tal fin o similar, (Medina Padrón, 2021), (Trujillo Martel, 2021).

Uno de los factores de corrección para determinar la intensidad máxima admisible en régimen permanente

es el de la temperatura del terreno en la que se enterrarán los cables. La profundidad media de los parques de fondo fijo es de 43,33 m. La temperatura máxima que se alcanza de media en la superficie de los mares canarios es de 25°C, mientras que a 100 m de profundidad la temperatura desciende por debajo de los 10°C (Fernández Gil, Cárdenes Rodríguez, Boyra López, Tuya Cortés, & Haroun Tabraue, 2006). Por tanto, se podría estimar que la temperatura a profundidades entre 40-50 m sea de unos 15°C. No obstante, el cable llegará prácticamente hasta la superficie del mar cuando toque tierra, alcanzándose temperaturas de hasta 25°C. Por tanto, se puede deducir que la temperatura media durante todo el cable marino sea de en torno a los 20°C. En cuanto al cable terrestre soterrado (entre el submarino y la subestación privada), se considera que la temperatura máxima a la que será sometido sea 30°C.

Tabla 4.9. Factor de corrección debido a la temperatura del terreno

<b>Tipo de cable</b>	<b>Temperatura de servicio permanente (°C)</b>	<b>Temperatura del terreno (°C)</b>	<b>Factor de corrección (F<sub>t</sub>)</b>
Cable de interconexión y exportación	90	20	1,04
Cable de tierra	90	30	0,96

En cuanto a la resistividad térmica del terreno, en la propia ITC-LAT 06 se detallan las diferentes resistividades por tipo de suelo. Así, el lecho marino podría situarse entre inundado y muy húmedo, que corresponderían con una resistividad térmica de 0,40 y 0,50 K·m/W, respectivamente. Como la tabla de la norma no recoge ni secciones tan grandes ni resistividades tan bajas, se supondrá que el factor correctivo es el que más se asemeja a las características descritas, aunque previsible sea mayor. En cuanto a la resistividad terrestre, se estima que la resistividad sea de tipo seco, con 1 K·m/W.

Tabla 4.10. Factor de corrección debido a la resistividad térmica del terreno

<b>Tipo de cable</b>	<b>Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Resistividad térmica del terreno (K·m/W)</b>	<b>Factor de corrección (F<sub>r</sub>)</b>
Cable de interconexión y exportación	630	0,40 – 0,50	1,30
Cable de tierra	630	1,00	1,19

Analizando la separación y número de cables, se presupone una separación entre ternos de 0,6 m y como máximo 2 ternos juntos en el caso del cable marino. Para el cable en tierra, se supondrá una separación de 0,6 m entre cables y 3 cables por zanja. Todo ello en el caso de que haya más de 2 cables en cada parque (situación más desfavorable).

Tabla 4.11. Factor de corrección debido a la separación y número de ternos.

<b>Tipo de cable</b>	<b>Separación de ternos (m)</b>	<b>Número de ternos por zanja</b>	<b>Factor de corrección (F<sub>s</sub>)</b>
Cable de interconexión y exportación	0,6	2	0,88
Cable de tierra	0,6	3	0,82

Finalmente, en el caso de bottom-fixed hay que matizar que los cables irán enterrados, y no colocados sobre el lecho marino, por tratarse de zonas con poca profundidad donde el ancla de barcos, la actividad pesquera o el impacto visual bajo el mar, podrían suponer un impedimento. Con ello, se estima que la profundidad de la zanja podría tener unos 80 cm aproximadamente.

Tabla 4.12. Factor de corrección debido a la profundidad de la zanja.

<b>Tipo de cable</b>	<b>Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Profundidad (m)</b>	<b>Factor de corrección (F<sub>p</sub>)</b>
Cable de interconexión y exportación	630	0,8	1,03
Cable de tierra	630	0,8	1,03

Finalmente, la corriente máxima admisible que se permite circular por el cable se obtiene a partir de la Ecuación 4.9. El resultado para el cable marino es 882,33 A, superior a los 673,58 A requeridos para evacuar los 28 MW generados, como máximo, por 4 aerogeneradores. Por tanto, el cable elegido es adecuado siguiendo todas las premisas tomadas. Sin embargo, como la diferencia entre la intensidad nominal y la máxima admisible es importante, se ha realizado el mismo procedimiento para el cable de una sección inferior, 500 mm<sup>2</sup>, con una intensidad máxima permantente (I<sub>m</sub>) de 631 A antes de aplicar los factores de corrección, y 773,26 A de intensidad máxima permanente después de aplicar los factores de corrección.

En el caso del cable terrestre, la intensidad máxima permanente disminuye respecto a la señalada en el cable (694,71 A). No obstante, sigue siendo mayor que la Intensidad nominal que circulará, por lo que se trata de un cable adecuado según el criterio de intensidad máxima admisible en régimen permanente.

$$I_m = I_{cable} \times F_t \times F_r \times F_s \times F_p \quad (4.9)$$

En conclusión, la sección del cable submarino es de 500 mm<sup>2</sup>, mientras que el cable terrestre será de 630 mm<sup>2</sup>, ambas secciones normalizadas, por el que circulará una corriente nominal de 673,58A.

#### 4.2.1.3.1.1.2. Línea aérea

Como la red de transporte dependerá de la potencia instalada del parque, se analizará de forma individual. Para la metodología implementada, se escogerá el parque del sureste de Gran Canaria.

La red aérea tendrá que ser capaz de soportar toda la potencia generada por el parque, es decir, hasta 175 MW. Considerando una tensión nominal de 66 kV (como la gran parte de redes de transporte de las islas) y factor de potencia de 0,8, la intensidad nominal será de 1913,77 A.

Atendiendo a la Tabla 11 del ITC LAT-07 sobre densidades de corriente máxima en conductores aéreos desnudos, no hay conductores que transmitan dicho nivel de intensidad. Lo mismo ocurre con las normas particulares de Endesa (LRZ0001, sobre especificaciones técnicas particulares de líneas de alta tensión > 36 kV) y los Procedimientos de Operación de REE (P.O. 13. Criterios de planificación de las redes de transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares). Por tanto, será necesario dividir la red aérea en varios circuitos.

El procedimiento para determinar las secciones de la red de transporte será el del P.O. 13. Suponiendo la instalación del cable LARL-380 Gull, de aluminio-acero galvanizado, con sección 381 mm<sup>2</sup> (el de mayor capacidad para líneas de 66 kV) la capacidad de transporte para una temperatura máxima ambiental de 35°C sería de 63 MVA. Si la potencia a transportar desde el parque es de 175 MW, o 220 MVA aproximadamente (factor de potencia de 0,8), se requerirán 4 circuitos para evacuar la electricidad hasta la red de transporte. Suponiendo que cada circuito evacua la misma potencia, esto representará 55 MVA por circuito, capacidad inferior al límite marcado por el P.O. 13.

En definitiva, con estas condiciones y el número de circuitos, la intensidad máxima permanente por el LARL-380 Gull sería de 688,88 A (Ecuación 4.8), mientras que la intensidad nominal se estima en 478,39 A. Por tanto, el conductor elegido es adecuado.

El número de circuitos dependerá de la potencia instalada. Como se ha expuesto anteriormente, el sureste de Gran Canaria requeriría de 4 circuitos, que se traduce en dos líneas de doble circuito a 66 kV. El resto de parques, al tener menor potencia instalada, bastará con uno o dos circuitos, es decir, una única línea de simple o doble circuito, salvo para el oeste de Fuerteventura, que se requerirán 3 circuitos, por lo que se necesitarán 2 líneas diferentes, una simple y otra doble.

En cuanto a los puntos de conexión las capacidades de los puntos de conexión son publicados por REE. No obstante, actualmente estas potencias están sufriendo modificaciones y actualizaciones continuas por parte de la empresa de transporte (El periódico de la energía, 2021), por lo que se supondrá que cada punto tiene una capacidad máxima de 50 MW a 66 kV.

#### 4.2.1.3.1.2. Criterio de Intensidad máxima admisible de cortocircuito.

Otro de los criterios comúnmente empleado para determinar la sección adecuada de un cable es el de intensidad por cortocircuito. Sin embargo, el cortocircuito más desfavorable se aplicará en localizaciones diferentes, en función del cable que se vaya a analizar.

##### 4.2.1.3.1.2.1. Cable subterráneo – submarino.

En el caso del cable submarino – subterráneo, primeramente habrá que determinar un esquema eléctrico básico de toda la red eléctrica hasta el punto de enganche en la subestación de REE (Figura 4.3). La representación corresponde únicamente al caso de tener un único cable de exportación. En caso de haber más cables de exportación, se realizaría de la misma forma. Además, únicamente se analizará el cortocircuito trifásico.

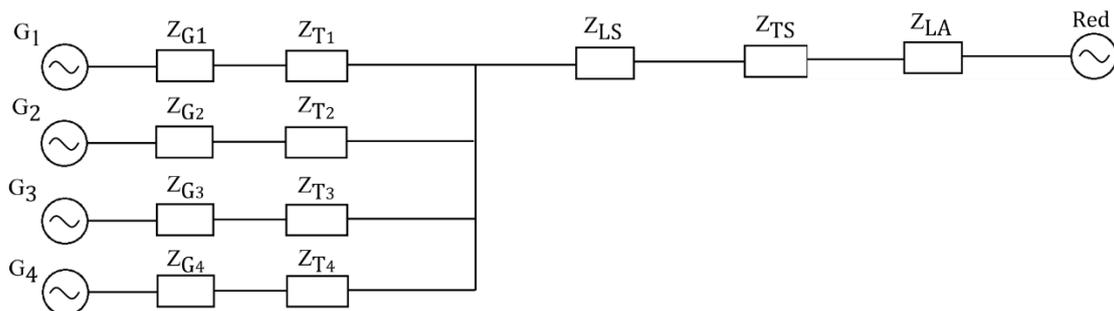


Figura 4.3. Esquema básico de un parque eólico marino con subestación en tierra. Se considera un único cable de exportación.

La nomenclatura y definición utilizada para esta y las siguientes figuras en el cálculo de la intensidad máxima admisible de cortocircuito está recogida en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13. Nomenclatura y definiciones de parámetros del cálculo de intensidad máxima admisible de cortocircuito.

Nomenclatura	Definición	Nomenclatura	Definición
G	Generador del aerogenerador	$S_{base}$	Potencia base
$Z_G$	Impedancia del generador	$I_{CCa}$	Intensidad de cortocircuito a la salida del transformador del aerogenerador
$Z_T$	Impedancia del transformador	$I_{CCred}$	Intensidad de cortocircuito de la red
$Z_{LS}$	Impedancia de la línea submarina-terrestre	$S_{CCred}$	Potencia de cortocircuito de la red
$Z_{TS}$	Impedancia del transformador de la subestación	$Z_{red}$	Impedancia de la red
$Z_{LA}$	Impedancia de la línea aérea	c.c.	Punto de cortocircuito

Las características de cortocircuito de la red dependerán del punto de enganche. Es por ello por lo que se realizará un estudio individual de cada parque. Para simplificar los cálculos, únicamente se calculará la intensidad de cortocircuito en el punto más desfavorable del cable subterráneo. Además, se asumirá que los aerogeneradores, como la mayoría de los fabricados actualmente, tienen integrada la tecnología *full converter*. Esto quiere decir que toda la potencia de salida pasará por convertidores electrónicos que, en caso de detectar una intensidad elevada (de cortocircuito), limitan dicha corriente rápidamente (Medina Padrón, 2021). Para ello, se estima que la intensidad máxima admisible de cortocircuito de los aerogeneradores sea del 20% superior a la nominal.

Con todo lo anterior, la Figura 4.4 muestra el esquema lineal para el cálculo de la intensidad máxima admisible en régimen de cortocircuito de forma genérica para todos los parques.

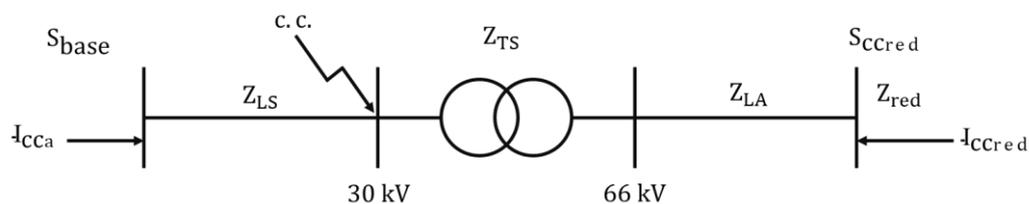


Figura 4.4. Esquema lineal para el cálculo de la intensidad de cortocircuito.

El procedimiento para determinar la corriente de cortocircuito total en el punto analizado es el siguiente:

- Se define una potencia base, cuyo valor se ha estimado en 100 MVA ( $S_{base}$ ). La metodología que se utilizará será de los parámetros equivalentes (por unidad), de tal forma que se puedan equiparar los resultados a una misma tensión.
- Se determina el valor de las impedancias por unidad (pu). En el caso estudiado, se consideran tres impedancias: la impedancia de la red ( $Z_{red}$ ), la impedancia de la línea aérea ( $Z_{LA}$ ) y la impedancia del transformador de la subestación privada ( $Z_{TS}$ ). Para ello, se utilizan las Ecuaciones 4.9, 4.10 y 4.11.

$$Z_{red} = \frac{S_{base}}{S_{CCred}} \quad (4.10)$$

$$Z_{LA} = l \times R \times \frac{S_{base}}{U_n^2} \quad (4.11)$$

$$Z_{TS} = \varepsilon_{TS} \frac{S_{base}}{S_{TS}} \quad (4.12)$$

El valor de la potencia de cortocircuito de la red está publicado por REE en su informe sobre la corriente de cortocircuito para todas las subestaciones de Canarias (REE, 2021). La impedancia de la longitud de la línea aérea depende fundamentalmente de la longitud de la línea y la resistencia del conductor, recogida en tablas por el P.O. 13 (0,28791 pu/km para conductor LARL-380 Gull a 66 kV). Así mismo, la tensión nominal de la línea es 66 kV.

Finalmente, se estima que las pérdidas en el transformador ( $\varepsilon_{TS}$ ) sean del orden del 15% de la potencia del mismo, valor comúnmente utilizado (Medina Padrón, 2021). La potencia nominal del transformador para cada subestación se muestra en la Tabla 4.16.

- Tras el cálculo de las impedancias por separado, se calcula la impedancia total, conociendo que están en serie, como en la Ecuación 4.13.

$$Z_T = Z_{red} + Z_{LA} + Z_{TS} \quad (4.13)$$

- A partir de la Ley de Ohm, se calcula la corriente de cortocircuito en el punto elegido, a partir de la Ecuación 4.14.

$$I_{cc}(pu) = \frac{U(pu)}{Z_T(pu)} \quad (4.14)$$

En este caso, se considera que la tensión por unidad o tensión del circuito sea el 10% mayor a la tensión nominal ( $1,1 U_n$ ).

- Posteriormente, habrá que pasar la corriente de cortocircuito por unidad a kA. Para ello, se aplica la Ecuación 4.15. En este caso, la tensión base es la propia del punto de cortocircuito, igual que la del lado izquierdo del sistema.

$$I_{cc}(kA) = I_{cc}(pu) \times I_{cc\,base} = I_{cc}(pu) \times \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \times U_{base}} \quad (4.15)$$

Finalmente, la corriente de cortocircuito en el punto analizado será la sumatoria de las corrientes de cortocircuito que llegan a ese punto (Ecuación 4.16). Para ello, se supondrá que la corriente de cortocircuito de los aerogeneradores es la misma en ese punto que a la salida de los aerogeneradores, despreciando la resistencia del cable subterráneo.

$$I_{ccT} = I_{cc}(kA) + I_{cc\alpha} \quad (4.16)$$

Una vez conocida la corriente de cortocircuito total en el punto donde se analiza el cortocircuito, habrá que determinar si el cable elegido por el criterio de corriente máxima permanente es capaz de soportar esa corriente de cortocircuito durante un tiempo determinado. Dicha expresión (Ecuación 4.17), acorde con la UNE 21192:1992, se muestra en el ITC LAT-06. Mediante la fórmula, se establece cuál debe ser la corriente máxima admisible de cortocircuito o, en su defecto, la sección mínima que tendrá el conductor para soportar dicha corriente. Tanto la constante K (para aislamiento XLPE) como el tiempo de cortocircuito están tabulados en la ITC LAT-06. Se ha optado por un tiempo de 1 s, valor comúnmente usado.

$$s \times K = I_{ccT} \times \sqrt{t_{cc}} \quad (4.17)$$

Para finalizar la comprobación de la corriente máxima admisible de cortocircuito, la Tabla 4.14 refleja los principales resultados obtenidos de la comprobación de la intensidad máxima admisible de cortocircuito para los cables subterráneos (marino y terrestre). Además, siguiendo con las Especificaciones Particulares de Endesa NRZ101, la corriente de cortocircuito trifásica normalizada para líneas de media tensión de 30 kV es de 16/20 kV, con lo que, comprobando por la ecuación 4.17, tanto el cable de 500 mm<sup>2</sup> como el de 630 mm<sup>2</sup> resistirían esta corriente de cortocircuito.

Tabla 4.14. Principales parámetros y variables de la intensidad máxima admisible de cortocircuito.

Isla	Zona	Subestación de enganche	Potencia c.c. de la red S <sub>cc</sub> (MVA)	Impedancia total Z <sub>T</sub> (pu)	Corriente c.c. total I <sub>ccT</sub> (kA)	Sección mínima (mm <sup>2</sup> )
Gran Canaria	Sureste	Arinaga	1.231	0,1743	12,95	137,82
Gran Canaria	Oeste	Arguineguín	1.293	0,8268	3,37	35,84
Tenerife	Noreste	Dique del Este	810	0,4056	6,03	64,12
Fuerteventura	Oeste	Gran Tarajal	206	0,8884	3,19	33,95
Fuerteventura	Sureste	Gran Tarajal	206	0,4854	5,17	54,99
Fuerteventura	Noroeste	La Oliva	453	0,1652	1,60	41,44

Como se puede comprobar, ningún cable subterráneo requiere de secciones mayores a las obtenidas en el apartado de intensidad máxima admisible en régimen permanente. Por tanto, para dichos cables se comprueba que la sección será de  $500 \text{ mm}^2$  para el cable submarino y  $630 \text{ mm}^2$  para cable en tierra soterrado.

#### 4.2.1.3.1.2.2. Línea aérea

Como los conductores aéreos están desnudos, el aumento de temperatura del cable por cortocircuito no supone un gran inconveniente. La temperatura máxima admisible de estos conductores es de  $200^\circ\text{C}$  aproximadamente (Medina Padrón, 2021), por lo que no es necesaria la comprobación de la intensidad máxima admisible de cortocircuito en estos conductores. No obstante, el P. O. 13 establece que las corrientes de cortocircuito no podrán superar los 26,8 kA para líneas de 66 kV.

#### 4.2.1.3.1.3. Criterio de caída de tensión.

El ITC LAT-06 e ITC LAT-07 no determinan ningún criterio para la caída de tensión en líneas de alta tensión subterráneas ni aéreas. Además, Las Instrucciones Técnicas para Alta Tensión, en su conjunto, tampoco recogen unos requisitos mínimos a cumplir sobre caída de tensión. Por este motivo, este criterio no se tendrá en cuenta para el dimensionamiento de los cables, ni subterráneo ni aéreo.

#### 4.2.1.3.1.4. Longitud de los cables.

El coste de la red eléctrica dependerá tanto del coste unitario del cable como de la longitud del mallado. Para determinar la longitud de los cables submarino y terrestre subterráneo, se propone la ecuación 4.18. En el caso de la longitud de la línea aérea, se medirá la longitud horizontal (en línea recta), ya el coste vendrá definido por kilómetro de red aérea. Esta ecuación se aplicará para cada cable que conecte 4 aerogeneradores (en algunos casos serán menos, dependiendo del tamaño y geometría del parque). Así, la longitud de cada cable dependerá de la distancia longitudinal y transversal de los aerogeneradores conectados, el número de aerogeneradores por cable, la profundidad, la distancia entre los aerogeneradores y la conexión del cable costa-tierra (punto en el cual el cable tocará tierra), la distancia entre el punto costa-tierra y la subestación y, finalmente, un coeficiente de mayoración que se utilizará para considerar holguras para que el cable no quede totalmente tenso (se supondrá del 5%).

En el caso de los parques de fondo fijo, no se considerará la longitud real sobre el lecho marino (es decir, teniendo en cuenta la pendiente), sino la longitud medida sobre la superficie del agua (sin considerar pendiente alguna, ya que esta es despreciable a tan poca distancia).

$$L_{\text{cable}} = F \times \sum_{i=1}^n [l_{\text{trans}} \times (n_{\text{trans}} - 1) + l_{\text{long}} \times (n_{\text{trans}} - 1) + N \times p + l_{\text{costa}} + l_{\text{tierra}}] \quad (4.18)$$

Donde:

$L_{\text{cable}}$ : Longitud total de cable necesario por parque (m).

F: Factor de mayoración por holguras.

n: Número de cables necesarios para la evacuación.

$l_{\text{trans}}$ : Distancia entre dos aerogeneradores de una misma columna ( $10 \cdot D$ ) (m).

$n_{\text{trans}}$ : Número de aerogeneradores colocados de forma transversal (número columnas).

$l_{\text{long}}$ : Distancia entre dos aerogeneradores de una misma fila ( $4 \cdot D$ ) (m).

$n_{\text{trans}}$ : Número de aerogeneradores colocados de forma longitudinal (número filas).

N: Número de aerogeneradores conectados por cable.

p: Profundidad media a la que se instalan los aerogeneradores (m).

$l_{\text{costa}}$ : Distancia entre el aerogenerador y el punto de conexión entre costa – tierra (m).

$l_{\text{tierra}}$ : Distancia entre el punto costa – tierra y la subestación en tierra (m).

Con todo ello, y a partir del análisis realizado para cada parque en particular, las longitudes totales de cable para cada parque se muestran directamente en la Tabla 4.15, sobre los resultados de coste total de la red eléctrica para cada parque.

#### 4.2.1.3.1.5. Coste unitario del cable.

El coste del cable viene definido por unidad de longitud. De este modo, algunos autores estiman el coste del cable en función de la sección del mismo. Para cables submarinos de sección 500 - 630 mm<sup>2</sup>, comúnmente utilizados en la industria de la eólica marina, el coste se sitúa en torno a los 350 - 400 € (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011), (González Rodríguez, 2017), (Voormolen, Junginger, & van Sark, 2016). En este caso, se asumirá el coste modelizado de (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011) para una sección de 500 mm<sup>2</sup>, que asciende a 356,90 €/m. Considerando una inflación anual del 2%, el coste de cable es de 428 €/m aproximadamente, en línea con los costes descritos por los anteriores autores.

Si se analiza el coste del cable en tierra, algunos autores señalan que estaría en torno a la mitad del coste del cable submarino, lo que supondría que el coste alcanzaría los 239 €/m.

#### 4.2.1.3.2. Coste de instalación

En cuanto a la instalación del cable submarino, el coste para el 2016 se estimaba en 338 €/m (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011), lo que actualmente se traduce en 405,60 €/m.

Para el coste de instalación del cable en tierra, (González Rodríguez, 2017) recoge que la excavación e instalación en terrenos agrícolas estaría en torno a los 383 €/m en 2016, mientras

que para la instalación paralelas a carreteras, el precio sería de 677 €/m para ese mismo año. Suponiendo que el 75% la instalación se haga en terrenos agrícolas y el 25% restante en el entorno de caminos y carreteras, y considerando el coste en 2021, el precio de la instalación del cable terrestre asciende a 459,50 €/m. Además, se incluye el coste de transición de mar a tierra, que se estima en 1,66 M€/cable (González Rodríguez, 2017).

#### 4.2.1.3.3. Costes totales de la red eléctrica

En definitiva, el coste total del cable submarino ascendería a 833,60 €/m, en línea con lo expuesto por (Voormolen, Junginger, & van Sark, 2016). Este precio recoge otros costes derivados (empalmes, cajas de seccionamiento, etc).

Con todo ello, el coste total del cable en tierra alcanza aproximadamente los 700 €/m, valor inferior que el cable submarino, aunque con poca diferencia (debido a los costes de instalación en carreteras). Este coste es similar al presupuestado para la línea subterránea entre las subestaciones de El Tablero y Lomo Maspalomas, con un coste de 748,20 €/m (Comunidad Autónoma de Canarias, 2019). Al igual que el cable submarino, este precio recoge otros costes derivados.

En cuanto al coste de la línea aérea, el coste no solo dependerá del coste del cable, sino de otros elementos, cuyo efecto en el coste final es sumamente importante, como son los apoyos, cimentación, aisladores, etc. Es por ello que para establecer un coste aproximado por unidad de longitud instalado, se ha recurrido a costes de líneas ya construidas. Se propone, por ejemplo, una línea de 66 kV de Navarra de doble circuito, con un coste de 155,70 €/m (Solar Energía Navarra S.L.U., 2020); u otra línea de doble circuito a 66 kV en Badajoz, con un presupuesto de 172,46 €/m (Basoinsa S.L., 2019), precios acordes con “los estandartes de costes de las normativa de las redes eléctricas” (EIEconomista, 2018), que señalan que las líneas aéreas presentan del orden de 4-5 veces menos coste que las soterradas, con un coste medio de 160 €/m. Es por ello que se asumirá este coste para estimar el coste de cada línea aérea de doble circuito.

De esta forma, la Tabla 4.15 muestra los costes de la red eléctrica estimados para parque. Las longitudes subterráneas de cada parque son resultado de la sumatoria de la longitud del cable submarino y del terrestre. La longitud de la red aérea se ha medido sobre la horizontal, al ser el precio estimado por km lineal. Además, la longitud mostrada en la tabla será por línea. En el caso de los costes, para su cálculo también se ha diferenciado entre submarino, terrestre y aéreo. Este último, a pesar de no estar disgregado entre material e instalación, se ha supuesto que se divide en 50% para cada partida (similar a los cables subterráneos). En definitiva, el coste unitario promedio de la red eléctrica total de los parques eólicos marinos de cimentación fija asciende a 0,46 M€/MW, si bien es cierto que el coste de la red eléctrica varía significativamente con la

distancia a la costa y la profundidad a la que se instalen, así como la localización de la subestación en tierra y la distancia hasta la subestación de la red de transporte.

Tabla 4.15. Costes de fabricación, instalación y transporte de la red eléctrica para parques bottom-fixed.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Longitud red subterránea (km)</b>	<b>Longitud red aérea (km)</b>	<b>Coste material (M€)</b>	<b>Coste instalación (M€)</b>	<b>Coste total (M€)</b>	<b>Coste unitario (M€/MW)</b>
Gran Canaria	Sureste	50,25	2,50	23,96	22,62	46,58	0,27
Gran Canaria	Oeste	6,46	34,00	6,87	7,11	13,98	0,67
Tenerife	Noreste	27,50	10,00	13,14	14,32	27,46	0,39
Fuerte-ventura	Oeste	34,39	24,00	21,74	17,89	39,64	0,33
Fuerte-ventura	Sureste	9,34	0,00	5,03	5,96	10,98	0,52
Fuerte-ventura	Noroeste	12,93	12,50	7,64	7,83	15,47	0,55

#### 4.2.1.4. Subestación

Como ya se ha mencionado, para los parques bottom-fixed se considerará que la red eléctrica vierta directamente a subestaciones en tierra, sin pasar por subestaciones marinas. Esto se debe a la cercanía de los parques de cimentación fija a la costa en aguas canarias, así como pequeño-medio tamaño de la mayoría de parques (Dicorato, Forte, Pisani, & Trovato, 2011), (Shafiee, Brennam, & Armada Espinosa, 2016). Por tanto, en este apartado únicamente se expondrá el procedimiento empleado para el cálculo del coste de subestaciones en tierra.

##### 4.2.1.4.1. Coste total de la subestación

Debido a la complejidad de realizar una estimación de los costes de una subestación elemento a elemento para todos los parques propuestos, y que la información del coste total de diferentes subestaciones es público, para estimar el coste de las subestaciones en tierra se realizará un diagrama de dispersión, sobre el cuál se interpolará una línea tendencial.

Se ha optado por esta opción básicamente debido a que, a los componentes necesarios para la transformación eléctrica (transformadores, seccionadores, embarrados, etc.), hay que añadirle el coste de la edificación a la subestación (que variará en tamaño en función del tamaño de la subestación), mano de obra, etc. Este proceso tan detallado para la evaluación de costes (básicamente un presupuesto) no es objeto de este proyecto.

De este modo, en la **Figura 4.5** se muestra el diagrama de dispersión. Para más información sobre las subestaciones analizadas, ver **Anexo IV.IV**.

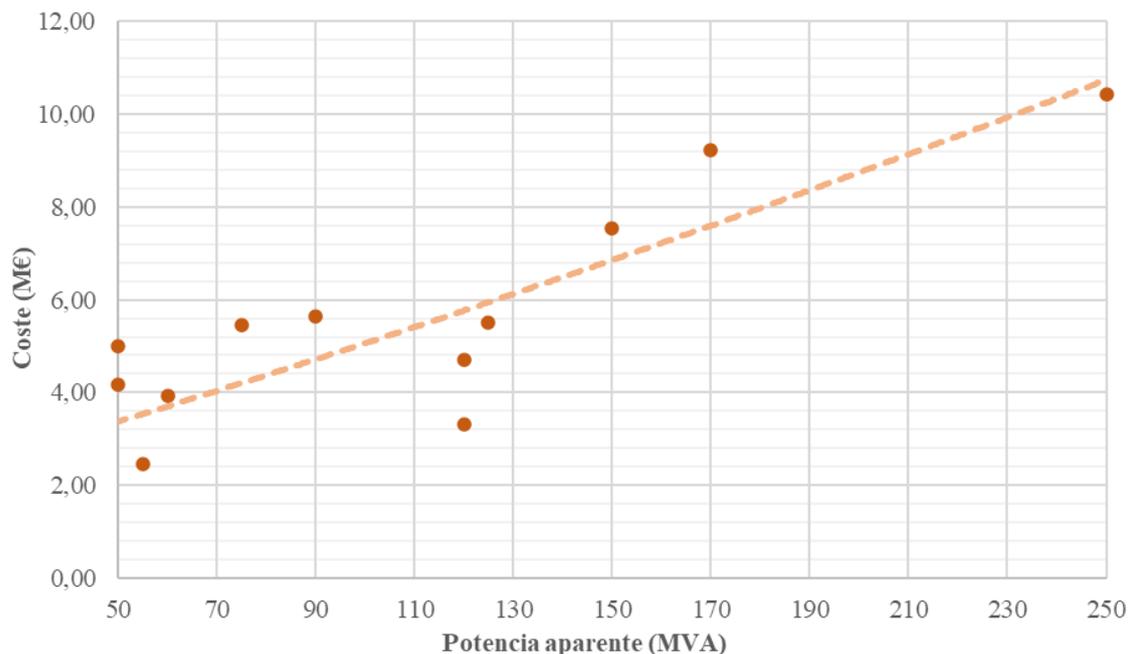


Figura 4.5. Diagrama de dispersión para estimar función de coste de subestaciones en tierra.

Para la realización de este diagrama, se ha optado por analizar las subestaciones en función de su potencia aparente, utilizándose como factor de potencia el valor 0,8.

Del diagrama se obtiene la siguiente función de costes (Ecuación 4.19), siendo la más representativa de los puntos mostrados, con un R cuadrado de 0,7649<sup>4</sup>

$$C_{S_{on}} = 2 \cdot 10^{-5} \times P_a + 0,0308 \times P_a + 1,7841 \quad 50 \leq P_a \leq 250 \quad (4.19)$$

Siendo

$C_{S_{on}}$ : Coste de la subestación onshore (M€)

$P_a$ : Potencia aparente (MVA)

Con todo ello, la Tabla 4.16 recoge los resultados de los costes derivados de la subestaciones para cada parque flotante de cimentación fija. En todos los casos, la potencia aparente requerida ha sido corregida por un factor de mayoración, con el objetivo de que sea capaz de transformar toda la electricidad que llega a la subestación en caso de haber una sobre-generación, o por el contrario, si posteriormente se decide repotenciar o instalar algún nuevo generador.

<sup>4</sup> R<sup>2</sup>, R cuadrado o coeficiente de dispersión: refleja la variación existente entre cada punto mostrado en el diagrama de dispersión y el modelo (tendencia). De este modo, cuanto mayor sea el coeficiente de dispersión, mayor explicación de la variabilidad de los datos analizados. (Minitab, 2019)

Se ha considerado que cinco de los seis los parques de cimentación fija propuestos requerirán de una subestación offshore por dos motivos principales:

- En el caso del oeste de Gran Canaria, noreste de Tenerife y noroeste de Fuerteventura, por la lejanía de las subestaciones ya existentes con el punto de enganche de los parques.
- En el caso del sureste de Gran Canaria, por el tamaño del parque. Actualmente no hay ninguna estación por la zona que sea capaz de absorber toda la potencia generada por el parque.
- En el caso del oeste de Fuerteventura, tanto por la lejanía de las subestaciones como por el tamaño del parque.

El único parque que no requeriría subestación sería el del sureste de Fuerteventura, por tener poca potencia instalada y tener cerca la subestación de Gran Tarajal, por lo que se supondrá que la evacuación se realizará a dicha subestación directamente.

Tabla 4.16. Costes estimados de las subestaciones en tierra para parques bottom-fixed.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Potencia real (MW)</b>	<b>Potencia aparente (MVA)</b>	<b>Coste subestación (M€)</b>
Gran Canaria	Sureste	175	250	10,73
Gran Canaria	Oeste	21	50	3,37
Tenerife	Noreste	70	100	5,06
Fuerteventura	Oeste	118	175	7,79
Fuerteventura	Sureste	21	50	-
Fuerteventura	Noroeste	28	50	3,37

#### **4.2.1.5. Resultado final: CAPEX de parques bottom-fixed**

Finalmente el resultado del CAPEX total y unitario se muestran en la Tabla 4.17.

Como se puede apreciar fácilmente, el coste de la turbina representa el coste de inversión mayoritario en un parque eólico, superando en algunos casos el 50% del coste total de inversión. Le sigue el coste de la cimentación y, en último lugar, el sistema eléctrico, con el coste de los cables y el coste de las subestaciones, por ese orden.

Tabla 4.17. Resultado del CAPEX para parques eólicos marinos de cimentación fija.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Coste turbina</b>	<b>Coste cimentación</b>	<b>Coste red eléctrica + subestación</b>	<b>CAPEX</b>	<b>CAPEX unitario (M€/MW)</b>
Gran Canaria	Sureste	258,21	175,22	57,32	490,75	2,80
Gran Canaria	Oeste	31,79	24,69	17,35	73,83	3,52
Tenerife	Noreste	107,67	80,83	32,53	221,03	3,16
Fuerteventura	Oeste	183,46	139,18	47,42	370,06	3,11
Fuerteventura	Sureste	32,55	21,16	10,98	64,69	3,08
Fuerteventura	Noroeste	43,63	33,21	18,85	95,69	3,42

De este modo, el CAPEX promedio para los parques de cimentación fija propuestos en Canarias es de 3,18 M€/MW. El que menor inversión de capital requeriría sería el parque situado en la costa sureste de Gran Canaria, mientras que el de mayor coste unitario se localiza en la costa oeste de Gran Canaria, principalmente por la longitud de la línea aérea hasta una subestación de REE.

Este CAPEX unitario puede ser comparado con el de otros parques ya instalados, aunque las condiciones de Canarias presentan diferencias significativas respecto a la mayor parte de parques eólicos de cimentación fija. Las dos principales diferencias son la corta distancia del parque hasta la costa en el caso de Canarias (en otros lugares va desde los 10-20 km (González Rodríguez, 2017) hasta más de 200 km (Schallenberg Rodríguez & García Montesdeoca, 2018), para evitar el impacto visual), y en menor medida, la profundidad, ya que los parques instalados no suelen exceder de los 30-40 m (González Rodríguez, 2017), mientras que en el caso de Canarias las profundidades son superiores.

Algunos estudios muy genéricos apuntan a un CAPEX para bottom-fixed de en torno a 2,75 M€/MW (DNG VL, 2019) y 3 M€/MW (Hilleguesist, 2019) para parques con una gran potencia instalada. No obstante, atendiendo a las economías de escalas, podría deducirse que ese CAPEX es mayor para parques marinos más pequeños. Este efecto se observa en otros estudios de parques de menor tamaño, que apuntan a un CAPEX superior, como es el caso de (Shafiee, Brennam, & Armada Espinosa, 2016) con una inversión de capital de en torno a 3,40 M€/MW a precios de 2015.

En cuanto a parques ya instalados, la Tabla 4.18 muestra el CAPEX de otros parques europeos. La media de los costes de estos parques a precios actuales ronda los 3,68 M€/MW, coste superior al de la media de los parques de cimentación fija canarios, principalmente por estar localizados a grandes distancias de la costa, y además ser instalados hace varios años, por lo que la tecnología era de mayor coste que actualmente (aunque el coste de las materias primas era menor).

Tabla 4.18. CAPEX unitario de parques ya instalados en Europa.

Parque	CAPEX unitario (M€/MW)	Año del coste dado	Referencia
Wilkinger	3,86	2014	(González Rodríguez, 2017)
Nordsee One	3,61	2014	(González Rodríguez, 2017)
Dudgeon	3,80	2014	(González Rodríguez, 2017)
Particular	2,90	2019	(BGV Associates, 2019)
HR3	2,55	2019	(Norkaer Sorensen & Larsen, 2021)
HR1	3,63	2019	(Norkaer Sorensen & Larsen, 2021)
East Anglia 1	3,64	2017	(Schallenberg Rodríguez & García Montesdeoca, 2018)

Un estudio muy interesante es el que publica (Canarias7, 2021), donde un parque de 50 MW proyectado en el sureste de Gran Canaria tendría un coste de 2,5 M€/MW con tecnología GB. Este coste de capital contrasta con los resultados obtenidos para la misma zona, con 2,8 M€/MW, un 12% mayor que el coste previsto por la empresa promotora del proyecto.

Respecto a la distribución del CAPEX, la Figura 4.6 y la Figura 4.7 reflejan cómo se reparte cada uno de los ítems analizados en este capítulo. En la Figura 4.6 el coste de instalación y transporte ya está incluido en cada uno de los bloques estudiados, mientras que en la Figura 4.7 el coste de instalación y transporte se muestra de forma separada, para poder ser comparado con otros estudios.

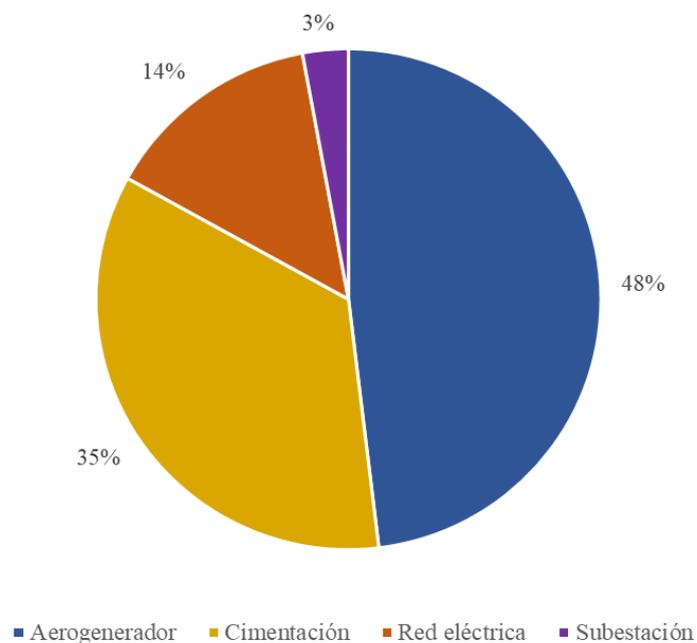


Figura 4.6. Distribución del CAPEX.

Fuente: elaboración propia.

Como ya se ha mencionado, el principal coste de capital de un parque eólico de cimentación fija es el aerogenerador, rozando de media la mitad del CAPEX. Comparando la distribución con otros parques y/o estudios, (Kahouli & Martin, 2018) estima una distribución de 50,5% de aerogenerador, 4,3% de subestación, 39,8% de cimentación y 5,4% para la red eléctrica (quitando los costes del DEVEX y otros gastos). Como se puede apreciar, la mayor diferencia se presenta en la red eléctrica, dependiendo este coste de muchos factores, como el número y tensión de cables. Además, en este estudio no se ha analizado el coste de la línea aérea hasta la subestación de la empresa de transporte.

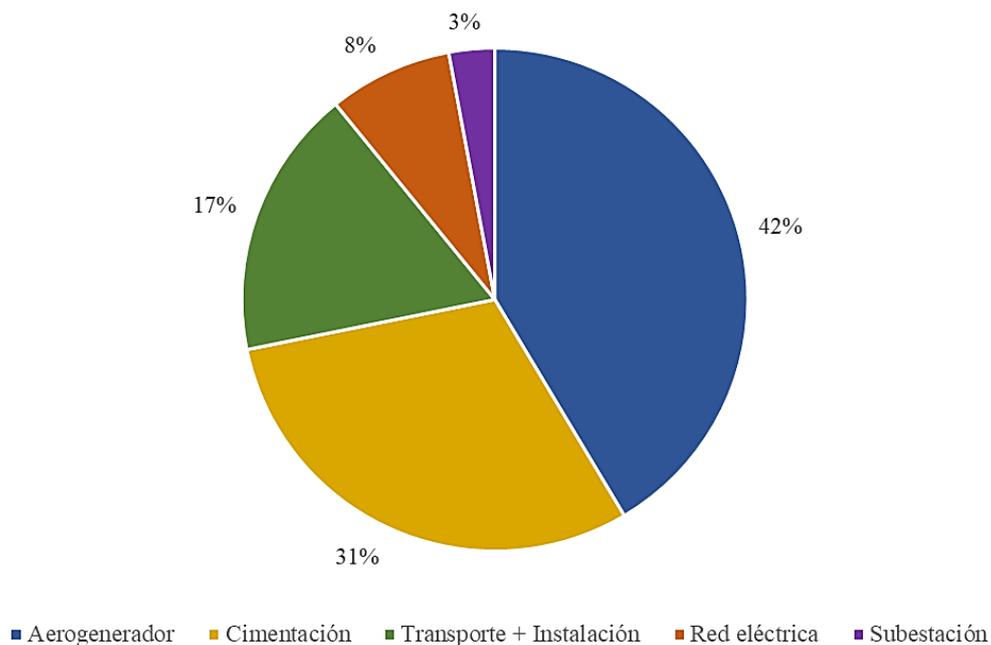


Figura 4.7. Distribución del CAPEX, diferenciando los costes de transporte e instalación.

Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, si se desglosa el CAPEX diferenciando la instalación y transporte, el coste de adquisición de aerogeneradores disminuye hasta el 42%, aunque sigue siendo el mayor coste del CAPEX. Comparándolo con (Connolly, 2020) estima una distribución del 41,4% para la adquisición de las turbinas, 17,2% para la cimentación, 7,8% la red eléctrica (inner array, export y onshore cable), 5,9% para la subestación offshore y 27,7% serían los costes de instalación y transporte, quitando el efecto del DEVEX. En este caso, el coste de subestación es únicamente el de la marina, por ello prácticamente duplica al coste de subestación en tierra (Shafiee, Brennam, & Armada Espinosa, 2016). Además, el coste de instalación y transporte es mucho menor al planteado por (Connolly, 2020), básicamente debido a la escasa distancia de los parques marinos canarios frente a la media europea. Otro estudio (Schallenberg Rodríguez & Inchausti Sintés, 2021) apunta a una proporción del CAPEX de 40% de turbina, 26,5% de instalación y transporte, 16,7% de cimentación, subestación offshore de 5,7% y red eléctrica en torno al 7,6%, donde las

mayores diferencias vuelven a producirse en el transporte e instalación, así como la cimentación. Esto se puede deber a la utilización de otras tecnologías más sencillas, como monopilote, así como una menor profundidad de instalación.

Otros estudios, como (James & Costa Ros, 2015), (BGV Associates, 2019) o (Zhang, Chowdhury, Messac, & Castillo, 2012), apuntan a distribuciones similares, con pequeñas variaciones como las expuestas anteriormente. Es por todo lo anterior que se concluye que el cálculo del CAPEX de cimentación fija es correcto.

#### **4.2.2. Tecnología Flotante**

La tecnología flotante se caracteriza fundamentalmente por permitir alcanzar batimetrías muy superiores a las de bottom-fixed, al no tener una estructura de cimentación fijada al lecho marino. Esto le permite, según diversos estudios e industrias del sector, a que actualmente se puedan instalar parques eólicos a profundidades del orden de los 1.000 m (National Renewable Energy Laboratory (NREL). U.S. Department of Energy, 2016), (Moore, Price, & Marianne, 2018), (Castro Santos, Silva, Rute Bento, Salvação, & Guedes Soares, 2020). Es por ello que para los parques eólicos marinos flotantes se analizará la profundidad de entre 50 y 1.000 m.

La principal diferencia de los parques de tecnología flotante respecto a los de cimentación fija radica, por tanto, en la forma de anclarse al lecho marino. Los que a continuación van a ser analizados requieren de una subestructura flotante, que sirva como soporte para el aerogenerador, y que a su vez permita estar en una localización fija, sin quedar a la deriva. Para ello se utilizan dos elementos fundamentales en esta tecnología: los amarres y el anclaje, y que se analizarán en profundidad en el Apartado 4.2.2.3. Por tanto, el análisis de costes de parques flotantes tendrá dos bloques diferentes: la subestructura flotante y los amarres – anclajes.

Al igual que para los parques de cimentación fija, el coste de inversión total dependerá en gran medida de los costes de transporte de los elementos hasta su ubicación inicial. Para los parques flotantes, como la distribución por provincias es casi equitativa, se proponen dos localizaciones para la industria de fabricación y montaje de los elementos que formarán parte del parque: el Puerto de Arinaga y el Puerto de Granadilla, principal entrada de los elementos que conforman los aerogeneradores en tierra de Tenerife, y que además se perfila como principal localización para el montaje de aerogeneradores marinos (PuertosCanarias, 2021). Como en el caso de cimentación fija, no se considerarán los costes de instalación de la industria para la fabricación y montaje de los elementos del parque.

A continuación, se muestra la metodología utilizada para estimar los costes de los 5 grandes áreas de los parques flotantes: aerogeneradores, subestructura, amarres y anclajes, red eléctrica y subestación.

En cuanto a los resultados y tablas de los parques eólicos flotantes, éstos se expondrán en el Anexo IV.I., debido al tamaño de las tablas por el número de parques propuestos.

Además, como se han detectado 4 zonas en las que podrían proyectarse macroparques para la generación eléctrica (más de 1.000 MW instalados), además de los parques proyectados también se analizarán los costes que supondrían la instalación de dichos parques, aunque no se considerarán para el cálculo de resultados medios. Los macroparques son los parques considerados de gran tamaño, mientras que el resto de parques son considerados de pequeño (< 100 MW) y mediano tamaño.

#### **4.2.2.1. Aerogeneradores**

Como en el caso de los parques de fondo fijo, el coste de los aerogeneradores se diferenciará entre el coste de adquisición o fabricación y el coste de transporte e instalación en su lugar definitivo. En este caso, los aerogeneradores son de mayor dimensión que los de cimentación fija, con una potencia nominal de 10 MW y un diámetro del rotor de 164 m, lo que supondrá un mayor coste de fabricación

##### *4.2.2.1.1. Coste de fabricación-adquisición*

Para el coste que supone la fabricación de un aerogenerador de 10 MW, se acudirá a las estimaciones de (BGV Associates, 2019), que estima 1 M€/MW, que equivaldría aproximadamente a 1,18 M€/MW. Otros estudios o publicaciones únicamente presentan funciones de costes de aerogeneradores hasta 5 o 7 MW, porque son los más comunes actualmente para parques eólicos marinos. Sin embargo, las máquinas de tanta potencia aún están en una fase precomercial, o comenzando su comercialización a gran escala, por lo que los costes oficiales de estas turbinas no están publicados, y las grandes corporaciones se muestran reticentes a la hora de compartirlos.

Otros estudios muestran costes de turbina similares, como es el caso de (Castro Santos & Díaz Casas, 2015) con un valor medio de 1,20 M€/MW o (Benveniste, y otros, 2016) con un coste de 1,30 M€/MW, entre otros.

Por tanto, el coste de los aerogeneradores de 10 MW se estima en 11,80 M€/ por aerogenerador, y para el coste total de aerogeneradores de cada parque se aplicará la Ecuación 4.2.

#### 4.2.2.1.2. *Coste de transporte e instalación*

Para determinar el coste de transporte e instalación se ha seguido la misma metodología que en el caso de los parques bottom-fixed, mediante las Ecuaciones 4.3–4.5, al tratarse del mismo procedimiento para el transporte de aerogeneradores. Los únicos parámetros que varían son la altura a la que hay que elevar las piezas del aerogenerador, al estar la góndola a 110 m de altitud, y la distancia de cada parque a la localización de la compañía que los fabrica (Arinaga o Granadilla). Dicha distancia se muestra en la Tabla 4.25., en el Anexo IV.I.

Los tiempos de transporte e instalación, así como los costes de transporte e instalación obtenidos son similares con los publicados por (Castro Santos, Filgueira Vizcoso, Lamas Galdo, & Carral Couce, 2018).

#### 4.2.2.1.3. *Costes totales de los aerogeneradores*

A partir de la metodología implementada, la Tabla 4.26 recoge los resultados del coste de fabricación-adquisición de los aerogeneradores, así como de su instalación y transporte.

Analizando el coste unitario por megavatio instalado de los aerogeneradores, el resultado arroja un coste de 1,34 M€/MW, lo que indica que la instalación y el transporte supondrá 160 k€/MW.

El menor coste unitario corresponde al parque planificado en el sureste de Tenerife, seguido al parque del sureste de Gran Canaria, ambos con 1,29 M€/MW, básicamente debido a la escasa distancia entre el parque y los puertos donde se fabrica y ensamblan los componentes. Por el lado contrario, los parques con mayor coste unitario son los localizados en el este de Lanzarote y noroeste de La Graciosa, por tratarse de los dos parques más alejados de los puertos usados para la fabricación de aerogeneradores, como se puede comprobar en la Tabla 4.26.

Además, el coste unitario es inferior al coste de cimentación fija, básicamente debido a que la función de coste de un aerogenerador se ha supuesto logarítmica, por lo que el aumento del coste no es proporcional al aumento de potencia instalada, sino que presenta un crecimiento menor a mayor potencia.

#### 4.2.2.2. *Plataforma o estructura flotante (Foundation)*

Como ya se ha mencionado, la subestructura en un parque flotante, como su propio nombre indica, es aquel elemento que impide que el sistema se sumerja. Gracias a ello, el aerogenerador se mantiene fuera del agua a una altura óptima, y además, mediante amarres y anclajes, el sistema se mantiene prácticamente en una misma localización, impidiendo que quede a la deriva.

Actualmente, y debido a la gran demanda que se prevé que tengan este tipo de parques eólicos marinos, actualmente se está dedicando gran cantidad de recursos a su investigación. Es por ello que se pueden encontrar multitud de tipos de subestructuras en proceso de investigación, fase precomercial e incluso empezando a comercializarse a gran escala, aunque prácticamente todas se engloban en tres principales categorías, clasificadas en función de la estabilidad estática (Ghigo, Cottura, Caradonna, Bracco, & Mattiazzo, 2020).

De este modo, la Figura 4.8. muestra los 3 tipos de subestructuras en función de su estabilidad. A continuación se detalla cada una de ellas (Castro Santos, 2016), (Ghigo, Cottura, Caradonna, Bracco, & Mattiazzo, 2020), (James & Costa Ros, 2015):

- **Spar-buoy:** Como su propio nombre indica (en español se podría traducir como “boya palo”, “boya mástil” o “boya larguero”), consiste en una estructura cilíndrica, a modo de pilote, y con una longitud considerable, que queda sumergida en el mar. Esta estructura logra la estabilidad gracias a que posee el centro de gravedad por debajo del centro de flotabilidad (bajo el agua), lo que le permite mantenerse a flote. Para ello, la parte inferior del cilindro presenta una elevada densidad, mientras que en la parte superior la estructura es más ligera, logrando así elevar el centro de flotabilidad. Para ello, el lastrado puede realizarse con la propia agua u otros elementos sólidos. Su proceso de fabricación es relativamente sencillo al tratarse únicamente de un cilindro, y los materiales principales son hormigón y acero. Uno de los grandes inconvenientes es el gran calado que puede alcanzar la subestructura, dificultando el transporte e instalación, así como ser remolcado en caso de avería. La longitud que alcanza la subestructura obliga a estos dispositivos a ser instalados en aguas con profundidades superiores a los 100 m.
- **Plataforma semisumergible:** Se trata de un dispositivo de grandes dimensiones, cuya principal característica es que la parte superior de la subestructura queda fuera del agua, mientras que la parte inferior está bajo la superficie del agua. La estabilidad se asegura gracias a la geometría, gran tamaño y peso de la estructura, así como por su gran fuerza de flotabilidad, gracias a una gran superficie sobre la superficie del agua. Esta tecnología, a pesar de ser más cara por su complejidad en el proceso de fabricación y las grandes cantidades de acero que requiere, le permite ser remolcada con facilidad desde el puerto donde fue construida, así como ser instalada en aguas menos profundas que la *spar-buoy*.
- **Tension Leg Platform (TLP) o Plataforma de Piernas Tensadas:** Se trata de un tipo de plataforma semisumergible pero que, al estar unida al lecho marino mediante amarres fuertemente tensados, su estructura es más ligera y pequeña, aunque con mayor estabilidad que la semisumergible. Esos amarres son los que le proporcionan gran

estabilidad. El principal inconveniente de esta estructura es la dificultad de instalación, así como las elevadas cargas que soportan tanto amarres como anclajes.

A parte de estos 3 principales grupos, actualmente se están realizando importantes avances en otros tipos de subestructuras, aunque a partir de las ya expuestas:

- Plataforma semisumergible multi-turbina: Se trata de una plataforma semisumergible como la descrita anteriormente, pero con mayor dimensión para tener la capacidad de instalar a más de una turbina en su parte superior. Esto permite reducir la masa de la estructura, aunque esto puede suponer nuevos retos en la fabricación por su gran tamaño, y la localización tan cercana de las turbinas puede inferir en pérdidas importantes en la producción por turbulencias.
- Dispositivos híbridos de combinación viento-ola: Se trata de plataformas (previsiblemente semisumergibles), en las que en la parte inferior también se instalan dispositivos undimotrices. Esto conlleva varios inconvenientes, como la dificultad en las operaciones de mantenimiento y de fabricación de las estructuras, así como las dificultades derivadas de integrar dos sistemas de generación de energía diferentes.

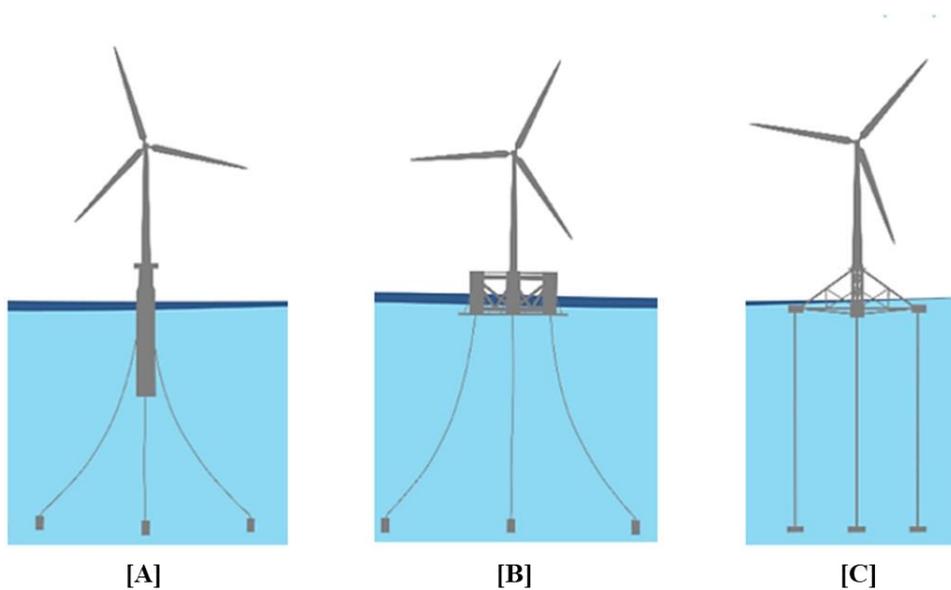


Figura 4.8. Principales tipos de subestructura para parques eólicos marinos flotantes. [A] Spar – buoy; [B] semisumergible; [C] TLP. Fuente: (Kwangtae , Hoai Vu Anh, Tri, & Kyoung Kwan, 2021)

Para los parques proyectados en Canarias se propone que la subestructura flotante sea la semisumergible por dos principales razones: actualmente son las más investigadas y en vías de desarrollo (42% de las patentes) por prácticamente todos los países analizados, lo que la convierte en la tecnología con mayor proyección (James & Costa Ros, 2015); y es la más flexible a la hora

de transportarla y unirla al sistema de amarres, permitiendo que tanto catenarias como cables tensados puedan ser utilizados para fijarla al lecho marino.

Actualmente se cree que el coste de los parques eólicos flotantes sufran una disminución bastante importante en los próximos años, encabezada por la reducción del costo de la plataforma al desarrollarse subestructuras más pequeñas y eficientes, así como el coste de turbina (James & Costa Ros, 2015).

#### 4.2.2.2.1. Coste de fabricación-adquisición

El coste de fabricación de las subestructuras flotantes dependerá de dos parámetros fundamentales: la cantidad de materia prima (acero y/o hormigón) y la complejidad de fabricación de la estructura. De este modo, en función del tipo de subestructura variará el coste de la misma significativamente.

Así, la Tabla 4.19 refleja los costes que algunos autores han estimado para cada tipo de estructura flotante. Todos los costes están actualizados. Como se puede observar, los costes varían significativamente entre las diferentes tecnologías, así como dentro de una misma tecnología, en función del estudio realizado.

Como la estructura flotante elegida es la semisumergible, y visto que (Ghigo, Cottura, Caradonna, Bracco, & Mattiazzo, 2020) estima un coste similar a los datos propios estimados, cada plataforma flotante tendrá un coste aproximado de 14,10 M€.

Tabla 4.19. Costes unitarios (M€/MW) según tecnología de la plataforma flotante.

<b>Tipo de subestructura flotante</b>	<b>Coste unitario (M€/MW)</b>	<b>Referencia</b>
Semisumergible	1,53	(Ghigo, Cottura, Caradonna, Bracco, & Mattiazzo, 2020)
Semisumergible	0,70	(Kausche, Adam, Dahlaus, & Grobmanm, 2018)
Semisumergible	1,41	Estudio propio privado para Canarias
TLP	0,58	(Kausche, Adam, Dahlaus, & Grobmanm, 2018)
TLP	0,60	Estudio propio privado para Canarias
Spar-buoy	1,14	(Ghigo, Cottura, Caradonna, Bracco, & Mattiazzo, 2020)
Spar-buoy	0,62	(Kausche, Adam, Dahlaus, & Grobmanm, 2018)
Spar-buoy	1,46	Estudio propio privado para Canarias

De ese modo, el coste total de fabricación de las plataformas flotantes de cada parque se calculará según la Ecuación 4.20.

$$C_{T\ PLAT\ mat} = N \times C_{plat\ mat} \quad (4.20)$$

Siendo:

$C_{plat\ mat}$ : Coste de fabricación de cada plataforma.

$C_{T\ PLAT\ mat}$ : Coste total de plataformas de cada parque.

#### 4.2.2.2.2. Coste de transporte e instalación

Al elegirse la plataforma semisumergible, la metodología de cálculo del coste de instalación y transporte será similar que en el caso de los aerogeneradores, ya que ésta se remolcará desde el puerto hasta su emplazamiento definitivo. Por tanto, el coste de instalación se recoge en las Ecuaciones 4.4 y 4.5 (costes de instalación de aerogenerador).

Los únicos parámetros que cambian respecto a la instalación y transporte de los aerogeneradores son los que se muestran en la Tabla 4.20, al tratarse de un procedimiento diferente, y que requiere de otros tiempos de instalación y costes de embarcación. Todos los valores mostrados han sido obtenidos de (Castro Santos, Filgueira Vizcoso, Lamas Galdo, & Carral Couce, 2018). El coste de la embarcación es fruto de la suma del coste de instalación y transporte de la embarcación en el caso T2 del artículo publicado.

Tabla 4.20. Parámetros de instalación y transporte de la plataforma flotante.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
$t_{carga}$	Tiempo de carga – amarre de la plataforma al buque	3	h
$t_{acerc}$	Tiempo de acercamiento (maniobra) a puerto	1	h
$t_{inst}$	Tiempo de instalación de la plataforma en su localización definitiva	6	h
$C_{emb}$	Coste diario de la embarcación	138.502	€/día

#### 4.2.2.2.3. Costes totales de las plataformas flotantes

Finalmente, tras calcular el coste de fabricación, instalación y transporte de las plataformas flotantes, la Tabla 4.27 del Anexo IV.I. muestra el coste total de las plataformas para cada parque propuesto.

El coste medio por megavatio instalado alcanza 1,48 M€/MW, por lo que el coste medio de la plataforma es mayor que el de los propios aerogeneradores, hecho que no ocurría en los parques de cimentación fija, donde el coste de aerogeneradores era mayor que el de la cimentación.

Analizando los parques, las zonas con menor coste de estructura flotante serían el sureste de Tenerife (1,43 M€/MW) y el sureste de Gran Canaria (1,44 M€/MW), al encontrarse más cercanas a los puertos desde donde se remolcan las plataformas. Por el contrario, los parques con mayor coste serán los más alejados de dichos puertos, como son el este de Lanzarote (1,52 M€/MW) y el noroeste de La Graciosa (1,53 M€/MW).

#### **4.2.2.3. Amarres y anclajes (*moorings and anchors*)**

Otro subsistema fundamental de los parques eólicos marinos flotantes es el amarre – ancla de cada aerogenerador. Consiste en dos elementos distintos: el amarre o amarras, que sirve como “cadena” para la mantener unido la estructura y aerogenerador al lecho marino, y el ancla, elemento que se fija al lecho marino y evita que tanto la plataforma como el aerogenerador queden a la deriva, estando siempre en un mismo emplazamiento.

En los últimos años, los avances en amarres y anclas para parques eólicos marinos han sido muy notorios, gracias a los cuales ya es tecnológicamente viable la instalación de éstos en aguas cada vez más profundas (actualmente hasta 1.000 m).

##### **- Amarres**

Los diferentes tipos de amarres se pueden englobar en dos clasificaciones diferentes: en función del material y forma con el que estén fabricados y en función de la configuración (INNOSEA - COBRA - DTU - WINDEUROPE - EQUINOR - IREC - UPC - UL DEWI, 2020) n, (Stephan Castillo, 2020), (Offshore Magazine, 1999).

En cuanto al material con el que se fabrican los amarres, principalmente se usa:

- Acero: Presenta una elevada densidad y permite que los amarres se puedan fabricar en forma de cadenas o como un único cable.
- Fibras sintéticas: son mucho más ligeras que el acero y presentan una elasticidad mucho mayor, e incluso valores de carga de rotura más elevadas que los amarres de acero. Las hay de varios materiales, con diferentes valores de carga de rotura, como son poliéster, nylon, HMPE, etc. El coste es considerablemente más elevado por unidad de peso que el del acero.

Analizando la configuración de los amarres, éstos se dividen fundamentalmente en (Figura 9) :

- **Catenarias:** Se trata de amarres no tensionados en el momento de la instalación, el movimiento de la plataforma está limitada por el peso de la sección inferior del amarre, que descansa sobre el fondo marino. La plataforma tendrá ciertos grados de libertad y mayor capacidad de desplazamiento sobre la superficie. Las cargas transmitidas al lecho marino mediante el anclaje son horizontales y bastante reducidas, gracias al propio peso del amarre. Es por ello que el coste del ancla es menor. Al estar una parte del amarre sobre el lecho marino, el impacto ambiental de este tipo de amarres es considerable.
- **Amarres en tensión:** La estabilidad de la estructura se logra mediante la tensión de los amarres. Se trata de cables totalmente verticales (en algunos casos se cambia la disposición, dándoles cierto ángulo) que transmiten una elevada tensión al anclaje, por lo que su rigidez y carga de rotura son parámetros fundamentales en su diseño. Por tanto, la elasticidad del amarre será quien limite el movimiento de la plataforma. Generalmente están sometidas tanto a cargas verticales (principales) como horizontales, por lo que los anclajes serán de mayores dimensiones y complejos, y por tanto, de mayor coste. La capacidad de movimiento de la plataforma para este tipo de amarres es mucho más reducida. Generalmente se fabrican en forma de cables o de fibras sintéticas, y tienen un impacto ambiental mucho menor que las catenarias.

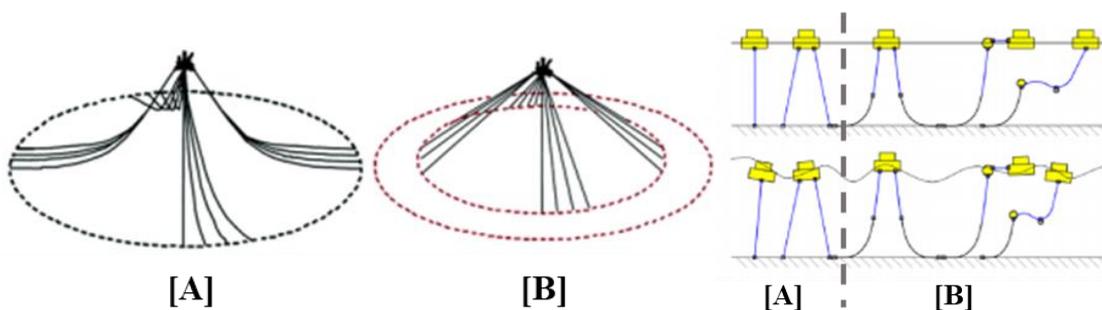


Figura 4.9. Configuración y disposición de los amarres. [A] catenarias; [B] amarres en tensión.

Fuente: (INNOSEA - COBRA - DTU - WINDEUROPE - EQUINOR - IREC - UPC - UL DEWI, 2020).

Por tanto, para las catenarias se requerirán anclajes menos pesados (al prácticamente estar sometido a cargas horizontales) pero el impacto en el entorno será mayor al reposar la catenaria sobre el lecho marino, además de necesitarse más material para el amarre. En el caso de los amarres en tensión, el anclaje será más pesado o con una geometría y proceso de instalación más dificultoso (al estar sometido a cargas verticales y horizontales), pero los amarres tendrán menor cantidad de material y el impacto en el medio acuático será mucho menor. Es por ello por lo que los amarres en tensión son más usados en aguas profundas.

## - Anclaje

Existen diversos tipos de anclaje, en función de la geometría, configuración de los amarres, forma de instalación, características del lecho marino, etc. A continuación se mostrarán los 4 principales tecnologías en materia de anclajes para los parques eólicos marinos flotantes (Floating Wind Turbines, 2014), (INNOSEA - COBRA - DTU - WINDEUROPE - EQUINOR - IREC - UPC - UL DEWI, 2020), (Stephan Castillo, 2020), (James & Costa Ros, 2015) :

- **Ancla de gravedad (GB anchor):** Es el anclaje más básico de todos. Se trata de dejar sobre el lecho marino un peso muerto que impida el movimiento de la estructura. Son instaladas principalmente para cargas verticales (actúa principalmente el peso del anclaje), aunque también es efectivo para cargas horizontales (el movimiento se restringe mediante la fuerza de rozamiento entre el anclaje y el lecho marino). Se construyen tanto de acero como hormigón, y su construcción es relativamente barata, al tratarse de geometrías relativamente simples, aunque se requiere gran cantidad de material. Debido a su capacidad para resistir tanto cargas verticales como horizontales, es ideal para amarres en tensión y sistemas TLP. Uno de los principales inconvenientes de este tipo de anclaje es la dificultad para retirarlo una vez haya que desmantelar el parque.
- **Ancla de arrastre incrustada (DE anchor):** Consiste en un ancla con forma triangular en la base que es incrustada en el lecho marino, penetrando al mismo, de tal forma que quede bien sujeta al mismo. Por tanto, su capacidad de sujeción dependerá de la fuerza de rozamiento entre la superficie del ancla y del lecho marino, así como la estratificación del lecho marino y la profundidad a la que se instale. Este ancla está diseñado expresamente para soportar cargas únicamente horizontales, por lo que es ideal para las catenarias. No obstante, actualmente están desarrollándose algunos prototipos de anclas de arrastre con cierta capacidad de resistencia a las cargas verticales. Tanto la instalación como retirada de los anclajes es relativamente sencilla, ya que no se requiere de grandes cantidades material, pero sí una geometría algo más compleja que los anclajes de gravedad.
- **Ancla de placa (Plate anchor):** Se trata de anclajes con el mismo principio que los DE anchor, ya que van instalados a cierta profundidad en el lecho marino, pero la principal diferencia reside en que éstos sí pueden resistir tanto cargas horizontales como verticales. Por ello, este sistema permite ser instalado para amarres en tensión. Tienen una forma triangular o rectangular, y la principal fuerza que actúa para evitar que el sistema quede a la deriva es la de rozamiento entre la superficie del anclaje y el lecho marino, por lo que el tipo de sedimento será crucial para su cometido.

- **Ancla de pilote (Pile anchor):** El pilote, como en el caso de la cimentación fija, es un cilindro hueco (principalmente de acero) que se introduce en el lecho marino, penetrando hasta una profundidad elevada. Al igual que en el caso de DE anchor, el movimiento de la estructura se restringe gracias a la fricción entre las paredes del pilote y el lecho marino, así como la resistencia lateral del suelo, aunque debido a su geometría y la profundidad que alcanza bajo el lecho marino, el ancla de pilote puede ser instalado tanto para cargas verticales como horizontales. Como debe ser introducido en el lecho marino, este anclaje dependerá de la morfología del mismo. Existen dos formas de instalación del ancla de pilote: por succión o hincado. El procedimiento del pilote hincado supone enterrar el pilote en el lecho mediante golpes o martillazos, con los inconvenientes del impacto acústico que conlleva su instalación, así como la enorme dificultad de retirarlo posteriormente. En el caso del pilote por succión, mediante una bomba se crea un vacío entre el pilote y lecho marino, facilitando la introducción del pilote mediante la diferencia de presión. Este método requiere de un pilote con mayor diámetro y mayor cantidad de acero, aunque supone un menor impacto en el proceso de instalación, además de ser mucho más fácil retirarlo posteriormente. No obstante, este proceso tiene un coste mucho más elevado que en el resto de casos.

Además, existen otros tipos de anclajes, como los torpedos conducidos, pilotes mediante perforación y lechada, o combinaciones de las tecnologías descritas anteriormente, pero que no se considerarán en este proyecto por tratarse de tecnología aún en vías de investigación.

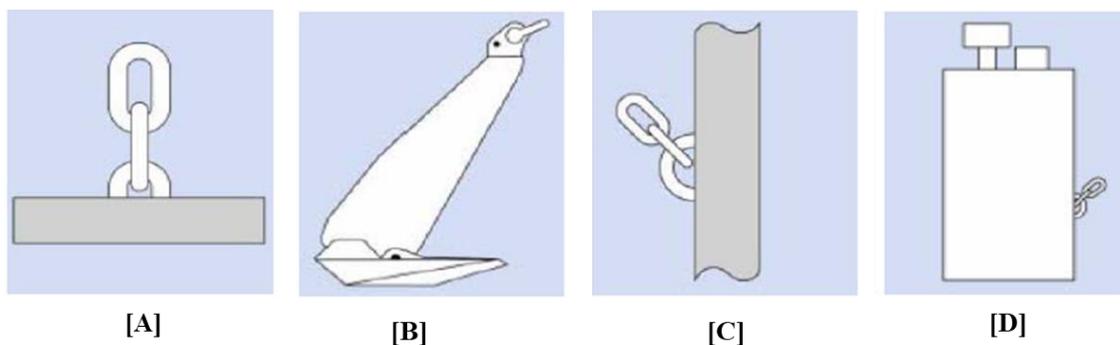


Figura 4.10. Esquema de los diferentes tipos de anclajes analizados. [A] ancla de gravedad; [B] DE anchor y ancla de placa; [C] Pilote hincado; [D] Pilote de succión.

Fuente: (James & Costa Ros, 2015).

Como se ha matizado anteriormente, el tipo de anclaje dependerá fundamentalmente de la configuración de los amarres y de la morfología del lecho marino. De este modo, en la Tabla 4.21 se resume cuál es la configuración ideal para cada tipo de anclaje.

Tabla 4.21. Estratificación del lecho marino y configuración de catenaria idónea para cada tipo de anclaje.

<b>Tipo de anclaje</b>	<b>Configuración de catenaria</b>	<b>Estratificación idónea del lecho marino</b>
GB anchor	Catenaria o amarre de tensión	Sustratos duros (roca)
DE anchor	Catenaria	Suelos cohesivos (arcillas, limos y lodos)
Pilote hincado	Catenaria o amarre de tensión	Suelos cohesivos (arcillas, limos y lodos) Suelos no cohesivos (arenas)
Pilote de succión	Catenaria o amarre de tensión	Suelos cohesivos (arcillas, limos y lodos) Suelos no cohesivos (arenas)
Ancla de placa	Catenaria o amarre de tensión	Suelos cohesivos (arcillas, limos y lodos)

Fuente: (James & Costa Ros, 2015), (Castro Santos, Díaz Casas, & Ferreno, 2013).

A pesar de existir poca información al respecto, la cohesión de los suelos depende fundamentalmente del tamaño del grano que conforma el lecho marino. De este modo, los suelos de grava y arenosos se consideran no cohesivos debido al pequeño tamaño de sus partículas (UDC, 2015). Para este tipo de suelo, el anclaje más propicio es el pilote, y más concretamente, el pilote de succión. Para suelos más cohesivos, conformados por arcillas, limos y lodos, un anclaje que funciona idóneamente es el ancla de placa (ABS, 2017). Finalmente, para suelos rocosos los anclajes que son penetrados en el lecho marino no son los más adecuados, debido a que habría que perforar el fondo del mar para su introducción. Por ello se plantean soluciones como los anclajes de gravedad. (Golightly, 2017).

#### 4.2.2.3.1. Coste de fabricación-adquisición

Los costes de fabricación serán diferentes para los amarres y los anclajes. Por ello, se calcularán por separado.

##### 4.2.2.3.1.1. Amarre

El coste del amarre dependerá fundamentalmente del tipo de material utilizado, la cantidad de material necesario, el número de amarres por plataforma y, en gran medida, de la configuración elegida, ya que este aspecto afectará tanto al tipo de material como la cantidad. Por tanto, la batimetría a la que se instalen los parques eólicos es fundamental a la hora de elegir el amarre adecuado.

Al tratarse de zonas con gran profundidad (> 250 m), la configuración elegida es el amarre de tensión para todos los parques flotantes de Canarias, ya que a partir de estas profundidades, el coste de las catenarias se dispara al necesitarse una gran cantidad de material para fabricarlas (INNOSEA - COBRA - DTU - WINDEUROPE - EQUINOR - IREC - UPC - UL DEWI, 2020).

Otro factor clave para su elección es la poca huella que tiene sobre el entorno, variable fundamental en aguas con tanta diversidad como las del archipiélago.

En cuanto al material, a pesar de ser más caras, se ha optado por amarres de fibra sintética (HPME). Este material tiene un valor de carga mínima de rotura muy elevado, lo que lo convierte en un candidato óptimo para los amarres a gran profundidad. Además, se trata de un material de bajo peso, cuya instalación es de menor dificultad y con fácil manejo (Offshore Magazine, 1999). Dentro de las fibras sintéticas, se ha elegido el HMPE por ser la fibra con mayor carga de rotura mínima, lo que asegura su viabilidad en los sistemas propuestos para las islas.

Finalmente, se ha decidido que el número de amarres necesarios para mantener estable el sistema sea 6, como propone (Castro Santos, Díaz Casas, & Ferreno, 2013) para plataformas semisumergibles con amarres en tensión.

Con todo ello, el coste de fabricación por metro lineal del amarre de fibra sintética se estima en 1.310 €/m, para una carga mínima de rotura de hasta 12.000 kN, valor máximo que ha estudiado (Stephan Castillo, 2020) para parques offshore flotantes, y que se asume suficiente para las estructuras propuestas.

Por tanto, mediante la Ecuación 4.21 se calcula el coste de material del amarre de una plataforma, y la Ecuación 4.22 el coste total de los amarres de cada parque. Como los amarres de tensión propuestos son totalmente verticales, su longitud será la profundidad media a la que se instalen, suponiendo un 15% menos de longitud debido a la propia altura del anclaje y la parte sumergida de la plataforma (INNOSEA - COBRA - DTU - WINDEUROPE - EQUINOR - IREC - UPC - UL DEWI, 2020).

$$C_{amarr_{mat_u}} = 0,85 \times P \times C_{u_{amarre}} \times n \quad (4.21)$$

$$C_{amarre_{mat}} = N \times C_{amarr_{mat_u}} \quad (4.22)$$

Siendo:

$C_{amarr_{mat_u}}$ : Coste material del amarre de cada plataforma (€).

$C_{amarre_{mat}}$ : Coste material del amarre de cada parque (€).

P: Profundidad media del parque (m).

$C_{u_{amarre}}$ : Coste unitario del amarre (€/m).

n: Número de líneas para cada plataforma.

N: Número de aerogeneradores por parque.

El coste obtenido por línea es similar al publicado para el estudio realizado en aguas de Galicia, cuyos amarres en caso de ser hechos en fibras sintéticas alcanzaría entre los 1.130 y 1.697 €/m, según deducciones de (Castro Santos, Díaz Casas, & Ferreno, 2013).

#### 4.2.2.3.1.2. Anclaje

Para el coste de fabricación y/o adquisición de los anclajes, primero habrá que determinar qué anclaje instalar para cada aerogenerador de cada parque. Éste dependerá fundamentalmente de la estratificación del lecho marino en la que se localice cada aerogenerador.

Por tanto, a tenor de la Tabla 4.21 para sustratos duros, el anclaje idóneo será el GB anchor, mientras que para suelos cohesivos se recurrirá al ancla de placas. En cuanto a suelos no cohesivos, el anclaje más indicado es el pilote de succión. La opción del pilote hincado se desechará por el impacto acústico que genera y la dificultad que supone su retirada, y los DE anchor no son compatibles con los amarres en tensión, propuestos para todos los parques, por lo que tampoco será viable su instalación.

En la Tabla 4.33 del Anexo IV.II. se muestran el número y tipo de anclaje requerido para parque, en función de la morfología del lecho marino en cada localización.

El coste de cada tipo de anclaje se muestra en la Tabla 4.22, a precios actualizados. En el caso de plate anchor, el coste utilizado será el publicado por (Castro Santos, Díaz Casas, & Ferreno, 2013), suponiendo además un aumento del coste del 15% para la preparación del lecho marino que requiere este tipo de anclajes. El coste del pilote de succión corresponde a un estudio realizado para un parque instalado en Arinaga con características similares a los parques propuestos en este documento, y el coste del GB anchor se ha calculado a partir del coste del acero, un peso por ancla de 82.000 kg aproximadamente y un factor de fabricación de 3.

Tabla 4.22. Coste de fabricación de cada tipo de anclaje.

<b>Tipo de anclaje</b>	<b>Coste del anclaje (k€)</b>
GB anchor	144,32
Pilote de succión	501,07
Ancla de placa	168,81

Con todo ello, el coste de fabricación de todos los anclajes de cada parque se calcula mediante la Ecuación 4.23.

$$C_{ancla} = \sum_{i=1}^N C_{fab\ ancla} \times n \quad (4.23)$$

Donde:

$C_{\text{ancla}}$ : Coste total del anclaje de cada parque (M€).

$C_{\text{fab ancla}}$  :: Coste de fabricación De cada ancla (M€/ancla).

$n$ : Número de aerogeneradores de cada tipo de ancla.

$N$ : Número de tipos de anclaje en cada parque.

#### 4.2.2.3.2. Coste de transporte e instalación

Para los costes de transporte, la metodología será la misma que la implementada en el Apartado 4.2.2.2.2., sobre el transporte de las plataformas semisumergibles. En este caso, los parámetros serán los mismos que para las plataformas, mostrados en la Tabla 4.20, salvo el tiempo de carga de las anclas, que se supondrá que ascienda a 8 horas para el conjunto de 6 anclas necesarias para cada estructura.

En el caso de los costes de instalación, (Castro Santos, Díaz Casas, & Ferreno, 2013) publica el coste de amarre-anclaje en función de la configuración del amarre y el tipo de anclaje. Actualizando los costes al año 2021, el costo del sistema amarre-anclaje aparece en la Tabla 4.23.

Tabla 4.23. Coste de instalación del amarre-anclaje según el tipo de ancla.

Tipo de ancla	Coste del sistema (por plataforma) (M€)
Ancla de gravedad	1,14
Pilote de succión	1,25
Ancla de placa	1,14

De esta forma, la Ecuación 4.24 recoge el procedimiento para calcular el coste estimado de transporte e instalación de los amarres y anclajes. Como en algunos parques, debido a la morfología del lecho marino, se requerirán diferentes tipos de ancla, habrá que determinar el número de aerogeneradores por tipo de ancla, y realizar la sumatoria una vez se tenga el coste de instalación y transporte de cada estructura.

$$C_{i+t} = \sum_{i=1}^N F \times C_{emb} \times \frac{t_{carga} + 2 \times \left( \frac{d_{puerto}}{v_{emb}} + t_{acerc} \right)}{t} + C_{i_{ancl+am}} \quad (4.24)$$

Donde:

$C_{i+t}$ : Coste de instalación y transporte de cada parque (M€).

$N$ : Número de aerogeneradores en cada parque.

$C_{i_{ancl+am}}$ : Coste de instalación de ancla y amarre (M€).

#### 4.2.2.3.3. *Costes totales de los amarres – anclajes.*

Finalmente, el coste total del sistema de amarre y anclaje para cada parque será el mostrado en la Tabla 4.28. del Anexo IV.I.

Como se puede observar, el coste de los amarres es en la mayoría de casos superior al del anclaje, salvo para aquellos parques que tienen un gran número de pilotes de succión, que elevan el coste de los anclajes. De este modo, el coste medio del sistema amarre – anclaje para los parques en aguas canarias es de 0,69 M€/MW instalado, siendo los parques con un coste más bajo los localizados en el noroeste de La Gomera y el noreste de Tenerife, con 0,46 y 0,47 M€/MW, respectivamente. Por otro lado, los mayores costes de amarres y anclajes se concentran en el noroeste de Fuerteventura y en el oeste de Lanzarote (0,99 y 0,91 M€/MW).

Con estos cálculos se confirma que las dos principales variables en el coste de los amarres es la profundidad a la que se instala el parque, mientras que en el anclaje los dos principales parámetros que intervienen en el precio son la estratificación del lecho marino y la configuración del amarre elegido.

#### 4.2.2.4. *Red eléctrica*

Al igual que en el caso de los parques eólicos de cimentación fija, en este apartado se analizarán los 4 principales tramos del mallado eléctrico de los parques eólicos: las conexiones inner-array entre aerogeneradores, el *export cable*, entre los aerogeneradores y la línea de costa, onshore cable, entre la línea de costa y la subestación del parque en tierra, y finalmente, la línea aérea entre la subestación particular y la de REE.

En el caso aquellos parques en los que no sea necesaria la instalación de subestaciones marinas, los cables de interconexión serán los mismos que exporten a tierra la electricidad. De este modo, la tensión hasta llegar a la subestación en tierra seguirá siendo de 30/36 kV.

Al igual que para bottom-fixed, en los parques eólicos flotantes no se considerarán necesarias las subestaciones marinas, por lo que todos los cables serán de 30/36 kV hasta llegar a la subestación en tierra. No obstante, en el caso de los macroparques, debido a la gran cantidad de potencia instalada y a que la mayor parte de la energía obtenida se destinará a otros mercados que no sean el eléctrico (como la generación de hidrógeno como combustible), sí se calcularán los costes de las subestaciones marinas. No obstante, en el apartado X se demuestra que la instalación de subestaciones marinas en los parques propuestos para Canarias (que no sean macroparques) encarece a los mismos, no siendo necesarias para distancias tan cercanas a la costa (los parques más alejados están entre 10 y 12 km de distancia media de la costa).

#### 4.2.2.4.1. Coste del material-adquisición

Como ya se ha comentado, el coste de la red eléctrica dependerá principalmente de dos parámetros: la profundidad a la que se instalen los aerogeneradores y la longitud del mismo (distancia al punto de conexión con el cable en tierra, longitud del cable de tierra y longitud de la línea aérea).

El coste por unidad de longitud del cable dependerá de la sección del mismo. Además, el cable deberá cumplir, como para bottom-fixed, con los criterios de intensidad máxima admisible en régimen permanente y en cortocircuito. La caída de tensión no se contempla ya que la ITC LAT-06 y 07 no establecen un límite máximo de caída de tensión.

##### 4.2.2.4.1.1. Criterio de Intensidad Máxima Admisible en Régimen Permanente

La metodología implementada es exactamente la misma que en el cálculo de la red eléctrica de parques eólicos marinos de cimentación fija. El cálculo se realizará por separado, en función de si se trata del cable submarino y subterráneo, o la línea aérea.

En primer lugar se determinará la corriente máxima que circulará por el cable y, posteriormente, se analizará si el cable de sección elegida es capaz de soportar dicha corriente en régimen permanente tras aplicar unos factores de corrección.

##### 4.2.2.4.1.1.1. Cable subterráneo-submarino

Para el mallado eléctrico subterráneo y submarino, se asumirá que a cada cable irán conectados un máximo de 4 aerogeneradores, por lo que la potencia máxima a transportar será de 40 MW. Suponiendo un factor de potencia de 0,8, y que la electricidad generada se exporta a tierra a 30 kV, a partir de la Ecuación 4.8 se determina que la corriente nominal que circulará por la red submarina y subterránea es 962,25 A.

Los dos cables (A y B) con mayor sección para inner-array publicados por (González Rodríguez, 2017) son de 800 mm<sup>2</sup>, con una intensidad nominal de 900 A. Sin embargo, tras aplicar los factores correctivos de la Tabla 4.24 para los cables submarinos (condiciones más favorables bajo el mar) y subterráneos terrestres, mediante la Ecuación 4.9 se deduce que la corriente máxima admisible en régimen permanente es 1.222,86 A para el cable submarino y 990,12 A para el cable subterráneo terrestre.

Por tanto, la sección de 800 mm<sup>2</sup> permite el paso de 962,25 A en régimen permanente, gracias a la configuración elegida para su instalación. Para el cable submarino también sería viable la instalación del cable de 630 mm<sup>2</sup>, pero la corriente máxima admisible en régimen permanente

prácticamente es la misma que la corriente nominal, sin margen de maniobra en caso de un ligero aumento de la corriente, por lo que se desecha la idea y se elige el de 800 mm<sup>2</sup>.

Tabla 4.24. Factores de corrección para cables submarinos y cables subterráneos de parques flotantes.

<b>Factor de corrección</b>	<b>Cable submarino</b>	<b>Cable subterráneo</b>
F.C. Temperatura	1,11	0,96
F. C. Resistividad térmica	1,30	1,19
F.C. Distancia entre ternos	0,88	0,90
F.C. Profundidad	1,07	1,07

#### 4.2.2.4.1.1.2. Línea aérea

Para el cálculo de la línea aérea se ha seguido el mismo procedimiento que en el caso de parques de cimentación fija. Sin embargo, al haber proyectados parques de gran potencia, se asumirá que la línea aérea de aquellos parques con una potencia instalada superior a los 175 MW evacúen directamente a 220 kV.

En el caso de los parques de potencia inferior a 175 MW seguirán evacuando a una tensión nominal de 66 kV en la línea aérea, lo que hace un máximo de 63 MVA por circuito para el conductor LARL-380 Gull en las peores condiciones de temperatura, o lo que es lo mismo, 50,40 MW suponiendo un factor de potencia de 0,8 (caso más desfavorable).

En cuanto a las líneas aéreas de 220 kV, suponiendo que se instale el conductor Condor Simplex, la potencia aparente máxima admisible a 35°C es de 310 MVA, o 248 MW en caso de un factor de potencia de 0,8. Por tanto, sabiendo que el parque con mayor potencia instalada es el del noroeste de La Gomera, con 430 MW o 540 MVA aproximadamente, bastaría con una línea de doble circuito (620 MVA de capacidad) para los parques con más de 175 MW de potencia instalada.

#### 4.2.2.4.1.2. Criterio de Intensidad máxima admisible de cortocircuito.

Al igual que el caso de los parques bottom-fixed, únicamente se comprobará el criterio de cortocircuito para los cables submarino-subterráneos, ya que los conductores aéreos están desnudos, por lo que el aumento de temperatura del cable por cortocircuito no supone un inconveniente (Medina Padrón, 2021).

#### 4.2.2.4.1.2.1. Cable subterráneo – submarino.

La metodología será exactamente la misma que en el cálculo de intensidad máxima admisible en régimen de cortocircuito en parques bottom-fixed.

En la Tabla 30 del Anexo IV.III se muestran los principales resultados obtenidos de la comprobación de la intensidad máxima admisible de cortocircuito para los cables subterráneos y submarinos.

Como se puede comprobar, ningún cable submarino – subterráneo requiere de secciones mayores a las obtenidas en el apartado de intensidad máxima admisible en régimen permanente. Por tanto, para dichos cables se comprueba que la sección será de 800 mm<sup>2</sup> para ambos cables.

Cabe mencionar que, como las islas de El Hierro y La Gomera no tienen red de transporte propiamente dicha (REE no tiene líneas en ambas islas) debido a la poca capacidad de transporte requerida, se desconocen los valores de potencia de cortocircuito en los nodos de las líneas. No obstante, se ha supuesto una potencia de cortocircuito de 50 MVA en ambos casos, siendo la mitad de la potencia de cortocircuito de la subestación más pequeña de La Palma.

#### 4.2.2.4.1.3. Criterio de caída de tensión.

El ITC LAT-06 e ITC LAT-07 no determinan ningún criterio para la caída de tensión en líneas de alta tensión subterráneas ni aéreas. Además, Las Instrucciones Técnicas para Alta Tensión, en su conjunto, tampoco recogen unos requisitos mínimos a cumplir sobre caída de tensión. Por este motivo, este criterio no se tendrá en cuenta para el dimensionamiento de los cables, ni subterráneo ni aéreo.

#### 4.2.2.4.1.4. Longitud de los cables.

El coste de la red eléctrica dependerá tanto del coste unitario del cable como de la longitud del mallado. La forma de estimar la longitud de los cables subterráneo y submarino será muy similar a la descrita para bottom-fixed, salvo por unos cambios debido a la considerable pendiente del lecho marino a tan altas profundidades, así como posibles fosas o recovecos del fondo marino. En el caso de la longitud de la línea aérea, se medirá la longitud horizontal (en línea recta), ya el coste vendrá definido por kilómetro de red aérea. Tanto las longitudes de los tramos subterráneos y submarinos como subterráneos se muestran en la Tabla 4.34 del Anexo IV.III.

Mediante la Ecuación 4.25 se calculará la longitud de cada cable que conecte 4 aerogeneradores (en algunos casos serán menos, dependiendo del tamaño y geometría del parque). Así, la longitud de cada cable dependerá de la distancia longitudinal y transversal de los aerogeneradores

conectados, el número de aerogeneradores por cable, la profundidad, la distancia entre los aerogeneradores y la conexión del cable costa-tierra (punto en el cual el cable tocará tierra), la distancia entre el punto costa-tierra y la subestación y, finalmente, un coeficiente de mayoración que se utilizará para considerar holguras para que el cable no quede totalmente tenso (se supondrá un aumento del 10% en tramos longitudinales y transversales entre aerogeneradores, y 5% entre el cable de exportación).

$$L_{\text{cable}} = \sum_{i=1}^n \left[ 1,1l_{\text{trans}} \times (n_{\text{trans}} - 1) + 1,1l_{\text{long}} \times (n_{\text{trans}} - 1) + N \times p + 1,05 \frac{l_{\text{costa}}}{\cos \alpha} + l_{\text{tierra}} \right] \quad (4.25)$$

Donde:

$L_{\text{cable}}$ : Longitud total de cable necesario por parque (m).

$n$ : Número de cables necesarios para la evacuación.

$l_{\text{trans}}$ : Distancia entre dos aerogeneradores de una misma columna ( $10 \cdot D$ ) (m).

$n_{\text{trans}}$ : Número de aerogeneradores colocados de forma transversal (número columnas).

$l_{\text{long}}$ : Distancia entre dos aerogeneradores de una misma fila ( $4 \cdot D$ ) (m).

$n_{\text{trans}}$ : Número de aerogeneradores colocados de forma longitudinal (número filas).

$N$ : Número de aerogeneradores conectados por cable.

$p$ : Profundidad media a la que se instalan los aerogeneradores (m).

$l_{\text{costa}}$ : Distancia entre el aerogenerador y el punto de conexión entre costa – tierra (m).

$\alpha$ : Ángulo de inclinación del lecho marino [ $\arctang \left( \frac{\text{profundidad}}{l_{\text{mínima costa}}} \right)$ ]

$l_{\text{tierra}}$ : Distancia entre el punto costa – tierra y la subestación en tierra (m).

#### 4.2.2.4.1.5. Coste unitario del cable.

Como en el caso de cimentación fija, el coste del cable submarino viene definido por unidad de longitud. Siguiendo lo publicado por (González Rodríguez, 2017), el coste medio de ambos cables analizados asciende a 556,60 €/m, valor asumido en este documento.

En cuanto al cable de tierra, se supondrá que el coste del cable subterráneo es en torno a la mitad del coste del cable submarino (Trujillo Martel, 2021).

En el caso de la línea aérea, se dispondrá directamente del coste total de la línea por unidad de longitud, ya que el coste de las líneas aéreas no dependen únicamente del coste del conductor, sino que hay otros elementos con una incidencia en el coste mucho mayor, como es el caso de los apoyos.

#### 4.2.2.4.2. *Coste de instalación*

El coste de instalación del cable submarino depende fundamentalmente del coste diario de la embarcación y el ritmo de instalación que lleve. Así, (Castro Santos, Díaz Casas, & Ferreno, 2013) para un cable de similares prestaciones, estima un coste de entre 61.531 y 143.572 €/día, con un ritmo de instalación en torno a 150-200 m/día. Por ello se puede concluir que el intervalo de coste está entre 307,67 €/m y 957,15 €/m. En definitiva, el coste promedio de instalación del cable submarino asciende a 632 €/m, aproximadamente. Este valor está en línea con los valores más elevados de instalación publicados por (González Rodríguez, 2017) en la Tabla 10 (entre 600 y 700 €/m en algunos parques eólicos marinos).

Para la instalación del cable subterráneo terrestre, se asume las mismas premisas que para los parques de cimentación fija, por lo que el precio de la instalación del cable terrestre asciende a 459,50 €/m. Además, se incluye el coste de transición de mar a tierra, que se estima en 1,66 M€/cable (González Rodríguez, 2017).

#### 4.2.2.4.3. *Costes totales de la red eléctrica*

Con todo lo anterior, el coste del cable submarino alcanza los 1.188,60 €/m coste muy superior al del cable submarino de los parques bottom-fixed, aunque por potencia evacuada el coste del cable en parques flotantes es prácticamente igual.

En cuanto al coste de cable subterráneo terrestre, el coste asciende hasta 737,80 €/m, ligeramente superior comparándolo al utilizado para parques de cimentación fija.

Analizando el coste de la línea aérea, el coste no solo dependerá del coste del cable, sino de otros elementos, cuyo efecto en el coste final es sumamente importante, como son los apoyos, cimentación, aisladores, etc. Para estimar un coste aproximado para las líneas, se volverá a asumir un coste de 160 €/m para las líneas de doble circuito de 66 kV. No obstante, para los parques de mayor tamaño se ha optado por exportar la electricidad entre la subestación privada y la de REE a 220 kV. Para ello, a partir del presupuesto para una línea de 220 kV de circuito simple de (EDP Renewables, 2020), se deduce que el coste es 233 €/m, coste más elevado que el de la línea de 66kV.

Los resultados se muestran en la Tabla 4.29 del Anexo IV.I. Las longitudes subterráneas de cada parque son resultado de la sumatoria de la longitud del cable submarino y del terrestre. La longitud de la red aérea se ha medido sobre la horizontal, al ser el precio estimado por km lineal. Además, la longitud mostrada en la tabla será por línea. En el caso de los costes, para su cálculo también se ha diferenciado entre submarino, terrestre y aéreo. Este último, a pesar de no estar disgregado

entre material e instalación, se ha supuesto que se divide en 50% para cada partida (similar a los cables subterráneos).

Si se analizan los costes, las líneas eléctricas de parques flotantes en Canarias tendrían un coste promedio de 0,52 €/m, con una gran desviación entre los parques debido fundamentalmente a la distancia de la costa y la longitud de la línea aérea. Así, los parques con menor coste son los localizados en el este de Lanzarote (0,26 M€/MW) y oeste de La Palma (0,29 M€/MW), ya que la distancia a la costa es de 4,5 y 2,5 km, respectivamente, y tienen una longitud corta de tramos subterráneos y aéreos. En el otro lado se encuentran el noreste de La Graciosa (1,40 M€/MW) y el oeste de Gran Canaria (0,64 M€/MW), siendo los parques con mayor coste en la red eléctrica. Esto se debe a su lejanía, ya que La Graciosa requiere de un cable submarino con una gran longitud, además de un tramo considerable de línea aérea, y La Aldea tiene el inconveniente de estar totalmente alejado de cualquier subestación de REE, por lo que tiene una línea aérea con una gran longitud.

En el caso de El Hierro, al no haber subestaciones de REE en la isla, ni proyectadas a largo plazo (es la única isla, ya que la interconexión La Gomera – Tenerife requiere de una subestación en El Palmar), no se considerará costes derivados de las líneas aéreas. Así mismo, como el macroparque de Fuerteventura se destinaría íntegramente a la generación de combustibles alternativos (como hidrógeno), no se prevé que evacúe electricidad hacia la costa, por lo que no tendrá costes en línea subterránea ni aérea.

#### **4.2.2.5. Subestación**

Al igual que para los parques bottom-fixed, los parques propuestos no tendrán subestación marina al no considerarse viable económicamente. No obstante, para los macroparques, debido a su gran tamaño, sí se ha asumido la instalación de varias subestaciones marinas.

De todas formas, para poder afirmar que para los parques propuestos, las subestaciones marinas suponen un sobrecoste, se realizará la comparación para el caso más favorable para instalar subestación flotante: el noroeste de La Gomera, con una potencia instalada de 430 MW y 13 km de distancia media a la costa, en el subapartado 4.2.5.5.3.

La metodología implementada será la misma que la empleada para los parques bottom-fixed, de tal modo que a partir de subestaciones ya presupuestadas y construidas se obtenga la función de costes mediante un diagrama de dispersión y una curva que refleje la tendencia. Este procedimiento se realiza debido a la gran dificultad que supone calcular el coste de una subestación teniendo en cuenta cada uno de sus elementos, obra civil, coste de mano de obra, etc.

#### 4.2.2.5.1. Subestación onshore (terrestre)

Salvo el macroparque localizado en el sureste de Fuerteventura (dentro de la zona LIC), el resto de parques y macroparques poseerán una subestación terrestre.

En los parques cuya potencia nominal sea inferior a 250 MVA (200 MW aproximadamente, considerando un f.p. de 0,8), se utilizará la función de costes de los parques bottom-fixed (Ecuación 4.19).

En el caso de los parques con potencia superior a 250 MVA, la expresión que refleja el coste de la subestación en función de la potencia instalada es la Ecuación 4.26. Dicha fórmula se obtiene de al extrapolar la tendencia de las subestaciones con potencia inferior a 250 MVA, corregida con el único coste de subestación encontrado por encima de esa potencia, (Falcón Blanco, 2010), con un coste de 22,84 M€.

$$C_{sub\ on\ sup} = 7,9178 \times \ln(P_a) - 33,298 \quad \text{si } P_a > 250\ MVA \quad (4.26)$$

Donde:

$C_{sub\ on\ sup}$ : Coste de la subestación en tierra para potencias superiores a 250 MVA (M€).

$P_a$ : Potencia aparente de la subestación (MVA).

#### 4.2.2.5.2. Subestación offshore (marina)

Para las subestaciones marinas en macroparques, el coste se deduce a partir de la Ecuación 4.27, publicada por (Shafiee, Brennam, & Armada Espinosa, 2016), con precios actualizados.

$$C_{sub\ off} = \sum_{i=1}^n 1,1 \times (0,5833 + 0,1079 \times P_{ac}) \quad (4.27)$$

Donde:

$C_{sub\ off}$ : Coste de la subestación marina (M€).

n: Número de subestaciones offshore.

$P_a$ : Potencia activa de cada subestación (MW).

Como los macroparques tienen una enorme cantidad de potencia instalada, y debido a las grandes distancias a salvar entre aerogeneradores, se propone separar la potencia a transformar en varias subestaciones. Por tanto, se asumirá una potencia máxima por subestación de en torno a 800 MW (1.000 MVA).

Entonces, se estima que se requieran 9 subestaciones marinas para el macroparque propuesto para la zona sureste de Fuerteventura y 2 subestaciones marinas en la zona sureste de Gran Canaria,

en el oeste de Gran Canaria y en el noroeste de La Gomera. La distribución de la potencia se ha realizado de forma equitativa.

Los resultados de aplicar la Ecuación 4.27 dan un intervalo de costes de entre 110 y 130 k€/MW para los 4 macroparques estudiados. Estos valores son similares a otros publicados por (González Rodríguez, 2017), en un rango de entre 61 y 224 k€/MW, con un valor medio de 115 k€/MW.

#### 4.2.2.5.3. *Comparativa de costes con un parque con subestación marina*

Se analizará el caso más favorable para instalar subestación flotante: el noroeste de La Gomera, con una potencia instalada de 430 MW y 13 km de distancia media a la costa. Para ello, se ha calculado que el coste total del sistema eléctrico (red eléctrica y subestación) asciende a 248,24M€. Para simplificar aún más los cálculos, se asume que los costes unitarios de instalación son iguales para ambos casos (afirmación no cierta ya que los costes son mayores cuanto mayor es el cable, pero se requiere menos cantidad de cable de exportación cuando hay subestación marina). Por tanto, el coste de material sin subestación offshore es de 117,11 M€.

Para el cálculo del coste del sistema eléctrico del parque del noroeste de La Gomera con subestación flotante, mediante la Ecuación 27 se estima el coste de la subestación marina, de 65,92M€. No obstante, este coste tiene una clara ventaja: se requiere mucho menos cable para evacuar la electricidad. Así, mediante la elección de una localización definida en el centro del parque para la subestación, se espera que los cables de interconexión entre aerogeneradores y subestación marina reduzcan su longitud de 181,72 km (sin subestación marina) a 87,93,71 km.

No obstante, a la salida de la subestación se necesitarán cables de exportación para evacuar la electricidad a la subestación de REE. Así, considerando una línea de 220 kV y un cable de sección 800 mm<sup>2</sup> con capacidad para 295 MVA, se necesitarán 2 cables para evacuar toda la energía proveniente del parque. La sumatoria de longitudes de los cables de exportación se estima en 21km. El coste de este cable actualizado a 2021 es de 1.167,10 €/m (González Rodríguez, 2017).

Finalmente, el coste de la línea eléctrica asciende a 14,50 M€, con una longitud aproximada de 31,2 km. Se asumirá que habiendo subestación marina no se requiere subestación privada en tierra.

En definitiva, el coste de adquisición de los cables y subestación asciende a 157,09 M€, valor muy superior a los 117,11 M€ del cableado y subestación en tierra. Por tanto, se confirma que la instalación de subestaciones flotantes en parques en aguas Canarias supone un sobrecoste si los parques están en torno a los 10 km de distancia de la costa, y su potencia no supera los 500 MW de potencia.

#### 4.2.2.5.4. *Coste total de las subestaciones*

Finalmente, el coste total de las subestaciones se recoge en la Tabla 4.30 del Anexo IV.I. De este análisis se concluye que el coste de subestaciones marinas no es viable económicamente para ningún parque proyectado en Canarias por su tamaño y cercanía a la costa, (salvo las propuestas de macroparques, por su tamaño).

En cuanto al coste promedio, se estima que el coste por potencia instalada de es 66,37 k€/MW, tratándose del menor coste dentro de un parque eólico marino. Los parques con menor coste unitario de subestaciones se espera que sean los proyectados en el noroeste de La Gomera y el sureste de Tenerife, al tratarse de los parques con mayor potencia instalada (mediante una función logarítmica, a mayor potencia instalada disminuye el coste por potencia), con valores de 39 y 44 k€/MW, respectivamente. En el otro lado de la balanza se encuentran los parques con menor potencia instalada, es decir, los localizados en el norte y el este de El Hierro, con costes de 169 y 112 k€/MW.

En cuanto a los macroparques, el coste de las subestaciones marinas es bastante superior a los previstos en tierra, con un promedio de 123 k€/MW, lo que representa 85% mayor coste que las instaladas en tierra.

#### 4.2.2.6. *Resultado final: CAPEX de parques flotantes*

Para concluir con el apartado del cálculo del CAPEX, a continuación se muestra un breve análisis de la inversión de capital necesaria para los parques flotantes en Canarias.

Para ello, la Tabla 4.31 del Anexo IV.I. recoge tanto el CAPEX total de cada parque propuesto y macroparque, como el CAPEX por unidad de potencia instalada.

No obstante, aunque no se ha tenido en cuenta hasta ahora, un factor clave en el coste de los parques eólicos es la reducción del coste unitario cuanto mayor es el capital de inversión. Es decir, a mayor número de aerogeneradores tiene el parque, menor coste unitario, a lo que se conoce como economías de escala. Para ello, se aplicará una reducción del CAPEX en función del número de aerogeneradores instalados. A partir de la Figura 7 de (Myhr, Bjerkseter, Agotnes, & Nygaard, 2014), se deduce que el Levelized Cost Of Energy (LCOE) se reduce 0,85% cada 10 aerogeneradores instalados. Esto se traduce en una disminución del CAPEX del orden de 1,10-1,20% cada 10 turbinas. Por tanto, cada 10 aerogeneradores instalados en un parque se reducirá el CAPEX en esa proporción. El procedimiento completo para determinar el efecto de las economías de escala se describe más detalladamente en el Anexo V.V.

Con todo lo anterior, en la Tabla 4.32 del Anexo IV.I. se detalla el CAPEX definitivo para los parques, tras aplicarle las reducciones del coste debido a las economías de escala.

#### 4.2.2.6.1. CAPEX de parques propuestos

En el caso de los parques de pequeño y mediano tamaño (los de gran tamaño son los considerados macroparques) el CAPEX alcanza los 4,09 M€/MW, un 28,50% de mayor coste respecto a los parques bottom-fixed. No obstante, tras aplicar las reducciones del CAPEX debido a las economías de escala, el coste promedio de un parque por unidad de potencia instalada disminuye hasta 4,03 M€/MW, una reducción de aproximadamente 1,5% del CAPEX, y que supone un coste de inversión 26,75% superior a los parques bottom-fixed. Una vez analizado el efecto de las economías de escala, los valores de CAPEX detallados a continuación corresponderán al CAPEX definitivo, es decir, el reducido por economías de escala.

El coste de 4,03 M€/MW está en línea por lo publicado en otros estudios. Así, (Schallenberg Rodríguez & García Montesdeoca, 2018), recoge que el CAPEX de dos parques con plataforma semisumergible están en torno a 4,35 M€/MW (Fukushima Demo2) y 4,6 M€/MW (Windfloat), aunque con otras tecnologías se alcanzan costes e inversión más reducidos, como es el caso de la plataforma tipo Spar, con un CAPEX de 3,75 M€/MW. Otro estudio que refleja una inversión de capital similar para parques flotantes es (Myhr, Bjerkseter, Agotnes, & Nygaard, 2014), cuyas dos estructuras más similares a las propuestas para Canarias, Windfloat y TLWT, están en torno a los 4,5 M€/MW y 3,7 M€/MW, respectivamente. Finalmente, (DNG VL, 2019) estima un CAPEX genérico para los parques flotantes de aproximadamente 3,7 M€/MW.

Para reafirmar aún más la validez de los cálculos de CAPEX, (Canarias7, 2021) publica que la empresa noruega Equinor, ha proyectado un parque de 200 MW en el sureste de Gran Canaria con un CAPEX de 4,3 M€/MW. No obstante, estos costes difieren bastante de algunas previsiones de empresas como Greenalia, que espera poder realizar sus primeras inversiones en el sureste de Gran Canaria mediante parques flotantes con costes de en torno a 2,3 y 2,6 M€/MW (El periódico de la energía, 2020), (PuertoCanarias, 2020), valores totalmente diferentes a los publicados en este proyecto y por otros muchos autores y estudios, algunos de los cuales mencionados en el documento.

En cuanto a los parques con menor CAPEX, como se puede ver en la Figura 4.11, el noroeste de La Gomera, el oeste de La Palma y el sureste de Gran Canaria (en este orden) son los que menor coste de inversión requerirían por megavatio instalado, con un CAPEX de 3,64, 3,68 y 3,71 M€/MW, respectivamente. En el caso de La Gomera, este es el parque con mayor potencia instalada (430 MW), por lo que tiene el menor coste de inversión gracias a la reducción por

economías de escala. En el caso de La Palma, el bajo CAPEX se debe a su cercanía a la costa y la escasa profundidad media de los aerogeneradores.

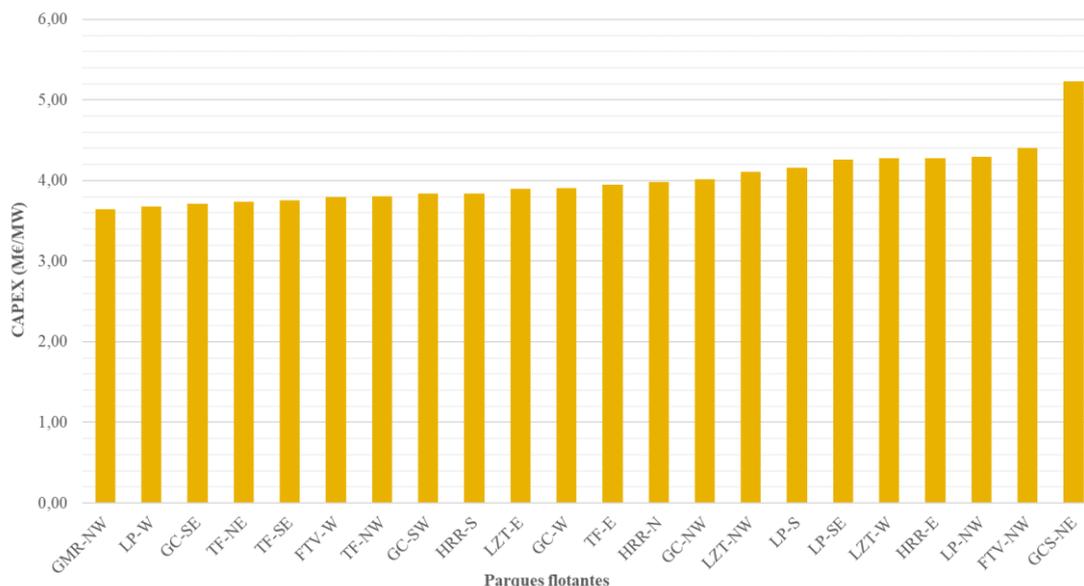


Figura 4.11. CAPEX de los parques flotantes, ordenados de menor a mayor.

Fuente: Elaboración propia.

En el lado contrario, el noreste de La Graciosa, el noroeste de Fuerteventura y el noroeste de La Palma presentan los CAPEX unitarios más elevados (por este orden), con valores de 5,23, 4,40 y 4,29 M€/MW, respectivamente. La gran diferencia con La Graciosa respecto al resto de parques se debe fundamentalmente a la lejanía del parque respecto a Lanzarote, lo que eleva considerablemente el coste de la red eléctrica (que alcanza el 26% del CAPEX total), y la distancia respecto al puerto de fabricación de los elementos de los parques (Arinaga). En el caso del noroeste de Fuerteventura, el elevado coste se debe tanto a la longitud de la línea aérea como al tipo de anclaje (pilote de succión) en todos los aerogeneradores.

Con respecto a la distribución del CAPEX, los resultados obtenidos en la Figura 4.12 reflejan que el principal coste de los parques flotantes ya no es el aerogenerador, sino la plataforma flotante, con un 37%. Le sigue el aerogenerador con un 33%. Con mucho menos coste de inversión, el tercer bloque de un parque en función del CAPEX es el sistema amarre-anclaje (17%), seguido por la red eléctrica, con un 12%. Finalmente, al no tener subestaciones flotantes, el coste de las subestaciones en tierra es más reducido, presentando únicamente el 2% del CAPEX total promedio de parques en Canarias.

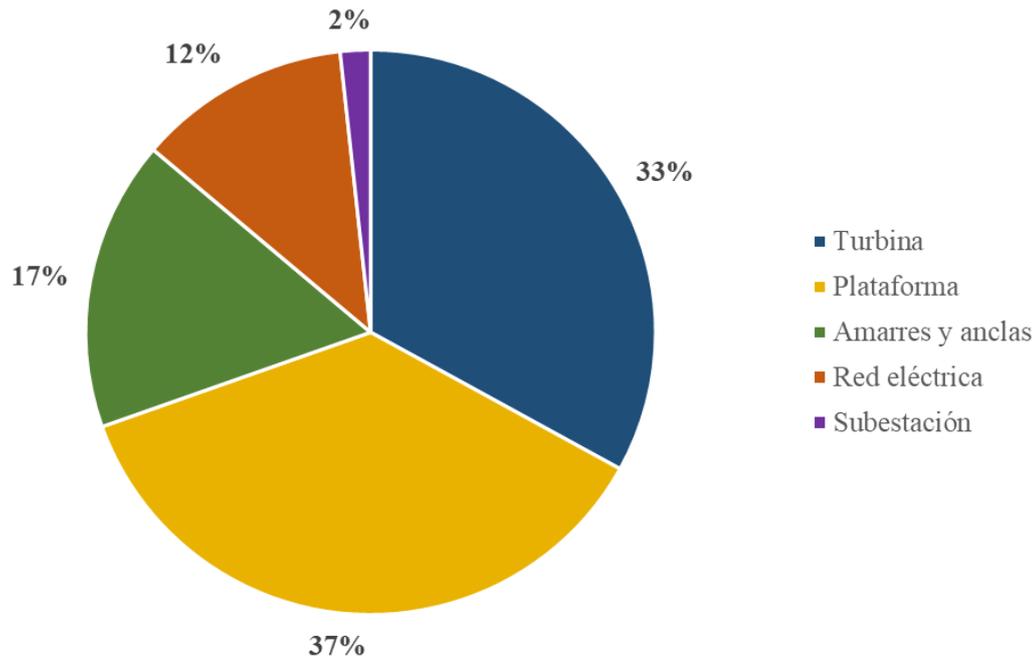


Figura 4.12. Distribución media del CAPEX de parques flotantes.

Fuente: Elaboración propia.

La distribución propuesta es bastante similar a la publicada por (Schallenberg Rodríguez & Inchausti Sintés, 2021), con 39% de plataforma y 34% de aerogenerador. La cuota de amarres y anclajes es prácticamente la misma, ya que en dicha publicación se estima una cuota del 18. En cuanto al cableado, estima en torno al 9% de la red eléctrica, siendo inferior a la proporción obtenida a partir de este análisis (de estos valores se ha quitado el efecto del DEVEX y la subestación flotante). De resto, existe poca literatura al respecto, ya que los parques flotantes están comenzando a ser instalados, por lo que aún no hay mucha información sobre ellos.

Analizando el coste de la instalación y transporte dentro del CAPEX, representado en la Figura 4.13, este representa el 16% de los costes de capital, siendo los costes de instalación de la red eléctrica y de los amarres – anclajes lo de mayor peso dentro del bloque. Al separar los costes de instalación y transporte, puede apreciarse de mejor forma el coste de fabricación y/o adquisición del resto de elementos. Los aerogeneradores y plataformas siguen teniendo la misma cuota del CAPEX, pero el sistema amarre – anclaje y la red eléctrica varían en gran medida dicha proporción. De este modo, el coste de adquisición del cable se reduce hasta el 6%, mientras que la fabricación de los amarres y anclajes aumentan hasta el 12%, siendo esta proporción mucho más parecida a la propuesta por (Schallenberg Rodríguez & Inchausti Sintés, 2021), lo que hace pensar que la distribución del CAPEX publicada sea únicamente en referencia a los costes de fabricación o adquisición de los dispositivos.

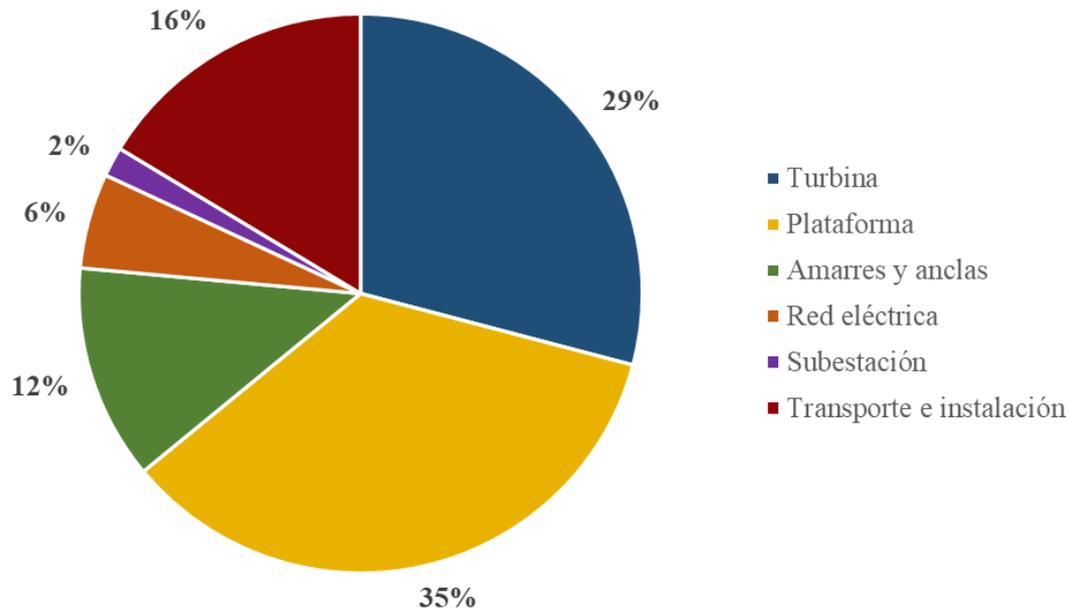


Figura 4.13. Distribución media del CAPEX de parques flotantes, diferenciando el coste de transporte e instalación. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la distribución, en particular, entre cada parque, sí existen grandes diferencias. Así, mientras que el coste de aerogeneradores representa el 25% y los costes eléctricos otro 25% en el noroeste de La Graciosa, en el sureste de Tenerife los aerogeneradores copan el 37% del CAPEX, mientras que la red eléctrica únicamente el 7%. Estas grandes diferencias se producen por las tres principales variables que suponen una diferencia en los costes de los parques eólicos marinos: la profundidad a la que se instalan, la distancia de la costa y del punto de conexión eléctrico y, finalmente, la estratificación y morfología del lecho marino.

#### 4.2.2.6.2. CAPEX de macroparques

En el caso de los macroparques, el CAPEX unitario se reduce en gran medida, comparándolo con el de parques de pequeño y mediano tamaño, debido fundamentalmente a las reducciones de costes por economías de escala. De este modo, el coste de capital medio se reduce hasta los 3,18 M€/MW, mismo valor que el coste promedio de los parques bottom-fixed. De ellos, en la Figura 4.14. se puede observar que menor coste promedio presenta es el del suroeste de Fuerteventura (dentro de la zona LIC), debido a la enorme cantidad de aerogeneradores que tiene (722), lo que supone una reducción del CAPEX inicial del 26,40%. Los otros 3 macroparques presentan una reducción del CAPEX en torno al 18–19%.

En cuanto a la distribución del CAPEX de la Figura 4.15, los resultados arrojan que prácticamente se mantiene respecto al resto de parques, si bien las subestaciones marinas instaladas provocan un aumento de la cuota de las subestaciones en el cómputo global.

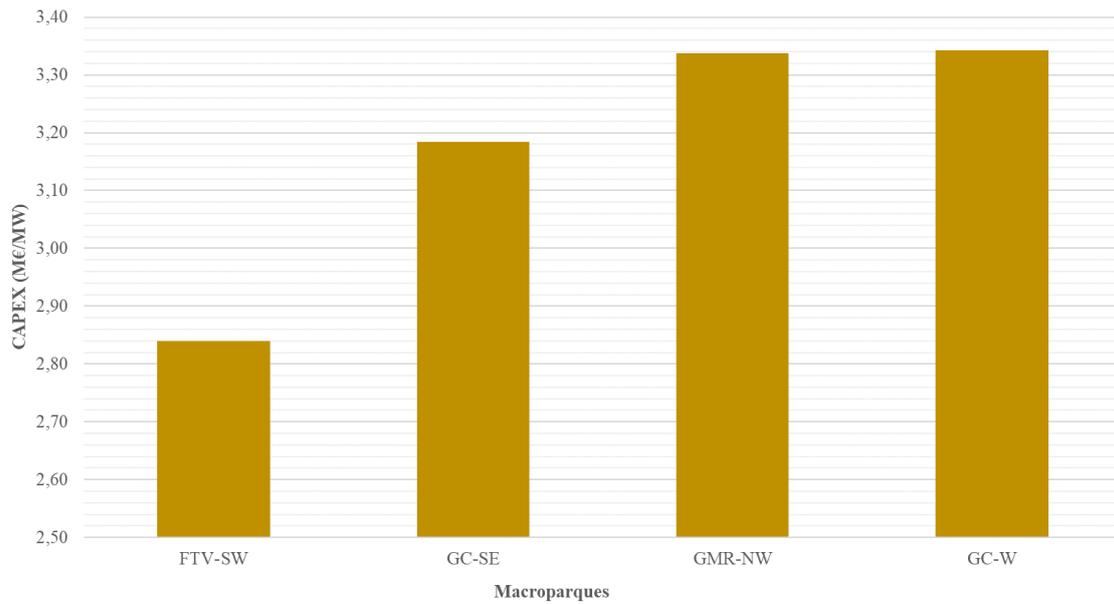


Figura 4.14. CAPEX de los macroparques, ordenados de menor a mayor.

Fuente: Elaboración propia.

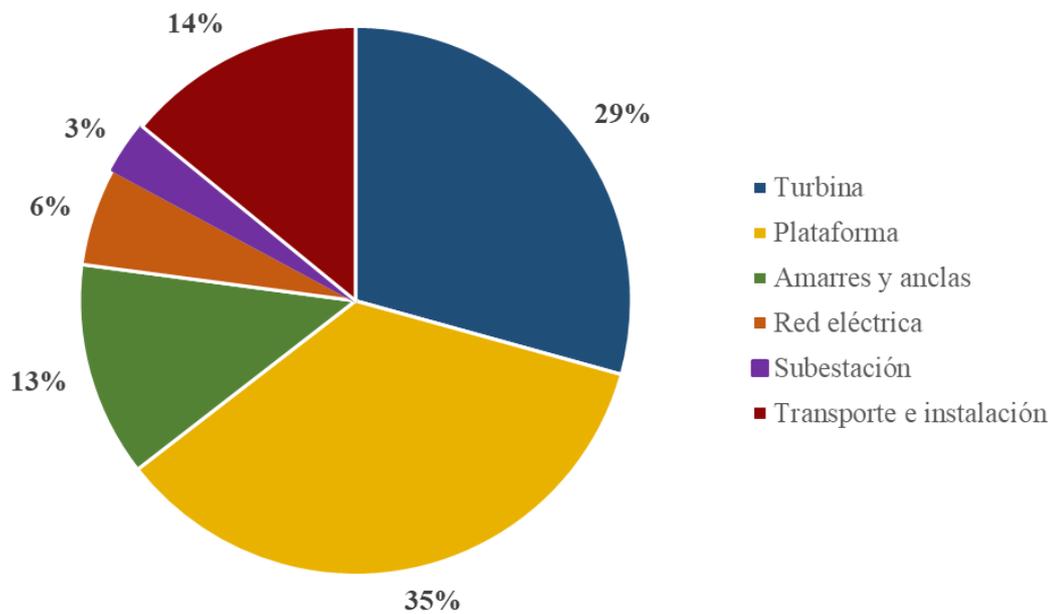


Figura 4.15. Distribución media del CAPEX de macroparques flotantes, diferenciando el coste de transporte e instalación. Fuente: Elaboración propia.

### 4.3. OPEX

Los gastos derivados de la operación (OPEX, por sus siglas en inglés) es aquel conjunto de gastos derivados del normal funcionamiento de cualquier empresa o compañía, una vez iniciada su actividad comercial. Cualquier costo “consumible”, es decir de operación o mantenimiento, entra dentro de este grupo.

Enfocados en los parques eólicos marinos, el conjunto de gastos que engloba el OPEX son bastante reducidos, y destacan fundamentalmente los costes logísticos (administrativos, gestión y explotación de los parques), el mantenimiento de las instalaciones y las posibles reparaciones o sustituciones de elementos de los parques.

#### 4.3.1. OPEX de parques bottom-fixed

Los gastos de O&M en los parques de cimentación fija se diferencian de los flotantes básicamente por el mantenimiento de la cimentación (corrosión del acero, fundamentalmente). Al no tener anclajes y amarres ni plataformas flotantes, cuyo coste de mantenimiento eleva el OPEX, los gastos de operación son más reducidos que los de parques flotantes.

De este modo, (PEAK Wind Renewables Services, 2019), en su balance anual, muestra un informe sobre el OPEX de 47 parques eólicos analizados, cuyos gastos anuales se encuentran en el rango de 75 k€/MW hasta los 240 k€/MW. Además, refleja que los costes de aerogeneradores de al menos 8 MW tienen un coste medio anual de 113 k€/MW. Además, señala que el OPEX puede alcanzar hasta el 25 – 35% del LCOE de los parques eólicos. Sin embargo, (Ury, 2021) señala que la idea actual de que el OPEX representa el 30% del LCOE está bastante desactualizada, ya que en los próximos años podría alcanzarse OPEX del entorno del 15% del LCOE.

Otros autores reflejan un OPEX anual de 115 k€/MW (Myhr, Bjerkseter, Agotnes, & Nygaard, 2014), 87 k€/MW (Ghigo, Cottura, Caradonna, Bracco, & Mattiazzo, 2020), o en el intervalo de 70 – 115 k€/MW para parques de fondo fijo (Schallenberg Rodríguez & García Montesdeoca, 2018).

Con todo ello, y considerando la lejanía de algunos parques, que pueden afectar en el coste de transporte tanto por mar como por aire para realizar las operaciones de mantenimiento, así como la futura reducción del gasto en O&M, se deduce que el OPEX anual promedio para los parques bottom-fixed de Canarias es de 96,15 k€/MW. Este valor se ha obtenido a partir del promedio del OPEX a lo largo de la vida útil de los parques y los costes de O&M anteriormente expuestos. Este coste está en la línea de los principales estudios de OPEX mostrados.

### 4.3.2. OPEX de parques flotantes

En cuanto a los parques flotantes, hay muy poca literatura al respecto, al haber aún muy pocos parques eólicos marinos flotantes en funcionamiento, por lo que los costes derivados del OPEX que han sido publicados son orientativos.

No obstante, se espera que el OPEX sea superior al de bottom-fixed por los mayores costes de mantenimiento de la plataforma flotante, amarres y anclajes, así como un mayor gasto en embarcaciones.

(Schallenberg Rodríguez & Inchausti Sintés, 2021) estima que el mayor coste dentro del OPEX de parques flotantes es debido al mantenimiento de las turbinas (42%), seguido por los gastos derivados de la logística, tanto en tierra como en el mar (41%). El resto de gastos se deben al mantenimiento de las subestructuras, amarres y anclajes (8%), gastos de administración (6%) y mantenimiento del sistema eléctrico, es decir, cableado y subestaciones (3%). Con todo ello, asume un coste anual de 131 k€/MW, mismo valor que presenta (Myhr, Bjerkseter, Agotnes, & Nygaard, 2014) para parques flotantes.

De este modo, se asume que para parques eólicos marinos flotantes el coste del OPEX sea 131k€/MW.

### 4.4. Desmantelamiento

El último paso en el ciclo de vida de cualquier empresa es el desmantelamiento de sus infraestructuras. En el caso de los parques eólicos marinos, con más razón aún, ya que su abandono tras acabar su periodo de funcionamiento provocaría un gran impacto ambiental, además de un impacto visual considerable.

De este modo, algunos estudios apuntan a que los costes de desmantelamiento de los parques eólicos marinos pueden estar entre el 1,8% (BGV Associates, 2019) y 2% (Ghigo, Cottura, Caradonna, Bracco, & Mattiazzo, 2020) en términos del LCOE, o en un intervalo de 114 – 175 k€/MW (González Rodríguez, 2017).

No obstante, la retirada de grandes cantidades de acero proveniente de todos los elementos estructurales del parque y su posterior venta como chatarra puede suponer que, en algunos casos, los costes de desmantelamiento sean negativos, es decir, exista un beneficio tras el desmantelamiento y la venta del acero como chatarra. Así lo reflejan estudios como (Schallenberg Rodríguez & Inchausti Sintés, 2021) o (Myhr, Bjerkseter, Agotnes, & Nygaard, 2014).

Por todo ello, y ante la dificultad que entraña estimar los costes de desmantelamiento y costes del acero como chatarra dentro de 20 – 30 años (vida útil del parque), se supondrá que mediante la venta de la chatarra se recuperan los gastos de desmantelamiento, por lo que el coste es 0 €.

#### 4.5. Resumen, resultado y conclusiones

A modo de resumen, a pesar de que existe numerosa información sobre los parques de cimentación fija, en cuanto a los parques flotantes aún hay poca literatura publicada, al tratarse de tecnologías más novedosas, muchas de ellas aún en fase de investigación y precomercial.

De este modo, en cuanto al CAPEX, los costes de parques flotantes son más elevados que los bottom-fixed debido a la introducción de dos elementos cuyo coste es más elevado debido a la complejidad de su geometría, su fabricación y los procesos de instalación: las plataformas flotantes y el sistema de amarre – anclaje. Todo ello a tenor de que los parques flotantes se instalan generalmente en aguas más profundas, y por ende, más alejadas de la costa, lo que incide de forma negativa en el coste (mayores costes de transporte e instalación, mayor coste de la red eléctrica, etc.). Asimismo se comprueba que, además de la batimetría y distancia a la costa, la estratificación y/o morfología del lecho marino desempeña un papel fundamental en el coste de los parques, ya que la diferencia del mismo en función de la tecnología empleada es realmente notable, habiendo una diferencia de entre 3 y 5 veces entre usar un tipo de anclaje u otro.

Por otro lado, el OPEX también es ligeramente diferente entre parques de cimentación fija y flotantes, ya que los primeros requieren de menor mantenimiento al carecer de la plataforma flotante, y únicamente tener un elemento fijo que consolide la estructura al suelo.

Con respecto a los resultados obtenidos, el CAPEX unitario promedio de los 6 parques bottom-fixed proyectados en aguas canarias es de 3,18 M€/MW, donde el coste del aerogenerador y la cimentación (por este orden) suponen los gastos más elevados. Por otro lado, si se analizan los parques flotantes, se observa que el CAPEX promedio aumenta hasta los 4,03 M€/MW, un 26,50% mayor que los parques de cimentación fija. Además, el mayor coste lo representa la plataforma, seguido por el coste del aerogenerador. Otro parámetro fundamental de los parques flotantes son los amarres y anclajes, que representan un coste bastante importante del CAPEX, y que dependerá fundamentalmente de la profundidad y la morfología del lecho marino, por lo que este coste varía significativamente entre parques, al igual que el gasto en red eléctrica, dependiente fundamentalmente de la distancia al punto de conexión en la costa y la línea eléctrica aérea.

Estos resultados pueden apreciarse de modo resumido en la Figura 4.16.

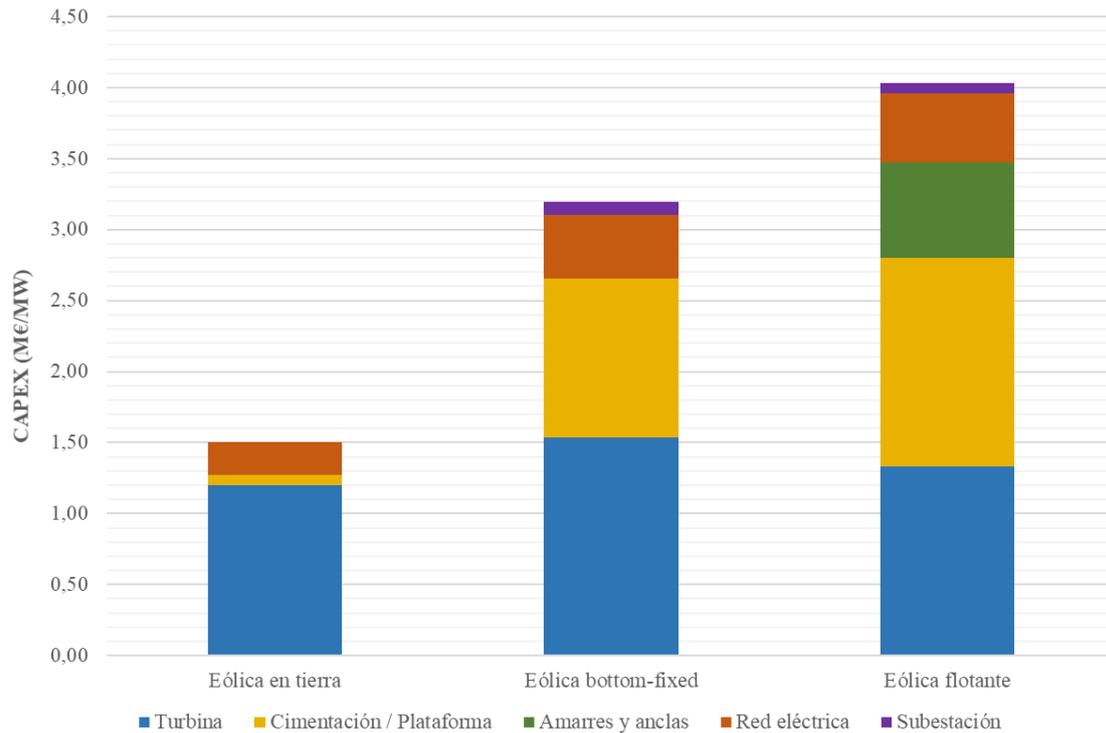


Figura 4.16. CAPEX de parques eólicos en tierra y mar (diferenciando entre bottom-fixed y flotante).

Fuente: elaboración propia.

Las Tabla 4.34 del Anexo IV.VI. muestra los costes resultantes de los 4 grandes bloques en el ciclo de vida de los parques eólicos: DEVEX, CAPEX, OPEX y desmantelamiento.

En definitiva, el CAPEX de los parques eólicos marinos es muy superior al de los parques eólicos en tierra, que están en torno a 1,5 M€/MW en Canarias (AEE, 2020), lo que supone que el coste de capital de un parque bottom-fixed sea el doble que en tierra, mientras que los parques flotantes hasta 1,6 veces superior en valor promedio. Esto refleja la desventaja en cuanto a costes de los parques eólicos marinos.

No obstante, el principal escollo de la eólica onshore se basa en la poca disponibilidad de localizaciones, más aún en islas como Canarias, además de tener menor recurso eólico, y con menor estabilidad.



# **CAPÍTULO V**

## **ANÁLISIS ECONÓMICO**

**Listado de acrónimos**

<b>Abreviatura</b>	<b>Significado</b>	<b>Abreviatura</b>	<b>Significado</b>
<b>CAPEX</b>	<i>Capital Expenditure</i> , o gastos de capital o inversión	<b>IPC</b>	Índice de Precios al Consumo
<b>CNMC</b>	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia	<b>IVA</b>	Impuesto sobre el Valor Añadido
<b>DEVEX</b>	<i>Development Expenditure</i> , o Gastos de Desarrollo	<b>LCOE</b>	<i>Levelized Cost of Energy</i> , o Coste Nivelado de la Energía
<b>DTU</b>	<i>Technical University of Denmark</i> , o Universidad Politécnica de Dinamarca	<b>OMIE</b>	Operador del Mercado Eléctrico de la Energía
<b>EAWWE</b>	<i>European Academy of Wind Energy</i> , o Academia Europea de la Energía Eólica.	<b>OPEX</b>	<i>Operational Expenditure</i> , o Gastos de Operación
<b>FED</b>	Federal Reserve, Reserva Federal o Banco Central de Estados Unidos	<b>PGE</b>	Presupuestos Generales del Estado
<b>FEDER</b>	Fondo Europeo de Desarrollo Regional	<b>REE</b>	Red Eléctrica de España
<b>IGIG</b>	Impuesto General Indirecto Canario	<b>TIR</b>	Tasa Interna de Retorno
<b>INE</b>	Instituto Nacional de Estadística	<b>VAN</b>	Valor Actual Neto

**Listado de Unidades**

<b>Cantidad</b>	<b>Nombre</b>	<b>Símbolo</b>
Unidad monetaria (divisa)	Euro	€
Unidad monetaria (divisa)	Miles de euros	k€
Unidad monetaria (divisa)	Millones de euros	M€
Unidad monetaria (divisa)	Dólar	\$
Unidad de potencia	Megavatio	MW
Unidad de energía	Megavatio – hora	MWh
Unidad de energía	Gigavatio – hora	GWh
Sin unidad	Porcentaje	%

---

## CAPÍTULO V. ANÁLISIS ECONÓMICO

---

### 5. VIABILIDAD Y RENTABILIDAD DE LOS PARQUES EÓLICOS MARINOS EN CANARIAS

A lo largo de este capítulo se pretende determinar la viabilidad y rentabilidad de los parques eólicos marinos propuestos en el archipiélago canario, tanto para parques de cimentación fija como flotantes. Para ello, se determinará la viabilidad y rentabilidad de los parques a partir de una herramienta fundamental en cualquier proyecto cuyo fin es la generación de energía: el LCOE. Además, desde el punto de vista financiero, también se analizarán otros 3 parámetros comúnmente utilizados a la hora de determinar la viabilidad financiera de prácticamente la totalidad de los proyectos: el VAN, el TIR y el Payback.

#### 5.1.Introducción

Antes de comenzar con todo el análisis económico, resulta imprescindible aclarar cuál es la diferencia entre la viabilidad y la rentabilidad de un proyecto. Según la RAE, un proyecto es viable cuando *“por sus circunstancias, tiene probabilidades de poderse llevar a cabo”*, mientras que un proyecto es rentable si genera *“beneficio que rinde anualmente algo, o lo que de ello se cobra”* (Real Academia Española, 2020). Por tanto, se puede deducir que un proyecto es viable si se dan las condiciones técnicas y administrativas para su ejecución, mientras que la rentabilidad obedece a que dicho proyecto, además de ser viable, genere una serie de beneficios, y que por tanto sea interesante desde un aspecto económico.

Atendiendo a este razonamiento, como se ha podido comprobar, cualquiera de los parques eólicos marinos son viables técnica y administrativamente (sin considerar los macroparques, cuyo impacto no ha sido refrendado por ninguna administración pública). Desde el punto de vista técnico, se ha demostrado ya a lo largo de este informe la capacidad tecnológica actual y el importante desarrollo que existe alrededor de los parques eólicos marinos, así como los avances que se prevén en los próximos años. En cuanto al ámbito legal-administrativo, tampoco debería suponer un quebradero de cabeza si al proyectar todos los parques se han considerado todas las posibles restricciones a la instalación de aerogeneradores, como ha sido el caso en el capítulo I de este documento, por lo que en términos burocráticos se refiere, se espera que los proyectos también sean viables. Para reafirmar esta idea, actualmente ya hay proyectados varios parques eólicos de cimentación fija y flotantes en la costa sureste de Gran Canaria, como son Mar de Canarias y Flocan, incluso con declaración de impacto favorable, Gofio, Alisio, Cabildo, Sahariano, Colombino, etc., y cuya instalación se prevé en los próximos años (Canarias7, 2021), (El Español, Diario de Avisos, 2021), (El periódico de la energía, 2020).

Por tanto, se confirma la viabilidad de todos los parques propuestos para Canarias, tanto de cimentación fija como flotante.

En cuanto a la rentabilidad de los proyectos, es decir, su viabilidad atendiendo también a aspectos financieros, tendrá que determinarse mediante el LCOE y otras herramientas financieras como el VAN, TIR y Payback.

## **5.2. Análisis de la rentabilidad de los parques eólicos marinos**

Para conocer si los parques eólicos marinos son rentables, se analizará el coste de producción estimado y los ingresos provenientes del mercado eléctrico. Para ello, primeramente se determinará el LCOE.

### **5.2.1. Coste nivelado de la energía**

El Coste Nivelado de la Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) no es más que el coste actualizado derivado de la instalación, operación y mantenimiento de una empresa de generación de energía a lo largo de su vida útil. De este modo, el LCOE refleja cuál sería el coste por unidad de electricidad generada, considerando todos los costes a lo largo de la vida útil de la central de generación (DEVEX, CAPEX, OPEX y desmantelamiento).

Se trata de un parámetro clave para determinar la rentabilidad de los proyectos energéticos, ya que permite comparar los costes de generación entre diferentes fuentes de energía. Obviamente, el proyecto con menor LCOE será el más rentable económicamente, al tener una generación más barata.

Así, (Enérgya-VM, 2020) establece algunos ejemplos de LCOE en función de las fuentes de energía. Para las centrales de carbón, el LCOE estaría comprendido entre los 66 y 152 \$/MWh, el LCOE de los ciclos combinados en un intervalo entre 44 y 68 \$/MWh, las grandes plantas fotovoltaicas entre 44 y 68 \$/MWh, y la eólica en tierra en torno a los 32 – 42 \$/MWh.

Analizando más profundamente los costes de generación de las renovables, la Administración de Información Energética de los Estados Unidos estimó que para las centrales de generación que entren en funcionamiento en 2026, en función de la fuente de energía el LCOE sería de 31,45 \$ para la eólica en tierra, 34,16 \$ para la geotérmica, 29,04 \$ para la solar y, 115,04 \$ para la eólica marina (EIA, 2021). Otras fuentes apuntan que el LCOE actual en el año 2018 de la energía eólica terrestre estaba en torno a los 50 – 65 €/MWh (Wind Europe, 2019)

Estos últimos años, la tecnología eólica marina ha experimentado un avance impresionante desde la instalación de los primeros parques eólicos. Los esfuerzos en I+D+i enfocados a la reducción

de costes, basados en turbinas eólicas de mayor tamaño y el mejor aprovechamiento del viento, han permitido reducir drásticamente el LCOE de la tecnología eólica marina.

De este modo, ahondando en el LCOE de la eólica en el mar, los datos facilitados por los parques instalados en aguas danesas hasta 2008 reflejan un LCOE en un intervalo de 115 – 200 €/MWh (DTU Wind Energy, 2019). Sin embargo, las previsiones a 2030 apuntan a una reducción del LCOE hasta los 36 – 60 €/MWh en bottom-fixed. Con previsiones a 2021, las mejores zonas del Mar del Norte reflejaban parques con 53 – 54 €/MWh. Sin embargo, el LCOE de parques instalados anteriormente reflejaban un incremento muy notable (como es el caso de HR3 en 2015, con 85 €/MWh, o Anholt en 2010, con 111 €/MWh). Asimismo, el estudio danés concluye que para el 2020, en aguas danesas, el LCOE estuviera en torno a 47 – 81 €/MWh, mientras que para el 2025 disminuiría hasta los 38 – 70 €/MWh.

La consultora Bloomberg, por otro lado, señala que actualmente la eólica marina se encuentra en 99 – 175 \$/MWh, lo que equivaldría a 85 – 150 €/MWh. No obstante, considerando las múltiples ayudas con las que se dotan a las renovables, así como subvenciones a la no contaminación, el LCOE se vería reducido a 64 €/MWh en 2020 y 60 €/MWh en 2025 (Wind Europe, 2019).

(Sorensen & Larsen, 2018), mediante unas jornadas promovidas por la EAWE y la Wind Energy Science, publicó que para los parques bottom-fixed con turbinas de rotor 150 m, muy similares a las usadas para este estudio y profundidades entre 40 y 60 m, el LCOE estaría en torno a 77 – 83€/MWh.

Otros estudios, como el publicado por (DNV GL, 2019), cuyos resultados diferencian entre cimentación fija y flotante, apuntan a un LCOE en 2020 de 120 €/MWh para flotante y 95 €/MWh para bottom-fixed, mientras que en el año 2025 podría reducirse a 85 €/MWh en el caso de la flotante y 70 €/MWh si fuera bottom-fixed.

En cuanto únicamente a parques flotantes, los pocos proyectos precomerciales a pequeña escala desarrollados en Europa reflejan un coste nivelado de en torno a 180 – 200 €/MWh, como es el caso del proyecto Windfloat Atlantic (Public Affair Lead - Principal Power, 2019). No obstante, para proyectos comerciales cuya instalación se prevé comience en 2023 - 2025, se espera que los costes estén en torno a 80 – 100 €/MWh, y que en 2030 se reduzcan a 40 – 60 €/MWh.

Otros estudios de parques flotantes recogen costes nivelados entre 134 – 180 €/MWh (Ghigo, Cottura, Caradonna, Bracco, & Mattiazzo, 2020), o en un intervalo 95 -150 €/MWh en la actualidad (International Agency Organization (IEA), 2019).

Con todo lo anterior, a modo de resumen, se puede concluir que los intervalos del coste nivelado actualmente se sitúan en torno a 75 – 175 €/MWh para bottom-fixed y 120 – 200 €/MWh para flotante. No obstante, la mayoría de estudios y publicaciones apuntan a una reducción

significativa del LCOE en los próximos años tanto para fondo fijo como flotante, tendiendo a la convergencia, con intervalos entre los 30 – 60 €/MWh en bottom-fixed, y 40 – 80 €/MWh en el caso de la eólica flotante.

### 5.2.1.1. Cálculo del LCOE

Como se ha reflejado en los valores del coste nivelado anteriormente, el LCOE muestra el coste actualizado de la generación de energía por unidad de energía producida (Ecuación 5.1). Su expresión clásica es la que refleja la Ecuación 5.2.

$$LCOE = \frac{\text{Costes a lo largo de la vida útil}}{\text{Producción eléctrica a lo largo de la vida útil}} \quad (5.1)$$

$$LCOE = \frac{\sum \frac{C_i + C_{O\&M} + C_c}{(1+r)^t}}{\sum \frac{E_T}{(1+r)^t}} \quad (5.2)$$

Donde:

LCOE: Coste nivelado de la energía (€/MWh).

$C_i$ : Costes de inversión (€).

$C_{O\&M}$ : Costes de operación y mantenimiento (€).

$C_c$ : Costes de combustible (€).

r: Tasa de descuento.

t: vida útil (años).

$E_T$ : Energía producida anualmente (MWh).

No obstante, a diferencia de la ecuación 5.2, los costes de inversión calculados en el Capítulo 4 no están distribuidos a lo largo de la vida útil del parque, así como tampoco hay costes de combustibles, al tratarse de un parque eólico. Por ello, la expresión equivalente que se utilizará será la utilizada normalmente por la Universidad Técnica de Dinamarca (Ecuación 5.3), publicada en su informe sobre eólica marina (DTU Wind Energy, 2019).

$$LCOE = \frac{C_I}{a \times AEP \times LT} + \frac{C_O}{AEP} \quad (5.3)$$

Donde:

$C_I$ : Costes iniciales (CAPEX + DEVEX) (€).

AEP: Producción eléctrica anual (MWh).

LT: Vida útil del parque.

a: Factor de tasa de descuento.

$C_O$ : Costes de operación y mantenimiento (OPEX) (€).

Básicamente, con esta expresión se pretende actualizar los costes anuales tanto de los costes de inversión (DEVEX y CAPEX) como los de operación (OPEX), y que se resume en la expresión Ecuación 5.4.

$$LCOE = LCOE_{CAPEX+DEVEX} + LCOE_{OPEX} \quad (5.4)$$

Únicamente por definir el factor de la tasa de descuento, cuya expresión se muestra en la Ecuación 5.5.

$$a = \frac{1}{LT} \times \frac{1+r}{r} \left[ 1 - \left( \frac{1}{1+r} \right)^{LT+1} \right] \quad (5.5)$$

r: Tasa de descuento.

Para conocer el coste nivelado de cada parque, se conoce tanto los costes de inversión y explotación, como la producción anual media estimada para cada localización. Por tanto, únicamente faltaría por determinar la vida útil del parque, así como la tasa de descuento típica en proyectos de eólica.

De este modo, en cuanto a la vida útil de los parques eólicos marinos, (Castro Santos, Silva, Rute Bento, Salvaço, & Guedes Soares, 2020) y (Kausche, Adam, Dahlaus, & Grobmann, 2018) estiman que los parques tendrán que ser desmantelados al cabo de 20 años de utilización. Por otro lado, (Ghigo, Cottura, Caradonna, Bracco, & Mattiazzo, 2020) propone 25 años. Finalmente, (Myhr, Bjerkseter, Agotnes, & Nygaard, 2014) opta para su cálculo del LCOE 30 años de vida útil, al igual que (Schallenberg Rodríguez & García Montesdeoca, 2018). Con todo ello, en este proyecto se propone una vida útil de los parques eólicos marinos de 25 años. Entre mayor vida útil se propone para el parque, menor será el coste nivelado.

Con respecto a la tasa de interés óptima para los cálculos, resaltar que a mayor tasa, mayor será el LCOE. Mientras que algunos autores más conservadores proponen entre el 4 y el 6% de tasa de descuento (Schallenberg Rodríguez & García Montesdeoca, Spatial planning to estimate the offshore wind energy potential in coastal regions and islands. Practical case: The Canary Islands, 2018), otros proponen hasta el 9 – 10% (Van Haaren & Fthenakis, 2011). Por todo ello, se asumirá una tasa de interés del 6%, valor intermedio y algo conservador de todo lo propuesto.

### 5.2.1.2. Resultados de costes nivelados de los parques eólicos marinos

Tras aplicar las ecuaciones anteriormente descritas, los resultados para parques de fondo fijo se muestran en la Figura 5.1, ordenados de menor a mayor LCOE. De este modo, el parque bottom-fixed con menores costes de generación es el localizado en el sureste de Gran Canaria, con 63,53 €/MWh, seguido del oeste de la misma isla con 76,79 €/MWh, por el lado contrario, el parque con costes de generación más elevados es el localizado en el noreste de Tenerife (128,80 €/MWh).

Esta gran diferencia se debe a las previsiones de producción, ya que, si bien el CAPEX unitario era prácticamente igual entre el sureste de Gran Canaria y el noreste de Tenerife, la producción de la primera casi duplica la de la segunda. Con todo ello, el LCOE promedio de los 6 parques propuestos para fondo fijo es 88,39 €/MWh, valor coherente con lo recogido previamente de la literatura sobre costes nivelados en parques de fondo fijo.

En cuanto a la distribución del LCOE, el OPEX representa de media el 27% del total de los costes de generación para fondo fijo, valor dentro del intervalo típico, como se refleja en el Apartado 4.4 del Capítulo IV, sobre el OPEX.

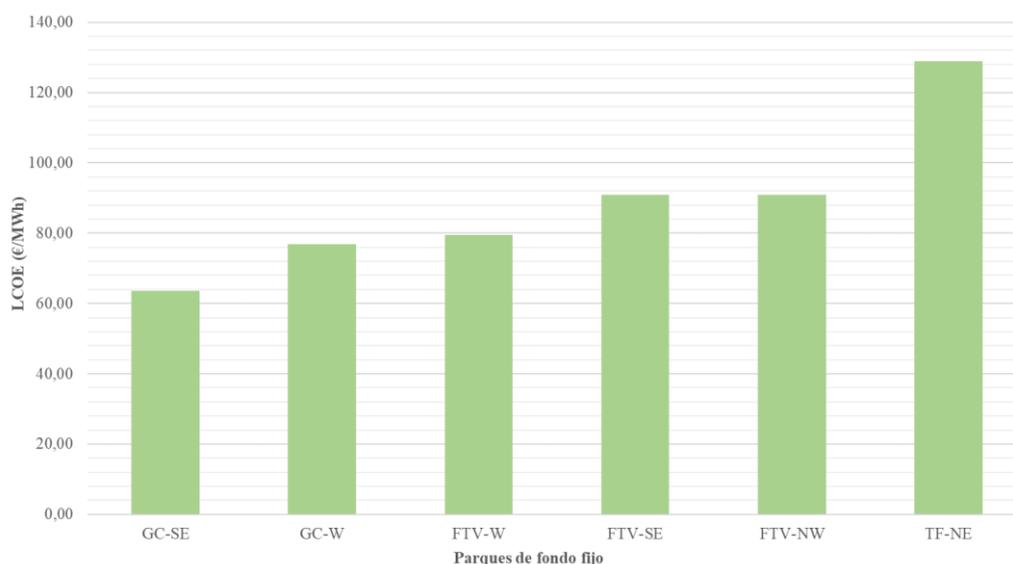


Figura 5.1. LCOE de los parques fondo fijo, ordenados de menor a mayor.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los parques flotantes de pequeño y mediano tamaño, primeramente señalar que se ha suprimido el resultado del oeste de La Palma del análisis de rentabilidad por su muy escasa producción (inferior a los 0,8 GWh anuales por megavatio instalado), que eleva el LCOE hasta los 625,50 €/MWh. Por tanto, se excluirá del análisis.

En la Figura 5.2. se muestran, en orden ascendente, los costes nivelados de los parques flotantes de Canarias. Así, los parques con menor LCOE son los emplazados en el sureste de Gran Canaria, noroeste de La Gomera, oeste de Gran Canaria, Oeste de Fuerteventura y sureste de Tenerife, con 79,45, 89,57, 92,69, 94,33 y 96,01 €/MWh, respectivamente, lo que les convierte en los más interesantes para invertir, al tener el menor coste de generación. En el otro lado de la balanza se encuentran el suroeste de Gran Canaria, el este de El Hierro y el Noreste de Tenerife, con costes nivelados de 201,48, 153,09 y 149,16 €/MWh, respectivamente.

De este modo, el coste de generación nivelado promedio de los parques flotantes es 109,98 €/MWh, valor coherente, aunque algo inferior a los valores recogidos por los estudios de parques flotantes en los años 2018 – 2020. Del total del LCOE, el 30% corresponden a gastos de O&M, valor típico en parques flotantes.

Comparándolo con el LCOE promedio de los parques de fondo fijo, los flotantes tienen un coste de generación del 24,50% más elevado, lo que los convierte en menos atractivos para la inversión, por sus aparentemente menos beneficios que puedan generar. Si se estudia una zona en concreto (por ejemplo, el sureste de Gran Canaria), el incremento es del 21,25%, un poco menor al promedio.

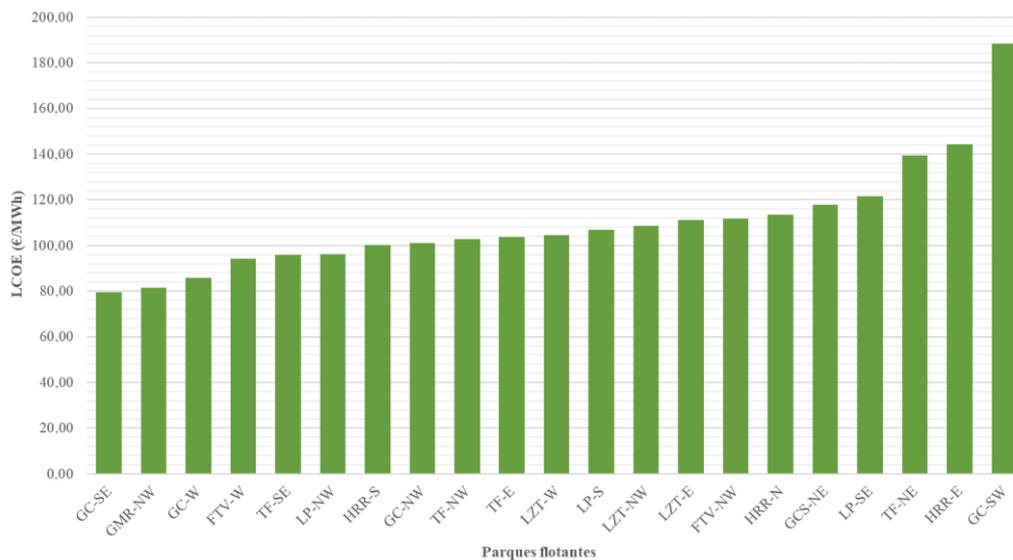


Figura 5.2. LCOE de los parques flotantes, ordenados de menor a mayor.

Fuente: Elaboración propia.

Para concluir con los resultados del LCOE, en cuanto a los macroparques, al igual que en los casos anteriores se confirma que el sureste de Gran Canaria es la mejor zona para invertir en parques eólicos marinos. La instalación de un macroparque en esta zona tendría unos costes de generación estimados de 72,20 €/MWh, valor inferior al de un parque flotante de menor tamaño en la misma zona (debido a las economías de escala). En el caso contrario, el macroparque con mayor LCOE es el suroeste de Fuerteventura, al tener una producción considerablemente inferior por megavatio instalado. El coste promedio de los macroparques alcanza los 75,21 €/MWh.

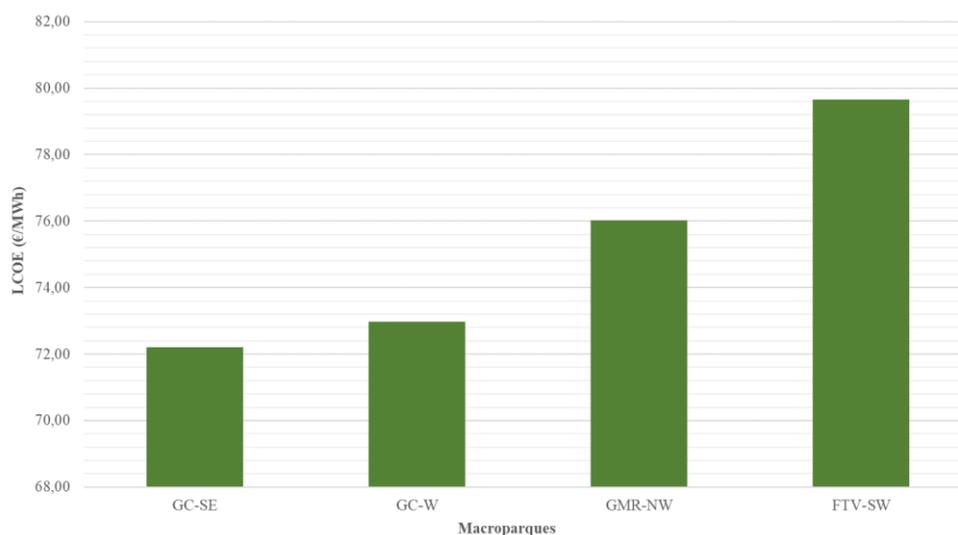


Figura 5.3. LCOE de los macroparques, por orden de menor a mayor.

Fuente: Elaboración propia.

## 5.2.2. Precios de generación

Para determinar la rentabilidad de un proyecto de generación de la energía, una vez se conocen los gastos totales durante toda su vida útil por unidad de generación, bastará con determinar el precio de salida de dicha unidad de generación. Si la diferencia entre el precio y el coste de generación es positiva, la compañía logrará beneficios, por lo que se concluye que el proyecto empresarial es rentable. No obstante, si resulta que la diferencia entre ingresos y costes es negativa, la empresa incurrirá en pérdidas, por lo que el proyecto no será viable económicamente.

Por ello, habrá que analizar los precios de la electricidad para poder estimar los ingresos de los parques eólicos marinos.

### 5.2.2.1. Precio de la electricidad para el consumidor final

A 5 de Agosto de 2021, el precio medio diario de venta al público era de 185,07 €/MWh (REE, 2021). Hace justamente dos meses, el día 5 de Junio, la electricidad tenía un precio de venta al público de 101,65 €/MWh. Comparándolo con los costes de generación de los parques, a simple vista podríamos decir que es bastante superior, pero el precio que paga el consumidor final no es, ni de lejos, el precio que recibe la compañía generadora de electricidad.

El precio final que paga un consumidor por la electricidad que compra se compone de varios factores (Selectra, 2021), (OCU, 2018):

- Energía facturada: Es el propio coste de generación de la energía, es decir, el que marcan las compañías generadoras y se ajusta en el mercado eléctrico. Además, en este ítem se engloba un pago por peaje de acceso relacionado el coste de transporte y distribución,

marcado por la CNMC, y un importe por cargo de energía, basado en cubrir costes regulados.

- Potencia facturada: Coste asociado por el simple hecho de tener una potencia contratada y acceso a electricidad. En este bloque se paga tanto el margen de beneficio de las comercializadoras como peajes de acceso por tener una potencia contratada.
- Impuestos: En la electricidad se pagan dos impuestos diferentes, el impuesto de la electricidad, gravamen únicamente por el hecho de tener una potencia contratada y/o consumir, y que representa el 5,113% de la sumatoria del coste de la energía facturada y la potencia contratada; y el IVA (en Canarias, IGIC) del 21% (7% en las islas), aunque el gobierno recientemente ha bajado el IVA de forma temporal debido al excesivo coste de la electricidad.
- Alquileres de equipos: Gravamen a pagar a las distribuidoras por los aparatos de medición (básicamente el contador eléctrico).

Por todo ello, el precio de la energía que verdaderamente influye sobre las compañías generadoras, y que determinará los beneficios o pérdidas de las energéticas, es el precio de la energía facturada, también conocido como precio de mercado o precio mayorista.

#### **5.2.2.2. Mercado “pool” eléctrico**

El mercado eléctrico ibérico (en el que se engloba la península, Canarias y Baleares), también conocido como “pool eléctrico”, al igual que el resto de mercados financieros, se rige por la ley de la oferta y la demanda. Por ello, el precio se negocia diariamente. De este modo, el día previo al que se realizará el consumo, la operadora del sistema (en España es REE) comunica las previsiones de demanda eléctrica que habrá el día siguiente. Con esta información, las centrales generadoras ofrecerán la cantidad de demanda que pueden cubrir, y al precio que la cobrarán. Por ello se le denomina “pool”; porque las empresas de generación “lanzan a la piscina” que es el mercado, sus ofertas para el día siguiente (Fernández Munguía, 2021),

Ese precio dependerá, fundamentalmente, de los costes de generación, aunque en muchos casos únicamente se analiza los gastos de operación en el precio ofrecido.

De este modo, existen cuatro grandes grupos en función de los precios que ofrecen al mercado (ordenadas de menor a mayor precio de generación):

- Centrales nucleares: Generalmente ofertan el precio más bajo de generación, ya que para la producción supone un mayor coste que ofrecer la electricidad a precios mínimos (en algunos momentos, incluso a 0 €/MWh). Además, su costes de operación es muy bajo.

- Fuentes renovables: a pesar de su elevado coste de capital, los costes de operación son mínimos, básicamente debidos al mantenimiento, por lo que ofertan a precios muy bajos, incluso a 0 €/MWh, como las nucleares.
- Hidráulicas: las centrales hidráulicas se pueden dividir en dos tipos: por un lado, aquellas centrales en las que se carece de una presa o forma de almacenamiento de agua, por lo que el flujo es continuo y no se puede regular la generación; por otro lado, las centrales que cuentan con capacidad de almacenamiento y sí pueden regular la generación eléctrica. En el primero de los casos, al no poder regular la generación, al igual que las renovables, suelen ofertar precios muy bajos. Por el contrario, las centrales que sí pueden regular la generación, ofrecen costes generalmente superiores a las renovables. Sin embargo, no les interesa elevar mucho el valor de su oferta, porque dependen de las reservas de agua o caudal que tengan. Así, en época de lluvias cuantiosas, el precio de las centrales hidráulicas será menor, y en verano, con la sequía, el precio de generación aumentará.
- Centrales térmicas (ciclos combinados, fuel, carbón, etc.): Estas centrales tienen unos costes de operación mucho más elevados que las anteriores, ya que requieren de combustible, que eleva considerablemente el precio. Además, debido a que se trata de generación con emisiones de CO<sub>2</sub>, al coste de generación hay que añadirle la tarifa por emisiones de CO<sub>2</sub>.

Cuando todas las centrales han propuesto sus ofertas, la demanda se asigna a las generadoras con menor precio ofertado, que van cubriendo poco a poco la demanda prevista. Sucesivamente se van incorporando las unidades de producción por orden ascendente en la oferta, hasta que quede cubierta la demanda. Esta última central generadora en entrar (con el mayor precio ofertado) será la que determine el precio de mercado de la electricidad, por lo que a todos los productores con ofertas más baratas se les pagará la energía al mismo precio. A este modelo se le conoce como “pagar al precio marginal”, es decir, el precio lo marca la última central productora en cubrir la demanda.

Por ejemplo, si se prevé que la demanda sea de 1.000 MWh, y las centrales renovables ofrecen 250 MWh a 15 €/MWh, las centrales nucleares 600 MWh a 20 €/MWh, las hidráulicas 300 MWh a 25 €/MWh y las centrales térmicas 700 MWh a 40 €/MWh, las hidráulicas serán las últimas en entrar a cubrir la demanda (primero entran los 250 MWh de las renovables, luego los 600 MWh de la nuclear, y los 150 MWh restantes los cubre la hidráulica), por lo que el precio de la electricidad será de 25 €/MWh.

Por tanto, aunque algunos productores oferten sus MWh a muy bajo precio, realmente se estarán llevando un beneficio mucho mayor, ya que el precio generalmente lo marcarán las centrales

térmicas (cuando las nucleares, renovables e hidráulica no tengan suficiente capacidad de producción).

Aunque la mayor parte del precio de la electricidad se determina el día anterior, existen también ciertos ajustes en el precio en un mercado intradiario, que también negocia dichos ajustes en el precio de manera continua, como si de la bolsa se tratara.

### 5.2.2.3. Precios del mercado mayorista eléctrico peninsular

Una vez explicado de manera simple el procedimiento seguido para determinar el precio de la electricidad en el mercado mayorista, en la Figura 5.4 se muestra el coste medio anual que ha sufrido el sector energético durante la última década. En los últimos 10 años (sin considerar el 2021), el precio registró su mínimo en el año 2020, con un valor de 35,21 €/MWh, mientras que el 2018 fue el año con la electricidad más cara de media, con 58,48 €/MWh.

Estas fluctuaciones tan importantes se deben, principalmente, a la explicación anterior sobre el funcionamiento del precio de la electricidad. Y es que el pasado 2020 las renovables tuvieron máximos registros de generación, lo que redujo considerablemente la participación de centrales térmicas en el mix eléctrico (REE, 2020), abaratando el precio de la misma.

No obstante, ante este hecho surge una cuestión muy controvertida durante el segundo trimestre del año 2021. Si cada vez hay mayor participación de renovables en el sistema eléctrico, ¿Por qué se están produciendo los precios máximos de electricidad desde que existen registros?



Figura 5.4. Precio medio anual de la electricidad en mercado mayorista<sup>5</sup> en la última década.

Fuente: Elaboración propia a partir de (OMIE, 2021), (REE, 2021).

<sup>5</sup> Los valores reflejados muestran el precio spot. No se consideran sobrecostes por restricciones, variaciones del mercado intradiario, servicios de interrumpibilidad o pagos por capacidad, entre otros.

Pues por tres cuestiones fundamentales:

1. Durante finales de primavera y el verano de 2021, la demanda eléctrica ha aumentado (a consecuencia de las inclemencias meteorológicas, principalmente), mientras que la producción renovable ha caído. Esto implica que demanda insatisfecha se cubra con mayor cantidad de generación térmica (combustible fósil). Este hecho puede visualizarse en la Figura 5.5.
2. El precio del combustible (el más usado por los ciclos combinados es el gas natural) ha sufrido un aumento exponencial en los últimos meses, fruto del debilitamiento del dólar, el incremento del precio de las materias primas o la elevada inflación de los últimos meses, entre otros motivos. En la Figura 5.6. se puede observar el ascenso continuado del precio del gas natural desde abril de este año. Esto, unido a la mayor necesidad de generación con fuentes fósiles, ha disparado el precio de la electricidad.
3. Aunque en menor medida, los derechos de CO<sub>2</sub> ha supuesto un mayor gravamen para las centrales emisoras de gases de efecto invernadero, debido a la elevada especulación del mercado de CO<sub>2</sub> (Pérez, 2021).

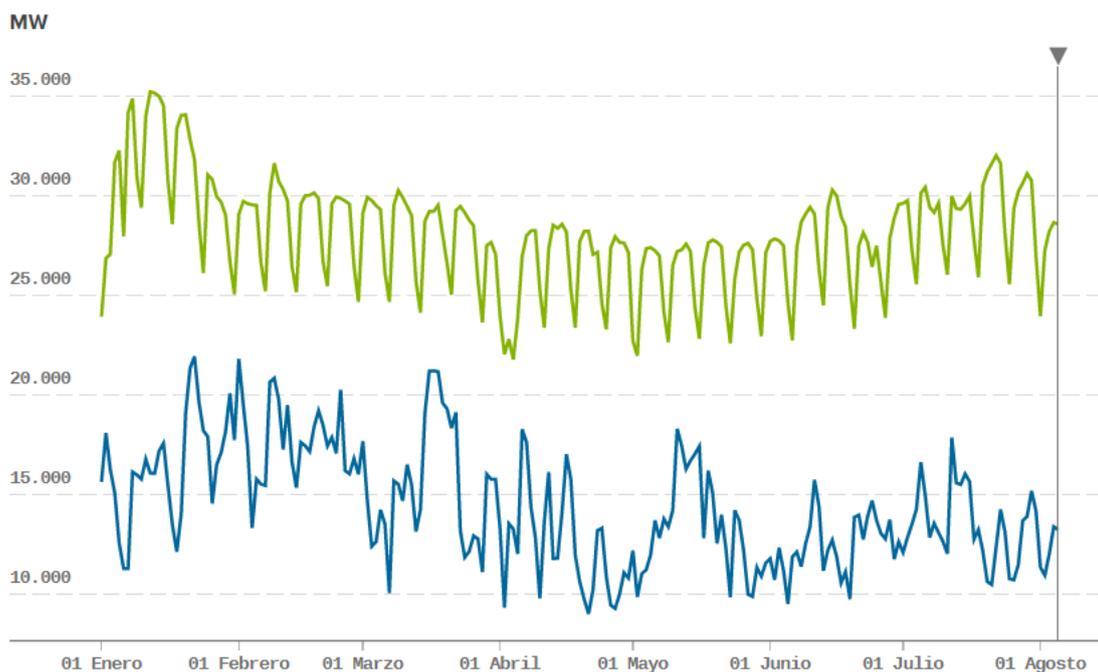


Figura 5.5. Generación renovable (curva azul) vs demanda eléctrica (curva verde).

Fuente: (REE, 2021)

Todo ello ha provocado que en los últimos 3 meses el precio de la electricidad no haya dejado de ascender, alcanzando los casi 100 €/MWh de media en el mes de Julio.



Figura 5.6. Cotización del gas natural.

Fuente: (Maarkets Insider, 2021)

Algunos expertos apuntan a que la única manera de atajar esta cuestión es eliminando el sistema marginalista que otorga cuantiosos beneficios a las nucleares y renovables, y pagando de forma equilibrada a cada una de las centrales en función del precio asignado por ellas. No obstante, todos los países de la OCDE tienen este sistema en el mercado eléctrico, regulado además por la UE, por lo que a corto y medio plazo no se baraja la posibilidad de cambio.

No obstante, analizando el entorno europeo, la situación no es muy diferente a la española. Durante todo el año, el mayor precio spot de la electricidad en Europa lo posee Reino Unido, alcanzando su máximo histórico de 123,43 €/MWh de media en julio, seguido Italia con 107,19 €/MWh. Tras España, con 98,38 €/MWh, se sitúan los Países Bajos y Alemania, con 87,95 y 83,24 €/MWh, respectivamente (REE, 2021). Sin embargo, hasta el año 2018, tanto Suecia como Dinamarca y Alemania tenían precios realmente bajos, con 30 €/MWh en los dos primeros casos, y 35 €/MWh en Alemania que, comparados con los 53,41 €/MWh de España, representa casi un 45% menos (Dansk Energi, 2019).

Sin embargo, como ya se ha analizado, las cuestiones que influyen en el precio de la electricidad son puramente transitorias, pues el precio del gas natural presenta una importante volatilidad, y es probable que en los próximos meses se vea una reducción del mismo, a medida que la inflación vuelve a sus valores normales, según la FED (Powell, 2021). Por otro lado, el constante aumento de potencia instalada renovable en España es suficiente aliciente para asumir que la baja producción (debido a condiciones ambientales) es otro efecto transitorio, y que a medida que se

instale más renovables, la producción volverá a su senda de crecimiento y la demanda tras las olas de calor, vuelva a disminuir. Es por ello que no se considerará que la tendencia extremadamente alcista en los precios de la electricidad se mantenga durante un período prolongado de años.

#### ***5.2.2.4. Precios de generación eléctrica en Canarias***

Sin embargo, a pesar de que el pool eléctrico peninsular también engloba los precios de generación en Canarias, no significa que los precios de generación en el archipiélago sean los mismos. Debido a la debilidad de las redes, el pequeño tamaño de los sistemas aislados, la difícil penetrabilidad de las renovables y la carencia de generación hidráulica o nuclear, el precio de generación en las islas es mucho más elevado que en la península. Sin embargo, el mercado eléctrico peninsular excluye las necesidades de los sistemas extrapeninsulares.

Es por ello por lo que los costes de generación de los parques eólicos marinos deberán ser comparados con los precios de generación eléctrica en las islas. Si los precios de generación actuales son más elevados que los costes de generación de los parques eólicos marinos, directamente se concluirá que los parques no son viables económicamente. No obstante, si los precios son más elevados que los costes de generación, habrá que realizar un análisis más exhaustivo sobre la rentabilidad de los parques, aunque todo apunta a que así será.

Para ello, la Figura 5.7 muestra los precios de generación de la electricidad en Canarias. Como los datos que se recopilan están a precios actualizados a dos años diferentes (el período 2014 – 2019 está referenciado a precios de 2020, y el período 2008 – 2013 a precios de 2012), se han actualizado todos los precios a 2020, considerando que el aumento del IPC general en Canarias es extensible al mercado eléctrico canario, con un valor del 1,90% en el período 2002 – 2020. Por otro lado, para estimar el coste de generación para el año 2020, no se tomará el valor publicado por REE (122,08 €/MWh), ya que debido a la pandemia, el consumo ha sido un 10,51% menor por el cierre de hostelería y parte de las industrias. Para ello, mediante una relación proporcional entre el precio de generación y la generación del 2019 y 2020 se ha determinado un coste de 136,42 €/MWh en condiciones normales.

Analizando el gráfico, el precio medio anual de generación eléctrico en el archipiélago ha variado en un intervalo de 117 – 152 €/MWh, con un precio medio de 137,78 €/MWh. Si se estudia todo el período mostrado, el precio medio asciende hasta los 153,13 €/MWh, con todos los precios actualizados a 2020.

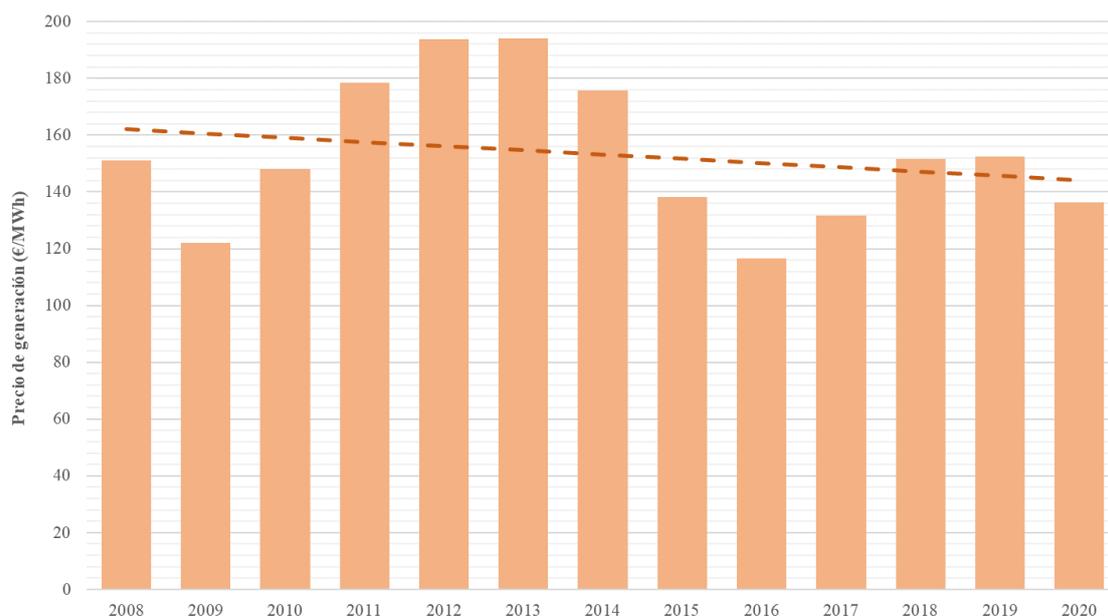


Figura 5.7. Precio medio de generación anual de la electricidad en Canarias.

Fuente: Elaboración propia a partir de (Gobierno de Canarias, 2020).

Atendiendo a que los precios de la electricidad en Canarias son muy superiores a los costes de generación de los parques eólicos marinos (88 €/MWh para fondo fijo y 110 €/MWh para flotante de media, aproximadamente), se concluye **que la mayoría de parques eólicos marinos propuestos en Canarias son viables económicamente.**

No obstante, hay algunos de los parques propuestos que tienen costes de generación superiores o similares a los precios históricos de la electricidad en Canarias, como es el caso del noreste de Tenerife para aerogeneradores flotantes, el este de El Hierro, el suroeste de Gran Canaria o el oeste de La Palma, y que habrá que analizarlos con mayor grado de detalle.

### 5.2.3. Determinación del precio de generación eléctrica de parques eólicos marinos

#### 5.2.3.1. Subastas de energía

En la mayor parte de los sistemas de generación eléctrica, los precios de generación están totalmente regulados. Para ello se utilizan las subastas de energía, mecanismo por el cual el estado determina la potencia a instalar de cada tipo de generación, así como su precio.

Las subastas de energía han sido utilizada durante los últimos años como principal recurso para incentivar las energías renovables en España. Su procedimiento es bastante sencillo, ya que saca a concurso un volumen total de potencia a instalar. Una vez publicada la potencia que se instalará, las compañías energéticas deberán presentar diferentes proyectos en diversas regiones sobre la potencia que ellos pretenden instalar, así como el precio de generación de la energía obtenida en cada parque. Finalmente, el estado adjudicará el proyecto con menor precio de generación. Por

tanto, para una localización determinada, la compañía que presente un precio de generación eléctrica más bajo será la que se lleve la subasta. (Energía y sociedad, 2018), (Renovables Verdes, 2019).

Por ello, el precio estipulado por la subasta será fijo durante el número de años acordado entre administración pública y empresa eléctrica. El precio de la generación deberá ser, a priori, superior al del pool eléctrico. Sin embargo, en las últimas subastas de renovables se ha comprobado como los precios de generación ya son mucho menores que los del mercado eléctrico peninsular (en el caso de eólica en tierra y fotovoltaica). No obstante, las instituciones públicas siguen optando por este mecanismo para controlar la potencia que se instala, y las compañías de generación se aseguran un suelo en el precio de generación. En España, las últimas subastas de este tipo han contado con un concurso de más de 3.000 MW, donde todo el cupo se lo ha llevado la fotovoltaica (67%) y la eólica en tierra (33%). En este último caso, el precio medio de generación ha sido de 25,21 €/MWh, estando todos los proyectos asignados en el intervalo de 20 y 28,63 €/MWh (El periódico de la energía, 2021).

En el caso de que el precio de subasta sea mayor que el de mercado, una parte del precio la pagará el mercado eléctrico (la que dictamine en ese momento el pool eléctrico) y la diferencia para llegar al precio de generación acordado lo desembolsará el estado, mediante la CNMC, con primas o ayudas a la generación (CNMC, 2013).

Estas retribuciones, además, se pueden dividir entre retribuciones a la inversión y, por otro lado, retribuciones a la operación de las centrales generadoras.

Fuera de España, en cuanto a la eólica marina, algunos estudios apuntan a que en los próximos años, el precio de generación puede converger en el rango de los 50 – 70 €/MWh, por lo que afirman que a partir de 2023 puede que no sea necesario dotar con retribuciones a la eólica marina (Invertia. El Español, 2020), (EnergyPost.EU, 2020).

No obstante, los precios de generación de algunos prototipos que han sido instalados recientemente en aguas europeas están muy lejos de estos rangos. De este modo, el parque flotante Windfloat Atlantic, de 25 MW, recibía dos tarifas fijas (168 €/MWh para los primeros 10,5 MW instalados, y 100 €/MWh para los restantes), a las que se sumaba una tarifa de operación de 34 €/MWh los primeros 40 meses, y 20 €/MWh los siguientes 21 meses (Public Affair Lead - Principal Power, 2019). Otro parque destinado a la investigación, Kincardine, de 50 MW, tiene garantizado una tarifa de 190 €/MWh (Valencia Plaza, 2019), al igual que el parque Hywind-Scotland, de 30 MW (Hansen, 2019). Finalmente, en el país galo se han proyectado 4 parques flotantes demostrativos, con capacidad total de 103 MW, a los cuales se les ha adjudicado un precio fijo de 240 €/MWh (Crampsie, 2017).

En el resto del mundo, el parque actualmente adjudicado con menor tarifa fija es el de un parque promovido por la Corporación de Energía Solar de India (SECI) Tranche-X Wind, con un precio de alrededor de 38,2 \$/MWh, o 33,62 €/MWh, con capacidad para 1,2 GW (El periódico de la energía , 2021).

Por tanto, se confirma que, a pesar que en el resto de Europa tienen a converger los precios de parques de fondo fijo, en Canarias los precios de generación siguen estando por encima de estas previsiones. En cuanto a los parques flotantes, por otro lado, tienen unas tarifas fijas muy superiores en los primeros proyectos europeos que los esperados en aguas del archipiélago.

- Precios de subasta propuestos para parques eólicos marinos en Canarias

En cuanto a la situación de los parques eólicos marinos de Canarias, se propondrá el precio al cual se estime que salgan a concurso. Poniéndose en el papel de la compañía eléctrica que debe proponer un precio de generación, se asumirá que, además de cubrir los costes de generación, se produzcan unos rendimientos del 6%. A pesar de que los beneficios industriales de las compañías generadoras eléctricas en cuanto a sus inversiones en renovables no están publicados, un estudio divulgado por la consultora McKinsey arroja que los parques eólicos marinos (principalmente de fondo fijo) pueden generar beneficios entre el 18 y 22% durante los próximos años (Florian, Künt, Küster, & Schlosse, 2018), aunque se aprecia un claro descenso tanto de los ingresos como de los costes de los parques. Otras referencias (Kömmerling, 2014) apuntan a una rentabilidad estable del 7,5%. Con todo ello, se asumirá un beneficio industrial del 6% para todos los parques, valor comúnmente usado en el ámbito urbanístico y menor que los publicados.

Con todo ello, la Tabla 5.3 del Anexo V.I. muestra el precio de generación mínimo por el cual las compañías estarían dispuestas a invertir, en función del parque y la localización. En el caso de los parques de fondo fijo, la localización con menor precio de subasta es el sureste de Gran Canaria, con 67,34 €/MWh, mientras que el parque con mayores precios de generación sería el situado en el noreste de Tenerife, con 136,53 €/MWh. Analizando en conjunto los parques de fondo fijo (Figura 5.8), el precio medio de generación fijado corresponde a 93,69 €/MWh. Se puede comprobar como el precio de generación sería inferior al precio de generación de la electricidad en Canarias, donde el 2020 se cerró con un valor aproximado de 135 €/MWh.

Por otro lado, los precios de generación propuestos para parques flotantes se muestran en la Figura 5.9. Las dos zonas con menor precio de generación serían el sureste de Gran Canaria y el noroeste de La Gomera, con 84,22 €/MWh y 86,53 €/MWh, respectivamente. En el otro lado de la balanza, las dos localizaciones con precio más elevado será el suroeste de Gran Canaria y el este de El Hierro, con 153,09 €/MWh, respectivamente (se obvia de este análisis el oeste de La Palma).

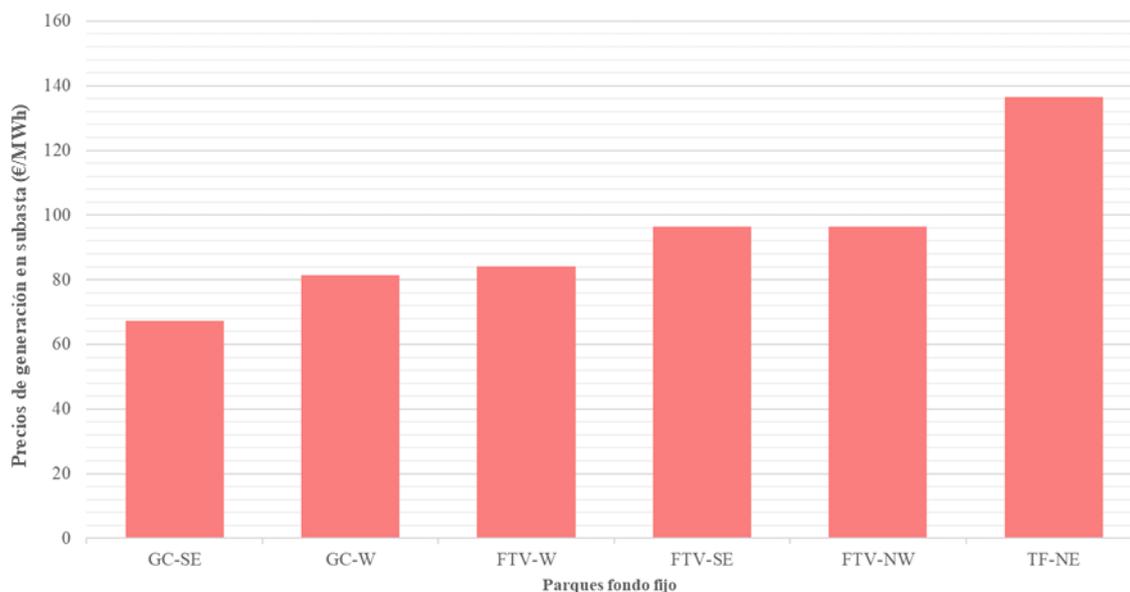


Figura 5.8. Precios de generación mínimos para parques de fondo fijo, por localización.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto al precio de generación medio de los parques flotantes en el archipiélago, éste asciende a 116,58 €/MWh, estando dos terceras partes de los precios de generación de los parques entre 100 y 120 €/MWh. Este hecho supone un coste medio del 25% superior a los parques de fondo fijo, por lo que a efectos de viabilidad económica, los parques bottom-fixed son más atractivos, en líneas generales, que los propuestos en aguas profundas.

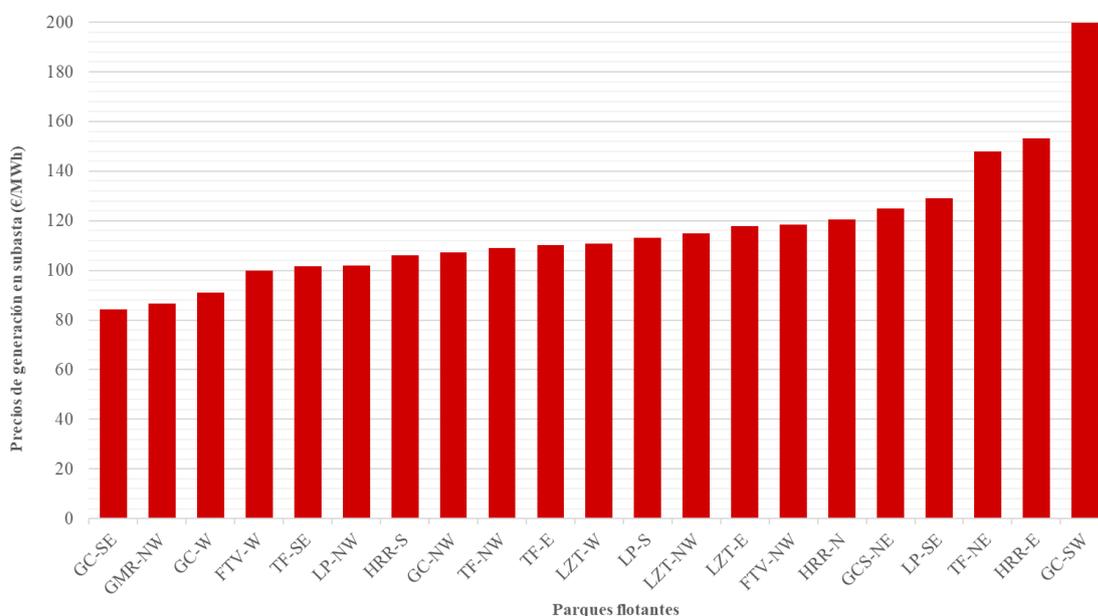


Figura 5.9. Precios de generación mínimos para parques flotantes, por lo localización.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, en cuanto a los 4 macroparques proyectados (Figura 5.10), la localización con menor precio de generación coincide una vez más con el sureste de Gran Canaria, seguido del oeste de esta misma isla (76,53 y 77,35 €/MWh, respectivamente). Por el lado contrario, el macroparque con un precio más elevado es el suroeste de Fuerteventura, con 84,43 €/MWh. El precio promedio de los macroparques es de 79,72 €/MWh, bastante inferior al resto de parques propuestos, por una reducción de costes basados en las economías de escala.

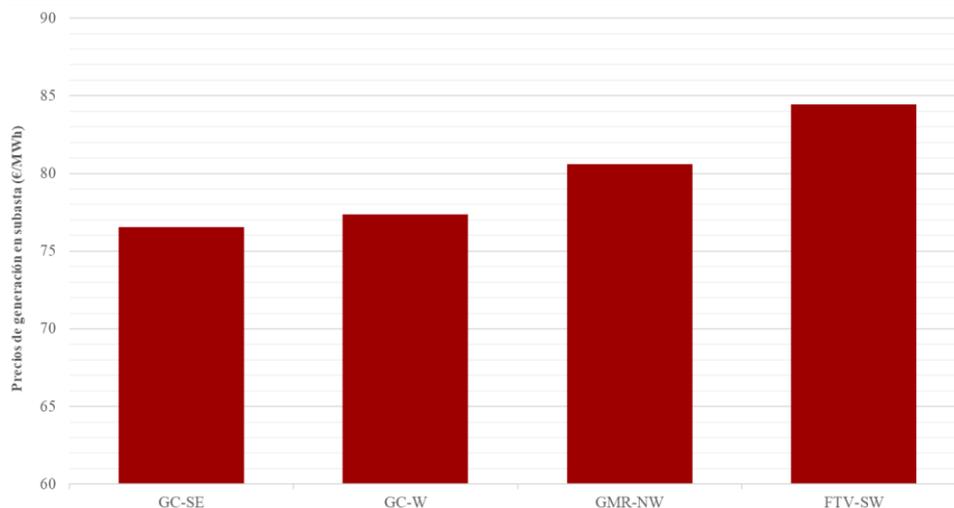


Figura 5.10. Precios de generación mínimos para macroparques, por localización.

Fuente: Elaboración propia.

### 5.3. Otras formas de financiación de los parques eólicos marinos

A pesar de que la mayoría de las concesiones renovables se realizan vía subasta a precios fijos de generación, en los últimos años se ha producido una alternativa diferente de promover el desarrollo de las renovables en Canarias: ayudas a la inversión (CAPEX). De esta forma se han adjudicado los últimos parques eólicos y fotovoltaicos, si bien esta forma de operar es debida a dos cuestiones fundamentales: el gobierno español llevaba varios años sin publicar nuevas subastas de renovables, y el gobierno canario tenía un remanente de los fondos FEDER que debía invertir en costes de capital. De este modo, aprovechó la situación para incentivar y promover la instalación de renovables en las islas, dotando de ayudas a la inversión de los parques de generación.

No obstante, actuar de esta manera supone no tener un precio regulado de generación, por lo que los parques adjudicados mediante esta herramienta deben ir al mercado peninsular (Canarias no cuenta con pool eléctrico propio, sino que está indexado al ibérico). A continuación, se pretende analizar el efecto económico de actuar mediante ayudas a la inversión, y si los parques serían rentables a precios peninsulares de la electricidad, o por el contrario si requerirían de ayudas para su desarrollo.

### **5.3.1. Análisis de viabilidad a precios de generación del mercado peninsular**

En caso de acudir a precios del mercado eléctrico peninsular, habrá que realizar un análisis de rentabilidad para los 25 años de vida útil del parque.

Para ello, al no tener fijado un precio constante de la electricidad, los precios del mercado fluctuarán, dependiendo así la rentabilidad de los parques en función de los años de funcionamiento y del precio previsto anualizado de la electricidad.

Debido a esta circunstancia, se va a utilizar dos de los parámetros más recurrentes a la hora de analizar la rentabilidad de cualquier proyecto empresarial, el VAN y el TIR. Para ello, no se considerará financiación externa, para facilitar los cálculos, por lo que no habrá que realizar pagos de intereses a préstamos. Se asumirá que toda la inversión de capital la desembolsan las propias compañías eléctricas.

#### ***5.3.1.1. Previsiones del precio de la electricidad en el mercado eléctrico peninsular***

Como se puede deducir, prever el precio de la electricidad para los próximos años es realmente complejo por las cuantiosas variables que intervienen en él. Sin embargo, algunas grandes consultoras y estudios han publicado previsiones para el mercado eléctrico peninsular.

Así, las principales compañías eléctricas de este país estiman que el precio de la energía no pare de subir hasta el 2025, con un incremento del 40% para 2025, superando los 50 €/MWh (Ruiz, 2020). Sin embargo, la consultora Deloitte afirma que, con la elevada introducción de renovables en el país, el precio de la electricidad logre disminuir un 35% en 2030 respecto al 2018, y un 55% hasta 2050, horizonte fijado por los objetivos de la reducción de CO<sub>2</sub> (Deloitte, 2018). Otro informe realizado por el Banco Americano afirma que para 2030, el precio de la electricidad en España rondará los 30€/MWh (El periódico de la energía, 2018).

A partir de dichas previsiones, y mediante interpolaciones cuadráticas, se ha estimado el precio de la electricidad hasta el año 2050. No obstante, las previsiones realizadas por los estudios anteriormente descritos son a precios del 2018 (salvo la de las compañías eléctricas), sin tener en cuenta la inflación en el sector eléctrico de los próximos años. Para realizar una estimación de la misma, (Ojea, 2020) establece que en la última década, el IPC del sector eléctrico fue, de media, un 0,8% superior al IPC general. Analizando el IPC general en el período 2010 – 2019, éste fue del 1,39% de media anual (durante la segunda década del siglo, la inflación estuvo muy contenida) (INE, 2021). Por tanto, se asume que en el período 2020 – 2050 se mantengan los niveles de

inflación de la última década<sup>6</sup>, por lo que el IPC en el sector eléctrico se estimará en 2,19% anual de media.

De este modo, la Figura 5.11 muestra tanto las previsiones hasta 2050 por los informes anteriormente mencionados, a precios referenciados a 2018, como las previsiones actualizadas con los valores medios de IPC en el sector eléctrico de los últimos 10 años (suponiendo que se mantienen constantes).

Tener en cuenta el IPC es de gran importancia con el paso de los años, la inflación se va acumulando, y a lo largo de los 30 años pronosticados, el precio es un 65% superior al estipulado en los estudios.

No obstante, aún con el IPC añadido a las previsiones del precio de la electricidad en el mercado mayorista, es fácilmente deducible que los parques eólicos marinos, si no disminuye su coste de inversión y operación en los próximos años (como numerosos estudios apuntan), no serán rentables a precios peninsulares, al tener un coste nivelado superior al precio de la electricidad, y por ende, ingresos menores a los gastos, lo que incurriría en pérdidas.

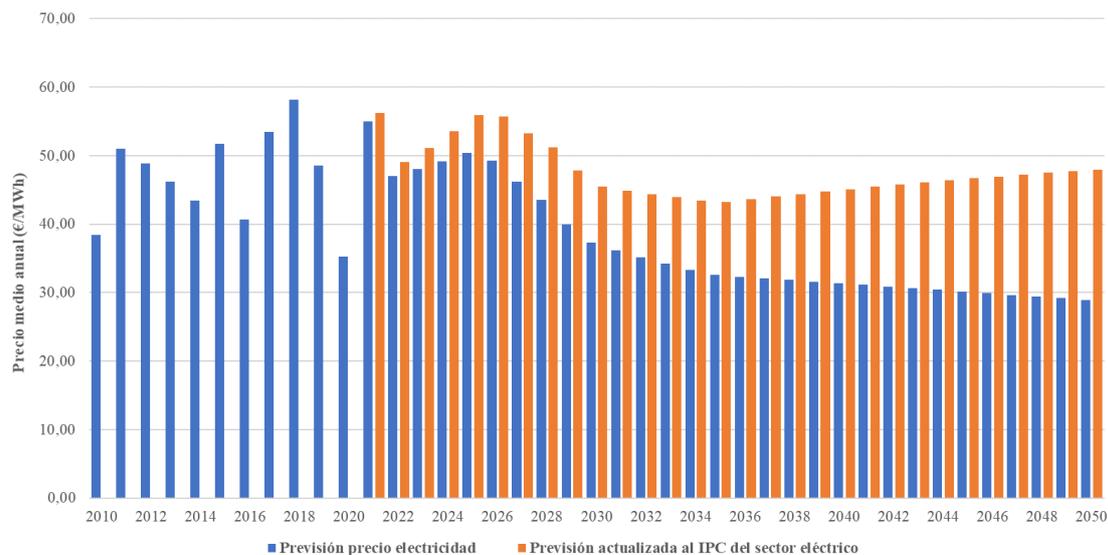


Figura 5.11. Previsión del precio de la electricidad en el mercado mayorista hasta 2050.

Fuente: Elaboración propia.

<sup>6</sup> Actualmente, la inflación en EE UU está muy por encima del 2%, alcanzando en el mes de Junio el 5,4%, en parte debido al efecto COVID en el año 2020, por lo que los datos actuales están bastante desvirtuados. Además, la FED confía en que la inflación actual sea transitoria, así que en este documento no se considerará un crecimiento considerable de la inflación

### 5.3.1.2. Valor Actual Neto

Mediante el Valor Actual Neto o VAN, como su propio nombre indica, se obtienen los resultados económicos de un proyecto, a lo largo de toda su vida estimada, con valores actuales. Es decir trae todos los flujos de caja al presente, descontando la tasa de descuento o de interés determinado. Por tanto, el resultado final serán los beneficios o pérdidas previstos para el proyecto a lo largo de su vida útil con valores actualizados al momento en el que se realiza el análisis económico.

El VAN se obtiene mediante la Ecuación 5.6. Para ello, será necesario conocer los flujos de caja anuales, durante los 25 años de vida útil de los parques. Los flujos de caja de se calcularán en base a la Ecuación 5.7. Para ello se utilizarán los precios de la electricidad estimados en el apartado anterior, y se considerará que los parques entrarán en funcionamiento en el año 2025, durante 25 años. La producción media se considerará constante a lo largo de los 25 años. En cuanto a la inversión inicial, se supondrá que tanto los precios del DEVEX como el CAPEX están referenciados a un mismo año (Ecuación 5.8). Para la tasa de descuento, al igual que para el LCOE, se supondrá un 6%, valor comúnmente utilizado en proyectos empresariales del sector energético (Siles Barrera, 2012).

$$VAN = -C_I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad (5.6)$$

$$F_t = I - C = P \times p_a - OPEX_a \quad (5.7)$$

$$C_I = CAPEX + DEVEX \quad (5.8)$$

Donde:

VAN: Valor actual neto de los flujos de caja (€).

$C_I$ : Coste de inversión inicial (€).

$F_t$ : Flujo de caja anual (€).

$k$ : Tasa de descuento (6%).

$t$ : Vida útil del parque (años).

$P$ : Producción anual media (MWh).

$p_a$ : Precio de la electricidad para cada año (€/MWh).

### 5.3.1.3. Tasa Interna de Retorno

Otro parámetro fundamental del análisis de viabilidad económica en cualquier proyecto es el TIR, o Tasa Interna de Retorno. Su definición está estrechamente ligada a la del VAN, ya que el TIR no es otra cosa que la tasa de interés que ofrece cada proyecto cuando se anula el VAN (es decir, no hay ni beneficio ni pérdidas). De este modo, para que un proyecto sea rentable, se deben dar

dos condiciones: el TIR deberá ser positivo, que indicaría que en algún momento se recuperaría toda la inversión del parque; y además, mayor que una tasa mínima de rentabilidad (k) que se le exija a los proyectos.

Por tanto, el TIR se calculará de forma similar al VAN, como muestra en la Ecuación 5.9. El resto de parámetros siguen siendo los mismos que para el cálculo del VAN.

$$0 = -C_I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \quad (5.9)$$

#### ***5.3.1.4. Análisis de VAN y TIR a precios del mercado eléctrico peninsular***

Tras aplicarse las expresiones anteriores a todos los parques marinos, los resultados por parque se muestran en la Tabla 5.2. del Anexo V. Como se puede ver en ella, no hay ningún parque marino (ni fondo fijo ni flotante) que tenga VAN positivo a precios peninsulares, por lo que si el retorno de la inversión durante toda la vida útil es negativo, el proyecto no será rentable a precios peninsulares (con una tasa de descuento del 6%). Esto no significa que el balance anual de resultados sea negativo, ya que al cierre del año, el flujo de caja es positivo, es decir, hay beneficios. Sin embargo, no son suficientes beneficios para cubrir la importante inversión de capital de los parques.

Como el VAN viene dado en términos totales, se analizarán las pérdidas en las que incurrirían los parques, en caso de llevarse a cabo, en términos porcentuales. Para ello, se ha determinado las pérdidas a partir de la relación entre el VAN obtenido y el coste total del parque a lo largo de toda su vida (el OPEX se ha actualizado cada año). En el caso de los parques de fondo fijo, el parque con menos pérdidas estaría localizado en el sureste de Gran Canaria, mientras que el que mayor tendría sería el del noreste de Tenerife. En promedio, las pérdidas de parques bottom-fixed alcanzarían el 38,21% de los costes totales del parque. Con respecto a los parques flotantes, la situación no es más favorable. Todos los parques incurrir en pérdidas, mayores incluso que las de fondo fijo. Como en los bottom-fixed, el parque con menos pérdidas sería del del sureste de Gran Canaria, seguido por el noroeste de La Gomera. Por el lado contrario, los parques con mayores pérdidas serían los instalados en el oeste de La Palma y el suroeste de Gran Canaria. El valor medio de las pérdidas de los parques flotantes es de 57,26%, es decir, más de la mitad de todos los costes a lo largo de la vida útil del parque no se recuperarían.

Finalmente, al analizar los macroparques se aprecia que las pérdidas también son considerables, aunque menores que las de los parques de pequeño y mediano tamaño. De este modo, el parque con menores pérdidas vuelve a ser el localizado en el sureste de Gran Canaria. En el lado contrario se sitúa el suroeste de Fuerteventura. Las pérdidas medias de los macroparques propuestos son de 37,26%.

Como todos los parques tienen VAN negativo a precios peninsulares, no se considera necesario analizar el TIR, ya que será negativo. Por tanto, se concluye que si se determina que los parques eólicos debieran regirse por el pool eléctrico peninsular, requerirían de ayudas a su financiación para que sean proyectos atractivos económicamente y rentables.

#### **5.3.1.5. Ayudas a la inversión a precios de mercado eléctrico peninsular**

Como los parques eólicos marinos no son viables económicamente si se analizaran a precios peninsulares, las empresas beneficiadas deberán recibir ayudas para costear parte de los gastos de inversión (CAPEX). Estas ayudas, en función del concepto con el que se publiquen, pueden tener que ser devueltas, a modo de préstamo, o por el contrario, a fondo perdido, como son las últimas concedidas en Canarias.

Este método de incentivos son los implementados en los últimos años en Canarias para la eólica, donde en la última subasta de 2021, los 98 MW adjudicados (cofinanciados con fondos FEDER) fueron subvencionados con 22,3 M€, lo que supone una subvención de 227,50 k€/MW instalado, en torno al 19,4% del total de la inversión (El periódico de la energía, 2021), (Invertia. El Español, 2021). En la subasta anterior en las islas (del año 2019), se adjudicaron 184 MW de eólica con una ayuda a la inversión media de más de 300 k€/MW. Sin embargo, algunos parques recibieron ayudas por valor de más de 472 k€/MW, como es el caso del parque de Puerto del Rosario de Naturgy (El Economista, 2019).

En lo que al futuro de las islas se refiere, a partir de las ayudas para la reactivación económica del Fondo de Reactivación “Next Generation Europe” se pretende dotar en el período 2021 – 2023 de subvenciones a la inversión, tanto a la eólica en tierra como marina. Así, los programas de ayudas al CAPEX de parques en tierra ascienden a 300 k€/MW para parques nuevos, que representaría en torno al 20% de la inversión en Canarias. En cuanto a los parques marinos, para las plataformas de ensayos en aguas profundas, se pretenden impulsar ayudas por valor de 2M€/MW hasta los 100 MW (AEE , 2020).

En cuanto a parques marinos subvencionados con este tipo de ayudas, es el caso del parque flotante Hywind-Tampen, de 88 MW, a quien las autoridades noruegas han facilitado ayudas a la inversión por valor del 45% de la inversión total (Hansen, 2019).

- Ayudas a la inversión de los parques eólicos canarios

Para determinar cuáles deberían ser las ayudas a la inversión, se ha asumido que el VAN de las compañías energéticas se vea incrementado un 6% respecto al coste total del proyecto. De este modo, éste sería el beneficio para las empresas adjudicatarias. Con el nuevo VAN para cada

parque y el VAN sin ayudas a la inversión, se puede determinar la subvención necesaria para rentabilizar cada parque propuesto. Para ello, se propone la Ecuación 5.10, donde a partir del VAN tras concederse la ayuda a la inversión (6% del coste total), y el VAN real, sin ayudas, se determina la subvención a conceder en función de la potencia instalada.

$$S_i = \frac{VAN_{ayuda} - VAN_{real}}{P_i} = \frac{(1+B)C_T - VAN_{real}}{P_i} \quad (5.10)$$

- Donde:
- $S_i$ : Ayuda a la inversión (M€/MW).
- $VAN_{ayuda}$ : VAN con 6% de beneficio del coste total ( $1,06 \times C_T$ ) (M€).
- $VAN_{real}$ : VAN sin ayudas (Tabla 5.2) (M€).
- $P_i$ : Potencia instalada por parque (MW).
- $B$ : Beneficio asumido (%).
- $C_T$ : Coste total de la vida útil del parque (M€).

De este modo, la Figura 5.12 y Figura 5.13 muestran las ayudas necesarias para que los parques de fondo fijo sean viables económicamente a precios peninsulares y la cuota que cubre dicha subvención respecto a los costes de inversión. La menor subvención a conceder sería para el sureste de Gran Canaria, con un incentivo de 1,35 M€/MW, seguido del oeste de Fuerteventura, con una cuantía de 2,13 M€/MW. El parque que mayor subvención requeriría sería el noreste de Tenerife, alcanzando los 3,20 M€/MW, superando 1,37 veces la subvención necesaria en el sureste de Gran Canaria. Con todo ello, la subvención media para los parques de fondo fijo en aguas canarias es de 2,34 M€/MW, aproximadamente.

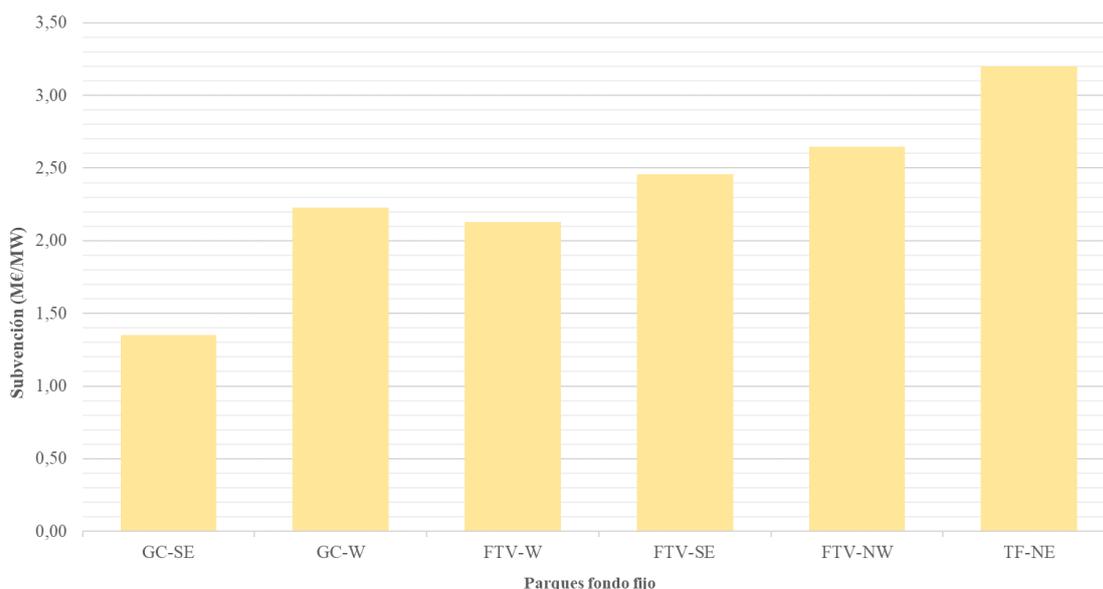


Figura 5.12. Subvención necesaria para asegurar la rentabilidad de los parques fondo fijo.

Fuente: Elaboración propia.

En lo que respecta a la cuota de la inversión cubierta por las ayudas a la inversión, mientras que en el caso del sureste de Gran Canaria sigue siendo la localización con menor cuantía subvencionada (46,03% de la inversión), le seguiría el oeste de Gran Canaria, necesitando cubrir el 60,55% de la inversión mediante ayudas. El parque que más subvención requeriría sería nuevamente el noreste de Tenerife, con el 96,82% de la inversión a cubrir. En definitiva, la cuota media que deberán cubrir las ayudas a la inversión en Canarias asciende al 70%, aproximadamente.

Considerando otros factores analizados, como el TIR o el VAN de los nuevos parques subvencionados, la Tabla 5.4 del Anexo V.I. muestra estos y otros parámetros. Es el caso de la proporción del coste total de los parques que cubriría la subvención, con una cuota promedio del 50% aproximadamente. Además, el tiempo de retorno de la inversión o payback se estima de media entre los 14 – 15 años. En cuanto al TIR, actúa de forma inversa a lo analizado anteriormente, ya que los parques menos rentables presentarán un mayor TIR. Esto se debe a que aquellos parques que requieren de mayores ayudas a la inversión tendrán un TIR más elevado, porque el coste de inversión para la empresa eléctrica es mucho menor. De este modo, el TIR promedio de los parques subvencionados asciende al 13%.

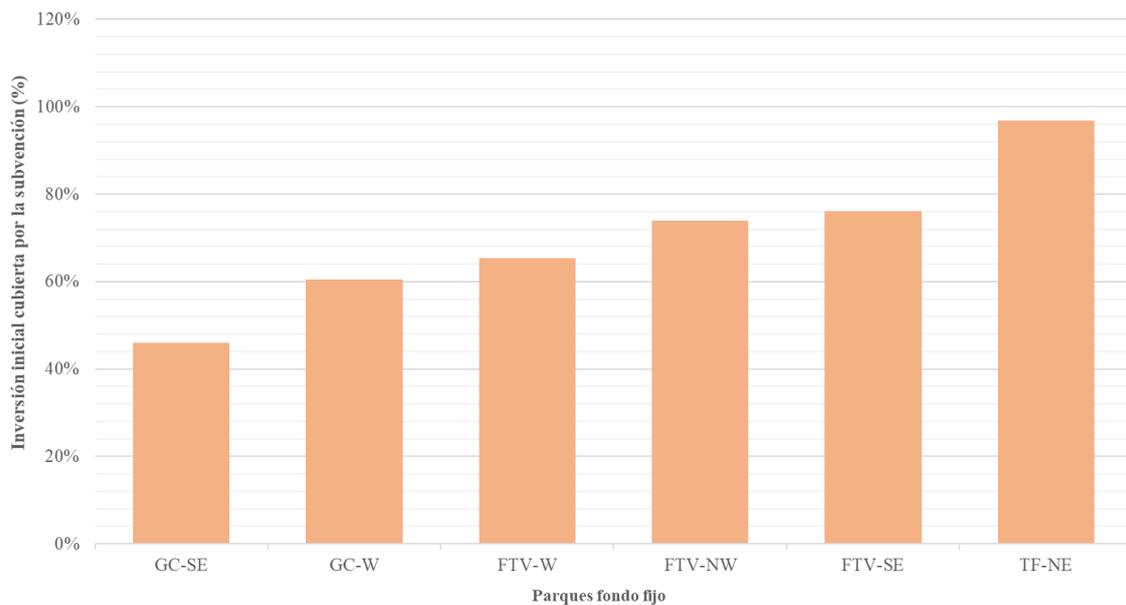


Figura 5.13. Cuota de la inversión a cubrir por la subvención de los parques fondo fijo.

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, en cuanto a los parques flotantes de pequeño y mediano tamaño, los resultados del análisis sobre las necesidades de incentivos a la inversión se muestran de igual modo en la Tabla 5.4. del Anexo V.I. Con respecto a la subvención necesaria para que cada parque sea viable a precios peninsulares, la Figura 5.14 refleja que, una vez más, el sureste de Gran Canaria es la localización que menor subvención requeriría para cumplir con los objetivos de 6% de VAN

superior al coste total, con una ayuda de 2,63 M€/MW. Le sigue el noroeste de La Gomera (2,69 M€/MW) y el oeste de Gran Canaria (2,99 M€/MW). Por el lado contrario, la peor localización vuelve a ser el oeste de La Palma (5,52 M€/MW, no se muestra en la figura), seguido del noroeste de La Graciosa (4,77 M€/MW) y el suroeste de Gran Canaria (4,68 M€/MW). En definitiva, excluyendo el oeste de La Palma, la ayuda promedio en Canarias asciende a 3,69 M€/MW.

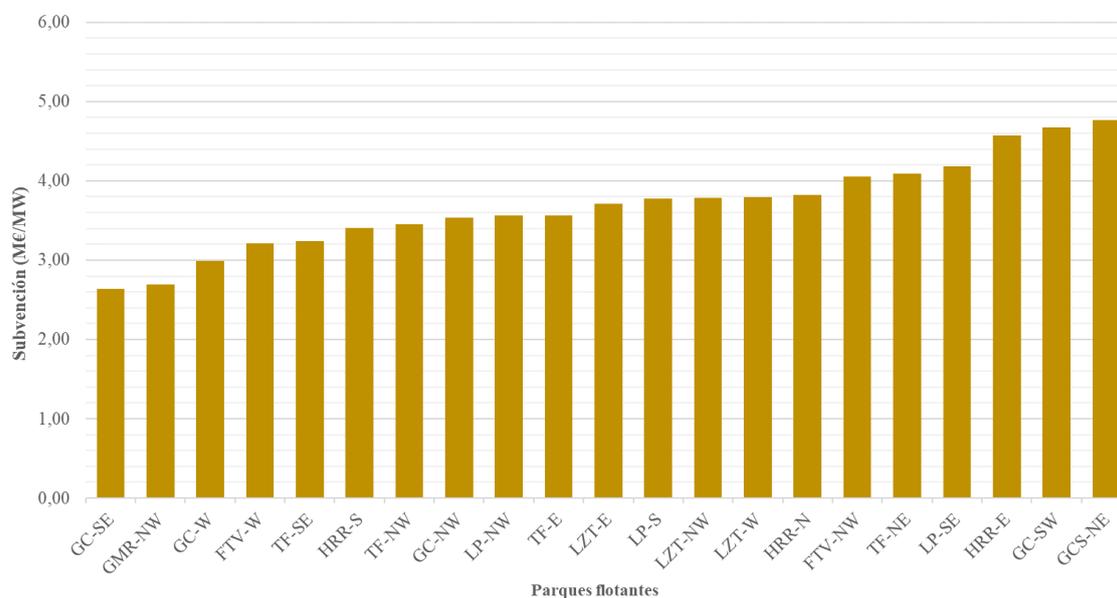


Figura 5.14. Ayuda necesaria para asegurar la rentabilidad de los parques flotantes.

Fuente: Elaboración propia.

Si se analiza la cuota cubierta por los incentivos sobre los costes de inversión de parques flotantes, (Figura 5.15) las menores necesidades de ayudas lo representan las tres mismas localizaciones que para una menor cuantía, con 68,19, 79,88 y 73,59% de la inversión, mientras que los parques que mayor proporción de la inversión necesitan subvencionar son los del oeste de La Palma (144,10%), el suroeste de Gran Canaria (116,99%) y el noreste de Tenerife (105,19%). Además, hay otro parque, el localizado al este de El Hierro, que requeriría una subvención mayor que el coste de inversión (102,69%). Para estos 4 parques, ni mediante subvención sería rentable su instalación, ya que requerirían ayudas superiores a los costes de inversión (> 100%) y por ende, directamente se desecha la idea de su desarrollo. La cuota media que se necesita cubrir mediante ayudas a la inversión alcanza el 84% (excluyendo los 4 parques con cuota > 100%).

En cuanto a otros parámetros de interés, la subvención cubriría, de media, el 60% de los costes totales a lo largo de toda la vida de los parques flotantes, valor superior comparándolo con fondo fijo. El retorno de los costes totales del parque se produce de media a los 15 años, similar a los parques de fondo fijo. A mayor cuota de los costes cubiertas por las ayudas, menor es el tiempo de retorno de los gastos. Finalmente, en cuanto al TIR, si se aplicaran los incentivos a la inversión, el TIR promedio de los parques flotantes sería de, aproximadamente, 12,33%. Entre mayor es la

subvención a un parque, menor es el desembolso en inversión que hará la empresa que explotará el parque, y por tanto mayor será el TIR.

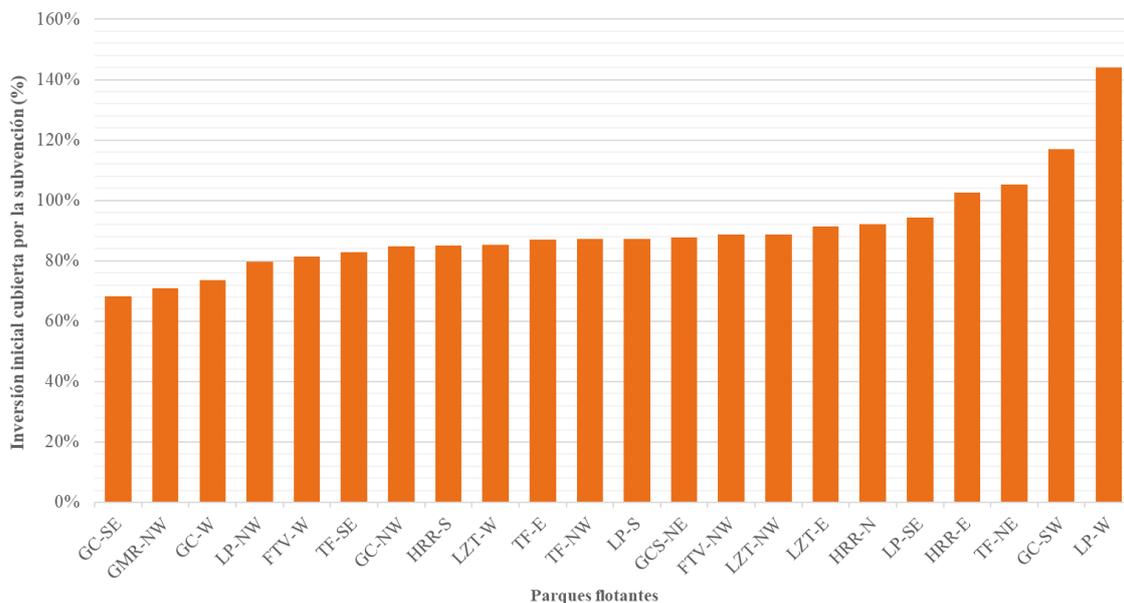


Figura 5.15. Cuota de la inversión a cubrir por la subvención de los parques flotantes.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los macroparques, la localización con menor cuantía de ayudas es el sureste de Gran Canaria, seguido del oeste de la misma isla, el suroeste de Fuerteventura y, finalmente, el noroeste de La Gomera, todos los valores comprendidos entre 2,09 y 2,32 M€/MW, con un valor medio de 2,21 M€/MW. Esto supone cubrir entre el 62,35% del sureste de Gran Canaria al 74,61% del suroeste de Fuerteventura. El retorno de los gastos totales se estima en 19 – 20 años, y las ayudas cubrirían de media el 43,25% de los gastos totales de los macroproyectos.

### 5.3.2. Análisis de rentabilidad a precios eléctricos canarios (disgregar del pool peninsular)

Otra opción que se plantea para mejorar la rentabilidad de los parques es separar el mercado eléctrico canario del peninsular. En la actualidad, son varias las voces que comienzan a cuestionar el sistema de precios y proponen la separación del mercado eléctrico canario del peninsular.

Por tanto, en este apartado se analizará el efecto de disgregar el mercado eléctrico ibérico del canario para las compañías eléctricas (no en el usuario final, cuya falta de regulación incurriría seguramente en un aumento muy significativo del precio de la electricidad), y que los parques eólicos marinos participaran en dicho mercado. Para ello, al igual que en los análisis anteriores, será necesario realizar una previsión del precio de la electricidad en el mercado eléctrico. Con este objetivo, se partirá de los datos históricos que facilita la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial (Gobierno de Canarias, 2020), y se realizará una tendencia hasta el año 2050. Las previsiones de los agentes anteriormente citados

para el mercado peninsular no tienen cabida en el mercado canario, al tratarse de un sector totalmente diferente, sin participación de la energía nuclear ni hidráulica, así como una capacidad de crecimiento de renovables mucho mayor y conformado por 6 subsistemas eléctricos (en los próximos años serán 5) totalmente aislados entre sí.

Como se observa en la Figura 5.7, se espera un descenso lineal del precio de generación de la electricidad en el archipiélago hasta 2050, incentivado por un fuerte desarrollo de renovables y almacenamiento energético. Por tanto, a partir de la tendencia determinada a partir de los datos históricos, la Ecuación 5.11 expresa el precio de generación medio de electricidad en el mercado canario hasta 2050.

$$P_a = -1,5012 \times a + 163,64 \quad \text{si } 1 \leq a \leq 43 \quad (5.11)$$

Donde:

$P_a$ : Precio anual de la electricidad (€/MWh).

a: Año de la previsión (a = 1 corresponde a 2008, y a = 43 corresponde a 2050).

Las previsiones realizadas ya tendrían los precios de generación actualizados al IPC, por lo que no se considera un aumento de precios por la inflación, al estar ya incluido en el precio final. Así, la Figura 5.17 muestra la previsión de precios de generación canarios, con un decrecimiento lineal hasta 2050.

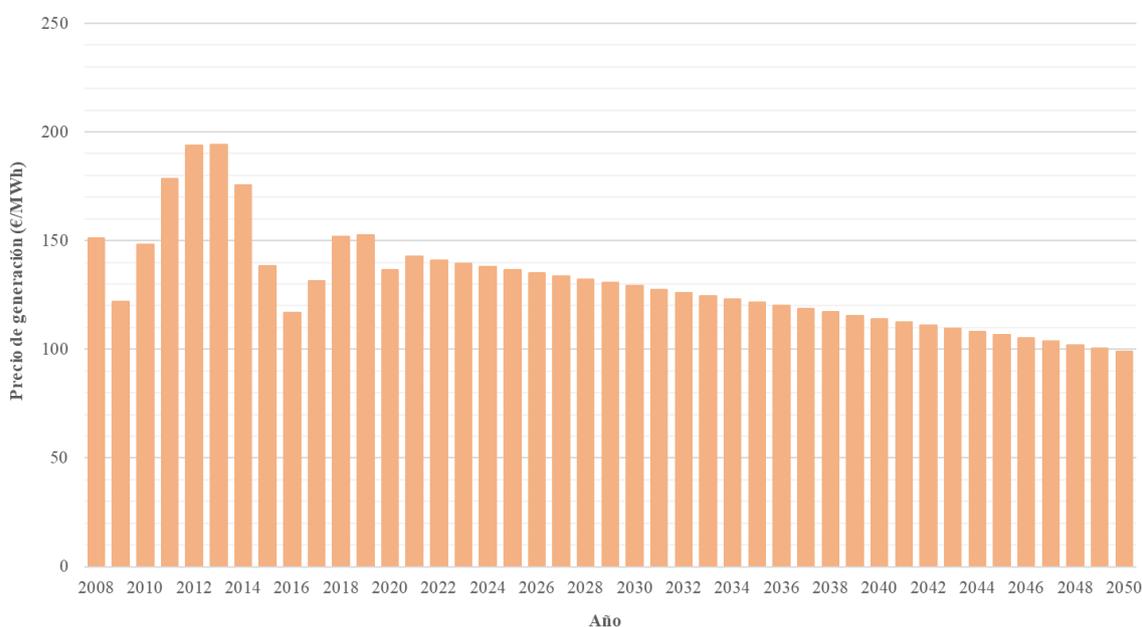


Figura 5.16. Previsión del precio de generación de electricidad en el mercado canario hasta 2050.

Fuente: Elaboración propia.

Así, una vez conocido los precios previstos en el mercado mayorista canario, se puede volver a calcular los parámetros de rentabilidad anteriormente citados para el mercado peninsular. En la Tabla 5.5 del Anexo V.I. se muestran dichos factores.

De este modo, en lo que respecta a parques bottom-fixed, salvo el caso del noreste de Tenerife, el resto de parques son rentables, con una tasa de interés superior al 6% exigida a los parques. Así, el sureste de Gran Canaria vuelve a proclamarse la localización más rentable de Canarias para fondo fijo, con un TIR de 18,32%, seguido del oeste de Gran Canaria, con TIR de 13,52%. Como ya se comentó, el noreste de Tenerife está a la cola de la rentabilidad de los parques de fondo fijo, con un TIR de 4,82%, siendo el único con un VAN negativo (por tener un TIR menor que la tasa de descuento exigida). Todo ello se muestra en la Figura 5.18. El TIR promedio de los parques de fondo fijo (excluyendo el noreste de Tenerife) asciende a 11,50%.

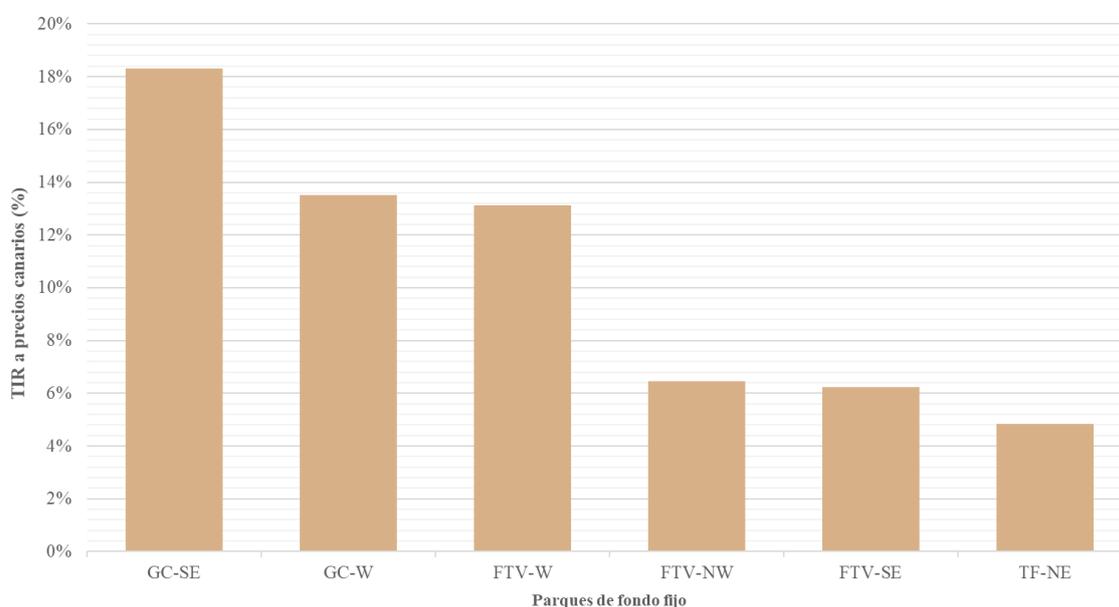


Figura 5.17. TIR a precios de la electricidad canarios para parques de fondo fijo.

Fuente: Elaboración propia.

En lo que respecta a los beneficios de los parques de cimentación fija (Figura 5.19), el sureste de Gran Canaria presenta un beneficio unitario de 4,07 M€/MW a precios actualizados, lo que se traduce en un 96% de beneficios respecto al coste total a lo largo de toda la vida del parque. Le sigue el oeste de Gran Canaria, con un beneficio unitario de 3,09 M€/MW y 62% de beneficio respecto al coste total. En el otro lado de la balanza se encuentra el noreste de Tenerife, que incurre en unas pérdidas de 150 k€/MW, lo que representa el 3,36% del coste total del parque. En conclusión, los beneficios medios de los parques (sin contar el noreste de Tenerife), son de 57,75%, o 2,64 M€/MW instalado. Finalmente, el payback de estos parques es de entre 9 y 10 años de media, siendo el mínimo en el sureste de Gran Canaria, cubriendo todos los gastos en el sexto año del parque.

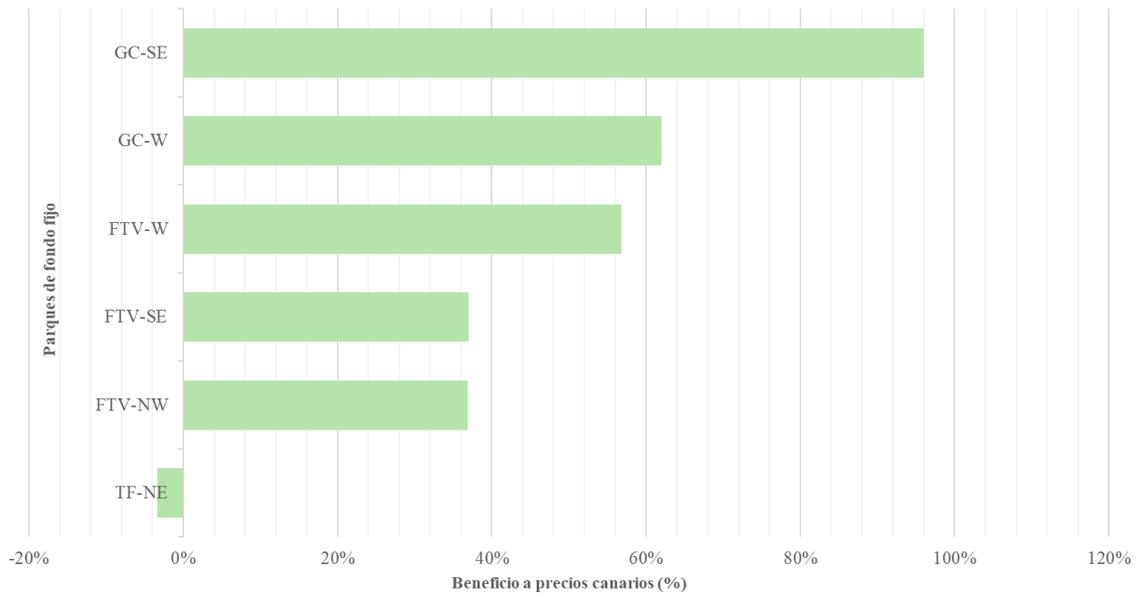


Figura 5.18. Beneficios de los parques de fondo fijo a precios de la electricidad canarios.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los parques flotantes, una vez más el parque más rentable es el situado en el sureste de Gran Canaria, con un 13,45%, como se puede apreciar en la Figura 5.20. Los dos parques siguientes en cuanto a TIR son el noroeste de La Gomera y oeste de Gran Canaria. En el lado contrario se encuentran los parques del oeste de La Palma y suroeste de Gran Canaria, con TIR negativos, y el este de El Hierro y noreste de Tenerife, pues su TIR es inferior al 6%, valor mínimo exigido a la tasa de interés para la rentabilidad de los parques, al igual que el sureste de La Palma. Excluyendo estos últimos 5 parques, el TIR promedio de los parques flotantes asciende a 9%.

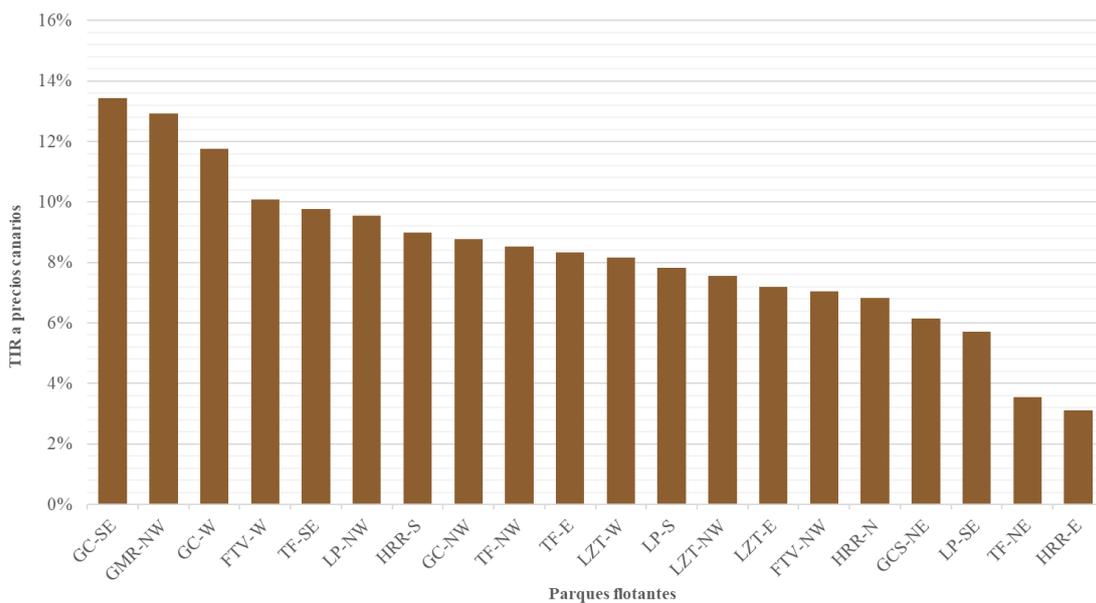


Figura 5.19. TIR a precios de la electricidad canarios para parques flotantes.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto al margen de beneficios obtenidos, en la Figura 5.21 puede apreciarse como el parque con mayor cuota de beneficio respecto al coste total de toda la vida del parque es el sureste de Gran Canaria (56,76%), además del noroeste de La Gomera (52,58%) y, mucho más retrasado, el oeste de Gran Canaria (44,86%). Los 5 parques que presentan un TIR negativo o inferior al 6%, como es lógico, son los que incurren en pérdidas. Los beneficios medios de los parques que sí son rentables alcanzan el 25%.

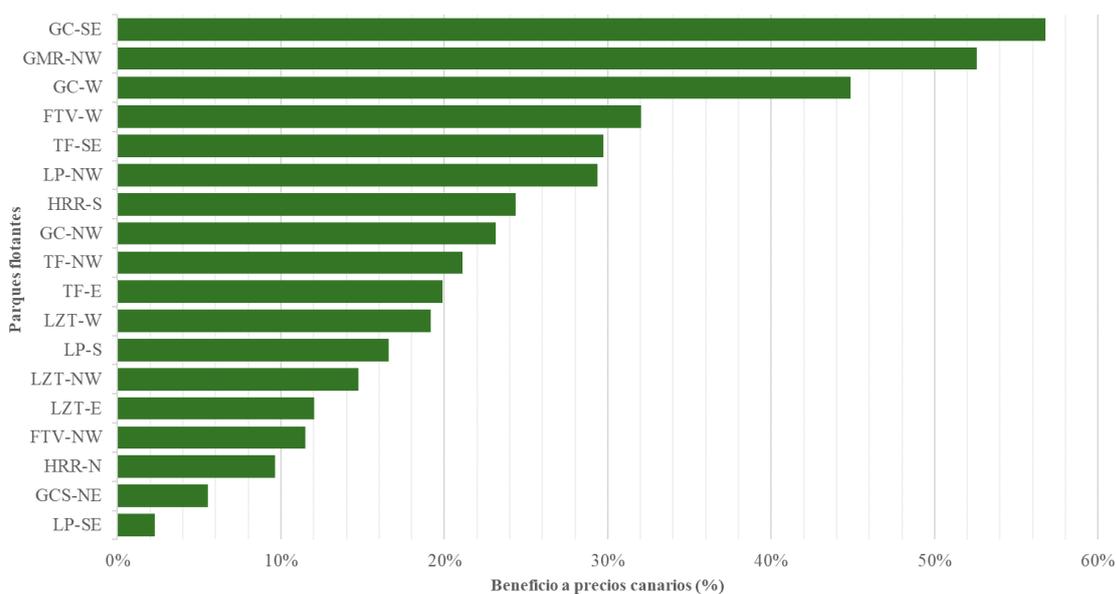


Figura 5.20. Beneficios de los parques de fondo fijo a precios de la electricidad canarios.

Fuente: Elaboración propia.

Al analizar otros parámetros de interés, otros parámetros de interés, en la Tabla 5.5 hay algunos parques que no tienen el payback. Esto se debe a que nunca se cumple el tiempo de retorno de la inversión, al tener un VAN negativo. Excluyendo estos casos, el tiempo de retorno de la inversión medio es de entre 12 y 13 años, siendo el sureste de Gran Canaria el que menor tiempo de retorno de los gastos posee (8 años).

Finalmente, en el caso de los macroparques, el mayor TIR corresponde al sureste de Gran Canaria (15,98%), seguido del oeste de Gran Canaria (15,57%), el noroeste de La Gomera (14,67%) y, finalmente, el suroeste de Fuerteventura (14,13%). Esto supone unos beneficios de entre el 72,59% en el caso del sureste de Gran Canaria y 56,51% en el suroeste de Fuerteventura, con un beneficio medio de 66%, lo que se traduce en un beneficio unitario de entre 3,74 y 2,69 M€/MW. Finalmente, el retorno de la inversión se producirá de media en 7 – 8 años.

### 5.3.3. Otras ayudas

Otras opciones que se podrían plantear en el panorama canario, gracias a las ayudas del fondo FEDER, es una combinación de las dos descritas anteriormente, donde se adjudicase los parques en función del menor precio de generación propuesto, y al que se le dotará con ayudas a la inversión.

Es el caso de lo que propone la AEE para los primeros parques marinos instalados en Canarias, donde a parte de la subasta para adjudicar los de menor coste de generación expone que sería interesante una ayuda a la inversión de 400 k€/MW para los parques beneficiarios de la subasta.

Sin embargo, en el análisis realizado en este proyecto, se estudiarán los tipos de ayudas únicamente por separado.

## 5.4. Conclusiones sobre la rentabilidad de los parques eólicos marinos

En definitiva, como se ha podido comprobar a lo largo de este capítulo, la mayoría de los parques eólicos marinos propuestos son totalmente rentables en aguas canarias, ya que su coste de generación es bastante inferior a los precios de generación de electricidad en las islas. Para determinar el precio de generación de los parques eólicos marinos se propone, al igual que en la mayor parte de las concesiones renovables, realizar subastas de tarifa fija, que aseguren unos beneficios a los productores, donde el precio medio de generación para parques de fondo fijo es de 93,69 €/MWh, mientras que para parques flotantes es 116,58 €/MWh (excluyendo los macroparques), 24,50% superior al bottom-fixed. Analizando todos los parques flotantes (incluyendo macroparques), se logra reducir el precio propuesto de generación hasta 109,55 €/MWh. Esto supondría adjudicar los parques a un coste un 40% inferior (para bottom-fixed) una reducción del 25% (para flotante) comparados con el precio medio de generación de la electricidad en Canarias en los últimos 10 años.

No obstante, en caso de que se quisiera adoptar otras opciones de adjudicación, como es el caso de las dos últimas subastas en Canarias (excepcionales, dada la situación de los fondos FEDER), se propone incentivar la inversión mediante ayudas a la inversión. Para ello:

- En caso de adherirse a precios de generación peninsulares, serán necesarias ayudas a la inversión, que tendrían un valor medio de 2,34 M€/MW en el caso de fondo fijo, y que cubrirían un 70% del coste de inversión y el 50% de los costes totales a lo largo de toda la vida del parque; y 3,69 M€/MW en el caso de parques flotantes, con una cuota del 84% del coste de inversión y 61,5% del coste total del parque.
- Otra alternativa pudiera ser separar el pool eléctrico peninsular del canario, y así que Canarias se guiase por sus propios costes de generación. De este modo, los parques ni

quiera requerirían de ayudas a la inversión, ya que la mayor parte de los parques propuestos obtendrían importantes beneficios, del orden del 58% sobre el coste total para los parques de fondo fijo (sin contabilizar el noreste de Tenerife, que incurre en pérdidas), y del 25% en el caso de los parques flotantes, excluyendo los parques que no son viables económicamente.

En cuanto a los macroparques, señalar que el sureste de Gran Canaria sigue siendo el más rentable, seguido por el oeste de la misma isla, y el suroeste de Fuerteventura, a pesar de también ser viable económicamente, es el que menor rentabilidad presenta, aunque es el que mayor capacidad tiene. El desarrollo de los macroparques presenta una ventaja respecto al resto de parques, y es que debido a su gran tamaño, su coste de inversión unitario es menor. Al estar localizados en las zonas con mayor recurso eólico, la rentabilidad de los macroparques es mucho mayor que la del resto de parques flotantes.

Finalmente, en lo que a los parques únicamente se refiere, si se analiza el archipiélago en su conjunto, las zonas más viables económicamente son, por orden, el sureste de Gran Canaria (tanto fondo fijo como flotante), el noroeste de La Gomera, el oeste de Gran Canaria (tanto fondo fijo como flotante), oeste de Fuerteventura y, finalmente, el sureste de Tenerife.

Analizando isla a isla, la que mejor recurso eólico y rentabilidad ofrece es Gran Canaria, siendo los parques más rentables el sureste y el oeste de fondo fijo, y el sureste y oeste con tecnología flotante (ordenados de mayor a menor rentabilidad). En Tenerife, la zona más rentable sería el sureste de la isla, seguido de la punta noroeste. En Fuerteventura, el oeste de la isla es la más rentable de todas, con suficiente capacidad para generar toda la electricidad consumida actualmente en la isla. En el caso de Lanzarote, el parque más rentable es el localizado al oeste de la isla. En las islas más occidentales, en La Gomera el parque con mayor viabilidad económica es el situado al noroeste de la isla; la isla de La Palma cuenta con el noroeste y, finalmente, la mejor localización en la isla de El Hierro corresponde a la parte sur de la isla



# **CAPÍTULO VI**

## **RESULTADOS Y CONCLUSIONES**

## CAPÍTULO VI. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

### 6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES DEL PROYECTO

#### 6.1. Resultados

A continuación se muestran los resultados obtenidos del análisis económico, las propuestas de parques más viables y el orden en el que instalarlos, así como un análisis de sensibilidad si se acercara a la costa los parques más alejados de la misma.

##### 6.1.1. Análisis de coste de generación de los parques

Tras realizar el análisis económico de los 32 parques en las 29 zonas estudiadas, y cruzar los resultados de producción con la estimación de costes de cada parque, se ha podido establecer cuáles son los parques con menores costes de generación.

##### - Parques eólicos de fondo fijo

En el caso de los parques eólicos marinos de fondo fijo, los parques con menores costos de generación (entre 60 y 80 €/MWh) están en un tono verde oscuro y los parques con LCOE entre 80 y 100 €/MWh, en un verde más claro. El único parque con coste de generación superior a 100 €/MWh se localiza en el noreste de Tenerife, siendo este el peor emplazamiento en términos económicos para parques de fondo fijo. Por el contrario, el parque del sureste de Gran Canaria presenta el mejor LCOE de todas Canarias, con 63,53 €/MWh.

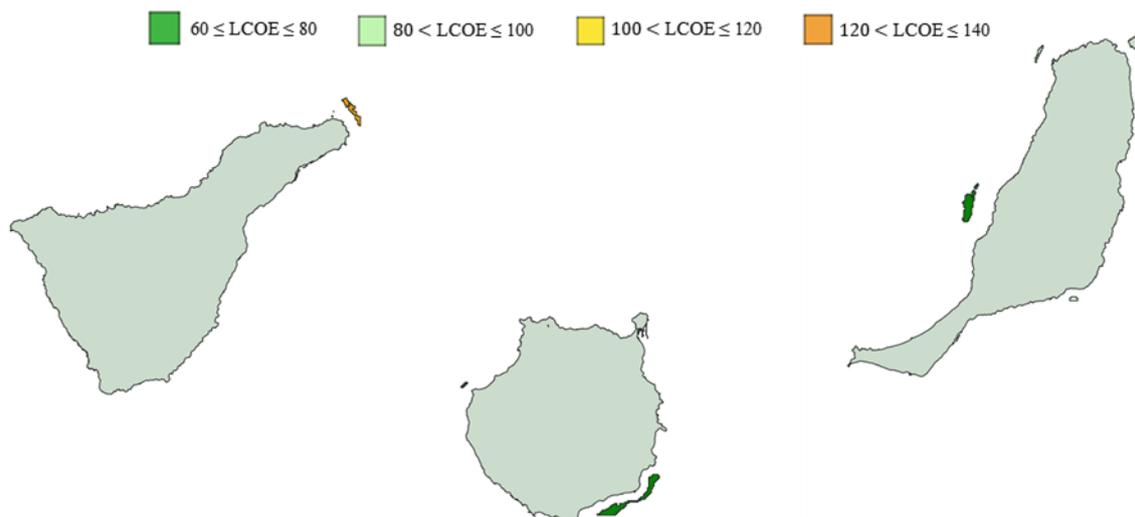


Figura 5.21. LCOE de los parques propuestos para fondo fijo de Canarias.

Fuente: Elaboración propia.

- Parques flotantes

El análisis geográfico de los otros 26 parques flotantes (incluidos los macroparques) se muestran en la Figura 6.2. En este caso, la zona con menor coste de generación vuelve a ser el sureste de Gran Canaria, con un coste de generación de 72,20 €/MWh en el caso del macroparque (1.720 MW). En el caso de desarrollarse un parque de menores dimensiones en la misma zona (310 MW), el coste aumentaría hasta los 79,45 €/MWh. Ocurre exactamente lo mismo con los otros 3 macroparques, ya que presentan los costes de generación más bajos de Canarias. Sin embargo, si se proyectaran los parques previstos de menor tamaño en la misma zona, el coste de generación se incrementaría.

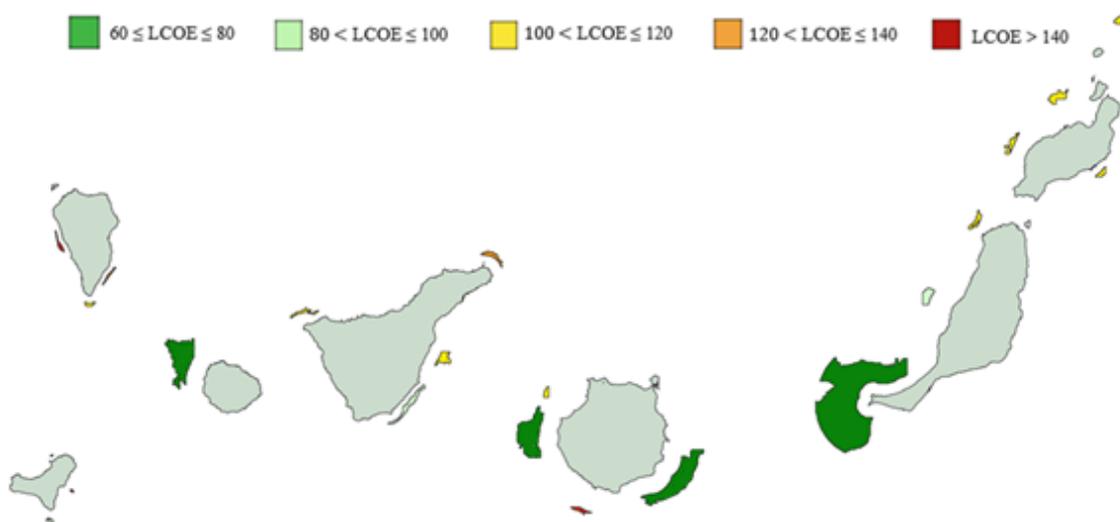


Figura 5.22. LCOE de los parques propuestos de las islas más orientales.

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar, todas las islas cuentan con propuestas de parques, siendo Fuerteventura la que mayor potencia instalada tendría, aunque si se obviase del análisis el macroparque del suroeste, en zona LIC, Gran Canaria tendría la mayor potencia instalada de toda Canarias. Sin contar los macroparques, Tenerife sería la isla con mayor potencia instalada propuesta. La isla con menos potencia instalada es El Hierro, aunque la que menos número de parques proyectados presenta es La Gomera.

A continuación se realizará un análisis más pormenorizado por islas.

- Islas más orientales

En las dos islas más cercanas al continente africano, Lanzarote y Fuerteventura, los costes de generación de los parques no son excesivamente elevados, como se muestra en la Figura 6.3.

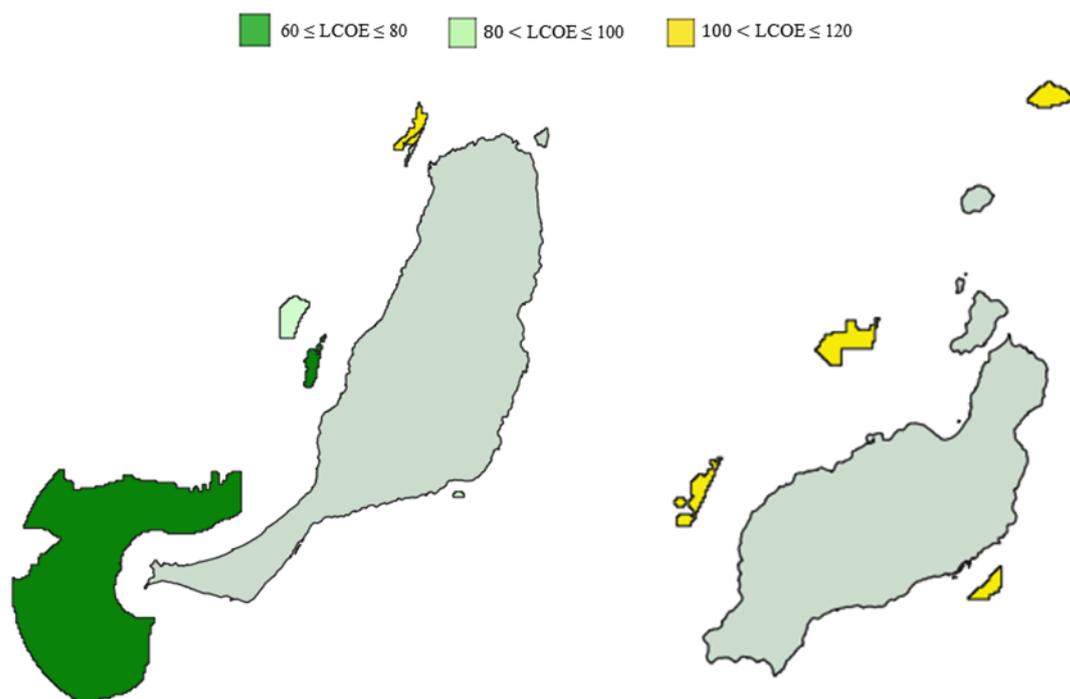


Figura 5.23. LCOE de los parques propuestos de las islas más orientales.

Fuente: Elaboración propia.

De este modo, y conociendo que ambas islas están interconectadas por un cable eléctrico submarino, se pueden analizar ambas islas en conjunto. Así, el parque con un menor coste de generación estimado es el situado al oeste de Fuerteventura, a una distancia mínima de la costa de 5 km, con tecnología de fondo fijo, y LCOE de 79,40 €/MWh. En cuanto a los parques flotantes, le sigue muy de cerca el suroeste de Fuerteventura (macroparque dentro de la zona LIC), con un LCOE de 79,66 €/MWh. Los siguientes menores LCOE corresponden a los parques de fondo fijo localizados en el sureste y noroeste de la misma isla, prácticamente con el mismo coste de generación. No obstante, a pesar de que el coste de generación sea de 4 €/MWh superior que el de estos dos parques, la segunda opción es el parque flotante del sureste de Fuerteventura, en caso de que se realice anteriormente el parque de fondo fijo.

Se toma esta decisión debido a que, considerando el menor impacto visual que tendría ya que el parque de fondo fijo estaría construido, así como que comparten algunas infraestructuras eléctricas (líneas aéreas de AT, construcción de la subestación), lo que permitiría reducir los costes (aunque la diferencia es muy poca, de menos de 1€/MWh).

En cuanto a la isla de Lanzarote, a pesar de proponerse 4 parques, alguno de ellos con muy buen recurso eólico, la distancia a la costa y batimetría suponen que el coste de generación sea de entre 100 y 120 €/MWh, mayor que la mayoría de parques de Fuerteventura.

## - Islas centrales

En cuanto a las 3 islas más centrales, los niveles de LCOE varían significativamente entre las zonas de cada isla, como muestra la Figura 6.4.

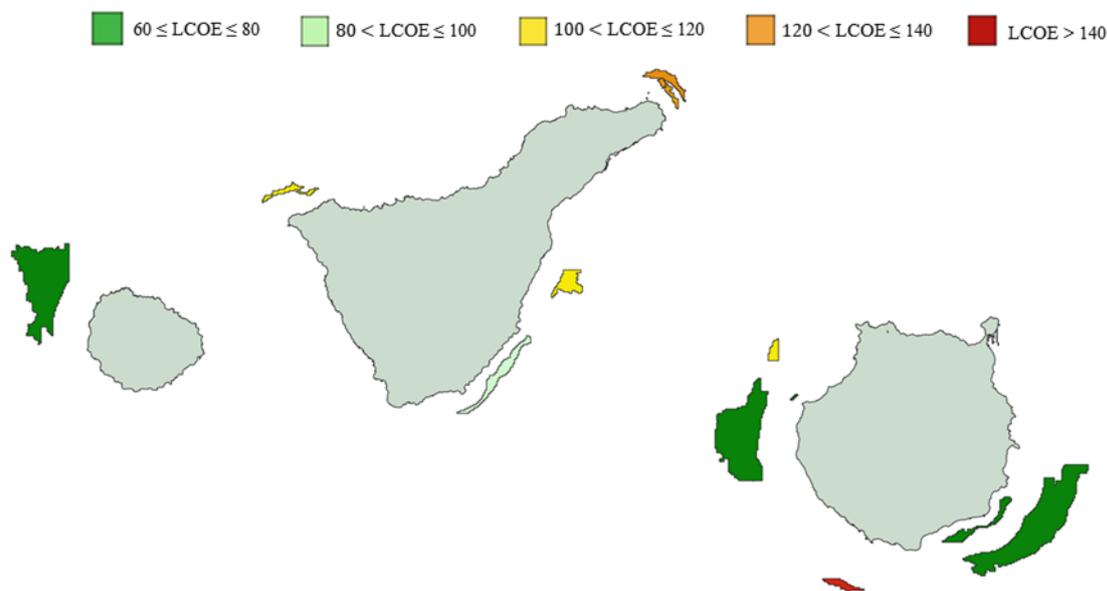


Figura 5.24. LCOE de los parques propuestos de las islas centrales.

Fuente: Elaboración propia.

Se introduce la isla de La Gomera entre las islas centrales, ya que próximamente comenzarán las obras para la interconexión eléctrica entre La Gomera y Tenerife, con una duración del proceso de instalación de unos 24 meses, por lo que en un futuro cercano, La Gomera y Tenerife serán un único subsistema eléctrico.

Una vez más los costes de generación más bajo corresponden a los parques de fondo fijo de Gran Canaria. El menor coste de generación estaría en la zona sureste de Gran Canaria, para el parque de fondo fijo, con un LCOE de 63,53 €/MWh. Le seguiría el macroparque flotante del sureste de Gran Canaria, con 72,20 €/MWh, siendo además el parque flotante con menor LCOE de todas Canarias. No obstante, el parque flotante proyectado en la misma zona pero de menor tamaño, alcanzaría un coste de 79,45 €/MWh. Por el lado contrario, la propuesta del parque del suroeste es totalmente inviable económicamente comparado con el resto de propuestas, con un LCOE superior a los 188 €, prácticamente triplicando el coste del parque con menor coste de generación.

En cuanto a la isla de Tenerife, el parque con menor LCOE se localiza en el sureste de la isla, al igual que en Gran Canaria. No obstante, a pesar de tener un muy buen recurso eólico, la elevada batimetría de la zona eleva los costes hasta los 96 €/MWh, muy superior a los valores grancanarios. Por otro lado, los parques con mayor coste de generación en la isla están localizados

en la zona noreste, debido a su escaso recurso eólico, lo que obliga a descartar esta zona como entre las primeras en explotar el viento en el mar.

Finalmente, y sumamente importante para el desarrollo de la eólica marina en Canarias y para cubrir gran parte de la demanda eléctrica de Tenerife, se estima que el macroparque proyectado al noroeste de La Gomera tenga un LCOE de en torno a 76 €/MWh, lo que le convierte en uno de los más interesantes con tecnología flotante, y fundamental para la independencia energética de Canarias. Si se proyectara un parque en la misma zona de menor tamaño (430 MW frente a los 1.380 MW del macroparque), el coste de generación aumentaría hasta casi los 82 €/MWh.

- Islas más occidentales

Finalmente, en cuanto a los costes de generación de los parques eólicos marinos de las islas más occidentales, estos se muestran en la Figura 6.4.

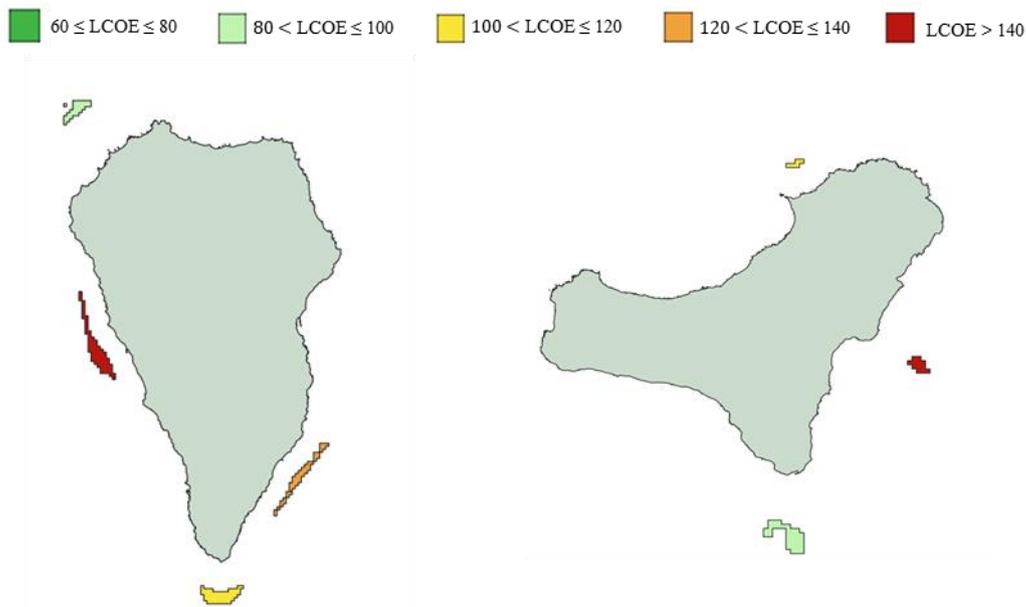


Figura 5.25. LCOE de los parques propuestos de las islas más occidentales.

Fuente: Elaboración propia.

Las islas de La Palma y El Hierro, sin contar con La Gomera, cuya demanda próximamente se verá indexada a la de Tenerife, son las que menor demanda eléctrica presentan en toda Canarias, por lo que sus necesidades energéticas son menores que las del resto de las islas.

Así mismo, en el caso de El Hierro, con la ejecución del parque propuesto en la parte sur de la isla, de 70 MW es más que suficiente para cubrir la demanda actual y futura de la isla (actualmente el pico de demanda se sitúa en 7 – 8 MW), por lo que el resto de parques no serían necesarios. Se trata de un parque con un LCOE moderado, de en torno a los 100 €/MWh.

En el caso de La Palma, la demanda es mayor por lo que con el parque del noroeste podría no ser suficiente (60 MW instalados). El coste de generación de este parque es el más bajo de la isla, alrededor de 96 €/MWh, por lo que el siguiente parque con menor LCOE es el del sur, con casi 107 €/MWh. Cabe señalar que el parque con mayor coste de generación analizado en este proyecto se localiza en el oeste de La Palma, con un LCOE de más de 625 €/MWh, cifra muy elevada debido a baja velocidad media de viento, a pesar de que el recurso eólico utilizado para la zonificación señalaba el oeste de La Palma con una velocidad de viento de en torno a 6,5 m/s.

### 6.1.2. Propuesta de parques

A continuación se muestra la propuesta final de los parques elegidos como más viables económicamente para toda Canarias, así como un análisis por islas sobre cuáles deberían ser los primeros en desarrollarse por rentabilidad.

#### 6.1.2.1. Análisis conjunto

Si se realizara un análisis de todo el archipiélago en su conjunto, las zonas más viables económicamente son las que se muestran en la Figura 6.6. Para ello, únicamente se han analizado los parques con costes de generación menores o iguales a 100 €/MWh, que serán, por ende, los que mayor rentabilidad tengan o menos ayudas necesiten.

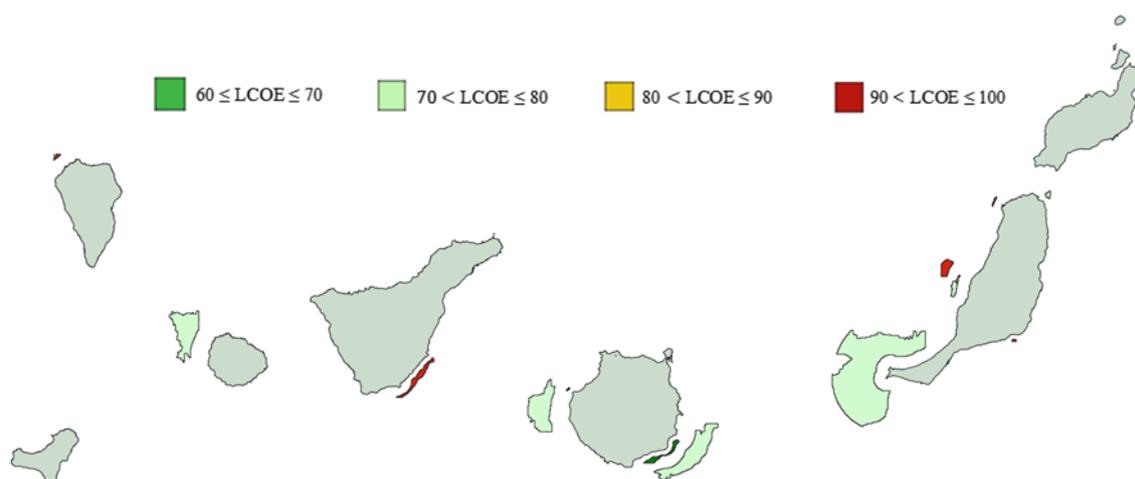


Figura 5.26. Parques propuestos con menor coste de generación de Canarias (hasta 100 €/MWh).

Fuente: Elaboración propia.

De este modo, la primera zona de toda Canarias que presenta las mejores condiciones técnicas y económicas para el desarrollo de la eólica marina es el sureste de Gran Canaria, con costes de generación en torno a los 63 €/MWh para fondo fijo y 72 – 79 €/MWh en el caso de la flotante, en función de la distancia a la costa a la que se instale y el tamaño del parque (los macroparques presentan un menor coste). En dicha zona, los precios de subastas estarían en torno a 67 €/MWh

para fondo fijo, 76 €/MWh en el caso del macroparque flotante y 84 €/MWh para flotante de mediano tamaño. En caso de precios eléctricos peninsulares, se requeriría una ayuda al a inversión de en torno a 1,35 M€/MW en el caso de fondo fijo y 2,63 M€/MW en el caso de la flotante, lo que representa el 32% y 47% del coste total del parque, respectivamente.

Las dos siguientes zonas más interesantes a analizar sería el oeste de Gran Canaria, tanto para parque de fondo fijo como flotante, como el noroeste de La Gomera para parque flotante, respectivamente. En el caso de los fondo fijo, el oeste de Gran Canaria tiene el segundo coste de generación más bajo de todos los parques (76 €/MWh), en cuanto a los parques flotantes 73 €/MWh en caso del macroparque y 91 €/MWh para el parque de 230 MW. El parque flotante de La Gomera se sitúa en segunda posición de coste más bajo (81,63 €/MWh), aunque si se desarrollara el macroparque para esa zona, se lograría reducir el LCOE hasta los 76 €/MWh.

El cuarto lugar en cuanto a desarrollo de la eólica marina más rentable recae en el suroeste de Fuerteventura, en el macroparque de mayor tamaño, con un LCOE de casi 80 €/MWh. En caso de no contemplarse este parque por estar dentro de la zona LIC, el cuarto lugar sería el oeste de Fuerteventura, donde estaría el parque de fondo fijo en tercera posición en cuanto a LCOE (79,40 €/MWh) y el cuarto parque flotante con menores costes (94,33 €/MWh).

Tras estas 4 grandes zonas donde potenciar la energía eólica marina, los menores costes de generación los tienen los dos parques de fondo fijo que faltarían por mencionar en Fuerteventura, tanto en el sureste como el noroeste, con LCOE de 90,89 y 90,91 €/MWh, respectivamente.

Siguiendo este orden, el parque flotante en el sur de Tenerife sería la quinta opción de los parques flotantes, con un LCOE de 96,01 €/MWh, seguido finalmente del noroeste de La Palma (96,22 €/MWh).

#### **6.1.2.2. *Análisis por islas***

Para terminar con el análisis de los resultados obtenidos en este proyecto, se procede a estudiar las opciones que hay para cada isla por separado, y no en su conjunto, como se ha realizado previamente.

##### **- Gran Canaria**

En el caso de Gran Canaria, como muestra la Figura 6.7, la primera opción de desarrollo de eólica marina se sitúa en el sureste de la isla, siendo también la primera zona de Canarias que debería ser explotada en términos económicos, con tecnología fondo fijo y a una distancia mínima de 2 km de la costa. Este parque tendría un coste de generación sobre los 63,50 €/MWh.

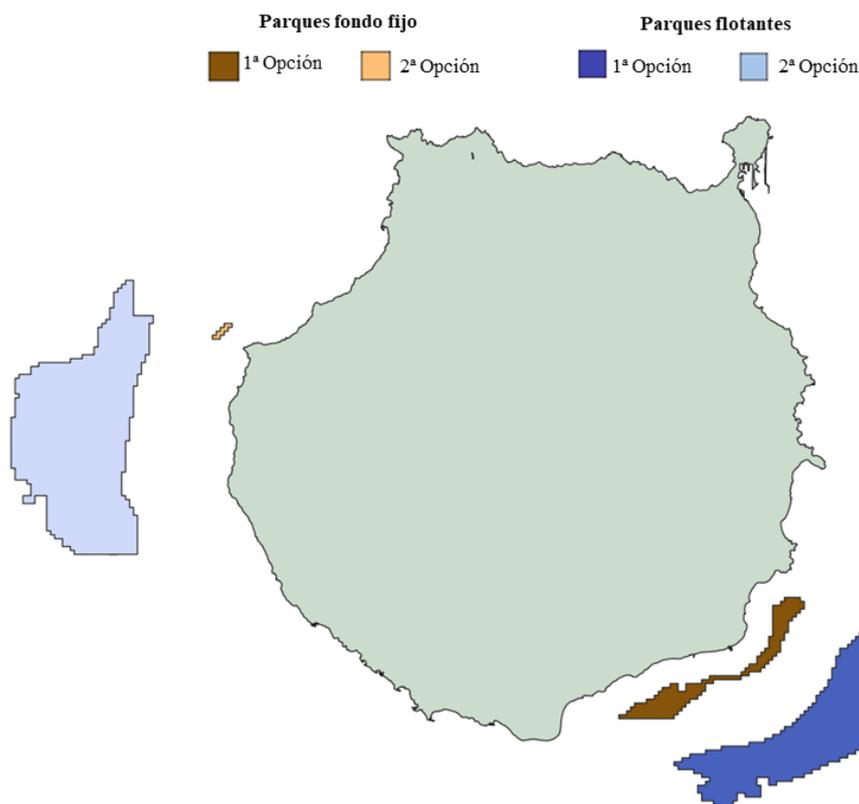


Figura 5.27. Orden de propuestas de parques de la isla de Gran Canaria.

Fuente: Elaboración propia.

El segundo parque en instalarse, en función de los costes de generación, es el macroparque flotante del sureste, a una distancia mínima de 7,5 km de la costa, y LCOE de 72,2 €/MWh. Sin embargo, en la zona también se propone la instalación de un parque de menor tamaño a una distancia mínima de 10 km de la costa, pero su LCOE aumenta hasta los 79,5 €/MWh. Si se proyectase este parque flotante más cerca de la costa, y al compartir algunas infraestructuras con el parque de fondo fijo, el LCOE se reduciría hasta situarse en valores similares al os de fondo fijo del oeste (76,7 €/MWh).

Tras el desarrollo en la costa sureste, la otra zona con muy buenas condiciones eólicas y mayor rentabilidad es la del oeste, con una primera fase donde se instalaría el parque de fondo fijo a 2 km de la costa, y posteriormente se ampliaría con el parque flotante.

Los otros dos parques de Gran Canaria estudiados, en el noroeste y suroeste, quedarían fuera de esta propuesta por tener unos costes de generación bastante elevados. Además, con la posibilidad de ampliación de potencia de la zona oeste y sureste, proponer parques fuera de estas zonas (no sería la decisión más lógica, ya que el desarrollo de otros parques fuera de estas zonas supondría la instalación de muchas más infraestructuras y el aprovechamiento de localizaciones con menor recurso eólico).

Con estos 4 parques, la potencia eólica marina instalada de Gran Canaria alcanzaría los 3.406MW, con una producción estimada anual de más de 17.720 GWh, lo que no solo bastaría para cubrir la demanda insular, sino hasta el 170% de la demanda eléctrica de todo el archipiélago. Por el contrario, en caso de excluir los macroparques y desarrollar dos parques de mediano tamaño en el sureste y oeste de Gran Canaria, se propone una potencia instalada de 736 MW, y una producción anual media de 3.695,81 GWh/a, lo que superaría ligeramente la demanda actual de la isla, representando más del 108% de la energía puesta en red en la isla en el año 2019.

Por tanto, queda constatado que la isla tiene potencial suficiente para cubrir la totalidad de la demanda eléctrica ante las previsiones de crecimiento de la misma para los próximos años, principalmente debido a la electrificación de la mayoría de los sectores (transporte y calor, principalmente).

- Tenerife

En Tenerife, al igual que en el caso de Gran Canaria, como muestra la Figura 6.8, la primera opción de desarrollo de eólica marina está localizada en el sureste de la isla, con tecnología flotante y a una distancia mínima de 2 km de la costa (Coste de generación de 96 €/MWh).

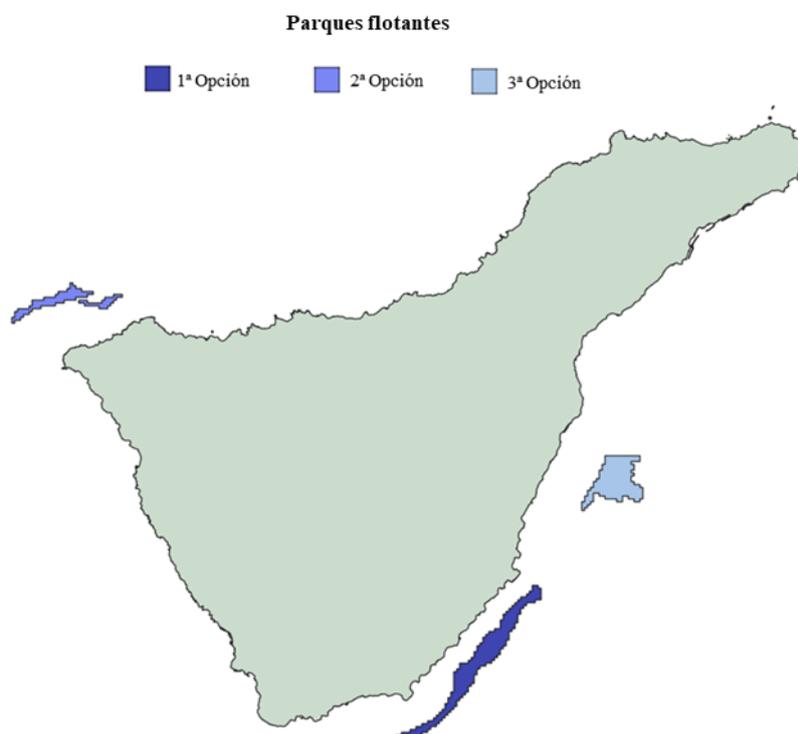


Figura 5.28. Orden de propuestas de parques de la isla de Tenerife.

Fuente: Elaboración propia.

El segundo parque a desarrollar debido a su bajo coste de generación corresponde al localizado en la zona noroeste de la isla a 2 km de distancia mínima de la costa, también con muy buen

recurso (coste de generación de 103 €/MWh, aproximadamente) y, finalmente, el tercero estaría localizado en la costa este, a 5 km de distancia mínima de la costa y LCOE de 104 €/MWh aproximadamente.

Con estos tres parques, la potencia instalada en la isla de Tenerife ascendería a 770 MW, con una producción anual neta estimada de 3.232,07 GWh, lo que representa el 91,13% de la energía puesta en red en la isla en el año 2019, por lo que con estos parques propuestos no se podría cubrir la demanda actual de la isla.

Además, debido a las previsiones de aumento de la demanda eléctrica, se requeriría un mayor desarrollo de la eólica marina. En este caso, la última opción serían los parques de fondo fijo y flotante del noreste, pero debido al bajo recurso eólico de la zona, no se contempla como una opción a corto – medio plazo. Sería mucho más viable económicamente que, tras la interconexión de La Gomera – Tenerife, el excedente de la producción del parque de La Gomera cubriese las necesidades energéticas de la isla tinerfeña, o por el contrario, ampliar la potencia instalada del parque del este de la isla, con posibilidad de crecimiento a pesar de reducir la distancia mínima de la costa.

#### - Fuerteventura

En el caso de Fuerteventura, el parque con menor coste de generación y de tecnología actualmente más desarrollada, y por tanto la primera opción para la isla, es el localizado en el oeste, a 5 km de distancia mínima de la costa y de tecnología de fondo fijo, como muestra la Figura 6.9.

En caso de poderse instalar en la zona LIC, el macroparque del suroeste de la isla sería la segunda opción, aunque el coste de generación es muy similar al de fondo fijo, con 79,66 €/MWh en el caso del macroparque, y 76,79 €/MWh en para fondo fijo. El macroparque se localizaría a 5 km de distancia mínima de la costa con tecnología flotante.

A ellos le sigue, también para fondo fijo, los parques situados en el sureste y el noroeste de la isla. A pesar de estimarse LCOE prácticamente iguales para estos dos parques, se propone anteponer el parque del sureste, ya que se encuentra mucho más cerca de los núcleos poblacionales, no requiere de tantas infraestructuras ni de líneas aéreas de gran longitud, aunque tenga un recurso eólico menor que el del noroeste. Además, aunque el LCOE del parque flotante del oeste de Fuerteventura sea de 10 €/MWh superior al fondo fijo del noroeste, se antepone al de noroeste, ya que podría compartir infraestructuras con el parque de fondo fijo.

Se ha quitado como opción el parque flotante del noroeste de Fuerteventura por su elevado coste de generación respecto a los otros de la isla, aunque podría ser viable económicamente en el caso que la demanda de la isla creciera demasiado, aunque en ese caso se propone como mejor

alternativa incrementar la capacidad de la zona oeste de la isla. Es por ello que la zona noroeste de Fuerteventura, se perfila como última opción.

En Fuerteventura ocurre un caso bastante particular con respecto al resto de islas, y es que el 100% de su demanda actual podría cubrirse mediante la energía generada en los 3 parques fondo fijo, teniendo una producción anual neta estimada de 684,14 GWh, lo que representa el 100% exacto de la energía puesta en red en el año 2019.

No obstante, con los parques del oeste y sureste de Fuerteventura, la generación de los parques asciende a 1.681,23 GWh anuales, producción mucho mayor de lo que necesitaría actualmente la isla en términos de demanda eléctrica. Además, con la producción del macroparque del suroeste, se podrían generar hasta 33.224,04 GWh al año.

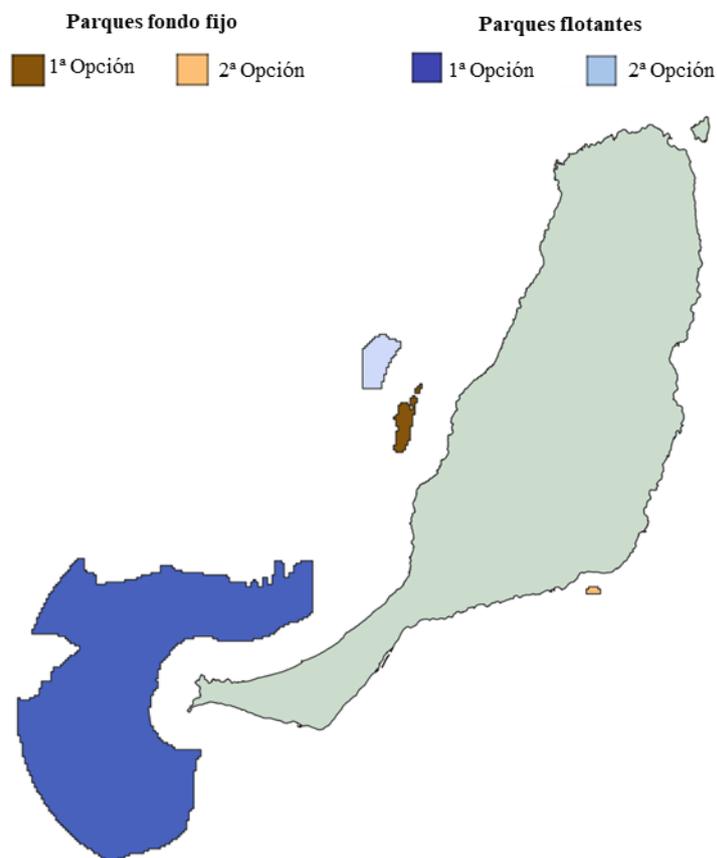


Figura 5.29. Orden de propuestas de parques de la isla de Fuerteventura.

Fuente: Elaboración propia.

#### - Lanzarote

Al igual que en el caso de Fuerteventura, la primera opción propuesta para Lanzarote corresponde con el parque de la zona oeste de la isla (Figura 6.10), con tecnología flotante, ya que ésta no tiene posibilidad de instalación de parques de fondo fijo.

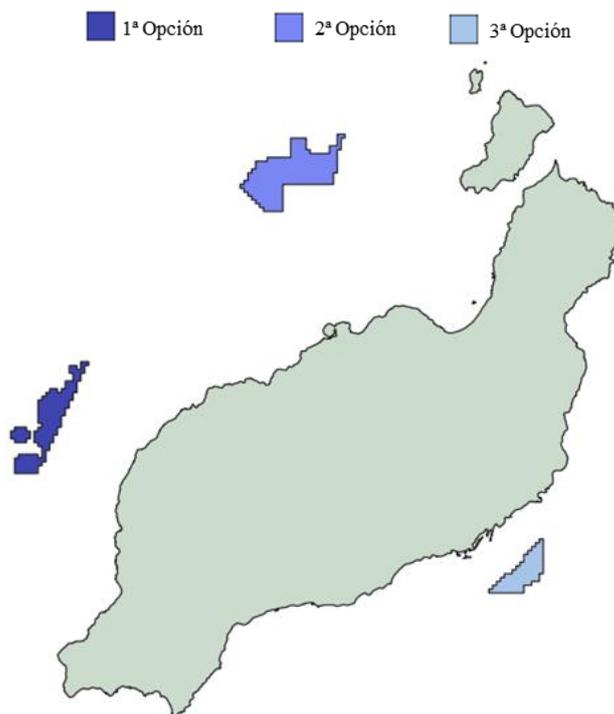


Figura 5.30. Orden de propuestas de parques de la isla de Lanzarote.

Fuente: Elaboración propia.

Tras este parque, se propone el desarrollo del parque del noroeste de la isla y, finalmente, el del este. No se contempla la instalación del parque del noreste de La Graciosa por la lejanía del parque hasta la isla, y la dificultad que entraña la instalación del mismo a tanta distancia de la costa.

La producción anual neta estimada para únicamente el parque flotante del oeste de la isla es de 955,59 GWh, lo que representa el 111% de la energía puesta en red en Lanzarote en el año 2019. Esto implica que, únicamente desarrollando el proyecto del parque oeste, se podría generar tanta electricidad como la que consume la isla. No obstante, atendiendo a las previsiones de demanda eléctrica, sería necesario la instalación de la siguiente opción, que sería el parque del noroeste. De este modo, se estima que se podría duplicar la generación de los parques eólicos marinos, por lo que sería prácticamente suficiente para abastecer el consumo de la isla en el futuro.

#### - La Gomera

En la Gomera únicamente hay disponibilidad para el desarrollo de la eólica marina en el noroeste de la isla, debido a las grandes limitaciones de las zonas ZEPA que rodean la isla. Sin embargo, este parque flotante tiene una producción de 2.141 GWh, es decir, 28 veces más de la energía puesta en red en la isla durante 2019. Sin embargo, debido a la escasez de zonas habilitadas para parques eólicos marinos en Tenerife, y a partir de la interconexión eléctrica entre ambas islas en

los próximos años, el excedente de derivaría a la isla vecina, facilitando el abastecimiento de energía eólica marina.

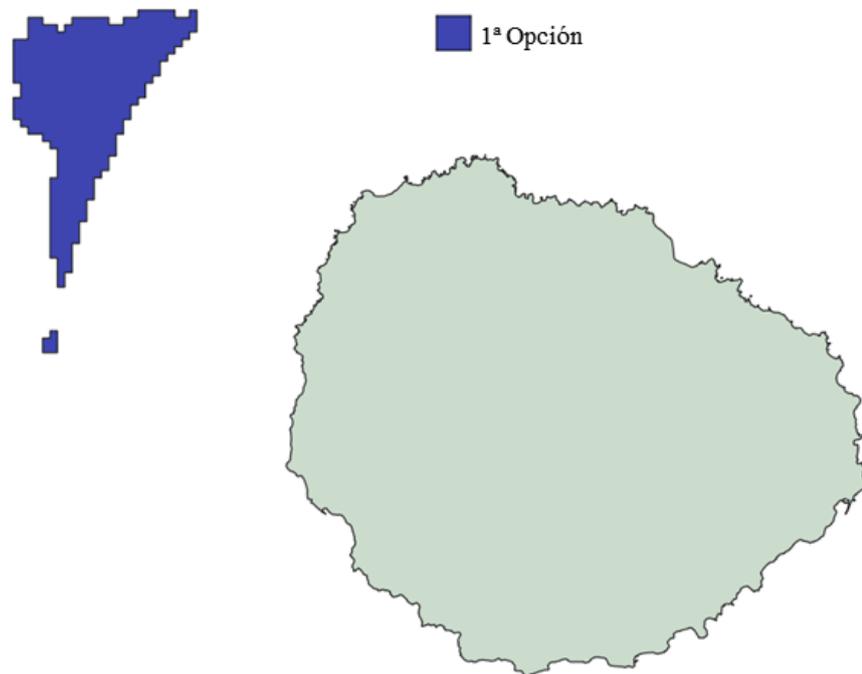


Figura 5.31. Orden de propuestas de parques de la isla de La Gomera.

Fuente: Elaboración propia.

En esta misma zona, además, podría ampliarse el parque hasta conformar un macroparque, con una generación que triplicaría la del parque anteriormente descrita. Ambos parques están a una distancia mínima de la costa de 10 km.

#### - La Palma

En el caso de La Palma, la primera opción para el desarrollo de parques eólicos marinos se localiza en el noroeste de la isla, como muestra la Figura 6.12. La segunda opción viable es la de la zona sur, excluyéndose el sureste y oeste de la isla por su menor recurso eólico y mayor costes de generación.

En el caso de La Palma, la producción neta del parque del noroeste se estima que alcance anualmente los 283,64 GWh, representando el 108% de la energía puesta en red en el año 2019. Por tanto, con los sistemas de almacenamiento adecuados, únicamente con los 6 aerogeneradores del noroeste de la isla podría abastecerse a toda la isla, teóricamente.

No obstante, ante las previsiones de crecimiento de la demanda, es probable que fuera necesario la instalación de otro parque, para el cuál se propone la zona sur de la isla. De este modo, la

generación superaría los 616 GWh, lo que supondría abastecer un 136% más que la demanda actual.

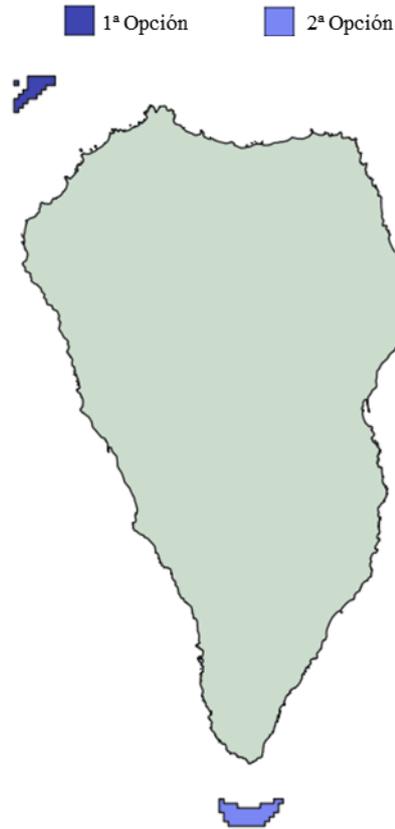


Figura 5.32. Orden de propuestas de parques de la isla de La Palma.

Fuente: Elaboración propia.

#### - El Hierro

Para la isla de El Hierro, a pesar de haberse propuesto 3 parques eólicos marinos, únicamente se propondrán para su desarrollo 2, siendo el más interesante el localizado en la zona sur, como refleja la Figura 6.13.

De este modo, la producción neta del parque del sur estimada es de 294,26 GWh anuales, lo que representa casi 7 veces la demanda eléctrica de la isla. Por tanto, con el desarrollo de este parque bastaría para abastecer la demanda de El Hierro tanto en la actualidad como en un futuro con un crecimiento exponencial de la demanda eléctrica.



Figura 5.33. Orden de propuestas de parques de la isla de La Gomera.

Fuente: Elaboración propia.

**6.1.2.3. Propuesta de parques a más de 10 km de la costa**

Otra alternativa es la de únicamente instalar parques eólicos marinos a partir de 10 km de la costa. Para ello, la Figura 6.14 muestra los únicos parques que podrían instalarse a dicha distancia. Primeramente se estudiarán los parques de pequeño y mediano tamaño, ya que los macroparques propuestos previamente están localizados a una distancia inferior de los 10 km de la costa.

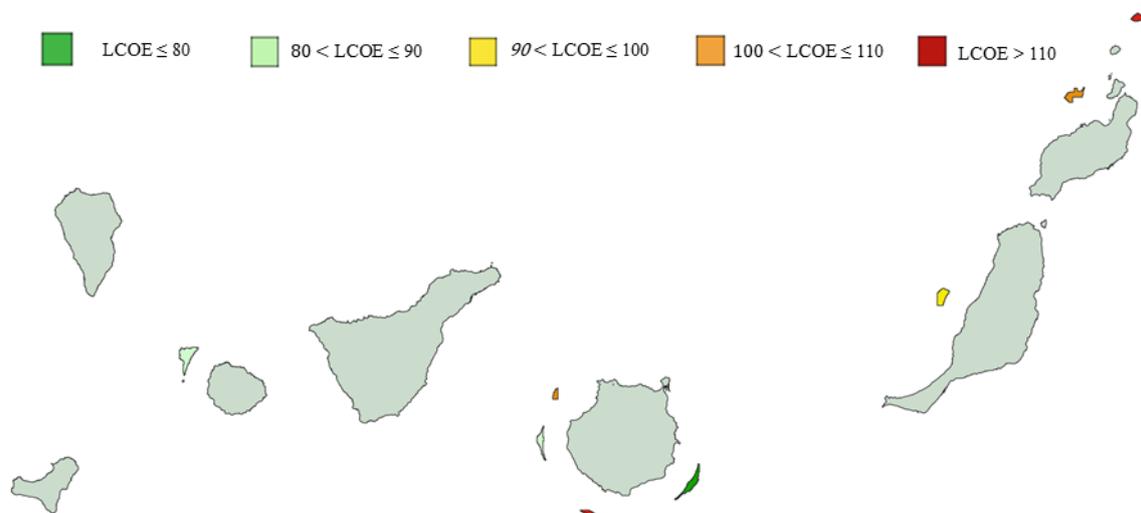


Figura 5.34. Parques de pequeño y mediano tamaño propuestos a más de 10 km de distancia mínima de la costa. Fuente: Elaboración propia.

De este modo, el parque más viable económicamente en Canarias sigue estando localizado en el sureste de Gran Canaria, con un LCOE inferior a los 80 €/MWh. Tras esta opción, los otros dos parques más rentables serían el situado en el noroeste de la Gomera (81,63 €/MWh) y el oeste de Gran Canaria (85,96 €/MWh). Cabe destacar que, a pesar de que el parque de La Gomera y oeste de Gran Canaria no cuentan con infraestructuras cercanas para la evacuación, aun contemplando estos costes extras, los parques presentan costes de generación muy bajos comparándolos con el resto de parques.

El parque con mayor LCOE, y por ende menos viable económicamente, sería el del sureste de Gran Canaria, con 188,46 €/MWh. El segundo menos viable es el localizado al noreste de La Graciosa, con 117,89 €/MWh. En total, la potencia instalada en estas condiciones es de 1.840MW contando con todos los parques, y una producción media anual de 8.342 GWh.

No obstante, aunque los 4 macroparques estén a menos de 10 km de la costa, se puede analizar el recurso en esas zonas a partir de los 10 km y 1.000 m de batimetría. De este modo, los parques propuestos (modificando los macroparques), se muestran en la Figura 6.15.

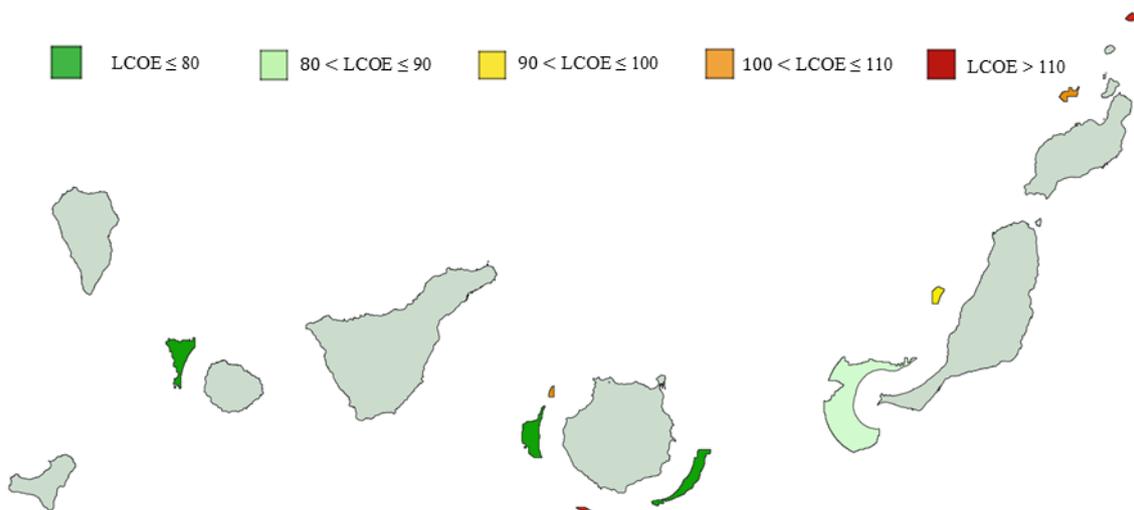


Figura 5.35. Parques propuestos a partir de 10 km de distancia de la costa, modificando los macroparques.

Fuente: Elaboración propia.

De igual modo, el parque más viable económicamente sigue siendo el sureste de Gran Canaria, con un LCOE de 73 €/MWh aproximadamente. Le seguiría el oeste de Gran Canaria, con 75 €/MWh y en tercer lugar, el noroeste de La Gomera, con un coste de generación de 78 €/MWh.

En cuanto a la capacidad de potencia instalada, todos los parques podrían albergar hasta prácticamente los 9.000 MW, quintuplicando la potencia instalada de la opción anterior, sin modificar los macroparques. En cuanto a la producción eléctrica, se estima una generación de los 9 parques de hasta 48.500 GWh anuales, multiplicando prácticamente por 5 la demanda actual del archipiélago. Si no se incluye el suroeste de Fuerteventura, la potencia se reduce a 4.000 MW.

### 6.1.3. Análisis de sensibilidad

Para obtener las localizaciones de los parques eólicos flotantes se partió de la premisa que estos serían colocados lo más alejado posible de la costa (dejando en los casos más alejados una distancia mínima de 10 km) para así reducir de forma considerable el impacto visual. Sin embargo, esta decisión responde meramente a una condición particular y que nada tiene que ver con restricciones ni prohibiciones para la instalación de parques eólicos.

A continuación, se analizará el efecto económico de instalar un parque flotante si se colocara a menor distancia de la costa que los propuestos en el apartado 2.1. Para ello, se han escogido los parques situados en las zonas con mayor recurso eólico de Canarias, coincidiendo con las que presentan un LCOE menor. Por tanto, se analizará la zona sureste y la parte oeste de Gran Canaria, así como el noroeste de la isla de La Gomera.

Los parques proyectados anteriormente están localizados a una distancia mínima de la costa de 10 km, y para el análisis de sensibilidad se estudiarán a una distancia mínima de la costa de 5 km. Las distancias medias pasan de estar entre 11,5 – 12 km a 6,5 – 7 km. Al variar la distancia mínima, también lo hará la profundidad a la que se localizan los amarres y anclajes, así como la morfología y estratificación del lecho marino, por lo que los costes presentarán variaciones respecto a los calculados en apartados anteriores. Además, una menor distancia de la costa supondrá un menor recurso eólico y, por ende, una producción menor que los parques situados al menos a 10 km de la costa.

En cuanto a la producción bruta de energía, los resultados se muestran en la Figura 6.16. Se aprecia claramente una disminución de la producción por MW instalado a medida que el parque esté más cerca de la línea de costa. De este modo, en el caso del sureste de Gran Canaria, desarrollar un parque a una distancia mínima de la costa de 5 km supondrá la pérdida del 6,80% de la producción comparado con un parque a 10 km. En el caso del oeste de Gran Canaria y noroeste de La Gomera, las pérdidas de producción ascienden al 10,75% y 9,04%, respectivamente.

Al analizar los costes, se considerará que el OPEX se mantendrá constante, independientemente de la distancia a la costa que se encuentren los parques, fundamentalmente debido a que la diferencia es relativamente baja (en torno a 5 km). En cuanto al CAPEX, éste sí tendrá una variación significativa en función de la localización de los parques. Así, en la Figura 6.17 se compara el CAPEX de los parques a un mínimo de 10 y 5 km de la costa. En el caso del sureste de Gran Canaria, el coste de inversión es de 13,41% mayor a 10 km, y en el oeste de Gran Canaria y noroeste de La Gomera del 12,54% y 9,80%, respectivamente. Esto supone un incremento promedio del CAPEX de 2,38% por cada kilómetro que se introduce el parque mar adentro.

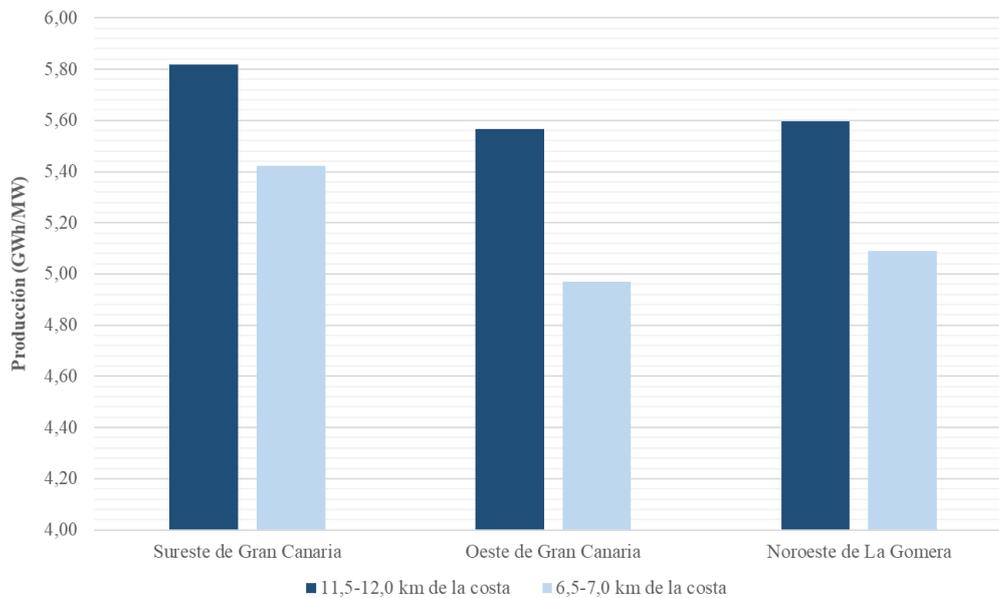


Figura 5.36. Producción de los parques sometidos al análisis de sensibilidad por Megavatio instalado.

Fuente: elaboración propia. (Unidad: GWh/MW).

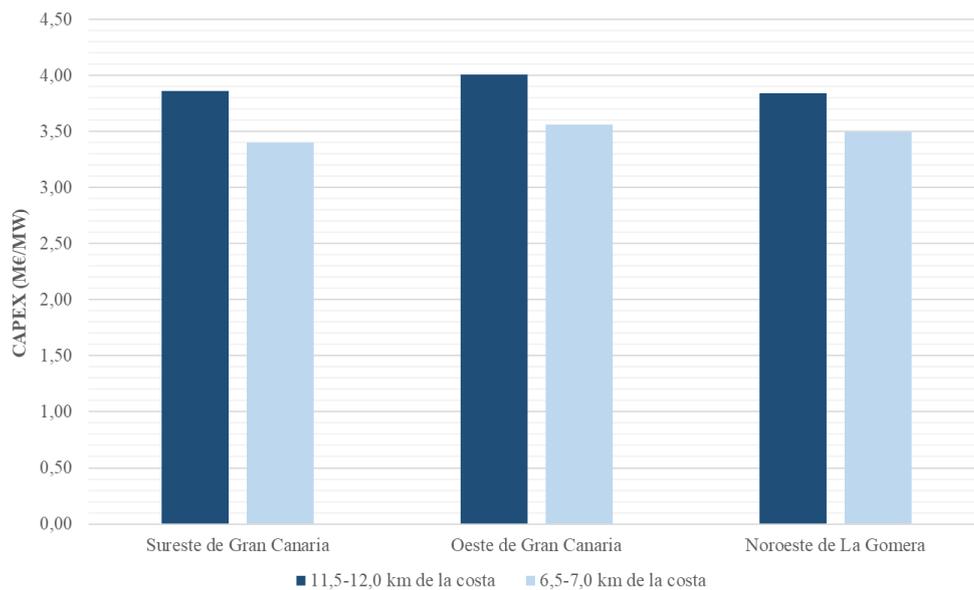


Figura 5.37. CAPEX de los parques sometidos al análisis de sensibilidad por MW instalado.

Fuente: elaboración propia. (Unidad: M€/MW).

Profundizando en el análisis de costes, la distribución del CAPEX promedio de los 3 parques cambia considerablemente respecto a la media de los parques propuestos en apartados anteriores, como puede apreciarse en la Figura 6.15. Esto se debe fundamentalmente a que, si bien el coste de los aerogeneradores, plataforma y subestaciones se ve prácticamente inalterado (únicamente varían los costes de instalación, al situarse más cerca de la costa), los costes de amarres, así como de la red eléctrica sufren grandes variaciones. Es por ello por lo que, al disminuir el coste de amarres y red eléctrica, la cuota de estos disminuye en el conjunto del CAPEX, aumentando la proporción del resto, como es el caso de los aerogeneradores, que aumenta hasta el 38%, y la plataforma, hasta el 42%.

De este modo, la Figura 6.18 muestra la diferencia de los costes de amarres-anclajes y red eléctrica situar los parques a 10 y 5 km de la costa. En el gráfico de la izquierda se comprueba cómo en el sureste de Gran Canaria la variación en el coste por MW es del 46%, mientras que en los otros dos parques la variación es menor (39% para el oeste de Gran Canaria y 26% para el noroeste de La Gomera). Con todo ello, la diferencia media en el coste de amarres y anclaje asciende al 37% en tan solo 5 km de distancia de la costa. En cuanto a la profundidad media en estos 5 km, se pasa de los 110 m a los 367 m, lo que justifica esta gran diferencia en los costes de amarres y anclajes. La estratificación del lecho marino es, en la mayoría de los casos, similar a 5 y 10 km de la costa, aunque a 5 km en la isla de La Gomera, un 20% de los aerogeneradores tendrán que cambiar el tipo de anclaje, siendo necesario en estos casos la instalación de anclajes de gravedad por estar conformado el lecho marino de sustratos duros.

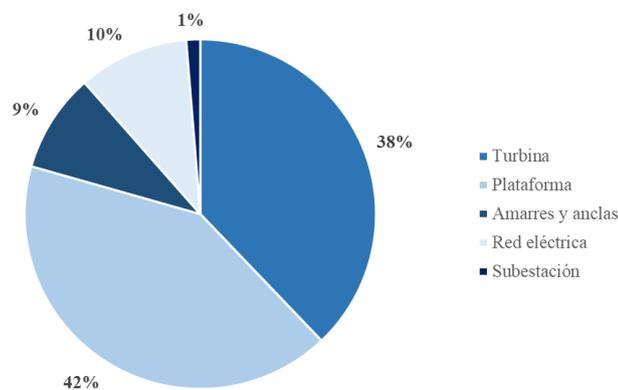


Figura 5.38. Distribución del CAPEX de los parques sometidos para el análisis de sensibilidad.

Fuente: elaboración propia.

Las dos principales variables que afectan al coste de la evacuación eléctrica son la distancia a la costa y la batimetría a la que se sitúan los parques. Si se analiza el gráfico de la derecha de la Figura 6.19, sobre las conexiones y redes eléctricas, la reducción del coste por MW a 5 km, en el caso del sureste de Gran Canaria, es de 41%, en el oeste de 33% y en La Gomera, 38%. Por tanto, la diferencia promedio en el coste de la red eléctrica es 37%.

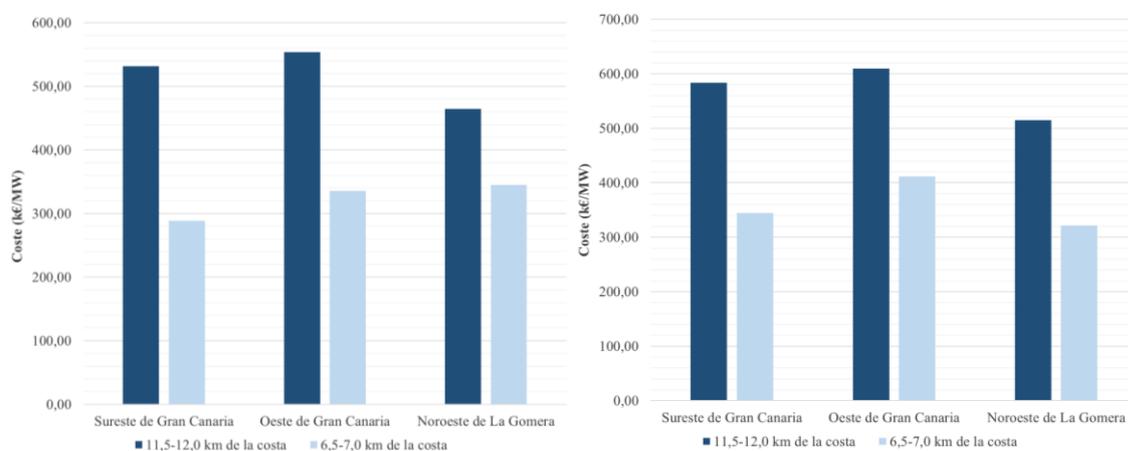


Figura 5.39. Variación de coste en amarres-anclaje (izquierda) y red eléctrica (derecha) por MW instalado. Fuente: elaboración propia. (Unidad k€/MW).

- Análisis de la rentabilidad

La producción y los costes de los parques se analizan en su conjunto con el LCOE, el factor que determinará el coste de generación de los parques. La Figura 6.20 muestra cómo varía el LCOE con la distancia de la costa. De este modo, analizando el sureste de Gran Canaria, acercar el parque a la costa 5 km supondría reducir el LCOE en torno al 1,5%, pasando de los 79,45 €/MWh de coste de generación a una distancia promedio de 11,5 km, a 78,30 €/MWh a una distancia promedio de 6,5 km. Sin embargo, en el oeste de Gran Canaria y el noroeste de La Gomera, el LCOE aumenta al acercar el parque a la costa. Este hecho se produce debido a que, a pesar de que los costes de inversión disminuyen, la producción se reduce a un ritmo mayor, y por ello, el coste de generación aumenta. En términos porcentuales, el LCOE aumenta 3,34% en el oeste de Gran Canaria y 3,14% en el noroeste de La Gomera.

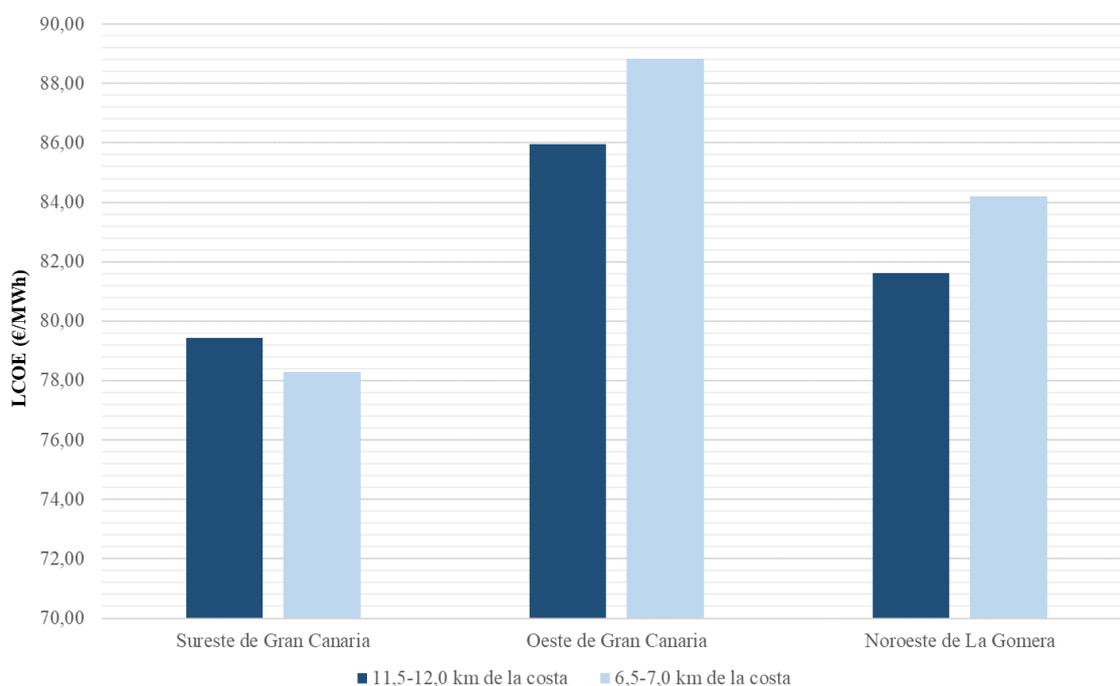


Figura 5.40. LCOE de los parques sometidos al análisis de sensibilidad.

Fuente: elaboración propia. (Unidad: €/MWh).

En el caso de analizar los parques a precios de generación eléctrica peninsular, la instalación de parques eólicos marinos flotantes requerirá de ayudas a la inversión. Suponiendo un beneficio del 6% respecto al coste total del parque, las ayudas necesarias para que los parques eólicos sometidos al análisis de sensibilidad son las mostradas en la Figura 6.21. Los parques más cercanos a tierra requieren de menos ayudas en términos absolutos, aunque en términos porcentuales (respecto al coste total) la distribución es idéntica a la de la Figura 6.21.

De este modo, si el gobierno quisiera prestar ayudas a la inversión, la zona con menor coste para el gobierno sería el sureste de Gran Canaria, con un parque a una distancia mínima de 5 km de la

costa, y una ayuda de 2,37 M€ por MW instalado. La diferencia respecto al parque más alejado es de 0,26 M€. Esta subvención supondría el 46,73% del coste total del parque en el caso de estar más alejado de la costa, y del 45,82% en el parque a 5 km.

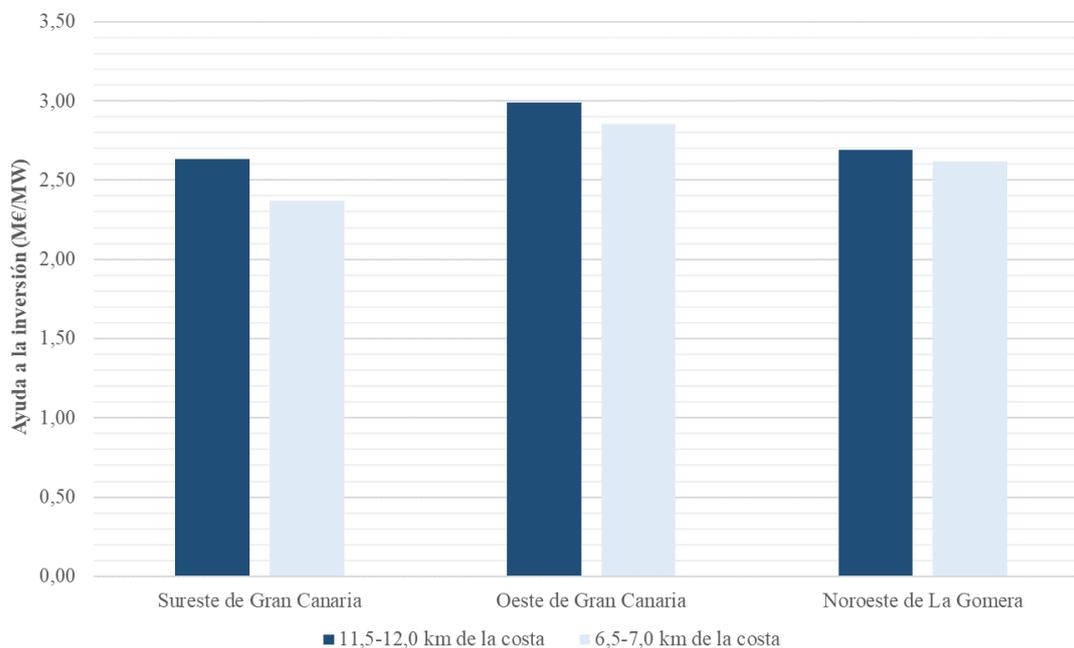


Figura 5.41. Ayudas a la inversión necesaria para la rentabilidad de los parques sometidos al análisis de sensibilidad a precios peninsulares de la electricidad.

Fuente elaboración propia (Unidad: M€/MW).

Ocurre lo mismo en las otras dos zonas seleccionadas, donde las ayudas son mayores en términos absolutos en los parques más alejados (2,99 y 2,69 M€/MW para el oeste de Gran Canaria y noroeste de La Gomera, respectivamente), que en los situados más próximos a la costa (2,85 y 2,62 M€/MW para el oeste de Gran Canaria y Noroeste de La Gomera, respectivamente). Sin embargo, en términos porcentuales, en comparación con los costes totales, las ayudas serían menores que en los parques más cercanos a tierra. En el caso del oeste de Gran Canaria, la subvención supondría el 51,22% en el parque más alejado y 52,97% en el parque más próximo a la costa. En cuanto a La Gomera, el parque más alejado requeriría una ayuda 48,30% respecto al coste total del parque, mientras que el parque a 5 km necesitaría cubrir el 50% del coste de toda la vida del parque.

Finalmente, analizando la rentabilidad de estos parques a precios de generación canarios, el panorama es totalmente contrario. Los parques pasarían a tener importantes beneficios, como se muestra en la Figura 6.22. Al ser el precio de la electricidad muy superior (2,5 veces el peninsular), los ingresos se multiplican, y aquellos parques con mayor producción pasarán a ser los más rentables económicamente, salvo por Arinaga, cuyo LCOE es menor cuanto más próximo a la costa. Es por ello que, ante esta situación, los parques más alejados de la costa son los más

rentables económicamente. La diferencia de situar los parques a 5 y 10 km de la costa repercuten en una diferencia de beneficios del 11,5% en el caso del oeste de Gran Canaria y del 9,5% en el noroeste de La Gomera. En cuanto al sureste de Gran Canaria, para obtener mayor beneficio habrá que instalar el parque a 5 km de la costa, con una diferencia del 4%.

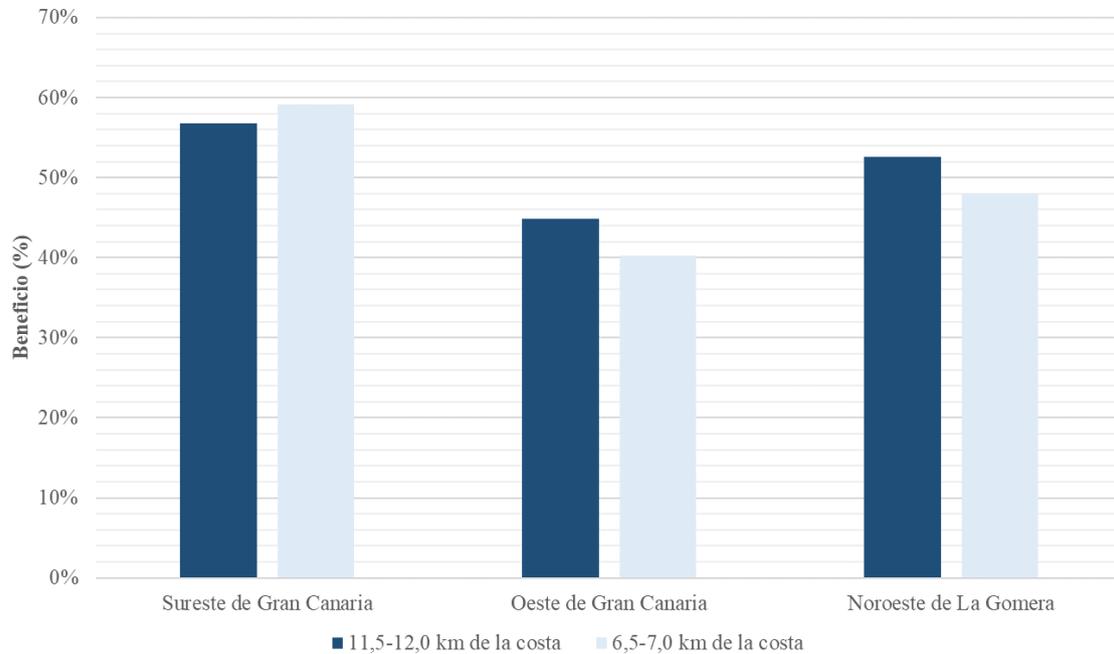


Figura 5.22. Beneficios, respecto a los costes totales, de los parques sometidos al análisis de sensibilidad a precios de la electricidad canarios.

Fuente: Elaboración propia.

En este caso, los beneficios para las empresas que gestionan los parques son cuantiosos, alcanzando los 3,20 M€/MW en el sureste de Gran Canaria a 10 km, a diferencia de los 3,06 M€/MW del parque situado a 6,5 km de la costa, aunque en términos porcentuales sea más rentable el parque a 6,5 km, como se ha explicado anteriormente. En los parques más rentables del oeste de Gran Canaria y noroeste de La Gomera, se estima que los beneficios asciendan a 2,62 M€/MW y 42,93M€/MW, respectivamente. La diferencia en el TIR es notoria únicamente en la zona sureste de Gran Canaria, con un TIR del 13,45% en el parque más alejado de tierra y un 14,11% en el más cercano. En las otras dos zonas, el TIR es similar, al igual que el payback.

## 6.2. Conclusiones

A continuación se resumen las conclusiones obtenidas de cada capítulo de este proyecto.

### 6.2.1. Zonificación

A modo de resumen, tras analizar pormenorizadamente todas las limitaciones y restricciones que presenta el mar canario para la instalación de parques eólicos marinos, se concluye que la mayor parte de las aguas del archipiélago (sobre todo a menos de 5 km de la costa), se encuentran protegidas por tratarse de zonas de gran valor natural, y que imposibilitan la instalación de parques eólicos marinos entre sus límites (restricción adoptada en este proyecto).

A las grandes extensiones naturales protegidas se suma la escarpada orografía del lecho marino, que en algunos casos supone alcanzar profundidades de más de 1.000 m a distancias de la costa de menos de 2 km, lo que imposibilita o dificulta en muchos casos el desarrollo de la eólica marina. Además, ante esta situación, el impacto visual de los parques eólicos canarios es muy relevante, al tener que situarse la mayor parte de los parques a poca distancia de la costa, poniendo en jaque el importante patrimonio paisajístico de Canarias.

A partir de estas y otras restricciones y condiciones propuestas para los parques, en un análisis resumido, para tecnología de cimentación fija, únicamente habría disponible entre el 11% y 16% de la superficie total marítima desde 2 km de la costa hasta 50 m de batimetría, mientras que si se analiza la tecnología flotante, entre los 2 km de la costa y 500 m de batimetría la superficie de mar que podría ocuparse con parques eólicos marinos varía entre 15% y 25% (en función de la distancia mínima a la costa), y hasta 1.000 m de batimetría la posible ocupación alcanza el intervalo de 25 – 38%.

Tras cruzar esta disponibilidad de la superficie marina con el recurso eólico, se proponen un total de 29 zonas eólicas a analizar, donde se estudiarán hasta 32 parques eólicos marinos. En las 3 zonas con mayor potencial eólico, coincide justamente que podrían desarrollarse 3 macroparques, por lo que esta posibilidad se analizará de forma diferenciada de un parque de mediano tamaño en la misma zona. Por tanto, de los 32 parques, 4 son macroparques, localizados en Gran Canaria, Fuerteventura y La Gomera. El resto de 28 parques se distribuyen de la siguiente forma: 6 son de tecnología de fondo fijo (Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura), 12 de ellos flotantes instalados a una profundidad máxima de 500 m; y los otros 10 parques también son flotantes, pero se localizan en batimetrías que se sitúan entre 500 y 1.000 m.

- Parques de pequeño y mediano tamaño

La superficie total destinada a los 28 parques de pequeño y mediano tamaño es de 344,54 km<sup>2</sup>, lo que representa únicamente el 12,29% de toda la superficie disponible (tras aplicar restricciones)

a una distancia mínima de la costa de 2 km y 1.000 m de batimetría. Por lo tanto, en caso de requerirse mayor tamaño de los parques o nuevos parques, a pesar de no estar localizados en las zonas con mejor recurso eólico, estos podrían ampliarse. En términos generales, los 28 parques tienen capacidad para albergar hasta 438 aerogeneradores, lo que significaría una potencia de 4.194 MW en toda Canarias

Focalizando el análisis por isla, aquella con mayor potencia instalada es Tenerife (sin contar los macroparques), con una potencia total de 1.030 MW, distribuidos en 106 aerogeneradores alrededor de 5 parques, con una superficie total en la isla de 84,27 km<sup>2</sup>. En potencia instalada le sigue Gran Canaria, aunque es la isla que mayor potencial eólico presenta, tanto por disponibilidad de superficie como por recurso eólico, con una propuesta de 81,9 km<sup>2</sup> y una potencia instalada de 956 MW repartida entre 104 aerogeneradores. La tercera isla con mayor potencia instalada es Lanzarote, que alcanza los 730 MW a partir de 73 aerogeneradores distribuidos entre 4 parques (contando La Graciosa), con una superficie total de 62,25 km<sup>2</sup>. Le sigue Fuerteventura, con una superficie destinada a parques marinos de 52,74 km<sup>2</sup>, en los que se distribuyen 5 parques eólicos (3 de fondo fijo y 2 flotantes), con un total de 67 aerogeneradores y 598 MW instalados. En quinto lugar se sitúa la isla de La Gomera, que con un único parque flotante, posee 39,3 km<sup>2</sup> de superficie, capaz de albergar hasta 43 aerogeneradores, lo que supone una potencia instalada de 430 MW. La Palma presenta una superficie destinada a parques eólicos marinos de 19,2 km<sup>2</sup>, donde podrían colocarse hasta 33 aerogeneradores, lo que supondría una potencia instalada de 330 MW. Finalmente, en cuanto a la isla más pequeña de todas, tanto en población como extensión (sin contar La Graciosa), El Hierro podría albergar hasta 120 MW distribuidos en 12 aerogeneradores entre 3 parques.

#### - Macroparques

A todo ello se le suma las propuestas de macroparques realizadas en las zonas con una gran disponibilidad de superficie marina y un buen recurso eólico. Es el caso del suroeste de Fuerteventura, que a pesar de ser el macroparque con menor velocidad media de viento y estar dentro de la zona LIC, presenta el mayor área de toda Canarias para realizar un parque de grandes dimensiones, con una extensión de 794,56 km<sup>2</sup>, más del doble que el resto de los parques propuestos anteriormente, capaz de albergar hasta 722 aerogeneradores, con una potencia instalada de 7.220 MW (a una distancia mínima de la costa de 5 km y llegando al límite del Mar Territorial).

Por el contrario, aunque no tenga tanta capacidad, el macroparque con mayor velocidad de viento se localizaría en el sureste de Gran Canaria, que con una distancia mínima de 7,5 km y profundidad máxima de 1.000 m, es capaz de albergar hasta 172 aerogeneradores y 1.720 MW de potencia. Este parque tendría una superficie de aproximadamente 195 km<sup>2</sup>.

Los otros dos macroparques propuestos, localizados al oeste de Gran Canaria y noroeste de La Gomera, tendrían una potencia instalada similar (1.490 y 1.380 MW, respectivamente).

Analizando los 32 parques en su conjunto (dentro de las 29 zonas delimitadas), la isla con mayor potencia propuesta sería Fuerteventura, con 7.818 MW instalados. No obstante, si no se contabilizara el macroparque de Fuerteventura (por estar en zona LIC), la isla con mayor potencia instalada sería Gran Canaria, con 3.626 MW, seguida de La Gomera, con 1.380 MW, que podrían cubrir también la demanda eléctrica de Tenerife.

- Distancia mínima de la costa de 10 km

A parte de todos los parques nombrados previamente, también se ha realizado un análisis en cuanto a las posibles zonas disponibles en caso de que las instituciones públicas determinaran que, debido al gran impacto visual y la importancia paisajística en el archipiélago canario, únicamente se permitiera la instalación de parques eólicos marinos a partir de 10 km de la costa.

En este caso, el número de parques se reduciría únicamente a 12 propuestas, de las cuales 4 son macroparques, aunque se ha tenido que modificar su superficie para adecuarse a la distancia mínima de 10 km de la costa. En este sentido, se propone el sureste, oeste, noroeste y suroeste de Gran Canaria, noroeste de La Gomera, suroeste y oeste de Fuerteventura, y noroeste y noreste de Lanzarote. La potencia instalada total (incluyendo los nuevos macroparques), ascendería a prácticamente los 9 GW, en una superficie de poco más de 930 km<sup>2</sup>.

### **6.2.2. Análisis de producción**

Como se ha podido comprobar en el Capítulo III, las Islas Canarias presentan unas condiciones eólicas envidiables, lo que las convierte sin duda alguna en candidata a convertirse en lugar de ensayo para cualquier plataforma eólica, sobre todo en el mar. Que algunas localizaciones del archipiélago tengan velocidades medias anuales superiores a 10 m/s (36 km/h o 19,5 nudos) a la altura del buje hacen que estas zonas sean de gran interés para el sector energético y la comunidad científica especializada en dicho sector, como ya lo están haciendo diferentes compañías de primer nivel en España.

En lo que respecta a los parques proyectados, se estima que la media del CF esté entre 52% – 53%, valores realmente optimista en el sector eólico. Sin embargo, ya los últimos parques instalados en Europa en zonas con un recurso eólico similar están logrando Factores de Capacidad similares. En cuanto a los máximos rendimientos, el sureste y oeste de Gran Canaria, noroeste de La Gomera y noroeste de La Palma se alzan como las localizaciones más interesantes en cuanto CF, todas por encima del 60%, valor realmente elevado, pero que ya se está logrando alcanzar en

las mejores localizaciones europeas y con la última tecnología en parques flotantes. Por el lado contrario, de las zonas propuestas, las que menor CF presentan son el oeste de La Palma, suroeste de Gran Canaria, noreste de Tenerife y este de El Hierro, todas por debajo del 40%.

Finalmente, y como conclusión, las zonas más óptimas en cuanto a producción y recurso eólico se concentran en el sureste y oeste de Gran Canaria y noroeste de La Gomera, con producciones que rondan los 5 GWh/MW. En el cómputo total de los parques analizados, la producción media rondaría los 4 GWh/MW en el caso de parques de fondo fijo, y 4,10 GWh/MW en los parques flotantes. En cuanto a los macroparques, como estos coinciden con algunas de las mejoras zonas de recurso eólico, la producción podría aumentar hasta prácticamente los 5 GWh/MW.

### 6.2.3. Análisis de costes

Si se analizan los costes planteados, a pesar de que existe numerosa información sobre los parques de cimentación fija, en lo que respecta a los parques flotantes aún hay poca literatura publicada.

Existen diferencias significativas entre los parques de fondo fijo y flotantes, destacando:

- El CAPEX: los costes de inversión de parques flotantes son más elevados que los bottom-fixed debido a la introducción de dos elementos cuyo coste es más elevado debido a la complejidad de su geometría, su fabricación y los procesos de instalación: las plataformas flotantes y el sistema de amarre – anclaje. Además, la mayor distancia a la costa (generalmente), una mayor profundidad y diferencias en la estratificación del lecho marino inciden negativamente en el coste de los parques flotantes.
- El OPEX: es ligeramente diferente entre parques de cimentación fija y flotantes, ya que los primeros requieren de menor mantenimiento al carecer de la plataforma flotante, y únicamente tener un elemento fijo que consolide la estructura al suelo.

Con respecto a los resultados obtenidos, el CAPEX unitario promedio de los 6 parques bottom-fixed proyectados en aguas canarias es de 3,18 M€/MW, donde el coste del aerogenerador y la cimentación (por este orden) suponen los gastos más elevados. Por otro lado, si se analizan los parques flotantes, se observa que el CAPEX promedio aumenta hasta los 4,03 M€/MW, un 26,50% mayor que los parques de cimentación fija. Estos costes de inversión están de acuerdo a la literatura publicada sobre parques eólicos marinos.

Analizando los parques más detenidamente, en el caso de fondo fijo, las dos zonas con CAPEX más bajo son el sureste de Gran Canaria y el sureste de Fuerteventura, con 2,80 y 3,08 M€/MW. En los parques flotantes, las localizaciones con menores costes de inversión son el noroeste de La Gomera (3,64 M€/MW), el oeste de La Palma (3,68 M€/MW), el sureste de Gran Canaria (3,71 M€/MW), el noreste de Tenerife (3,74 M€/MW) y el sureste de Tenerife (3,75 M€/MW).

#### 6.2.4. Análisis económico

Como se ha podido comprobar, la mayoría de los parques eólicos marinos propuestos son totalmente rentables en aguas canarias, ya que su coste de generación es bastante inferior a los precios de generación de electricidad en las islas. Para determinar el precio de generación de los parques eólicos marinos se propone, al igual que en la mayor parte de las concesiones renovables, realizar subastas de tarifa fija, que aseguren unos beneficios a los productores, donde el precio medio de generación para parques de fondo fijo es de 93,69 €/MWh, mientras que para parques flotantes es 116,58 €/MWh, 24,50% superior al bottom-fixed. Esto supondría adjudicar los parques a un coste un 40% inferior (para bottom-fixed) comparados con el precio medio de generación de la electricidad en Canarias en los últimos 10 años.

Mediante el LCOE se ha determinado que los costes de generación de parques de fondo fijo ronda los 88 €/MWh (el de menor coste es el sureste de Gran Canaria, con 63,53 €/MWh), mientras que los flotantes alcanzan 110 €/MWh, (79,45 €/MWh y 73,30 €/MWh para el macroparque en el sureste de Gran Canaria). Sabiendo que los costes de generación medios canarios ascienden a los 150 €/MWh aproximadamente en los últimos años, los parques son altamente rentables.

No obstante, en caso de que se quisiera adoptar otras opciones de adjudicación, como es el caso de las dos últimas subastas en Canarias (excepcionales, dada la situación de los fondos FEDER), se propone incentivar la inversión mediante ayudas a la inversión. Para ello:

- En caso de adherirse a precios de generación peninsulares, serán necesarias ayudas a la inversión, que tendrían un valor medio de 2,34 M€/MW en el caso de fondo fijo, y que cubrirían un 70% del coste de inversión y el 50% de los costes totales a lo largo de toda la vida del parque; y 3,69 M€/MW en el caso de parques flotantes, con una cuota del 84% del coste de inversión y 61,5% del coste total del parque.
- Otra alternativa pudiera ser separar el pool eléctrico peninsular del canario, y así que Canarias se guiase por sus propios costes de generación. De este modo, los parques serían viables económicamente sin necesidades de aportar ayudas a la inversión, ya que la mayor parte de los parques propuestos obtendrían importantes beneficios, del orden del 58% sobre el coste total para los parques de fondo fijo (sin contabilizar el noreste de Tenerife, que incurre en pérdidas), y del 25% en el caso de los parques flotantes, excluyendo los parques que no son viables económicamente.

En cuanto a los macroparques, señalar que el sureste de Gran Canaria sigue siendo el más rentable, seguido por el oeste de la misma isla, y el suroeste de Fuerteventura, a pesar de también ser viable económicamente, es el que menor rentabilidad presenta, aunque es el que mayor capacidad tiene. Todos los macroparques tienen un coste de generación que oscila entre los 70 – 80 €/MWh, por

lo que se confirma que mediante la instalación de grandes parques eólicos marinos podría reducirse aún mucho más el coste de generación de las islas, convirtiéndose los grandes parques en los más viables económicamente en la tecnología flotante.

Finalmente, en lo que a los parques únicamente se refiere, si se analiza el archipiélago en su conjunto, las zonas más viables para tecnología fija son, por orden, el sureste y oeste de Gran Canaria, con coste de generación de 63,53 €/MWh y 76,79 €/MWh, respectivamente, y el oeste de Fuerteventura, con un LCOE de 79,40 €/MWh.

En el caso de la tecnología flotante los macroparques localizados en el sureste de Gran Canaria, noroeste de La Gomera y oeste de Gran Canaria serían los parques más rentables de las islas (con 72,20, 72,97 y 76,02 €/MWh, respectivamente). Excluyendo los macroparques, las zonas más rentables para la instalación de parques flotantes de pequeño y mediano tamaño vuelven a ser sureste de Gran Canaria (79,45 €/MWh) noroeste de La Gomera (81,63 €/MWh), el oeste de Gran Canaria (85,96 €/MWh), oeste de Fuerteventura (94,33 €/MWh), el sureste de Tenerife (96,01 €/MWh) y, finalmente, noroeste de La Palma (96,22 €/MWh).

En el caso de únicamente analizar los posibles parques a partir de 10 km de la costa debido al impacto visual, las mejores zonas serían una vez más el sureste de Gran Canaria, noroeste de La Gomera y oeste de Gran Canaria, con costes de generación en torno a 73 – 78 €/MWh, desarrollando los parques más grandes que permite la batimetría en la zona. Además, el análisis de sensibilidad realizado en estas 3 localizaciones refleja que no siempre alejarse de la costa es sinónimo de un mayor coste de generación. En el caso del oeste de Gran Canaria y noroeste de La Gomera, a diferencia de lo que podría parecer en un principio, a medida que el parque se aleja de la costa, el incremento de la producción es mayor que el aumento de los costes, por lo que alejar estos parques más de la costa supone reducir los costes de generación.

Para concluir, analizando isla a isla, la que mejor recurso eólico y rentabilidad ofrece es Gran Canaria, siendo los parques más rentables el sureste y el oeste de fondo fijo, y el sureste y oeste con tecnología flotante (ordenados de mayor a menor rentabilidad). En Tenerife, la zona más rentable sería el sureste de la isla, seguido de la punta noroeste. En Fuerteventura, el oeste de la isla es la más rentable de todas, con suficiente capacidad para generar toda la electricidad consumida actualmente en la isla, aunque podría implementarse un macroparque en la zona LIC suroeste de la isla, que reduciría aún más los costes de generación. En el caso de Lanzarote, el parque más rentable es el localizado al oeste de la isla. En las islas más occidentales, en La Gomera el parque con mayor viabilidad económica es el situado al noroeste de la isla; la isla de La Palma cuenta con el noroeste y sur y, finalmente, la mejor localización en la isla de El Hierro corresponde a la parte sur de la isla.



# **ANEXOS**

**ANEXO II.I.****ANÁLISIS DE LAS VELOCIDADES DE VIENTO DE LAS 3 FUENTES CONSULTADAS**

Tabla 5.1. Velocidades de viento a 80 metros de altitud obtenidos de puntos SIMAR, ITC y mapa de viento offshore. Fuente: Elaboración propia a partir de (Puertos del Estado, 2021), (Gobierno de Canarias, 2021) y (Mederos, 2011).

	<b>Coordenada N</b>	<b>Coordenada W</b>	<b>SIMAR</b>	<b>Mapa</b>	<b>ITC</b>
<b>P1</b>	28,00	16,00	9,08	8,54	10,17
<b>P2</b>	27,92	16,00	9,21	8,13	10,44
<b>P3</b>	28,08	16,00	6,23	6,80	4,27
<b>P4</b>	27,75	15,83	6,33	6,50	4,27
<b>P5</b>	27,83	15,83	6,84	6,50	6,80
<b>P6</b>	27,92	15,83	7,26	7,28	8,71
<b>P7</b>	28,0	15,83	8,01	6,90	9,80
<b>P8</b>	28,08	15,83	7,92	7,00	8,52
<b>P9</b>	28,17	15,83	7,14	6,40	8,40
<b>P10</b>	28,08	15,75	5,53	7,00	3,27
<b>P11</b>	27,75	15,75	6,13	7,88	5,67
<b>P12</b>	27,67	15,67	7,07	8,41	7,83
<b>P13</b>	27,67	15,58	7,54	8,38	8,76
<b>P14</b>	27,75	15,50	6,93	6,50	6,36
<b>P15</b>	28,17	15,67	6,20	6,30	4,36
<b>P16</b>	27,83	15,42	7,69	8,48	10,34
<b>P17</b>	27,92	15,33	8,89	8,69	10,34
<b>P18</b>	28,00	15,33	7,98	7,30	8,86
<b>P19</b>	27,92	15,17	7,35	7,11	7,38
<b>P20</b>	28,25	15,50	6,44	6,50	5,84
<b>P21</b>	28,25	15,75	7,46	6,70	7,17
<b>P22</b>	28,00	15,25	7,92	7,50	7,32

Tabla 5.2. Velocidades medias de viento del mapa offshore y puntos SIMAR a 10, 80 y 110 metros de altitud.

	Estudio viento en el mar			SIMAR		
	10 metros	80 metros	110 metros	10 metros	80 metros	110 metros
<b>P1</b>	6,94	8,54	8,82	7,38	9,08	9,37
<b>P2</b>	6,60	8,13	8,39	7,48	9,21	9,51
<b>P3</b>	6,75	8,31	8,58	7,13	8,78	9,07
<b>P4</b>	5,52	6,80	7,02	5,06	6,23	6,43
<b>P5</b>	5,28	6,50	6,71	5,14	6,33	6,53
<b>P6</b>	5,28	6,50	6,71	5,56	6,84	7,07
<b>P7</b>	5,91	7,28	7,52	5,90	7,26	7,49
<b>P8</b>	5,60	6,90	7,12	6,51	8,01	8,27
<b>P9</b>	5,69	7,00	7,23	6,43	7,92	8,18
<b>P10</b>	5,20	6,40	6,61	5,80	7,14	7,38
<b>P11</b>	5,69	7,00	7,23	4,49	5,53	5,71
<b>P12</b>	6,40	7,88	8,13	4,98	6,13	6,33
<b>P13</b>	6,83	8,41	8,68	5,74	7,07	7,30
<b>P14</b>	6,81	8,38	8,65	6,12	7,54	7,78
<b>P15</b>	5,28	6,50	6,71	5,63	6,93	7,16
<b>P16</b>	5,12	6,30	6,50	5,04	6,20	6,40
<b>P17</b>	6,89	8,48	8,75	6,25	7,69	7,94
<b>P18</b>	7,06	8,69	8,97	7,22	8,89	9,18
<b>P19</b>	5,93	7,30	7,54	6,48	7,98	8,24
<b>P20</b>	5,78	7,11	7,34	5,97	7,35	7,59
<b>P21</b>	6,68	8,22	8,49	7,02	8,65	8,93
<b>P22</b>	5,28	6,50	6,71	5,23	6,44	6,65
<b>P23</b>	5,44	6,70	6,92	6,06	7,46	7,71
<b>P24</b>	6,09	7,50	7,74	6,43	7,92	8,17

## ANEXO II.II

## PARÁMETROS PRINCIPALES DE LOS PARQUES EÓLICOS MARINOS PROPUESTOS

Tabla 5.3. Principales parámetros para los parques de fondo fijo propuestos para Canarias.

Isla	Zona	Potencia (MW)	Nº Aerogeneradores	Superficie (km <sup>2</sup> )	Dist. media costa (m)	Velocidad buje (m/s)	Profundidad Media (m)	Distancia Puerto (km)	Distancia Subestación (km)
<b>Fondo fijo</b>									
GC	Sureste	175	25	19,04	3,2	10,80	38	12,0	2,5
GC	Oeste	21	3	0,77	2,3	10,24	50	83,5	34,0
TF	Noreste	70	10	6,51	3,5	7,45	46	129,0	10,0
FTV	Oeste	119	17	13,21	6,0	9,33	47	135,5	24,0
FTV	Noroeste	28	4	2,01	4,0	8,96	47	166,6	12,5
FTV	Sureste	21	3	1,53	2,5	8,57	32	151,0	0,0

Tabla 5.4. Principales parámetros para los macroparques propuestos para Canarias.

Isla	Zona	Potencia (MW)	Nº Aerogeneradores	Superficie (km <sup>2</sup> )	Dist.. media costa (m)	Velocidad buje (m/s)	Profundidad Media (m)	Distancia Puerto (km)	Distancia Subestación (km)
<b>Macroparques</b>									
FTV	Suroeste	7.220	722	758,20	12,5	9,54	225	86,5	-
GC	Sureste	1.720	172	171,08	11,0	11,18	650	14,75	2,50
GC	Oeste	1.490	149	142,84	12,5	10,91	650	75,0	34,00
GMR	Noroeste	1.380	138	140,38	14,0	10,79	550	108,0	30,00

Tabla 5.5. Principales parámetros para los parques flotantes propuestos para Canarias.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>Nº Aerogeneradores</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Dist. media costa (m)</b>	<b>Velocidad buje (m/s)</b>	<b>Profundidad Media (m)</b>	<b>Distancia Puerto (km)</b>	<b>Distancia Subestación (km)</b>
<b>Flotante</b>									
GC	Sureste	310	31	27,27	11,5	11,18	350	12,75	2,5
GC	Oeste	230	23	17,61	11,5	10,70	450	72,75	34,00
GC	Suroeste	140	14	9,59	10,5	6,64	430	43,50	0,50
GC	Noroeste	80	8	7,62	12,5	9,40	400	91,00	34,00
TF	Noreste	190	19	14,26	6,0	7,91	320	77,25	10,00
TF	Noroeste	210	21	14,05	4,6	9,24	638	88,25	16,20
TF	Sureste	340	34	29,17	3,0	9,94	603	5,75	2,00
TF	Este	220	22	20,28	7,0	9,38	850	25,75	11,50
FTV	Noroeste	180	18	12,63	5,8	9,43	630	167,75	25,00
FTV	Oeste	250	25	23,36	12,0	9,69	200	133,75	24,00
LZT	Noroeste	230	23	23,24	12,5	9,26	350	230,00	19,00
LZT	Este	110	11	8,23	4,5	8,93	275	253,00	9,50
LZT	Oeste	220	22	15,59	7,5	9,65	925	218,00	14,50
GCS	Noreste	170	17	15,19	26,5	9,85	900	268,50	28,50
HRR	Sur	70	7	3,25	4,0	9,82	475	164,50	-
HRR	Norte	20	2	0,48	2,0	8,79	425	155,50	-
HRR	Este	30	3	1,15	3,5	7,95	950	147,75	-
GMR	Noroeste	430	43	39,30	13,0	10,63	300	110,00	30,00
LP	Oeste	100	10	6,78	2,5	4,55	370	185,50	5,00
LP	Noroeste	60	6	2,96	5,5	10,47	800	198,50	23,00
LP	Sur	80	8	5,06	3,5	9,75	900	150,50	28,50
LP	Sureste	90	9	4,40	2,3	8,97	925	155,50	15,00

## ANEXO II.III.

CONJUNTO DE TODAS LAS ÁREAS ANALIZADAS PARA PARQUES EÓLICOS  
MARINOS DE CANARIAS

Tabla 5.6. Total de zonas analizadas para parques de fondo fijo.

Isla	Localización	Municipio	Vel. (m/s)	Superficie (km <sup>2</sup> )	Capacidad (aerogeneradores)	Potencia (MW)
<b>Distancia mínima a la costa: 5 km</b>						
Fuerteventura	Oeste	Pájara	9,33	13,21	17	119
<b>Distancia mínima a la costa: 3 km</b>						
Gran Canaria	Sureste	Agüimes - San Bartolomé de Tirajana	10,84	4,50	10	70
Fuerteventura	Oeste	Pájara	9,21	30,53	34	238
Fuerteventura	Noroeste	La Oliva	8,96	2,01	4	28
Tenerife	Noreste	S.C. de Tenerife	7,45	6,51	10	70
<b>Distancia mínima a la costa: 2 km</b>						
Gran Canaria	Sureste	Agüimes – Sta. Lucía – San Bartolomé de Tirajana	10,80	19,04	25	175
Gran Canaria	Oeste	La Aldea de San Nicolás	10,24	0,77	3	21
Fuerteventura	Oeste	Pájara	9,17	38,56	42	294
Fuerteventura	Sureste	Tuineje	8,57	1,53	3	21
Fuerteventura	Este	Antigua	8,32	0,77	2	14
Tenerife	Noreste	S.C. de Tenerife	7,42	24,20	30	210

Tabla 5.7. Total de zonas analizadas para parques de fondo fijo con una batimetría inferior a 500 m.

Isla	Localización	Municipio	Vel. (m/s)	Superficie (km <sup>2</sup> )	Capacidad (aerogeneradores)	Potencia (MW)
<b>Distancia mínima a la costa: 10 km</b>						
Gran Canaria	Sureste	Agüimes – Santa Lucía de Tirajana	11,18	27,27	31	310
Gran Canaria	Oeste	La Aldea de San Nicolás	10,70	17,61	23	230
Gran Canaria	Suroeste	Mogán	6,64	9,59	14	140
Gran Canaria	Noroeste	Agaete	9,40	7,62	8	80
La Gomera	Noroeste	Vallehermoso	10,63	39,30	43	430
Fuerteventura	Oeste	Betancuria	9,69	23,36	25	250
Lanzarote	Noroeste	Haría	9,26	23,24	23	230
<b>Distancia mínima a la costa: 7,5 km</b>						
Gran Canaria	Sureste	Agüimes – Sta. Lucía – San Bartolomé de Tirajana	11,02	91,77	92	920
Gran Canaria	Oeste	La Aldea de San Nicolás	10,58	55,40	59	590
La Gomera	Noroeste	Vallehermoso	10,55	72,72	75	750
Fuerteventura	Oeste	Pájara - Betancuria	9,60	41,93	33	330
Lanzarote	Noroeste	Haría	9,19	39,03	41	410
<b>Distancia mínima a la costa: 5 km</b>						
Tenerife	Noreste	S.C. de Tenerife	7,91	14,26	19	190
El Hierro	Sur	Frontera	9,88	1,05	3	30
<b>Distancia mínima a la costa: 3 km</b>						
Tenerife	Noreste	S.C. de Tenerife – San Cristóbal de La Laguna	7,83	66,30	69	690
Tenerife	Noroeste	Buenvista del Norte	9,13	2,49	7	70
El Hierro	Sur	Frontera	9,82	3,25	7	70
La Palma	Oeste	Tazacorte	4,62	0,96	2	20
Lanzarote	Este	Arrecife	8,93	8,23	11	110
Fuerteventura	Noroeste	La Oliva	9,32	2,87	5	50
<b>Distancia mínima a la costa: 2 km</b>						
Tenerife	Noroeste	Buenvista del Norte	7,79	6,21	11	110
Tenerife	Sureste	Arico – Granadilla de Abona	9,87	3,64	8	80
La Palma	Oeste	Tazacorte – Tijarafe	4,55	6,78	10	100
La Palma	Sur	Fuencaliente	9,67	0,10	1	10
El Hierro	Norte	Frontera	8,79	0,48	2	20

Tabla 5.8. Total de zonas analizadas para parques de fondo fijo con una batimetría entre 500 y 1.000 m.

Isla	Localización	Municipio	Vel. (m/s)	Superficie (km <sup>2</sup> )	Capacidad (aerogeneradores)	Potencia (MW)
<b>Distancia mínima a la costa: 10 km</b>						
Gran Canaria	Sureste	Ingenio – Agüimes – Santa Lucía – San Bartolomé de Tirajana	11,18	77,9	77	770
Gran Canaria	Oeste	La Aldea de San Nicolás	10,70	82,27	77	770
Gran Canaria	Noroeste	Agaeete	9,40	5,46	6	60
La Gomera	Noroeste	Vallehermoso – Valle Gran Rey	10,63	67,64	69	690
La Graciosa	Noreste	Teguise	9,85	12,53	15	150
Fuerteventura	Oeste	Betancuria	9,69	6,24	7	70
<b>Distancia mínima a la costa: 7,5 km</b>						
La Graciosa	Noreste	Teguise	9,82	15,19	17	170
Fuerteventura	Oeste	Betancuria - Pájara	9,65	20,77	18	180
Tenerife	Este	Güímar	9,44	5,93	10	100
El Hierro	Sur	Frontera	9,78	2,87	5	50
<b>Distancia mínima a la costa: 5 km</b>						
Lanzarote	Oeste	Yaiza - Tinajo	9,65	15,59	22	220
Fuerteventura	Noroeste	La Oliva	9,43	12,63	17	170
Tenerife	Noreste	S.C. de Tenerife	7,95	32,53	31	310
Tenerife	Este	Güímar	9,38	20,28	22	220
Tenerife	Noroeste	Buenvista del Norte	9,24	7,84	10	100
La Palma	Noroeste	Garafía	10,47	2,96	6	60
El Hierro	Sur	Frontera	9,85	12,21	14	140
<b>Distancia mínima a la costa: 3 km</b>						
Tenerife	Sureste	Arico – Granadilla de Abona	9,94	15,59	20	200
La Palma	Sur	Fuencaliente	9,75	5,06	8	80
El Hierro	Este	Valverde	7,95	1,15	3	30
<b>Distancia mínima a la costa: 2 km</b>						
La Palma	Sureste	Villa de Mazo	8,97	4,40	9	90
Tenerife	Sueste	Arico – Granadilla de Abona	9,94	25,53	26	260

Tabla 5.9. Total de zonas analizadas para los macroparques.

<b>Isla</b>	<b>Localización</b>	<b>Municipio</b>	<b>Vel. (m/s)</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Capacidad (aerogeneradores)</b>	<b>Potencia (MW)</b>
Fuerteventura (dentro de LIC)	Sur	Pájara	9,54	794,56	722	7.220
Fuerteventura (dentro de LIC y fuera de aguas jurisdiccionales)	Sur	Pájara	9,98	1.192,73	1.1316	13.160
<b>Propuesta de macroparques</b>						
Gran Canaria	Sureste	Agüimes – Santa Lucía de Tirajana	11,18	194,95	172	1.720
Gran Canaria	Oeste	La Aldea de San Nicolás	10,70	159,35	149	1.490
La Gomera	Noroeste	Vallehermoso – Valle Gran Rey	10,63	154,14	138	1.380
<b>Parques para análisis de sensibilidad</b>						
Gran Canaria	Sureste	Agüimes – Santa Lucía de Tirajana	10,45	27,27	310	310
Gran Canaria	Oeste	La Aldea de San Nicolás	9,64	17,61	230	230
La Gomera	Noroeste	Vallehermoso	9,81	39,30	430	430

**ANEXO III.I.****RECURSO DE VIENTO. DATOS DE PARTIDA**

Para estimar las series de viento en cada zona en la que se pretende proyectar un parque, se ha recurrido a las series mostradas en la Tabla 3.4. Los SIMAR son una red de diferentes variables (entre las que se incluye velocidad y dirección de viento) en el océano, procedentes de un modelado numérico. Esto quiere decir que son datos simulados y que.. En el caso del sureste de Gran Canaria, para el parque proyectado con cimentación fija (cercano a la costa) se ha recurrido a la serie de datos reales recopilados por una estación del ITC.

Tabla 5.10. Fuente de los datos de partida para la estimación de series medias de viento e histogramas.  
Fuente: Elaboración propia.

<b>Zona</b>	<b>Cimentación</b>	<b>Boya / Estación</b>	<b>Fuente</b>
<b>Gran Canaria</b>			
<b>Sureste</b>	Fijo	Pozo Izquierdo	ITC
<b>Sureste</b>	Flotante	SIMAR 4038006	Puertos del Estado
<b>Suroeste</b>	Flotante	SIMAR 4035005	Puertos del Estado
<b>Oeste</b>	Fijo	SIMAR 4032009	Puertos del Estado
<b>Oeste</b>	Flotante	SIMAR 4030008	Puertos del Estado
<b>Tenerife</b>			
<b>Noreste</b>	Fijo y Flotante	SIMAR 4030016	Puertos del Estado
<b>Noroeste</b>	Flotante	SIMAR 4020014	Puertos del Estado
<b>Este</b>	Flotante	SIMAR 4026012	Puertos del Estado
<b>Sureste</b>	Flotante	SIMAR 4024009	Puertos del Estado
<b>Fuerteventura</b>			
<b>Oeste</b>	Fijo	SIMAR 4052014	Puertos del Estado
<b>Noroeste</b>	Fijo y Flotante	SIMAR 4053017	Puertos del Estado
<b>Sureste</b>	Fijo	SIMAR 4056012	Puertos del Estado
<b>Oeste</b>	Flotante	SIMAR 1023014	Puertos del Estado
<b>Sur</b>	Flotante	SIMAR 4046010	Puertos del Estado
<b>Lanzarote</b>			
<b>Noroeste</b>	Flotante	SIMAR 4058024	Puertos del Estado
<b>Este</b>	Flotante	SIMAR 4060020	Puertos del Estado
<b>Oeste</b>	Flotante	SIMAR 4056022	Puertos del Estado
<b>Noreste (La Graciosa)</b>	Flotante	SIMAR 4062028	Puertos del Estado
<b>La Gomera</b>			
<b>Noroeste</b>	Flotante	SIMAR 1010013	Puertos del Estado
<b>La Palma</b>			
<b>Sur y Sureste</b>	Flotante	SIMAR 4008014	Puertos del Estado
<b>Noroeste</b>	Flotante	SIMAR 4006017	Puertos del Estado
<b>Oeste</b>	Flotante	SIMAR 4006019	Puertos del Estado
<b>El Hierro</b>			
<b>Sur</b>	Flotante	SIMAR 4006004	Puertos del Estado
<b>Este</b>	Flotante	SIMAR 4007006	Puertos del Estado
<b>Norte</b>	Flotante	SIMAR 4006007	Puertos del Estado

## ANEXO III.II.

## RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE VIENTO Y PRODUCCIÓN

Tabla 5.11. Velocidades medias y distancia a la costa de los parques eólicos marinos propuestos.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Distancia media a la costa (km)</b>	<b>V. media a 10 m de altura (m)</b>	<b>V. media altura buje (m)</b>
<b>Fondo fijo</b>				
GC	Sureste	3,2	7,80	10,88
GC	Oeste	2,3	7,34	10,24
TF	Noreste	3,5	5,34	7,45
FTV	Oeste	6,0	6,69	9,33
FTV	Sureste	2,5	6,15	8,57
FTV	Noroeste	4,0	6,43	8,96
<b>Flotante</b>				
GC	Sureste	11,5	8,02	11,18
GC	Oeste	11,5	7,67	10,70
GC	Suroeste	10,5	4,76	6,64
GC	Noroeste	12,5	6,63	9,40
TF	Noreste	6,0	5,67	7,91
TF	Noroeste	4,6	6,63	9,24
TF	Sureste	3,5	7,13	9,94
TF	Este	7,0	6,72	9,38
FTV	Noroeste	7,0	6,76	9,43
FTV	Oeste	12,0	6,94	9,69
LZT	Noroeste	12,5	6,64	9,26
LZT	Este	4,5	6,40	8,93
LZT	Oeste	7,5	9,65	9,65
GCS	Noreste	26,5	7,06	9,85
HRR	Sur	4,0	7,04	9,82
HRR	Norte	2,0	6,30	8,79
HRR	Este	3,5	5,70	7,95
GMR	Noroeste	13,0	7,62	10,63
LP	Oeste	2,5	3,26	4,55
LP	Noroeste	5,5	7,51	10,47
LP	Sur	3,5	6,99	9,75
LP	Sureste	2,3	6,43	8,97
<b>Macroparque</b>				
FTV	Suroeste	12,5	6,84	9,54
GC	Sureste	11,0	8,02	11,18
GC	Oeste	12,5	7,82	10,91
GMR	Noroeste	14,0	7,74	10,79

Tabla 5.12. Parámetros de rendimiento de los parques eólicos marinos propuestos.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Potencia instalada (MW)</b>	<b>Capacity Factor (CF)</b>	<b>Horas equivalentes (heq)</b>
<b>Fondo fijo</b>				
GC	Sureste	175	0,62	5.469,14
GC	Oeste	21	0,61	5.316,19
TF	Noreste	70	0,33	2.931,86
FTV	Oeste	119	0,59	4.704,45
FTV	Sureste	21	0,47	4.082,38
FTV	Noroeste	28	0,50	4.397,86
<b>Flotante</b>				
GC	Sureste	310	0,66	5.817,00
GC	Oeste	230	0,64	5.567,74
GC	Suroeste	140	0,29	2.510,14
GC	Noroeste	80	0,55	4.819,50
TF	Noreste	190	0,38	3.329,37
TF	Noroeste	210	0,52	4.572,71
TF	Sureste	340	0,56	4.853,68
TF	Este	220	0,53	4.641,00
FTV	Noroeste	180	0,54	4.661,06
FTV	Oeste	250	0,57	4.973,84
LZT	Noroeste	230	0,52	4.568,13
LZT	Este	110	0,49	4.302,00
LZT	Oeste	220	0,56	4.880,45
GCS	Noreste	170	0,57	5.009,12
HRR	Sur	70	0,54	4.723,29
HRR	Norte	20	0,48	4.272,00
HRR	Este	30	0,40	3.531,33
GMR	Noroeste	430	0,64	5.596,49
LP	Oeste	100	0,14	734,40
LP	Noroeste	60	0,61	5.311,67
LP	Sur	80	0,53	4.680,25
LP	Sureste	90	0,48	4.180,00
<b>Macroparque</b>				
FTV	Suroeste	7.220	0,56	4.908,78
GC	Sureste	1.720	0,66	5.817,00
GC	Oeste	1.490	0,65	5.935,69
GMR	Noroeste	1.380	0,65	5.686,07

Tabla 5.13. Producciones medias estimadas para los parques eólicos marinos propuestos.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Pot. instalada (MW)</b>	<b>Pod. Bruta (GWh)</b>	<b>Pod. Bruta unit. (GWh/MW)</b>	<b>Pod. Neta (GWh)</b>	<b>Pod. Neta unit. (GWh/MW)</b>
<b>Fondo fijo</b>						
GC	Sureste	175	957,1	5,47	851,82	4,87
GC	Oeste	21	111,64	5,32	99,36	4,73
TF	Noreste	70	205,23	2,93	182,65	2,61
FTV	Oeste	119	559,83	4,70	498,25	4,19
FTV	Sureste	21	85,73	4,08	76,30	3,63
FTV	Noroeste	28	123,14	4,40	109,59	3,91
<b>Flotante</b>						
GC	Sureste	310	1.803,27	5,82	1.604,91	5,18
GC	Oeste	230	1.280,58	5,57	1.139,72	4,96
GC	Suroeste	140	351,42	2,51	312,76	2,23
GC	Noroeste	80	385,56	4,82	343,15	4,29
TF	Noreste	190	632,58	3,33	563,00	2,96
TF	Noroeste	210	960,27	4,57	854,64	4,07
TF	Sureste	340	1.650,25	4,85	1.468,72	4,32
TF	Este	220	1.021,02	4,64	908,71	4,13
FTV	Noroeste	180	838,99	4,66	746,70	4,15
FTV	Oeste	250	1.243,46	4,97	1.106,68	4,43
LZT	Noroeste	230	1.050,67	4,57	935,10	4,07
LZT	Este	110	473,22	4,30	421,17	3,83
LZT	Oeste	220	1.073,70	4,88	955,59	4,34
GCS	Noreste	170	851,55	5,01	757,88	4,46
HRR	Sur	70	330,63	4,72	294,26	4,20
HRR	Norte	20	85,44	4,27	76,04	3,80
HRR	Este	30	105,94	3,53	94,29	3,14
GMR	Noroeste	430	2.406,49	5,60	2.141,78	4,98
LP	Oeste	100	73,44	0,73	65,36	0,65
LP	Noroeste	60	318,70	5,31	283,64	4,73
LP	Sur	80	374,42	4,68	333,23	4,17
LP	Sureste	90	376,20	4,18	334,82	3,72
<b>Macroparque</b>						
FTV	Suroeste	7.220	35.441,36	4,91	31.542,81	4,37
GC	Sureste	1.720	10.005,24	5,82	8.904,66	5,18
GC	Oeste	1.490	8.844,18	5,94	7.871,32	5,28
GMR	Noroeste	1.380	7.846,77	5,69	6.983,63	5,06

**ANEXO III.III.**

**VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DE VIENTO EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA A LA COSTA**

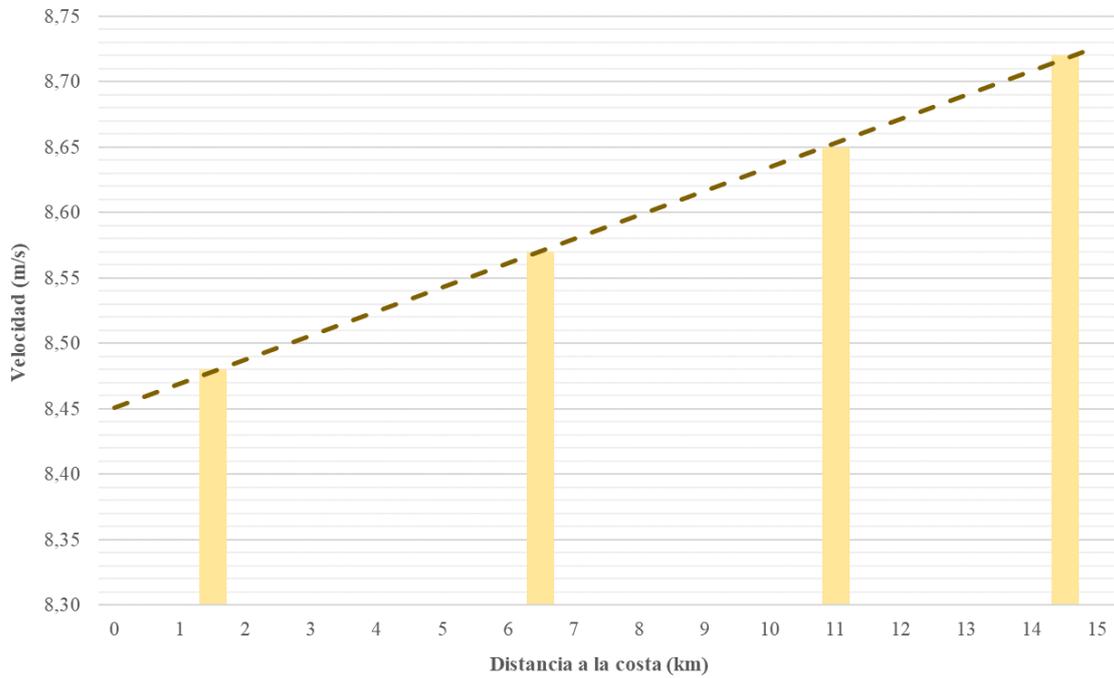


Figura 5.42. Variación de la velocidad en función de la distancia de la costa. Sureste de Gran Canaria.

Fuente: (Mederos, 2011).

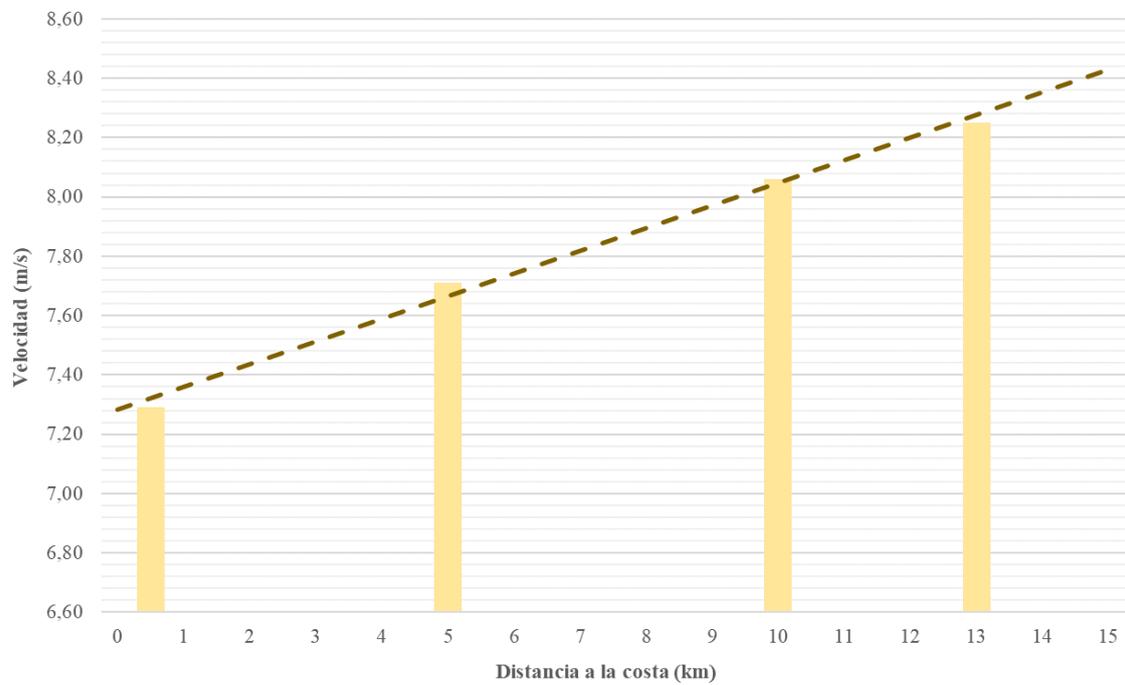


Figura 5.43. Variación de la velocidad en función de la distancia de la costa. Noroeste de La Gomera.

Fuente: (Mederos, 2011).

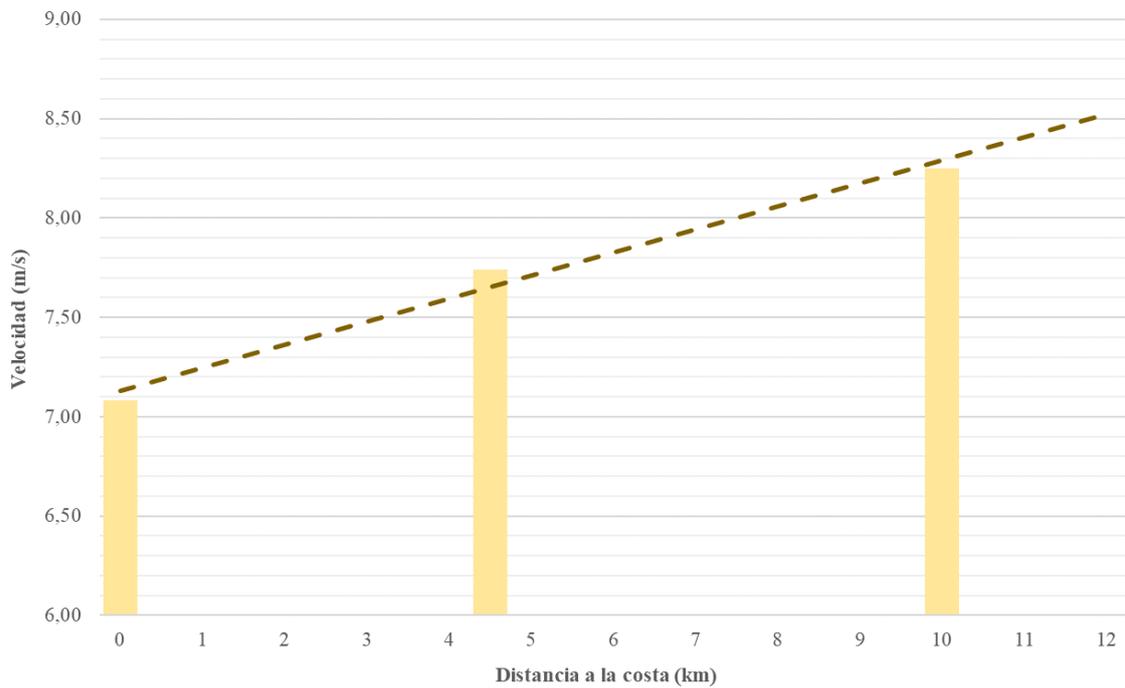


Figura 5.44. Variación de la velocidad en función de la distancia de la costa. Oeste de Fuerteventura.

Fuente: (Mederos, 2011).

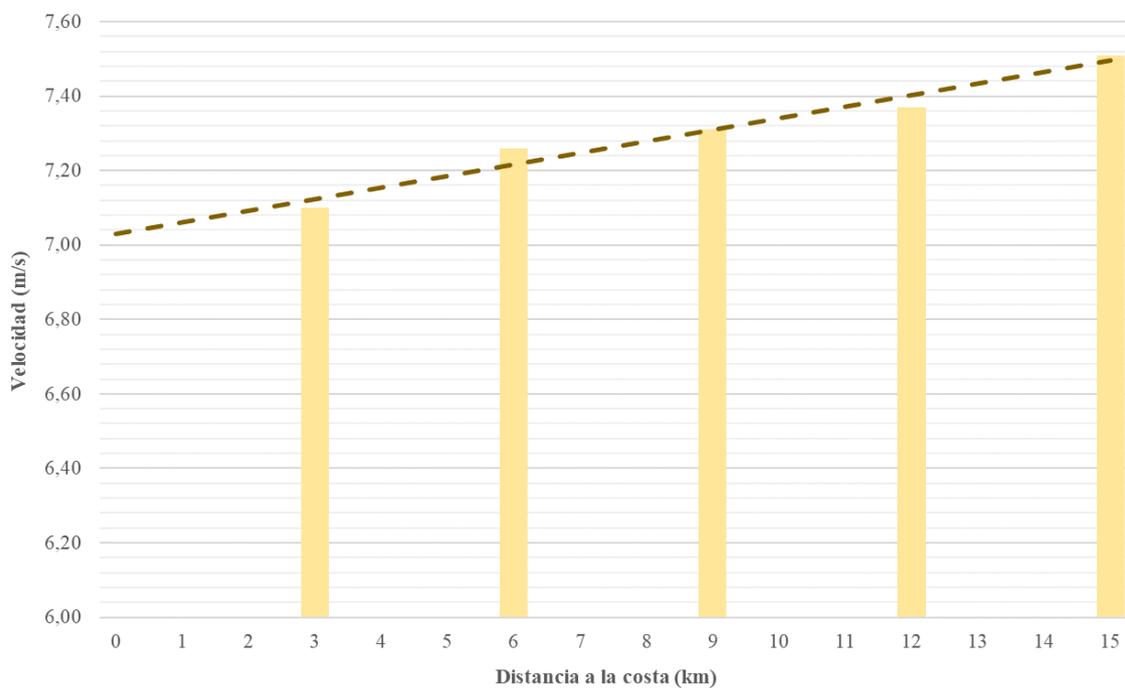


Figura 5.45. Variación de la velocidad en función de la distancia de la costa. Noroeste de Lanzarote.

Fuente: (Mederos, 2011).

**ANEXO III.IV.**  
**HISTOGRAMAS**

Para la elaboración de los histogramas, se ha partido de los datos mencionados en la **Tabla 3.4.** En el caso de los histogramas cuya fuente sea Puertos del Estado, el período analizado es el 2010 – 2019, ambos inclusive. En el caso de la estación del ITC, el período de estudio es el 2011 – 2013. A continuación se muestran los histogramas para cada localización por islas.

- Gran Canaria

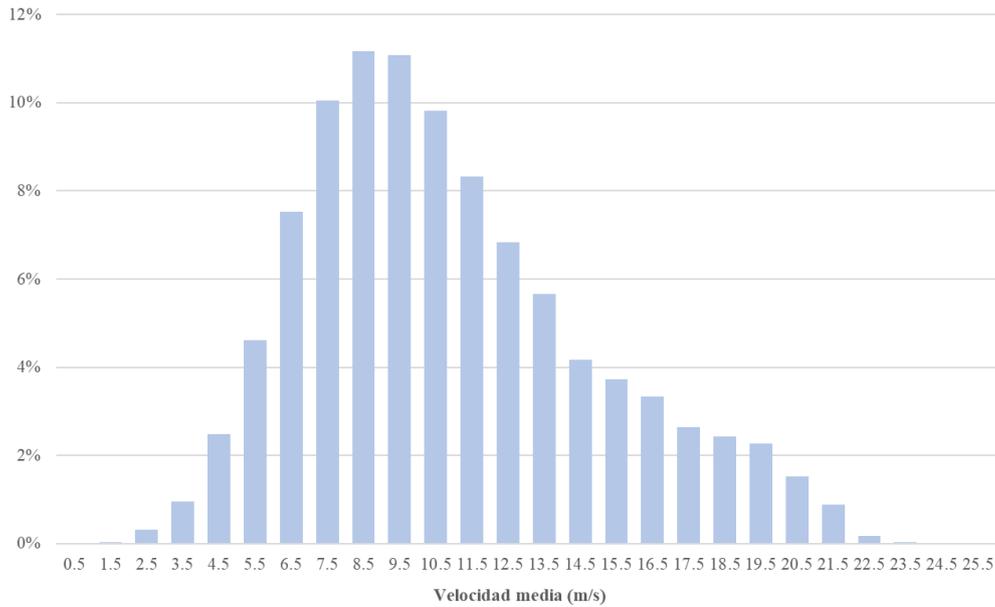


Figura 5.46. Histograma de la zona sureste de Gran Canaria, a una distancia de la costa de 3,2 km y 100 m de altura. Fuente: Elaboración propia.

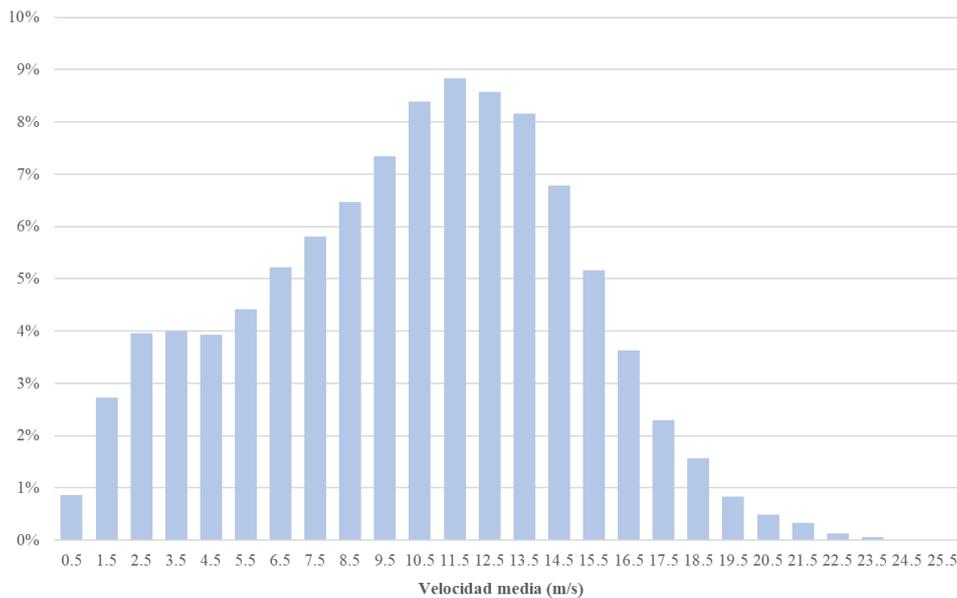


Figura 5.47. Histograma de la zona oeste de Gran Canaria, a una distancia de la costa de 2,3 km y 100 m de altura. Fuente: Elaboración propia.

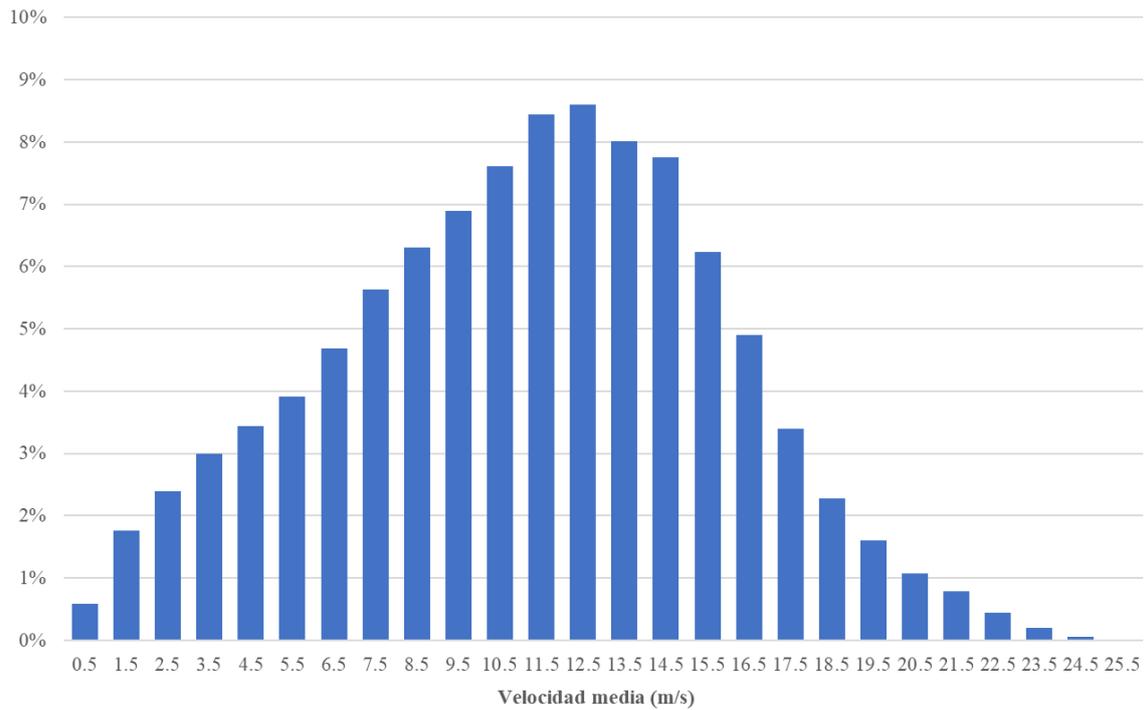


Figura 5.48. Histograma de la zona sureste de Gran Canaria, a una distancia de la costa de 11,50 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

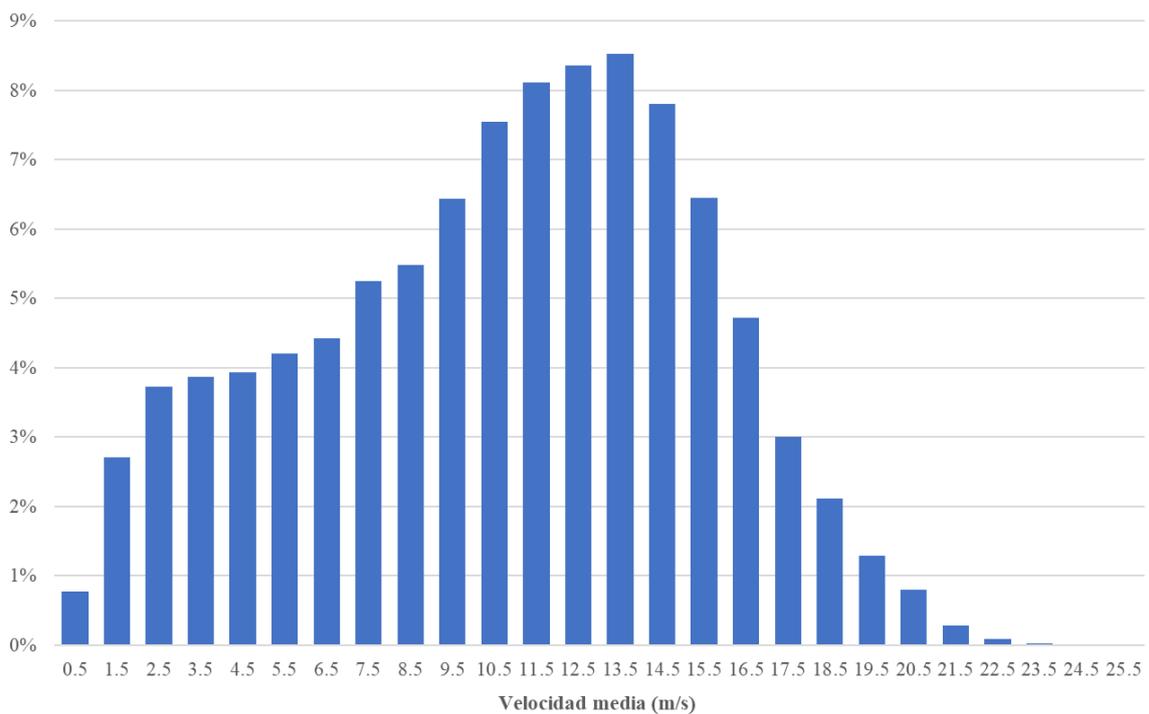


Figura 5.49. Histograma de la zona oeste de Gran Canaria, a una distancia de la costa de 11,50 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

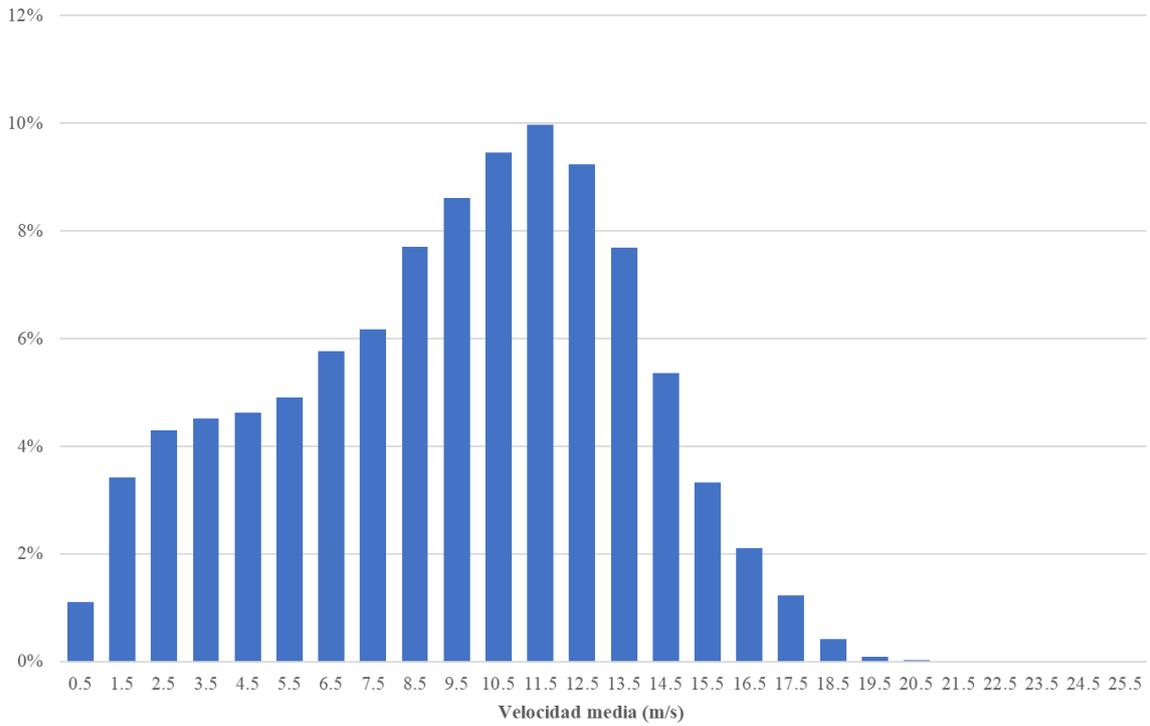


Figura 5.50. Histograma de la zona noroeste de Gran Canaria, a una distancia de la costa de 12,50 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

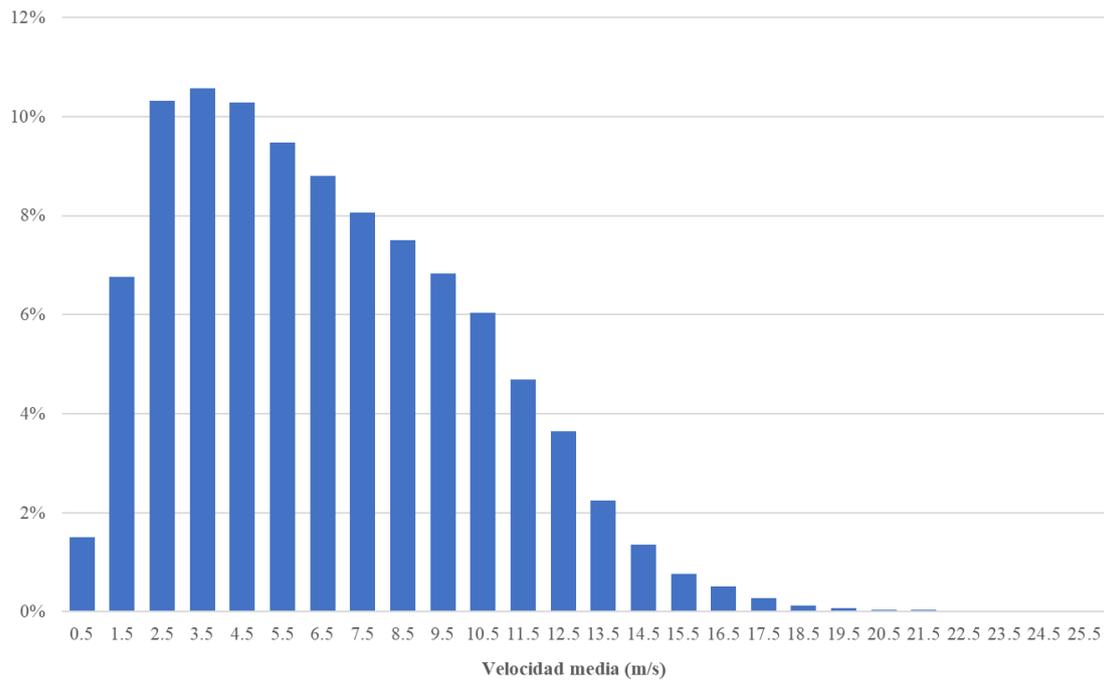


Figura 5.51. Histograma de la zona suroeste de Gran Canaria, a una distancia de la costa de 10,50 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

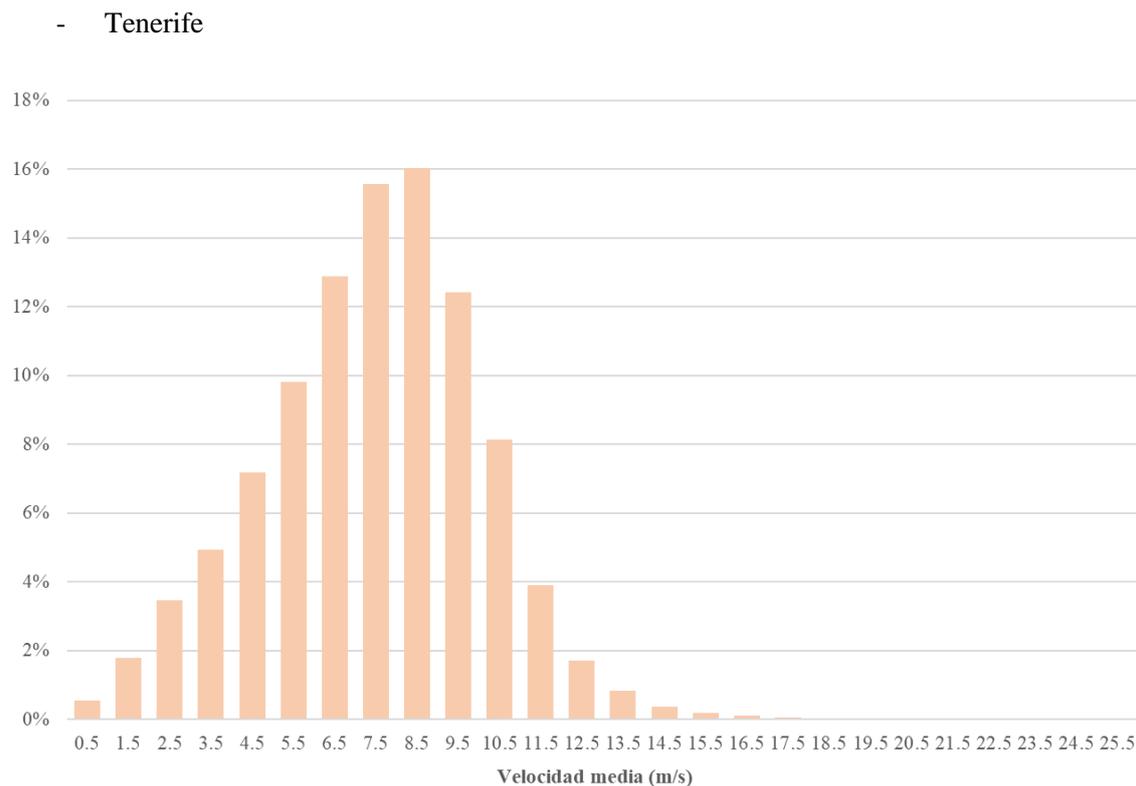


Figura 5.52. Histograma de la zona noreste de Tenerife, a una distancia de la costa de 3,5 km y 100 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

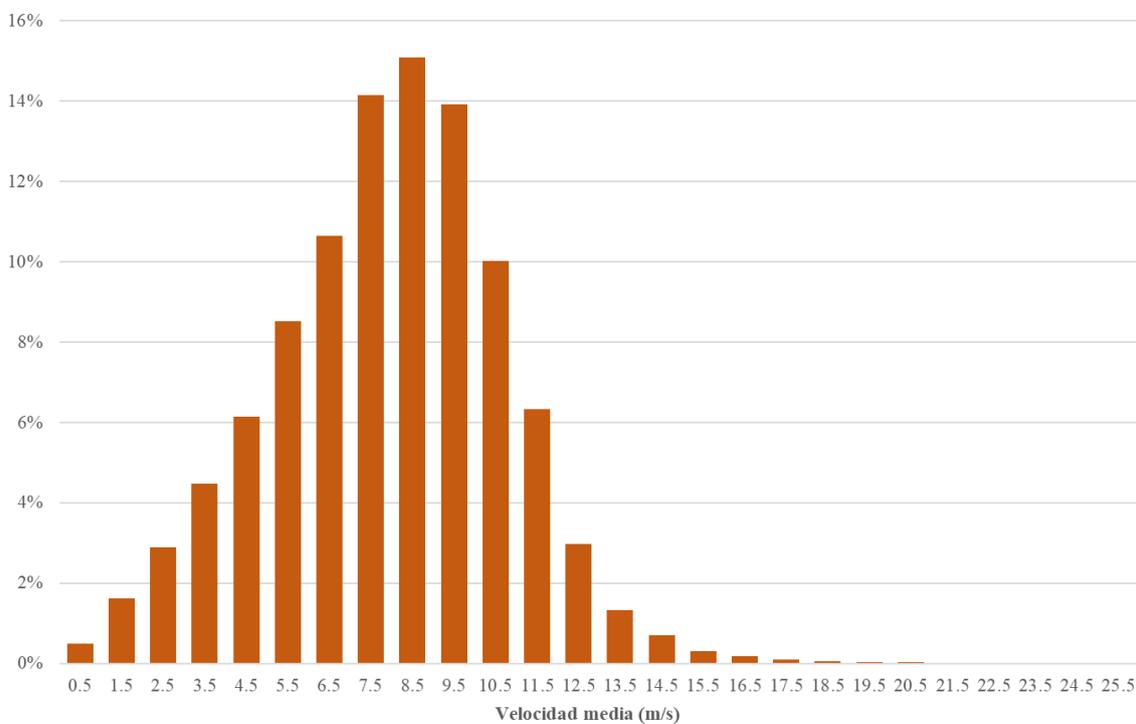


Figura 5.53. Histograma de la zona noreste de Tenerife, a una distancia de la costa de 6 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

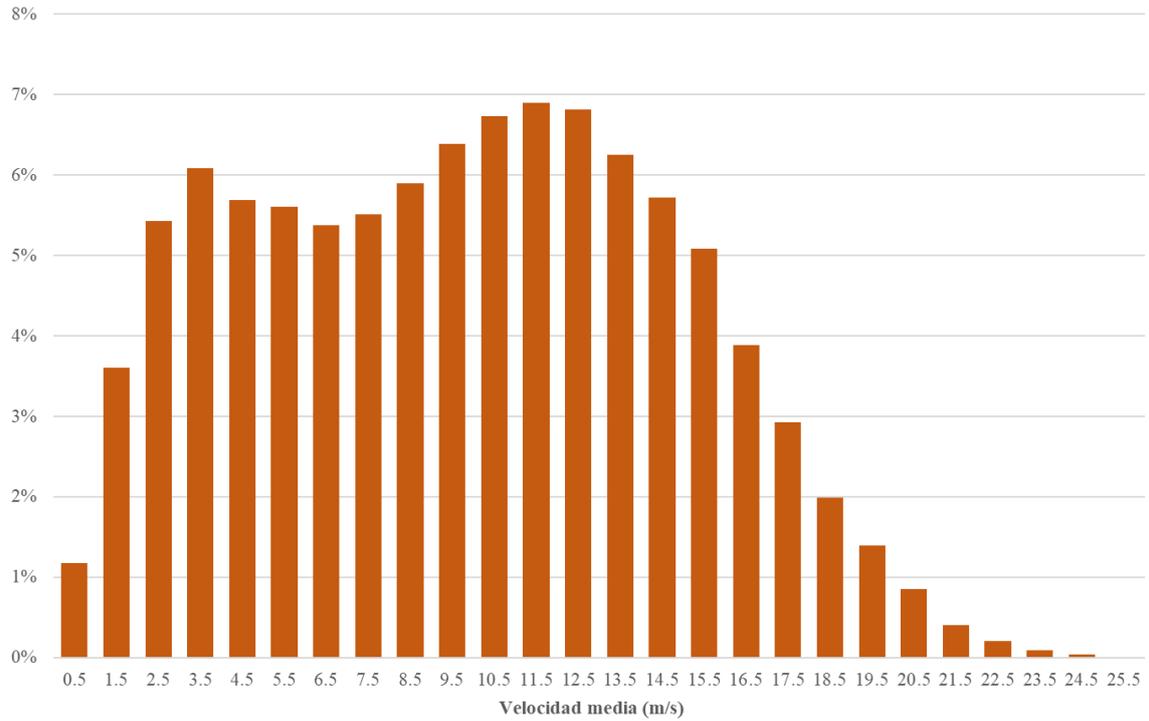


Figura 5.54. Histograma de la zona sureste de Tenerife, a una distancia de la costa de 2,5 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

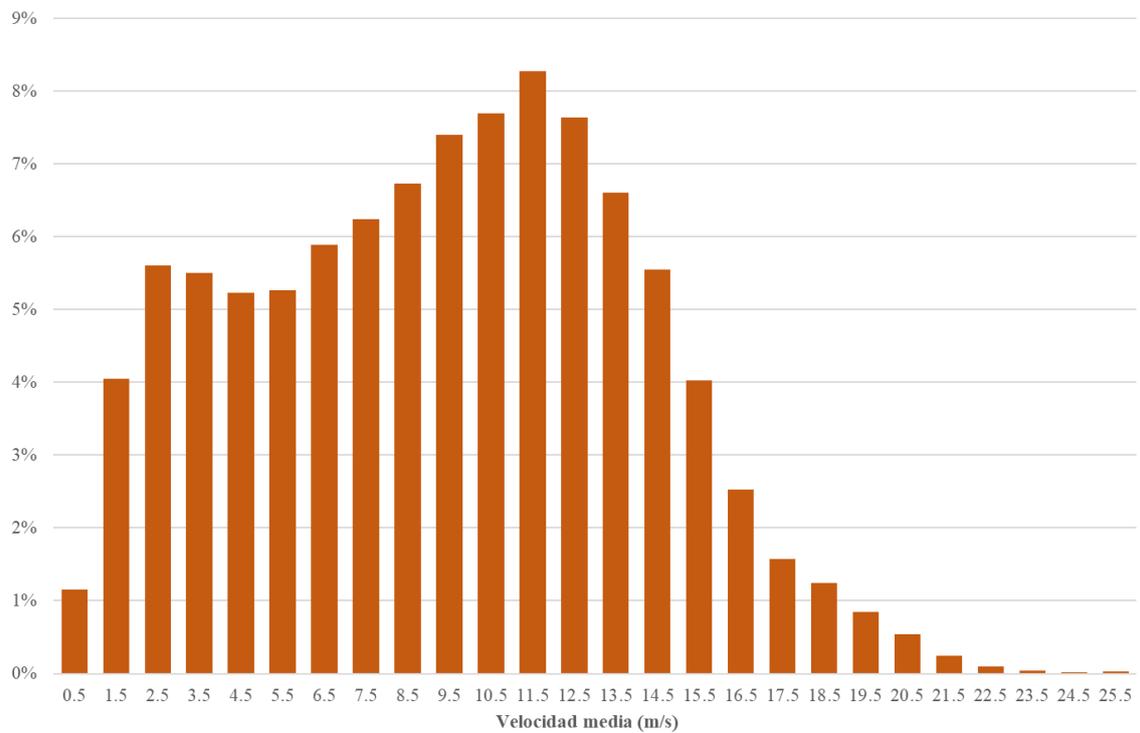


Figura 5.55. Histograma de la zona este de Tenerife, a una distancia de la costa de 7,0 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

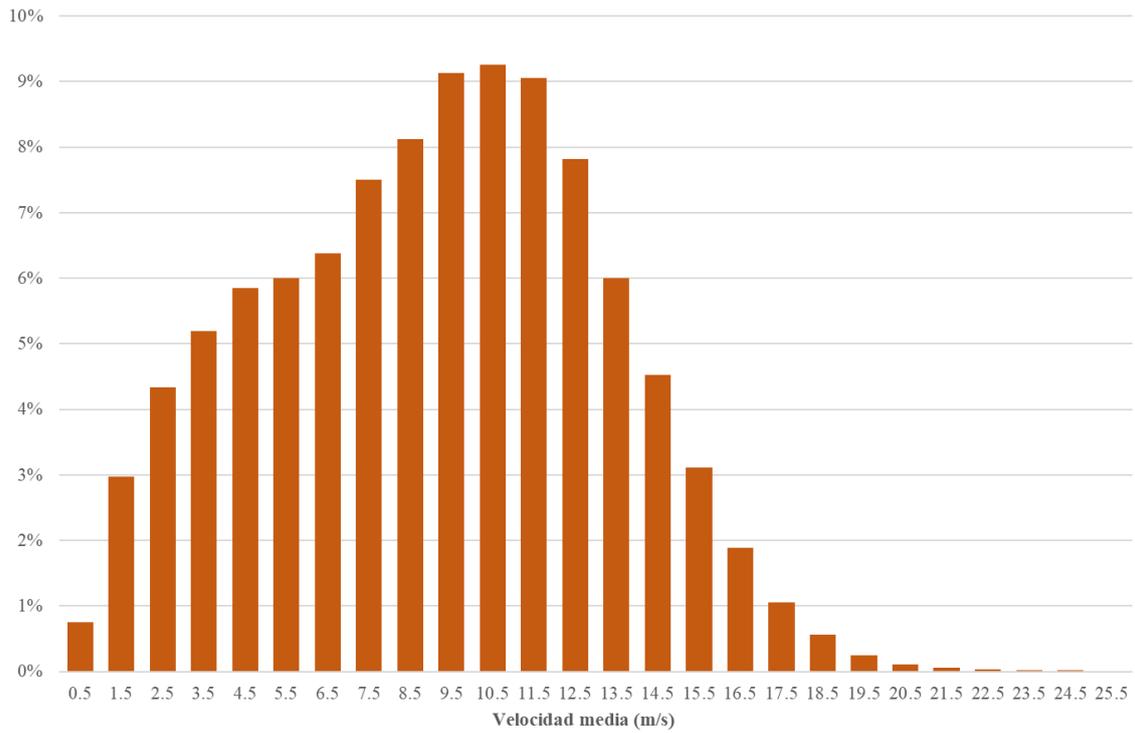


Figura 5.56. Histograma de la zona noroeste de Tenerife, a una distancia de la costa de 3,5 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

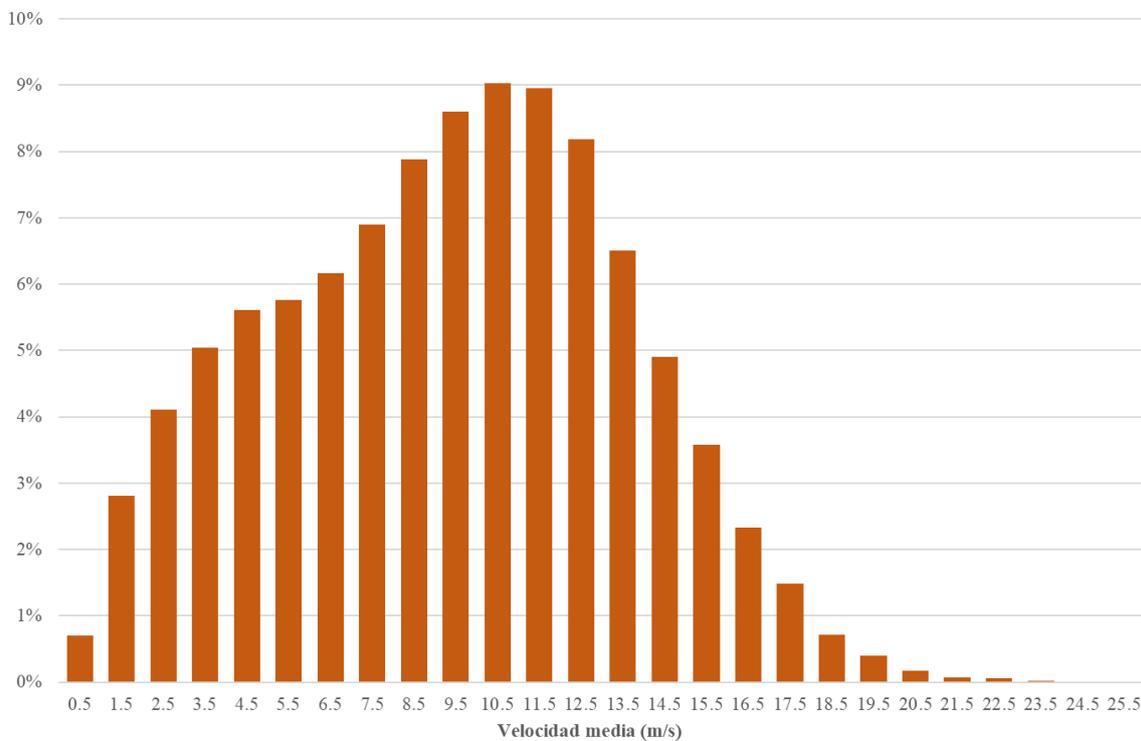


Figura 5.57. Histograma de la zona noroeste de Tenerife, a una distancia de la costa de 5,5 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

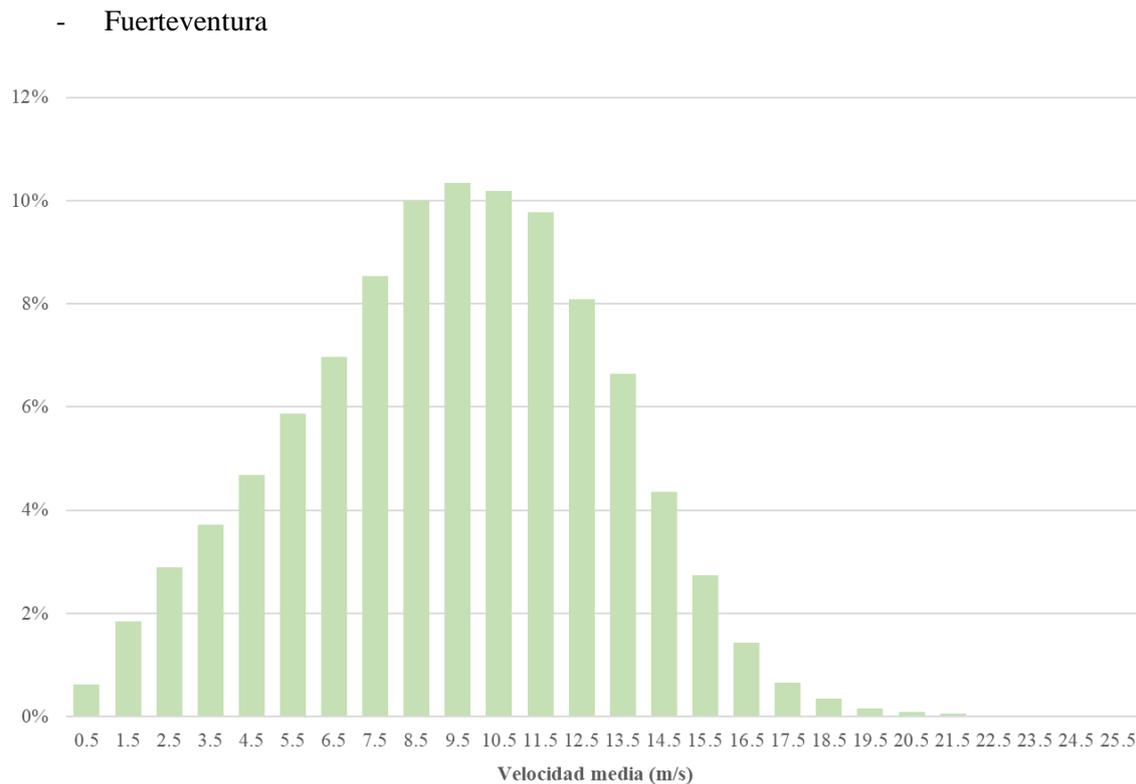


Figura 5.58. Histograma de la zona oeste de Fuerteventura, a una distancia de la costa de 6 km y 100 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

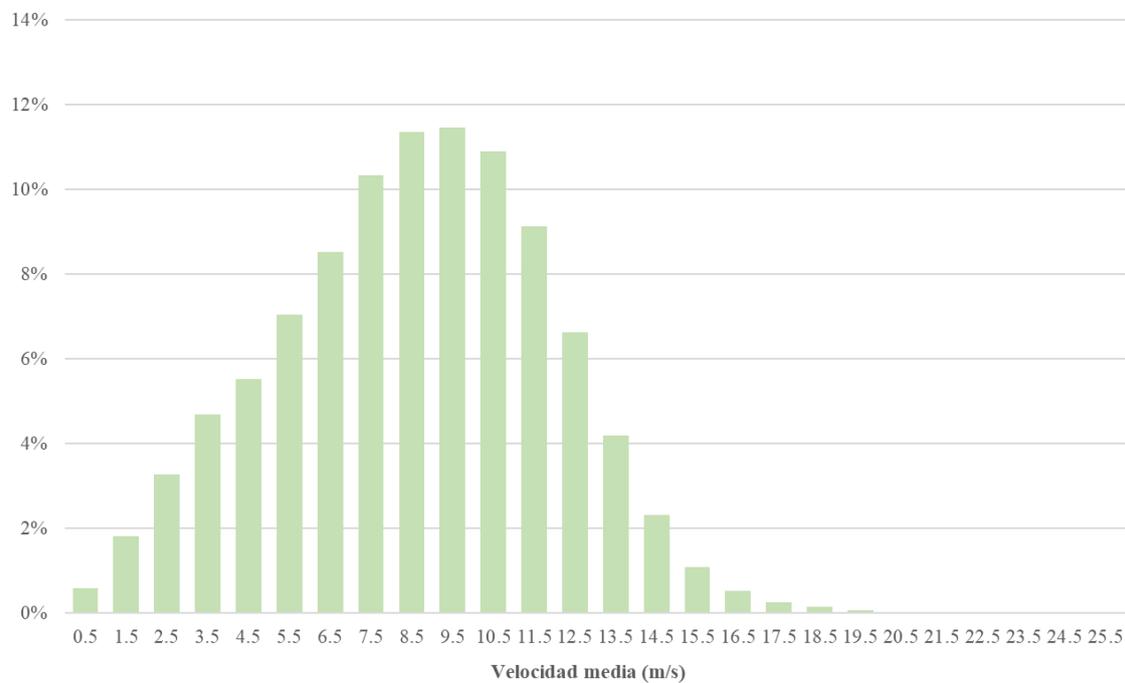


Figura 5.59. Histograma de la zona sureste de Fuerteventura, a una distancia de la costa de 2,5 km y 100 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

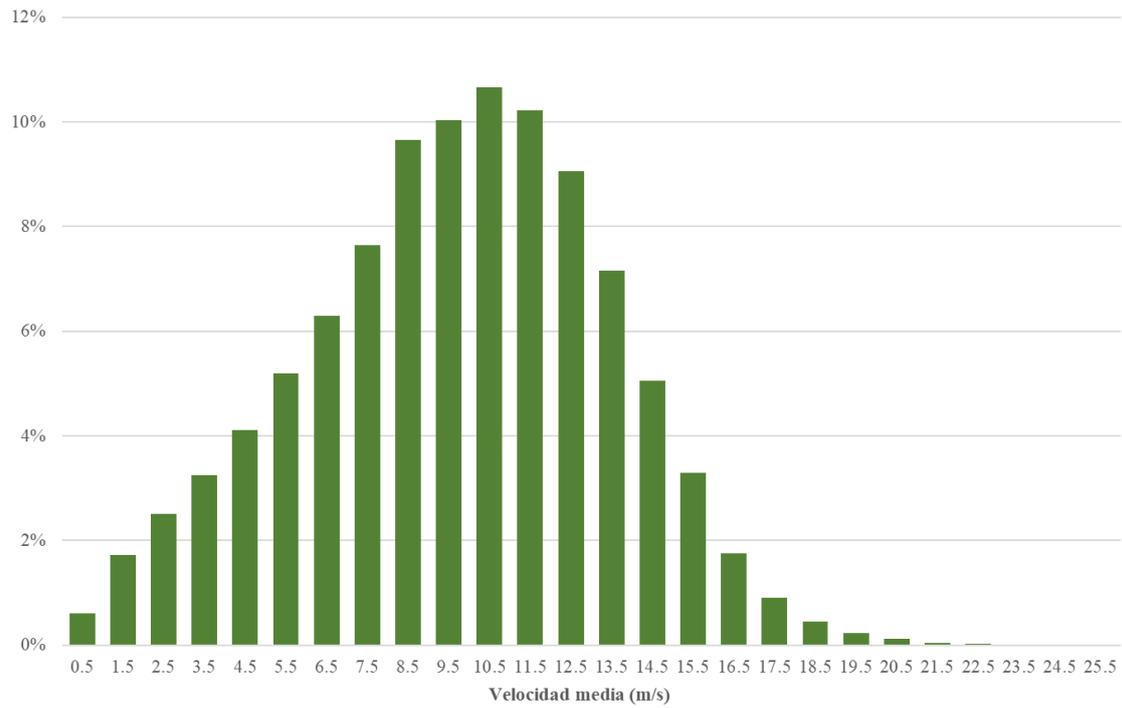


Figura 5.60. Histograma de la zona oeste de Fuerteventura, a una distancia de la costa de 12 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

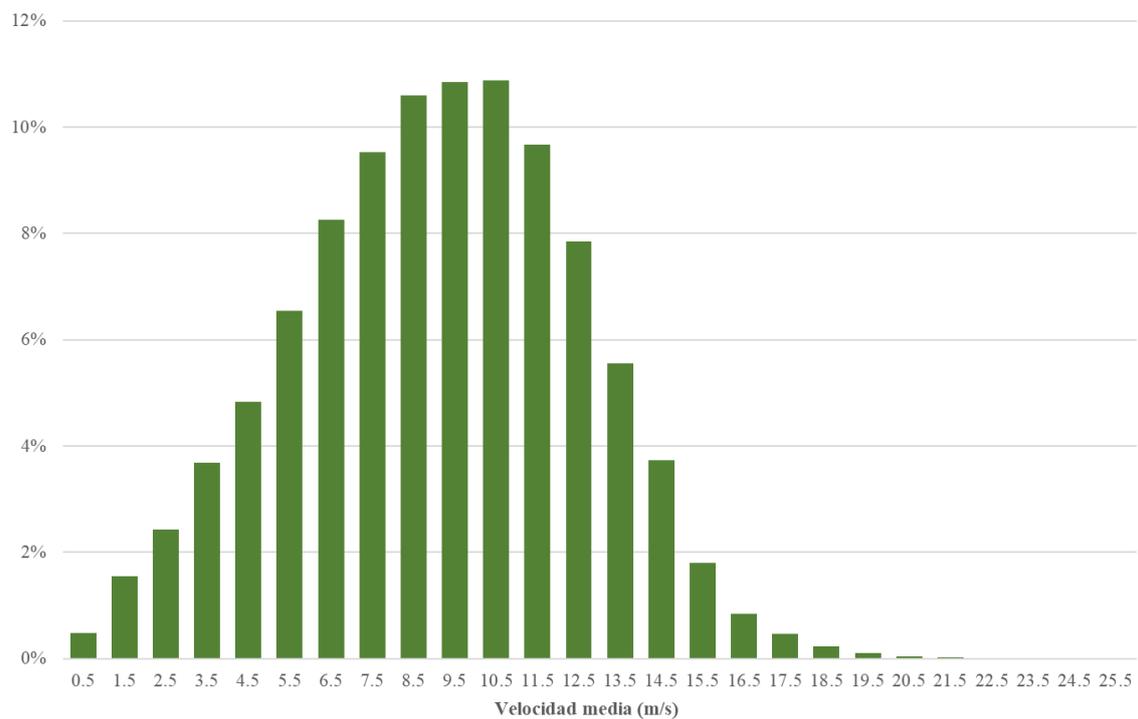


Figura 5.61. Histograma de la zona noroeste de Fuerteventura, a una distancia de la costa de 4,5 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

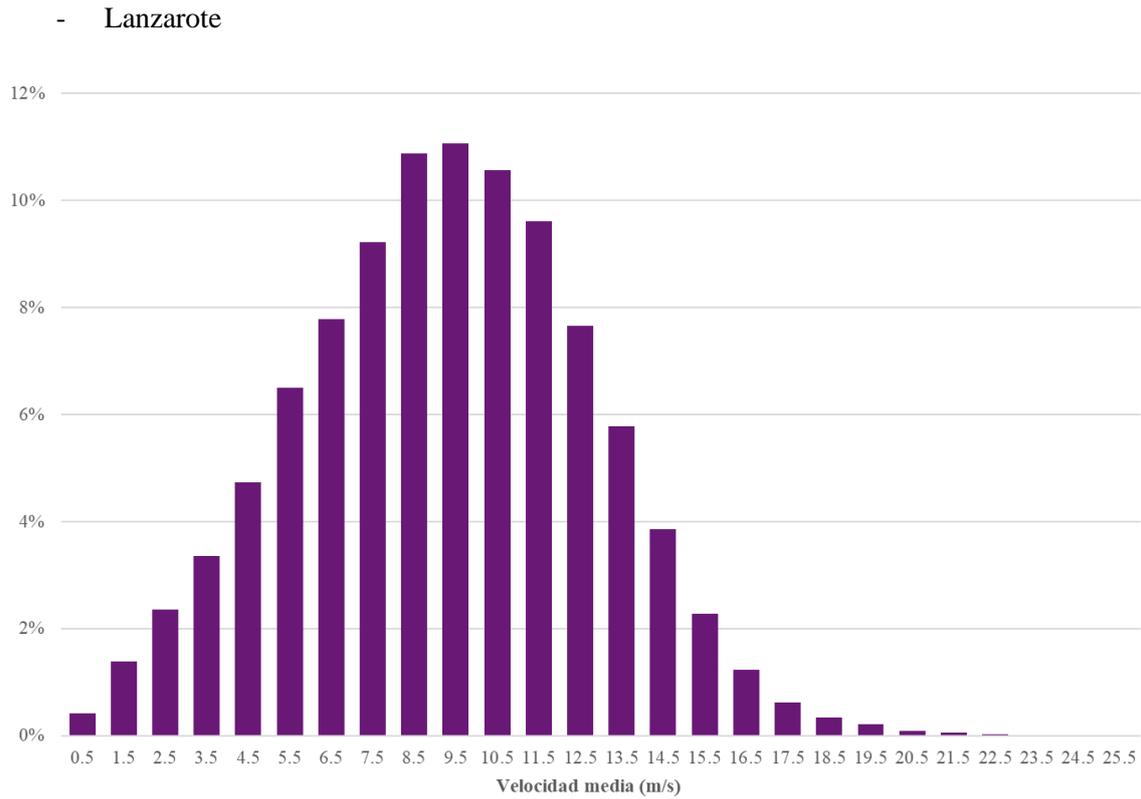


Figura 5.62. Histograma de la zona noroeste de Lanzarote, a una distancia de la costa de 12,5 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

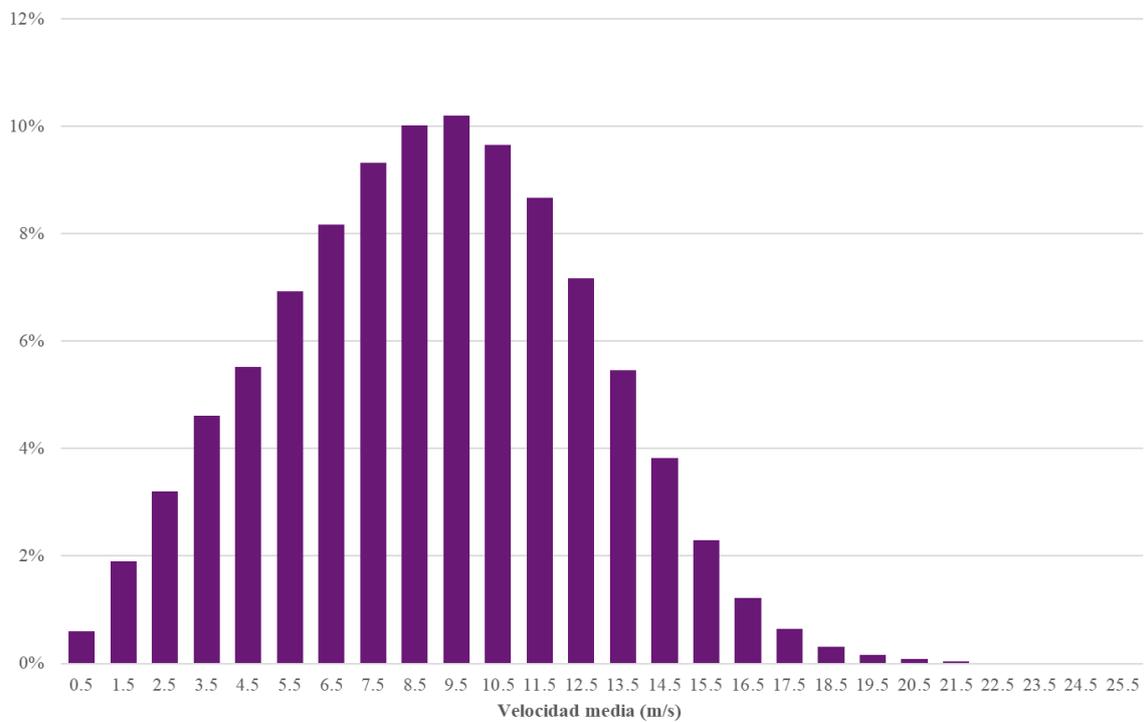


Figura 5.63. Histograma de la zona este de Lanzarote, a una distancia de la costa de 4,5 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

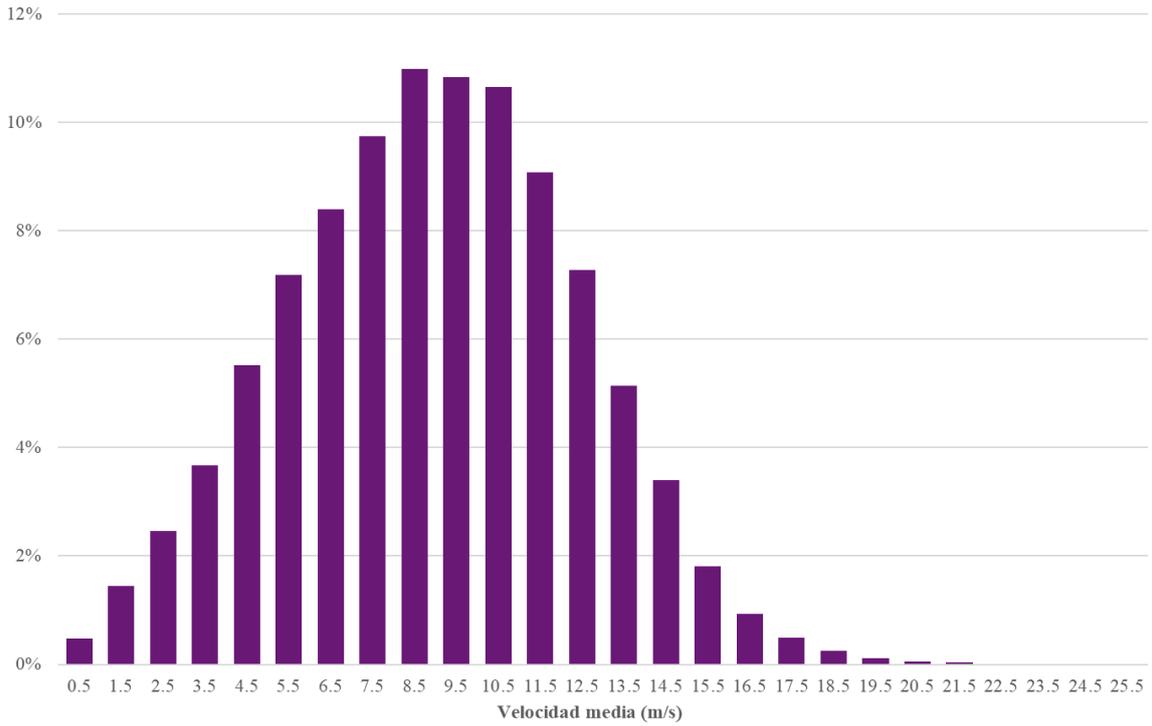


Figura 5.64. Histograma de la zona noreste de La Graciosa, a una distancia de la costa de 26,5 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

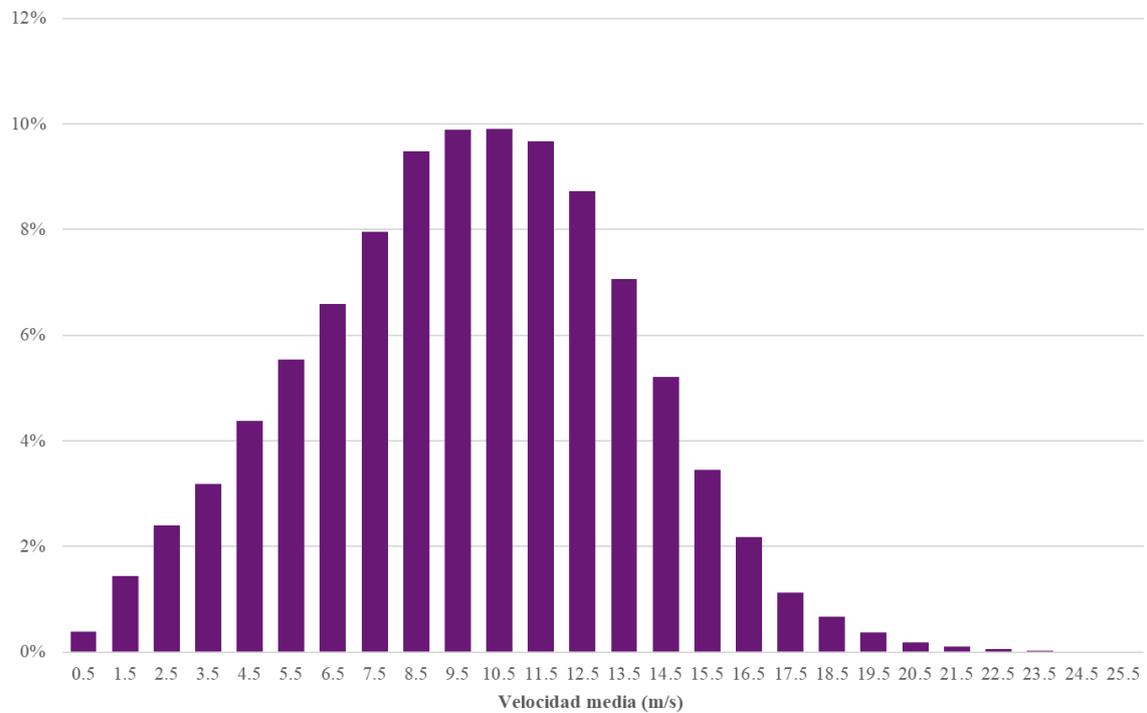


Figura 5.65. Histograma de la zona oeste de Lanzarote, a una distancia de la costa de 7,5 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

- La Gomera

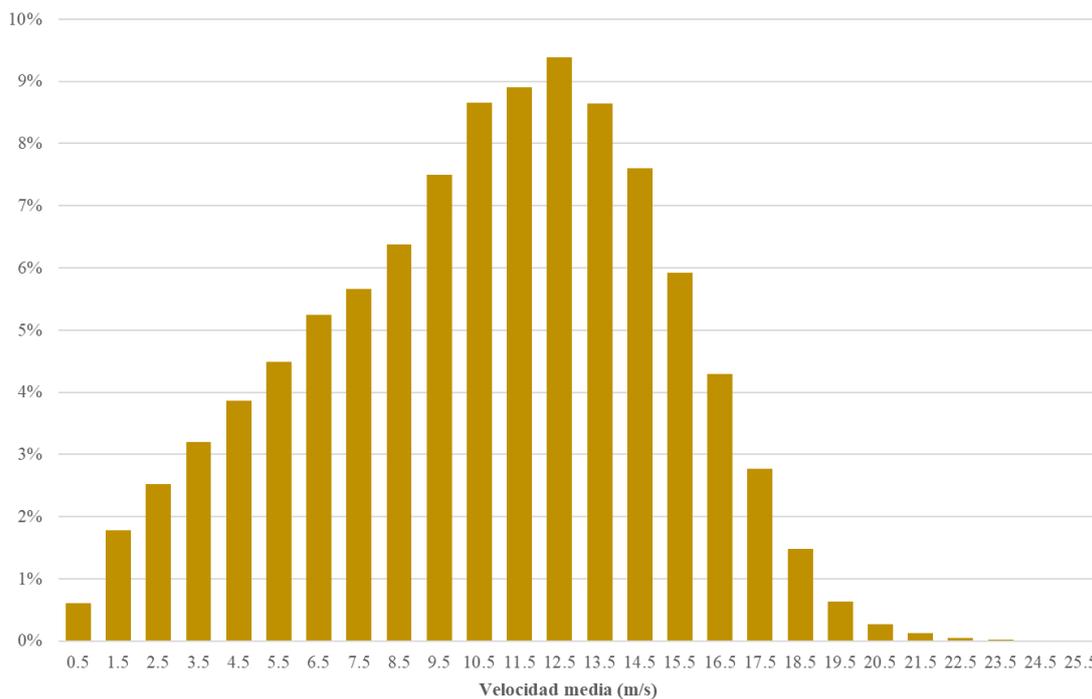


Figura 5.66. Histograma de la zona noroeste de La Gomera, a una distancia de la costa de 13 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

- La Palma

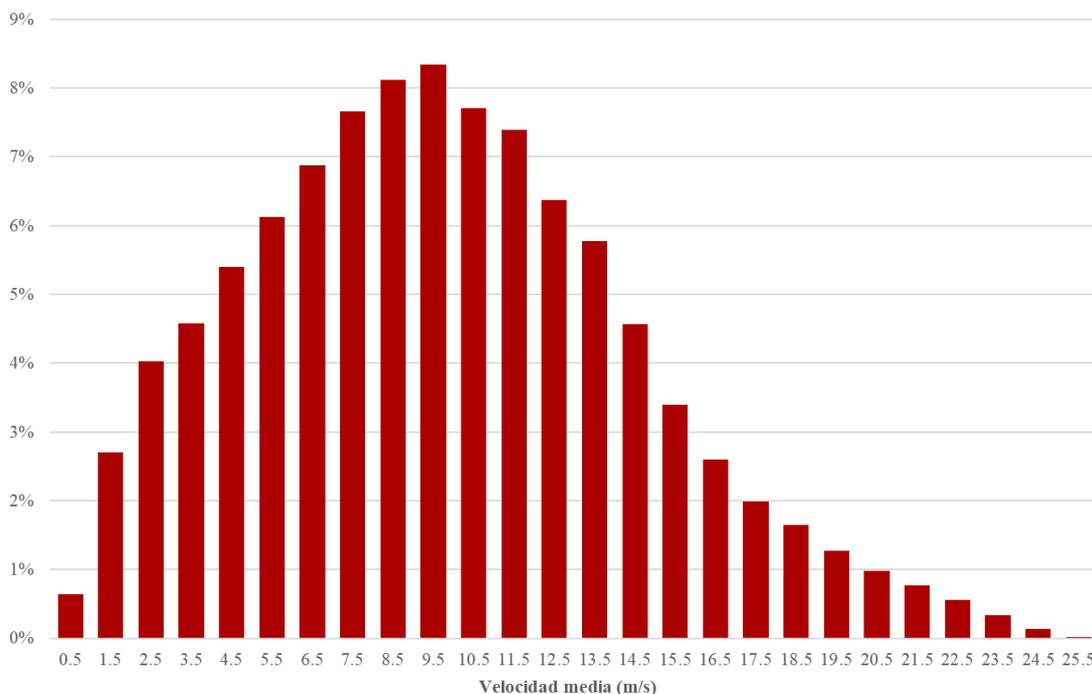


Figura 5.67. Histograma de la zona sur de La Palma, a una distancia de la costa de 3,5 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

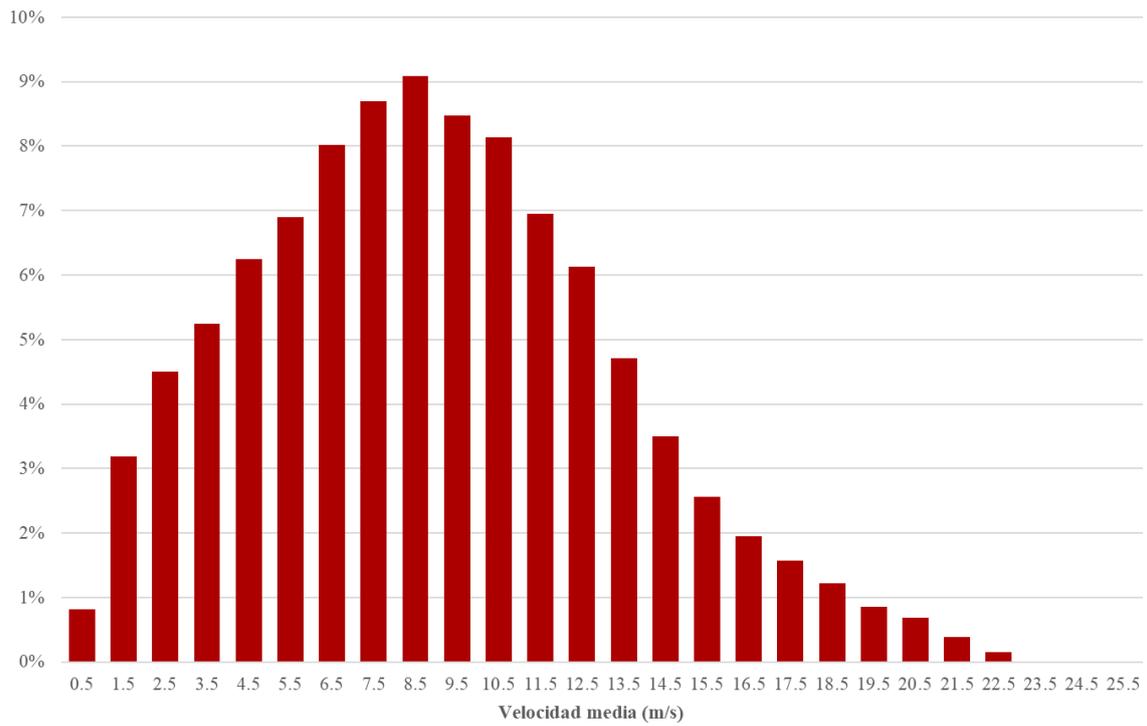


Figura 5.68. Histograma de la zona sureste de La Palma, a una distancia de la costa de 2,3 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

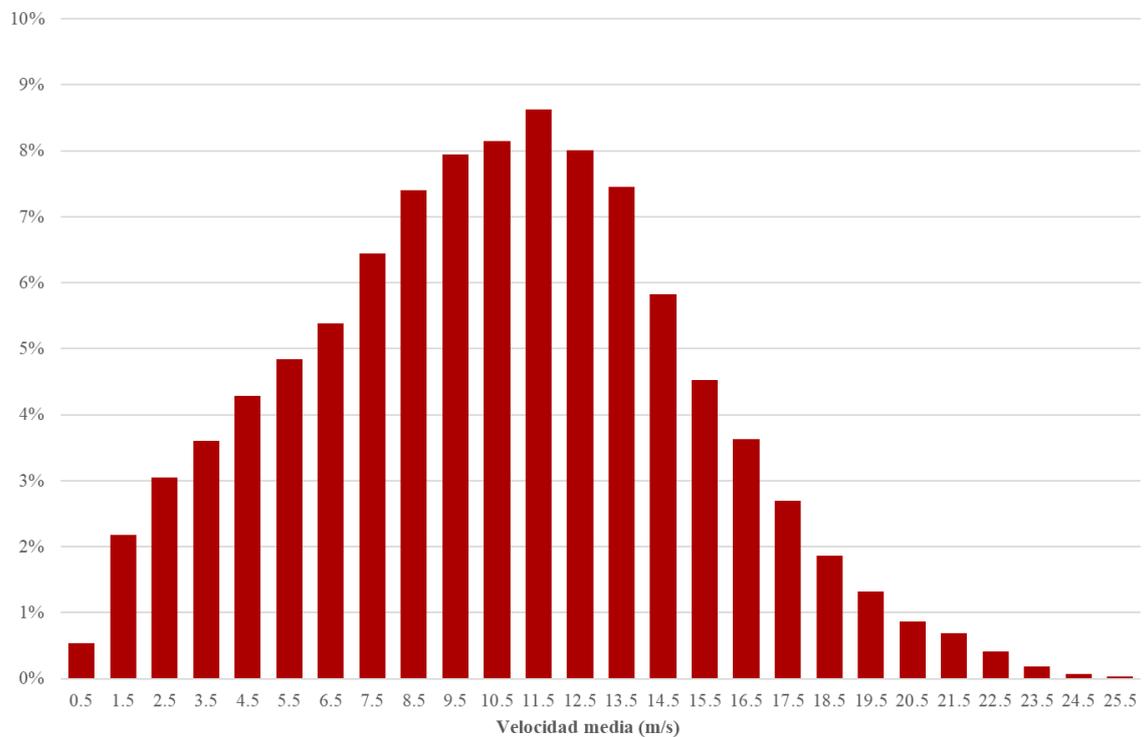


Figura 5.69. Histograma de la zona noroeste de La Palma, a una distancia de la costa de 5,5 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

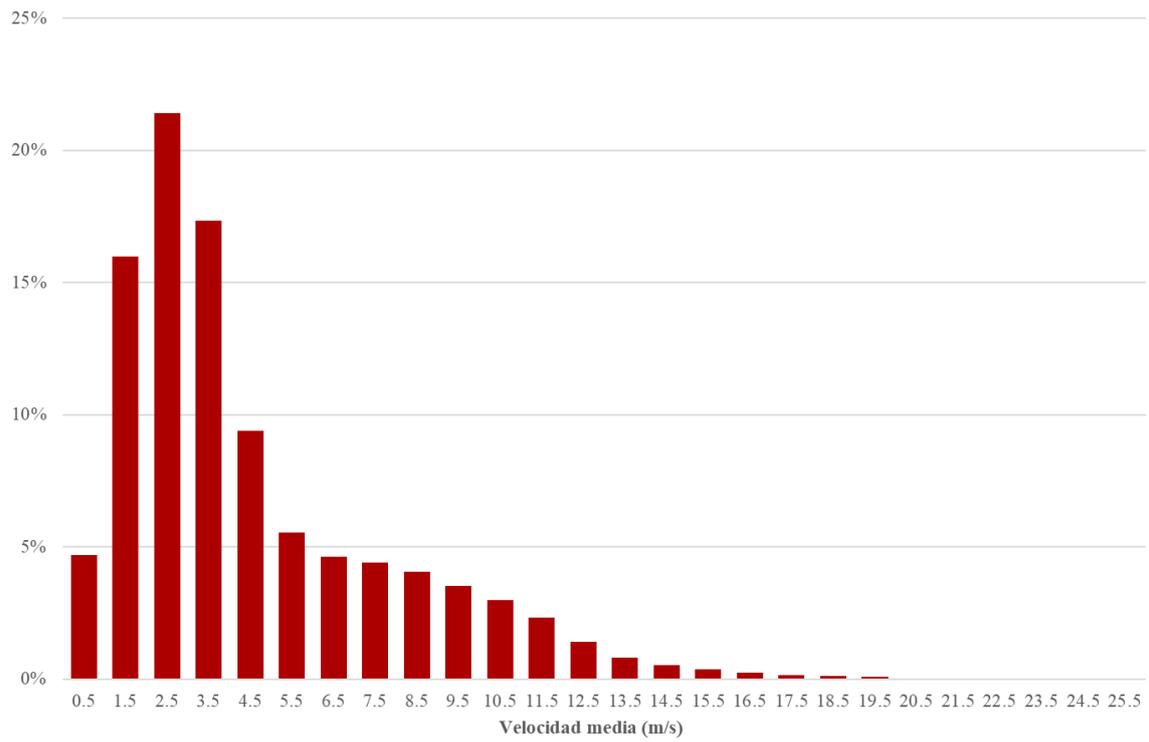


Figura 5.70. Histograma de la zona oeste de La Palma, a una distancia de la costa de 2,5 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

- El Hierro

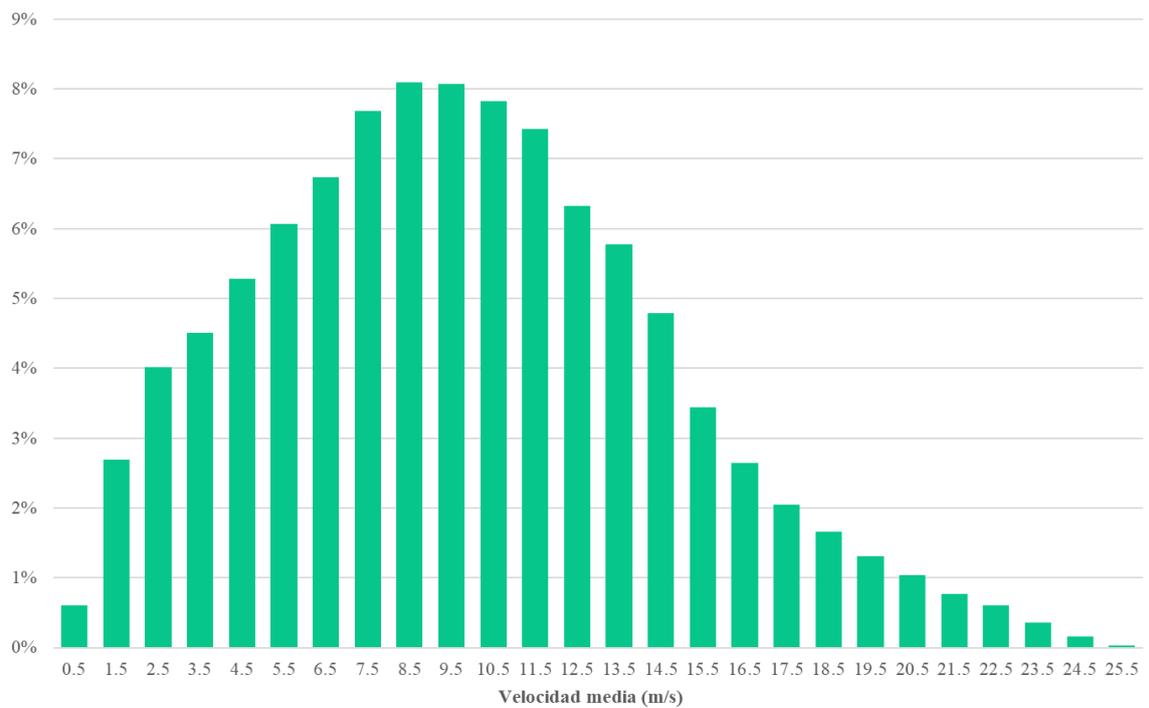


Figura 5.71. Histograma de la zona sur de El Hierro, a una distancia de la costa de 4,0 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

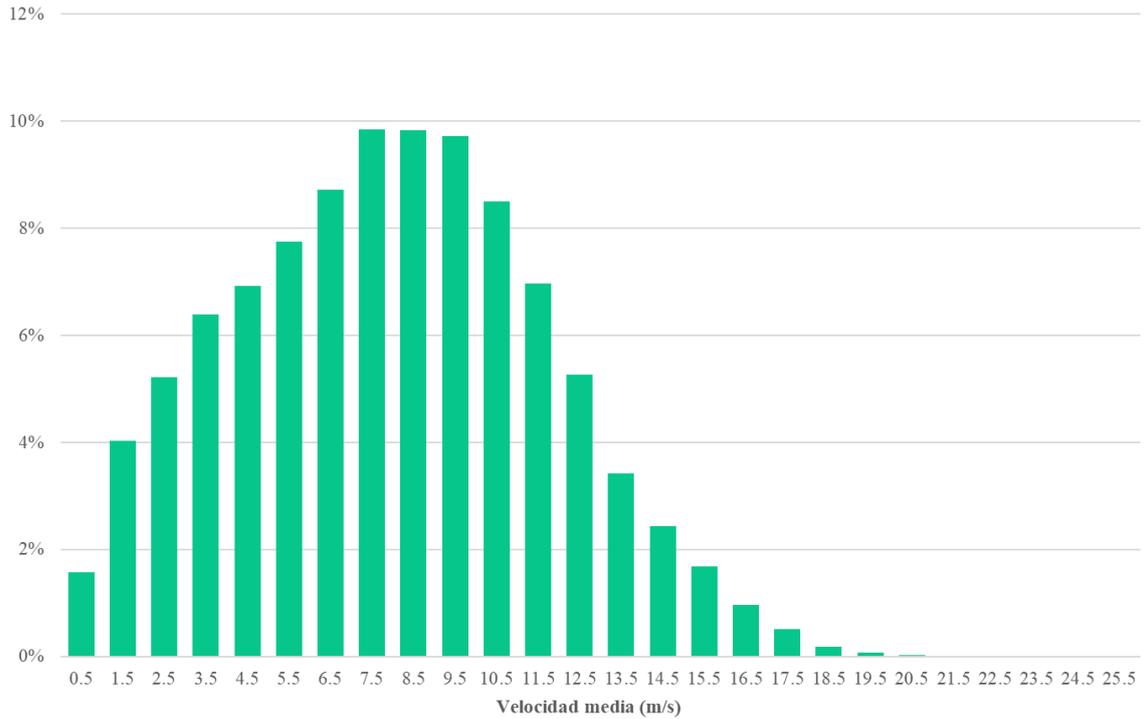


Figura 5.72. Histograma de la zona este de El Hierro, a una distancia de la costa de 3,5 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

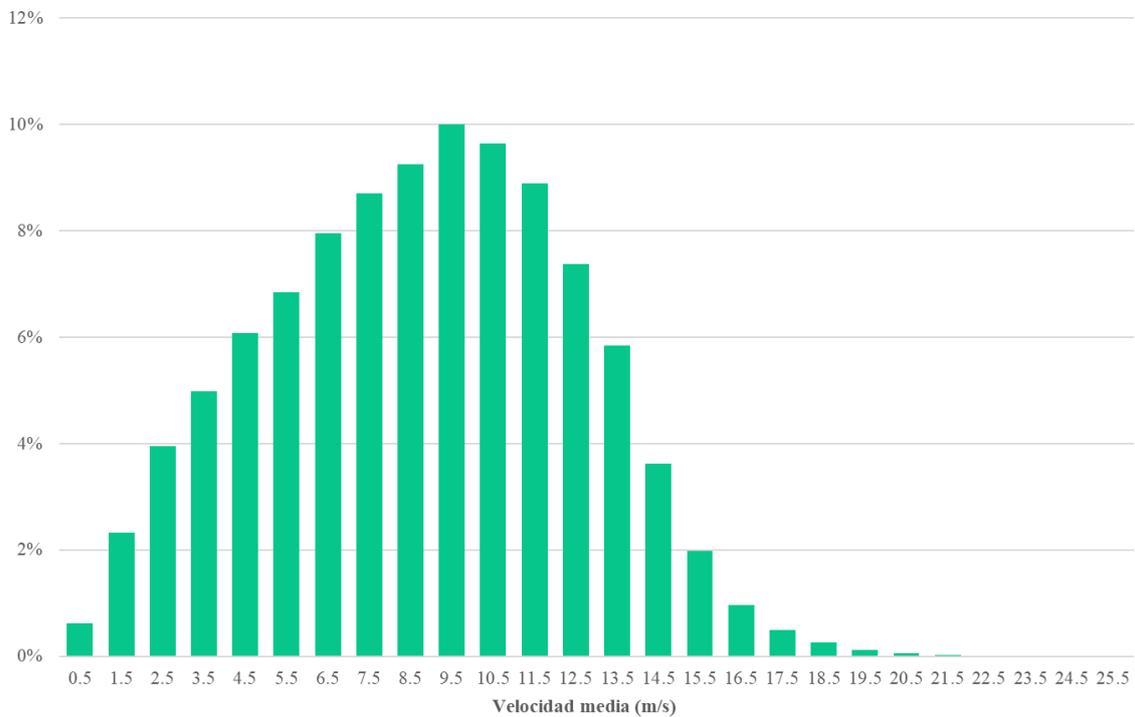


Figura 5.73. Histograma de la zona norte de El Hierro, a una distancia de la costa de 2,5 km y 110 m de altura.

Fuente: Elaboración propia.

**ANEXO III.V.**

**ROSA DE LOS VIENTOS**

A continuación se muestran algunas de las rosas de los vientos de las localizaciones de los parques eólicos marinos.

- Gran Canaria

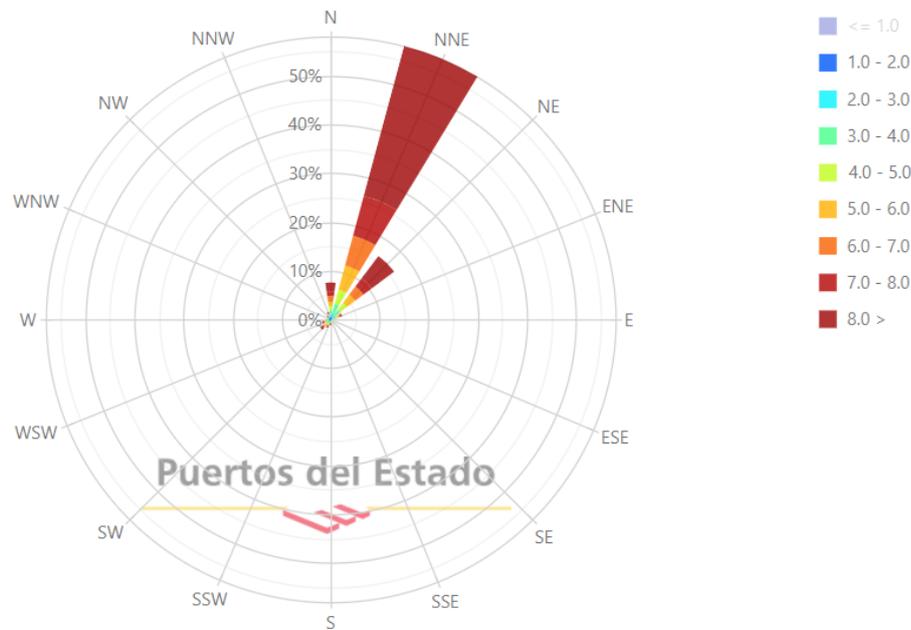


Figura 5.74. Rosa de los vientos representativa de la zona oeste de Gran Canaria (SIMAR 1016012).

Fuente: (Puertos del Estado, 2021).

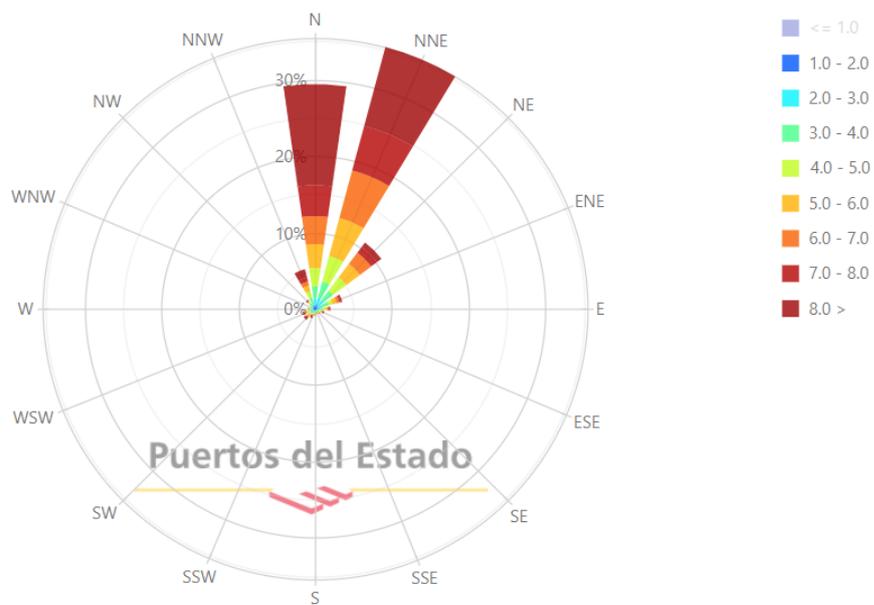


Figura 5.75. Rosa de los vientos representativa de la zona sureste de Gran Canaria (SIMAR 4038008).

Fuente: (Puertos del Estado, 2021).

- Tenerife

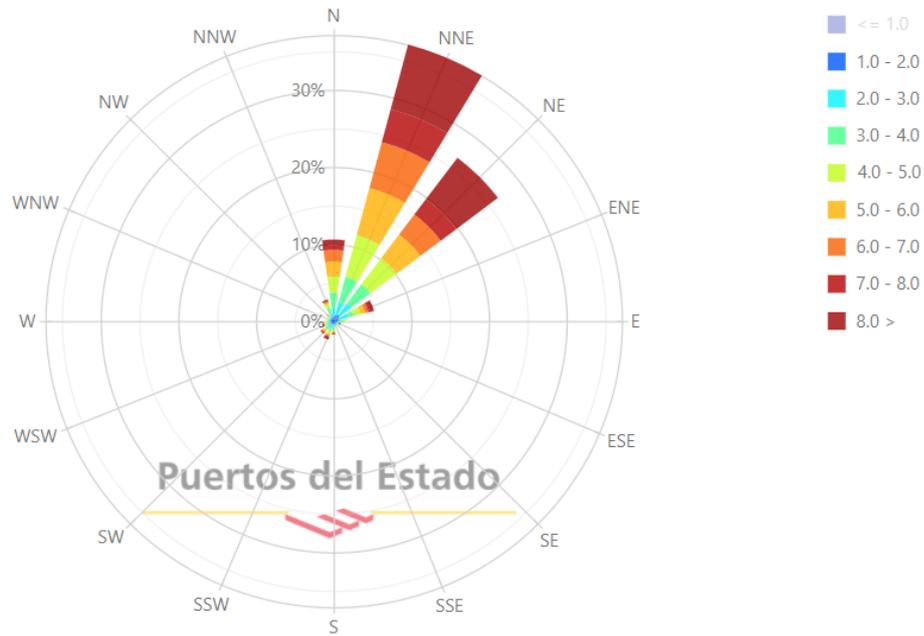


Figura 5.76. Rosa de los vientos representativa de la zona este de Tenerife (SIMAR 1016012).

Fuente: (Puertos del Estado, 2021).

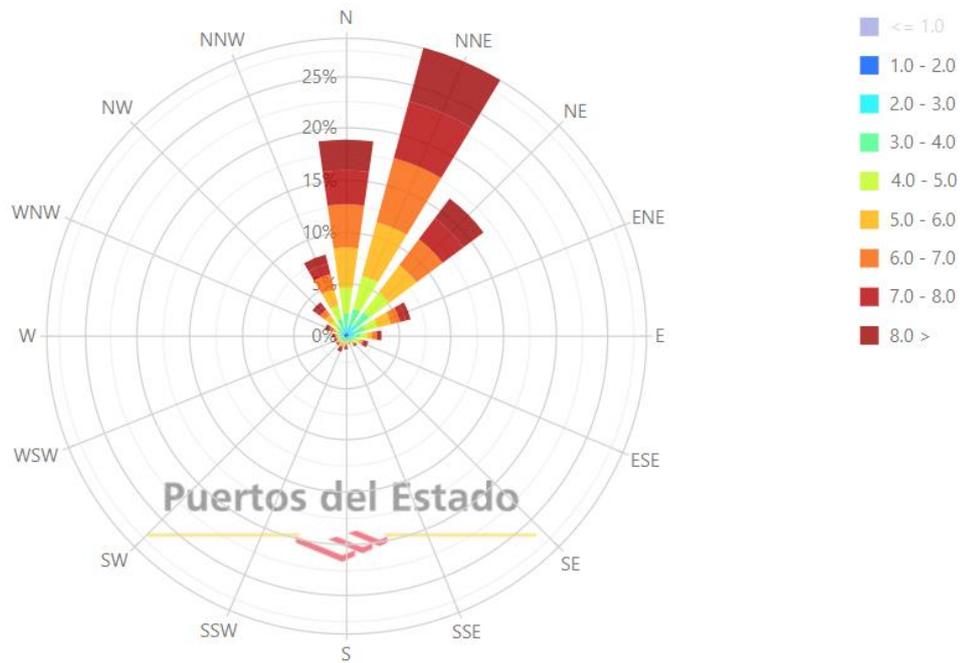


Figura 5.77. Rosa de los vientos representativa de la zona noreste de Tenerife (SIMAR 4030016).

Fuente: (Puertos del Estado, 2021).

- Fuerteventura. Oeste

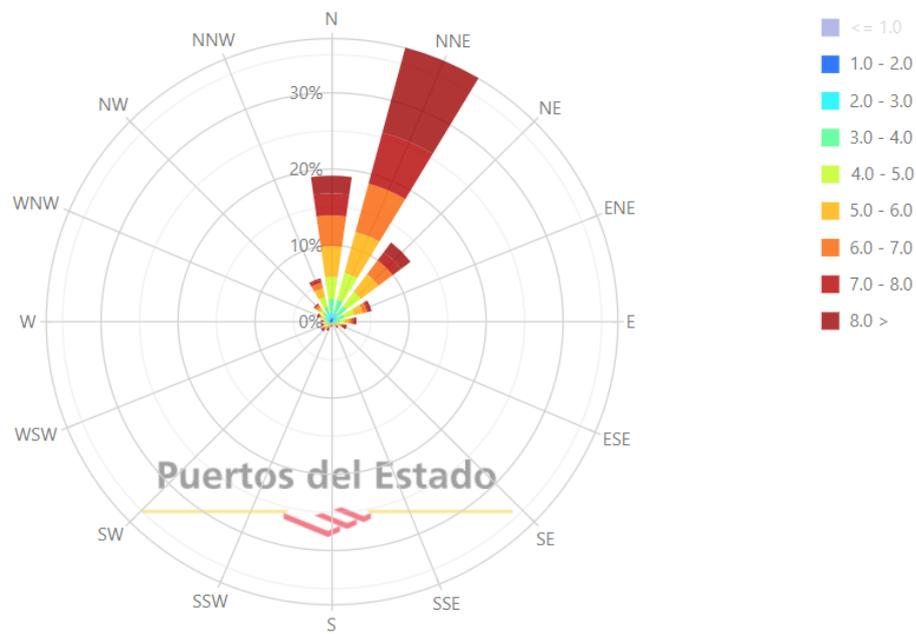


Figura 5.78. Rosa de los vientos representativa de la zona oeste de Fuerteventura (SIMAR 4052015).

Fuente: (Puertos del Estado, 2021).

- Lanzarote

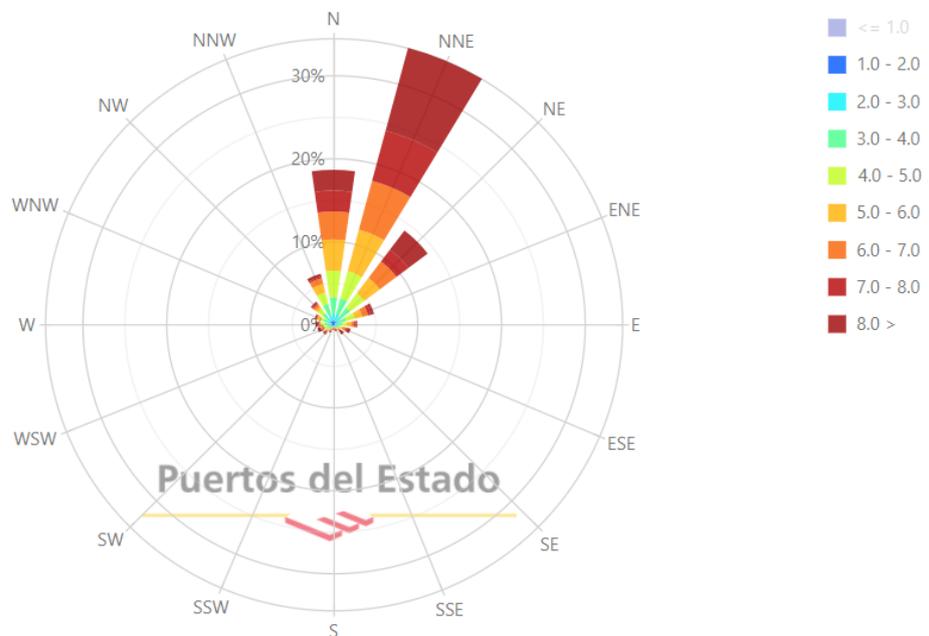


Figura 5.79. Rosa de los vientos representativa de la zona noroeste de Lanzarote (SIMAR 4058024).

Fuente: (Puertos del Estado, 2021).

- La Gomera

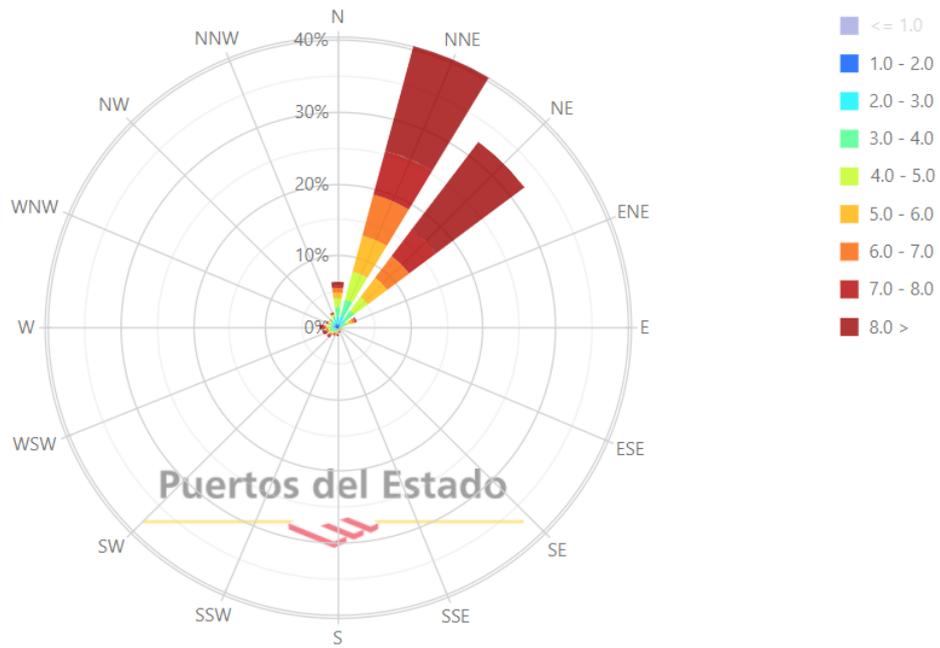


Figura 5.80. Rosa de los vientos representativa de la zona noroeste de La Gomera (SIMAR 1010013).

Fuente: (Puertos del Estado, 2021).

## ANEXO IV.I.

## TABLAS DE COSTES DE PARQUES EÓLICOS MARINOS FLOTANTES

Tabla 5.14. Potencia y distancia media del puerto de parques eólicos flotantes.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Potencia instalada (MW)</b>	<b>Nº aerogeneradores</b>	<b>D. Media puerto (km)</b>
Gran Canaria	Sureste	310	31	12,75
Gran Canaria	Oeste	230	23	72,75
Gran Canaria	Suroeste	140	14	43,50
Gran Canaria	Noroeste	80	8	91,00
Tenerife	Noreste	190	19	77,25
Tenerife	Noroeste	210	21	88,25
Tenerife	Sureste	340	34	5,75
Tenerife	Este	220	22	25,75
Fuerteventura	Noroeste	180	18	167,75
Fuerteventura	Oeste	250	25	133,75
Lanzarote	Noroeste	230	23	230,00
Lanzarote	Este	110	11	253,00
Lanzarote	Oeste	220	22	218,00
La Graciosa	Noreste	170	17	268,50
El Hierro	Sur	70	7	164,50
El Hierro	Norte	20	2	155,50
El Hierro	Este	30	3	147,75
La Gomera	Noroeste	430	43	110,00
La Palma	Oeste	100	10	185,50
La Palma	Noroeste	60	6	198,50
La Palma	Sur	80	8	150,50
La Palma	Sureste	90	9	155,50
<b>Macroparques</b>				
Fuerteventura	Suroeste (LIC)	7.220	722	86,50
Gran Canaria	Sureste	1.720	172	14,75
Gran Canaria	Oeste	1.490	149	75,00
La Gomera	Noroeste	1.380	138	108,0

Tabla 5.15. Costes de fabricación, instalación y transporte de los aerogeneradores para parques flotantes.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Coste fabricación (M€)</b>	<b>Coste i+t (M€)</b>	<b>Coste total (M€)</b>	<b>Coste unitario (M€/MW)</b>
Gran Canaria	Sureste	364,71	36,01	400,71	1,29
Gran Canaria	Oeste	270,59	31,89	302,48	1,32
Gran Canaria	Suroeste	164,71	17,88	182,58	1,30
Gran Canaria	Noroeste	94,12	11,64	105,76	1,32
Tenerife	Noreste	223,53	26,67	250,19	1,32
Tenerife	Noroeste	247,06	30,15	277,21	1,32
Tenerife	Sureste	400,00	38,62	438,62	1,29
Tenerife	Este	258,82	26,63	285,45	1,30
Fuerteventura	Noroeste	211,77	31,41	243,18	1,35
Fuerteventura	Oeste	294,12	40,38	334,50	1,34
Lanzarote	Noroeste	270,59	45,45	316,04	1,37
Lanzarote	Este	129,41	22,69	152,10	1,38
Lanzarote	Oeste	258,82	42,49	301,31	1,37
La Graciosa	Noreste	200,00	36,05	236,05	1,39
El Hierro	Sur	82,35	12,11	94,47	1,35
El Hierro	Norte	23,53	3,39	26,92	1,35
El Hierro	Este	35,29	5,00	40,30	1,34
La Gomera	Noroeste	505,88	65,63	571,51	1,33
La Palma	Oeste	117,65	18,09	135,74	1,36
La Palma	Noroeste	70,59	11,15	81,74	1,36
La Palma	Sur	94,12	13,43	107,54	1,34
La Palma	Sureste	105,88	15,27	121,15	1,35
<b>Macroparques</b>					
Fuerteventura	Suroeste (LIC)	8.494,12	1.038,33	9.532,44	1,32
Gran Canaria	Sureste	2.023,53	201,08	2.224,61	1,29
Gran Canaria	Oeste	1.752,94	207,86	1.960,80	1,32
La Gomera	Noroeste	2.023,53	201,08	1.833,12	1,33

Tabla 5.16. Costes de fabricación, instalación y transporte de las plataformas para parques flotantes.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Coste fabricación (M€)</b>	<b>Coste i+t (M€)</b>	<b>Coste total (M€)</b>	<b>Coste unitario (M€/MW)</b>
Gran Canaria	Sureste	437,10	8,45	445,55	1,44
Gran Canaria	Oeste	324,30	11,05	352,12	1,53
Gran Canaria	Suroeste	197,40	5,31	212,84	1,52
Gran Canaria	Noroeste	112,80	4,35	123,01	1,54
Tenerife	Noreste	267,90	9,42	291,19	1,53
Tenerife	Noroeste	296,10	11,05	307,15	1,54
Tenerife	Sureste	479,40	8,46	487,86	1,51
Tenerife	Este	310,20	6,99	333,05	1,51
Fuerteventura	Noroeste	253,80	14,61	268,41	1,57
Fuerteventura	Oeste	352,50	17,29	388,28	1,55
Lanzarote	Noroeste	324,30	23,57	365,27	1,59
Lanzarote	Este	155,10	12,15	175,61	1,60
Lanzarote	Oeste	310,20	21,63	348,43	1,58
La Graciosa	Noreste	239,70	19,69	272,36	1,60
El Hierro	Sur	98,70	5,59	109,50	1,56
El Hierro	Norte	28,20	1,53	31,22	1,56
El Hierro	Este	42,30	2,22	46,75	1,56
La Gomera	Noroeste	606,30	26,20	664,13	1,54
La Palma	Oeste	141,00	8,71	157,19	1,57
La Palma	Noroeste	84,60	5,50	94,60	1,58
La Palma	Sur	112,80	6,00	124,74	1,56
La Palma	Sureste	126,90	6,90	140,49	1,56
<b>Macroparques</b>					
Fuerteventura	Suroeste (LIC)	10.180,20	381,24	10.561,44	1,46
Gran Canaria	Sureste	2.425,20	48,09	2.473,29	1,44
Gran Canaria	Oeste	2.100,90	72,74	2.173,64	1,46
La Gomera	Noroeste	1.945,80	83,14	2.028,94	1,47

Tabla 5.17. Costes de fabricación, instalación y transporte de los amarres y anclajes para parques flotantes.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Coste fa. amarre (M€)</b>	<b>Coste fab. anclaje (M€)</b>	<b>Coste i+t (M€)</b>	<b>Coste total (M€)</b>	<b>Coste unitario (M€/MW)</b>
Gran Canaria	Sureste	72,49	49,70	42,67	164,86	0,53
Gran Canaria	Oeste	69,15	23,30	34,99	127,44	0,55
Gran Canaria	Suroeste	40,22	14,18	20,12	74,52	0,53
Gran Canaria	Noroeste	21,38	8,10	12,59	42,07	0,53
Tenerife	Noreste	40,62	19,24	29,15	89,02	0,47
Tenerife	Noroeste	87,52	21,27	32,74	141,53	0,67
Tenerife	Sureste	169,63	34,44	45,16	249,23	0,73
Tenerife	Este	124,93	22,28	30,49	177,70	0,81
Fuerteventura	Noroeste	93,80	50,01	33,89	177,70	0,99
Fuerteventura	Oeste	33,41	44,95	43,42	121,78	0,49
Lanzarote	Noroeste	53,78	61,82	47,29	162,90	0,71
Lanzarote	Este	20,21	36,30	23,66	80,17	0,73
Lanzarote	Oeste	135,96	22,28	42,69	200,93	0,91
La Graciosa	Noreste	102,22	17,22	35,46	154,90	0,91
El Hierro	Sur	22,21	7,09	12,50	41,81	0,60
El Hierro	Norte	5,68	2,03	3,52	11,22	0,56
El Hierro	Este	19,04	3,04	5,21	27,29	0,91
La Gomera	Noroeste	86,18	43,55	70,04	199,78	0,46
La Palma	Oeste	24,72	8,66	18,47	51,85	0,52
La Palma	Noroeste	32,07	6,08	11,31	49,45	0,82
La Palma	Sur	48,10	8,10	13,97	70,17	0,88
La Palma	Sureste	55,62	8,81	15,84	80,27	0,89
<b>Macroparques</b>						
Fuerteventura	Suroeste (LIC)	1.085,33	1.873,36	1.182,53	4.141,21	0,57
Gran Canaria	Sureste	746,94	304,58	239,15	1.290,66	0,75
Gran Canaria	Oeste	647,05	150,92	227,65	1.025,62	0,69
La Gomera	Noroeste	507,09	139,78	223,98	870,85	0,63

Tabla 5.18. Costes de fabricación, instalación y transporte de la red eléctrica para parques flotantes.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Longitud red sub (km)</b>	<b>Longitud red aérea (km)</b>	<b>Coste mat. (M€)</b>	<b>Coste inst. (M€)</b>	<b>Coste total (M€)</b>	<b>Coste unitario (M€/MW)</b>
GC	Sureste	146,89	2,5	80,80	89,83	170,63	0,55
GC	Oeste	118,70	34,00	68,03	76,33	144,36	0,63
GC	Suroeste	66,20	0,50	35,24	41,04	76,28	0,54
GC	Noroeste	37,87	34,00	23,70	27,24	50,94	0,64
TF	Noreste	88,11	10,00	40,31	52,50	92,81	0,49
TF	Noroeste	62,15	16,20	37,95	44,57	82,52	0,39
TF	Sureste	115,50	2,00	63,63	73,03	136,66	0,40
TF	Este	81,42	11,50	46,26	51,88	98,14	0,45
FTV	Noroeste	84,99	25,00	46,04	56,14	102,19	0,57
FTV	Oeste	110,32	24,00	63,62	70,62	134,23	0,54
LZT	Noroeste	108,33	19,00	61,17	68,58	129,76	0,56
LZT	Este	21,92	9,50	12,67	15,64	28,31	0,26
LZT	Oeste	98,18	14,50	55,80	62,24	118,04	0,54
GCS	Noreste	197,08	28,50	113,63	124,42	238,05	1,40
HRR	Sur	18,70	-	10,32	13,02	23,34	0,33
HRR	Norte	6,55	-	2,95	5,52	8,47	0,42
HRR	Este	9,69	-	5,29	7,60	12,90	0,43
GMR	Noroeste	188,87	30,00	110,12	121,46	231,58	0,54
LP	Oeste	23,48	5,00	12,67	16,04	28,72	0,29
LP	Noroeste	22,96	23,00	13,98	17,22	31,20	0,52
LP	Sur	21,45	28,50	14,08	16,93	31,01	0,39
LP	Sureste	34,50	15,00	18,56	23,10	41,66	0,46
<b>Macroparques</b>							
FTV	Suroeste (LIC)	2.358,20	-	1.312,57	1.414,92	2.727,49	0,38
GC	Sureste	608,87	2,50	409,48	369,97	779,45	0,45
GC	Oeste	576,74	34,00	417,94	368,72	786,67	0,53
GMR	Noroeste	440,59	30,00	326,33	282,61	608,95	0,44

Tabla 5.19. Coste de las subestaciones en tierra y marinas para los parques flotantes.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Potencia real (MW)</b>	<b>Potencia aparente (MVA)</b>	<b>Coste S.E. onshore (M€)</b>	<b>Coste S.E. offshore (M€)</b>	<b>Coste total (M€)</b>
Gran Canaria	Sureste	310	400	14,14	-	14,14
Gran Canaria	Oeste	230	300	11,86	-	11,86
Gran Canaria	Suroeste	140	200	8,74	-	8,74
Gran Canaria	Noroeste	80	100	5,06	-	5,06
Tenerife	Noreste	190	250	10,73	-	10,73
Tenerife	Noroeste	210	300	11,86	-	11,86
Tenerife	Sureste	340	450	15,07	-	15,07
Tenerife	Este	220	300	11,86	-	11,86
Fuerteventura	Noroeste	180	250	10,42	-	10,42
Fuerteventura	Oeste	250	350	13,08	-	13,08
Lanzarote	Noroeste	230	300	11,86	-	11,86
Lanzarote	Este	110	150	6,85	-	6,85
Lanzarote	Oeste	220	300	11,86	-	11,86
La Graciosa	Noreste	170	250	10,73	-	10,73
El Hierro	Sur	70	100	5,06	-	5,06
El Hierro	Norte	20	50	3,37	-	3,37
El Hierro	Este	30	50	3,37	-	3,37
La Gomera	Noroeste	430	550	16,66	-	16,66
La Palma	Oeste	100	150	6,85	-	6,85
La Palma	Noroeste	60	100	5,06	-	5,06
La Palma	Sur	80	100	5,06	-	5,06
La Palma	Sureste	90	150	6,85	-	6,85
<b>Macroparques</b>						
Fuerteventura	Suroeste (LIC)	7.220	9.050	-	865,09	865,09
Gran Canaria	Sureste	1.720	2.200	-	205,43	205,43
Gran Canaria	Oeste	1.490	1.900	-	191,19	191,19
La Gomera	Noroeste	1.380	1.700	-	172,20	172,20

Tabla 5.20. CAPEX de los parques flotantes. (Unidad: M€).

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Coste turbina</b>	<b>Coste plataforma</b>	<b>Coste amarre-anclaje</b>	<b>Coste red eléc. + subest.</b>	<b>CAPEX</b>	<b>CAPEX unitario (M€/MW)</b>
GC	Sureste	400,71	445,55	164,86	184,77	1.195,90	3,86
GC	Oeste	302,48	352,12	127,44	156,22	921,48	4,01
GC	Suroeste	182,58	212,84	74,52	85,02	544,83	3,89
GC	Noroeste	105,76	123,01	42,07	56,00	320,99	4,01
TF	Noreste	250,19	291,19	89,02	103,54	720,08	3,79
TF	Noroeste	277,21	307,15	141,53	94,38	820,27	3,91
TF	Sureste	438,62	487,86	249,23	151,73	1.327,44	3,90
TF	Este	285,45	333,05	177,70	110,00	890,34	4,05
FTV	Noroeste	243,18	268,41	177,70	112,61	801,88	4,45
FTV	Oeste	334,50	388,28	121,78	147,31	973,39	3,89
LZT	Noroeste	316,04	365,27	162,90	141,62	968,43	4,21
LZT	Este	152,10	175,61	80,17	35,16	434,69	3,95
LZT	Oeste	301,31	348,43	200,93	129,90	963,98	4,38
GCS	Noreste	236,05	272,36	154,90	248,78	899,13	5,29
HRR	Sur	94,47	109,50	41,81	28,40	268,96	3,84
HRR	Norte	26,92	31,22	11,22	11,84	79,73	3,99
HRR	Este	40,30	46,75	27,29	16,27	128,38	4,28
GMR	Noroeste	571,51	664,13	199,78	248,24	1.652,04	3,84
LP	Oeste	135,74	157,19	51,85	35,57	372,87	3,73
LP	Noroeste	81,74	94,60	49,45	36,26	257,55	4,29
LP	Sur	107,54	124,74	70,17	36,07	332,59	4,16
LP	Sureste	121,15	140,49	80,27	48,51	383,75	4,26
<b>Macroparques</b>							
FTV	Suroeste (LIC)	8.494,12	10.561,44	4.141,21	3.592,58	27.827,68	3,85
GC	Sureste	2.023,53	2.473,29	1.290,66	984,88	6.973,44	4,05
GC	Oeste	1.752,94	2.173,64	1.025,62	977,86	6.137,92	4,12
GMR	Noroeste	2.023,53	2.028,94	870,85	781,15	5.514,05	4,00

Tabla 5.21. CAPEX tras la aplicación de reducciones en el coste por economías de escala (Unidad: M€).

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>CAPEX</b>	<b>Reducción economía de escala</b>	<b>CAPEX reducido</b>	<b>CAPEX unitario reducido (M€/MW)</b>
GC	Sureste	1.195,90	3,85	1.149,91	3,71
GC	Oeste	921,48	2,53	898,13	3,90
GC	Suroeste	544,83	1,28	537,86	3,84
GC	Noroeste	320,99	0,00	320,99	4,01
TF	Noreste	720,08	1,29	710,80	3,74
TF	Noroeste	820,27	2,55	799,32	3,81
TF	Sureste	1.327,44	3,83	1.276,59	3,75
TF	Este	890,34	2,53	867,85	3,94
FTV	Noroeste	801,88	1,23	792,03	4,40
FTV	Oeste	973,39	2,56	948,50	3,79
LZT	Noroeste	968,43	2,50	944,25	4,11
LZT	Este	434,69	1,27	429,16	3,90
LZT	Oeste	963,98	2,47	940,18	4,27
GCS	Noreste	899,13	1,17	888,57	5,23
HRR	Sur	268,96	0,00	268,96	3,84
HRR	Norte	79,73	0,00	79,73	3,99
HRR	Este	128,38	0,00	128,38	4,28
GMR	Noroeste	1.652,04	5,13	1.567,23	3,64
LP	Oeste	372,87	1,25	368,21	3,68
LP	Noroeste	257,55	0,00	257,55	4,29
LP	Sur	332,59	0,00	332,59	4,16
LP	Sureste	383,75	0,00	383,75	4,26
<b>Macroparques</b>					
FTV	Suroeste (LIC)	27.827,68	26,40	20.481,64	2,84
GC	Sureste	6.973,44	21,46	5.476,70	3,18
GC	Oeste	6.137,92	18,85	4.981,01	3,34
GMR	Noroeste	5.514,05	16,49	4.605,04	3,34

## ANEXO IV.II.

Tabla 5.22. Características del lecho marino de los parques flotantes.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>Número dispositivos</b>	<b>Estratificación del lecho marino</b>	<b>Tipo de suelo</b>	<b>Tipo de cimentación</b>
Gran Canaria	Sureste	23	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
		8	Arena batial	No cohesivo	Pilote de succión
Gran Canaria	Oeste	23	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
Gran Canaria	Suroeste	14	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
Gran Canaria	Noroeste	8	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
Tenerife	Noreste	19	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
Tenerife	Noroeste	21	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
Tenerife	Sureste	34	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
Tenerife	Este	22	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
Fuerteventura	Noroeste	4	Sustratos duros	Roca	Ancla de gravedad
		14	Arenas finas	No cohesivo	Pilote de succión
Fuerteventura	Oeste	16	Sustratos duros	Roca	Ancla de gravedad
		9	Arenas finas	No cohesivo	Pilote de succión
Lanzarote	Noroeste	6	Sustratos duros	Roca	Ancla de gravedad
		17	Arena batial	No cohesivo	Pilote de succión
Lanzarote	Este	11	Arena batial y grano fino	No cohesivo	Pilote de succión
Lanzarote	Oeste	22	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
La Graciosa	Noreste	17	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
El Hierro	Sur	7	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
El Hierro	Norte	2	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
El Hierro	Este	3	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
La Gomera	Noroeste	43	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
La Palma	Oeste	10	Sustratos duros	Roca	Ancla de gravedad
La Palma	Noroeste	6	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
La Palma	Sur	1	Sustratos duros	Roca	Ancla de gravedad
		8	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
La Palma	Sureste	8	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
<b>Macroparques</b>					
Fuerteventura	Suroeste (LIC)	505	Arenas fina/gruesa	No cohesivo	Pilote de succión
		217	Sustratos duros	Roca	Ancla de gravedad
Gran Canaria	Sureste	115	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
		57	Arenas finas	No cohesivo	Pilote de succión
Gran Canaria	Oeste	149	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa
La Gomera	Noroeste	138	Limos y/o lodos	Cohesivo	Ancla de placa

## ANEXO IV.III.

Tabla 5.23. Principales parámetros y variables en régimen de cortocircuito.

Isla	Zona	Subestación de enganche	Potencia c.c. de la red $S_{cc}$ (MVA)	Impedancia total $Z_T$ (pu)	Corriente c.c. total $I_{ccT}$ (kA)	Sección mínima ( $mm^2$ )
Gran Canaria	Sureste	Arinaga	1.231	0,12	17,72	200,80
Gran Canaria	Oeste	Arguineguín	1.293	0,14	15,42	165,06
Gran Canaria	Suroeste	Arguineguín	1.293	0,16	13,32	141,69
Gran Canaria	Noroeste	Arguineguín	1.293	0,68	3,13	33,28
Tenerife	Noreste	Dique del Este	810	0,19	11,36	120,83
Tenerife	Noroeste	Nueva Icod de los Vinos	606	0,22	9,43	100,32
Tenerife	Sureste	Abona	1.677	0,09	22,63	240,74
Tenerife	Este	Porís	1.552	0,12	17,97	191,19
Fuerteventura	Noroeste	La Oliva	453	0,29	7,35	78,18
Fuerteventura	Oeste	Gran Tarajal	206	0,54	3,95	42,07
Lanzarote	Noroeste	San Bartolomé	617	0,22	9,73	103,48
Lanzarote	Este	Callejones	737	0,36	5,86	62,34
Lanzarote	Oeste	Mácher	737	0,19	11,15	118,58
La Graciosa	Noreste	San Bartolomé	617	0,60	3,54	37,61
El Hierro	Sur	-	50 <sup>7</sup>	2,15	0,98	10,47
El Hierro	Norte	-	50 <sup>5</sup>	2,30	0,92	9,79
El Hierro	Este	-	50 <sup>5</sup>	2,30	0,92	9,79
La Gomera	Noroeste	El Palmar	50 <sup>5</sup>	2,04	1,04	11,06
La Palma	Oeste	Valle de Aridane	205	0,65	3,24	34,44
La Palma	Noroeste	Valle de Aridane	205	0,94	2,25	23,91
La Palma	Sur	Guinchos	274	0,89	2,37	25,26
La Palma	Sureste	Guinchos	274	0,66	3,19	33,96
<b>Macroparques</b>						
Fuerteventura	Suroeste	10.180,20	453	0,94	2,26	24,05
Gran Canaria	Sureste	2.425,20	1.231	0,12	17,48	185,97
Gran Canaria	Oeste	2.100,90	1.293	0,53	3,96	42,12
La Gomera	Noroeste	1.945,80	50 <sup>5</sup>	2,41	0,88	9,36

<sup>7</sup> Se asumen estas potencias de cortocircuito al no haber red de transporte en El Hierro y La Gomera.

**ANEXO IV.IV.****SUBESTACIONES UTILIZADAS PARA ESTIMACIÓN DE LA FUNCIÓN DE COSTES  
ENTRE 50 Y 250 MVA.**

La siguiente tabla muestra las subestaciones utilizadas para determinar una función de costes genérica sobre las subestaciones en tierra, a partir de la potencia instalada. Para ello, como los presupuestos y costes son de diferentes años, se han actualizado todos los costes al año 2021, suponiendo una inflación anual del 2%, para simplificar los cálculos.

Al no encontrarse suficiente información de subestaciones canarias para el análisis de costes, se ha acudido a subestaciones de la península de reciente construcción. Como la única variable analizada es la potencia de los transformadores, se supondrá que el resto de variables (tensión de transformación, localización, tamaño de la edificación, coste de la mano de obra, etc.) se mantendrá constante. Todas las subestaciones elegidas son de media y/o alta tensión, entre 33 y 400 kV (tensión de transporte en la península).

Cabe mencionar, además, que a partir 120-150 MVA, existe menos información de costes de la subestaciones, ya que la mayor parte de las proyectadas tienen una capacidad inferior a este intervalo. Es por ello por lo que los resultados obtenidos en el diagrama de dispersión de este análisis únicamente será extrapolable a subestaciones de entre 50 y 250 MVA.

Tabla 5.24. Subestaciones utilizadas para determinar la función de costes.

<b>Subestación</b>	<b>Potencia instalada (MVA)</b>	<b>Año Instalación</b>	<b>Coste total (M€) 2021</b>	<b>Referencia</b>
Balos	50	2020	4,99	(Gobierno de Canarias, 2020)
El Palmar	50	2021	4,18	(Gobierno de Canarias, 2021)
Santa Águeda	250	2003	10,42	(Gobierno de Canarias, 2004)
Elda	170	2019	9,21	(Iberdrola, 2019)
La Torre	55	2018	2,45	(Planta Fotovoltaica La Torre 40 S.L., 2018)
Las Mareas	120	2020	3,31	(SATEL, 2020)
Almendralejo	43	2019	2,07	(Ingenostrum, 2019)
Cierzo	120	2020	4,71	(EDP Renewables, 2020)
Níjar	50	2018	2,34	(X-ELIO, 2018)
Leganés	150	2014	7,55	(Burgos, 2014)
Barcelona	75	2002	5,44	(Leal García, 2002)
A coruña	90	2016	4,65	(Cortizas Arnoso, 2016)
Madrid	60	2018	3,94	(Benayas Nieto, 2018)
Cádiz	125	2020	5,50	(REE, 2020)

## ANEXO IV.V.

## PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR LA REDUCCIÓN DEL CAPEX POR ECONOMÍAS DE ESCALA DE ESCALA

Para determinar la proporción a reducir de CAPEX por las economías de escala, (Myhr, Bjerkseter, Agotnes, & Nygaard, 2014) propone en su Figura 7, la disminución del LCOE en función de la tecnología utilizada para los parques, tanto flotantes como de cimentación fija.

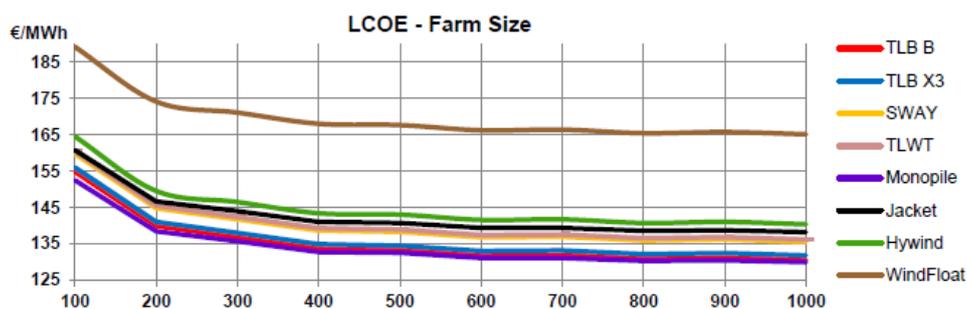


Figura 4.17. Variación del LCOE debido a las economías de escala.

Fuente: (Myhr, Bjerkseter, Agotnes, & Nygaard, 2014).

Para ello, en su análisis parte de parques que albergan 100 aerogeneradores hasta las 1.000 máquinas. Las tecnologías que más se asemejan a las proyectadas en este estudio son WindFloat, y TLWT. Tanto para una como para otra, el LCOE se reduce en un intervalo de 8,5 – 9 % cuando se pasa de instalar 100 a 200 generadores. Se asumirá como reducción a aplicar el 8,5 % cada 100 aerogeneradores. Como todos los parques propuestos (salvo los macroparques) tienen menos de 100 aerogeneradores, se extrapolará esa disminución del LCOE también entre la instalación de 1 a 100 aerogeneradores.

Para aplicar la disminución, se ha decidido aplicar reducciones de 10 en 10 aerogeneradores. De este modo, si un parque tiene entre 10 y 19 aerogeneradores, se aplicará una reducción del LCOE de 0,85%; en el caso de que el parque tenga entre 20 y 29, una reducción de 1,70% , y de este modo, hasta que se cumplan los primeros 200 aerogeneradores. El único caso de macroparque que supera esa cantidad de aerogeneradores es el del suroeste de Fuerteventura, con 722 aerogeneradores. Siguiendo la Figura 7 de (Myhr, Bjerkseter, Agotnes, & Nygaard, 2014), se puede determinar una disminución del LCOE para este caso del 17,50% respecto al LCOE inicial.

Sabiendo que el LCOE se obtiene mediante la Ecuación 5.3 (Capítulo V), y suponiendo las demás variables constantes, puede determinarse el CAPEX que incluye las economías de escalas a partir del LCOE ya reducido. De este modo, en la Tabla 4.32 del Anexo IV.I. se muestra ya el CAPEX tras aplicar las reducciones por economías de escala para cada parque, así como el CAPEX unitario.

## ANEXO IV.VI.

Tabla 5.25. Costes totales de los parques eólicos marinos (Unidad: M€).

Isla	Zona	DEVEX	CAPEX	OPEX anual	Desmantelamiento
<b>Bottom - fixed</b>					
GC	Sureste	23,25	490,75	16,83	-
GC	Oeste	3,50	73,83	2,02	-
TF	Noreste	10,47	221,03	6,73	-
FTV	Oeste	17,53	370,06	11,44	-
FTV	Sureste	3,06	64,69	2,02	-
FTV	Noroeste	4,53	95,69	2,69	-
<b>Flotante</b>					
GC	Sureste	47,84	1.149,91	40,61	-
GC	Oeste	36,86	898,13	30,13	-
GC	Suroeste	21,79	537,86	18,34	-
GC	Noroeste	12,84	320,99	10,48	-
TF	Noreste	28,80	710,80	24,89	-
TF	Noroeste	32,81	799,32	27,51	-
TF	Sureste	53,10	1.276,59	44,54	-
TF	Este	35,61	867,85	28,82	-
FTV	Noroeste	32,08	792,03	23,58	-
FTV	Oeste	38,94	948,50	32,75	-
LZT	Noroeste	38,74	944,25	30,13	-
LZT	Este	17,39	429,16	14,41	-
LZT	Oeste	38,56	940,18	28,82	-
GCS	Noreste	35,97	888,57	22,27	-
HRR	Sur	10,76	268,96	9,17	-
HRR	Norte	3,19	79,73	2,62	-
HRR	Este	5,14	128,38	3,93	-
GMR	Noroeste	66,08	1.567,23	56,33	-
LP	Oeste	14,91	368,21	13,1	-
LP	Noroeste	10,30	257,55	7,86	-
LP	Sur	13,30	332,59	10,48	-
LP	Sureste	15,35	383,75	11,79	-
<b>Macroparques</b>					
FTV	Suroeste	1.113,11	20.481,64	945,82	-
GC	Sureste	278,94	5.476,70	225,32	-
GC	Oeste	245,52	4.981,01	195,19	-
GMR	Noroeste	220,56	4.605,04	180,78	-

**ANEXO V.I****RESULTADOS DE PARÁMETROS DE RENTABILIDAD DE LOS PARQUES EÓLICOS  
MARINOS**

Tabla 5.26. LCOE de los parques eólicos marinos.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>DEVEX</b>	<b>CAPEX</b>	<b>OPEX anual</b>	<b>Producción anual (GWh)</b>	<b>LCOE (€/MWh)</b>
<b>Fondo fijo</b>						
GC	Sureste	23,25	490,75	16,83	851,82	63,53
GC	Oeste	3,50	73,83	2,02	99,36	76,79
TF	Noreste	10,47	221,03	6,73	182,65	128,80
FTV	Oeste	17,53	370,06	11,44	498,25	79,40
FTV	Sureste	3,06	64,69	2,02	76,30	90,89
FTV	Noroeste	4,53	95,69	2,69	109,59	90,91
<b>Flotante</b>						
GC	Sureste	47,84	1.149,91	40,61	1.604,91	79,45
GC	Oeste	36,86	898,13	30,13	1.139,72	85,96
GC	Suroeste	21,79	537,86	18,34	312,76	188,46
GC	Noroeste	12,84	320,99	10,48	343,15	101,12
TF	Noreste	28,80	710,80	24,89	563,00	139,52
TF	Noroeste	32,81	799,32	27,51	854,64	102,83
TF	Sureste	53,10	1.276,59	44,54	1.468,72	96,01
TF	Este	35,61	867,85	28,82	908,71	103,85
FTV	Noroeste	32,08	792,03	23,58	746,70	111,65
FTV	Oeste	38,94	948,50	32,75	1.106,68	94,33
LZT	Noroeste	38,74	944,25	30,13	935,10	108,49
LZT	Este	17,39	429,16	14,41	421,17	111,14
LZT	Oeste	38,56	940,18	28,82	955,59	104,47
GCS	Noreste	35,97	888,57	22,27	757,88	117,89
HRR	Sur	10,76	268,96	9,17	294,26	100,13
HRR	Norte	3,19	79,73	2,62	76,04	113,57
HRR	Este	5,14	128,38	3,93	94,29	144,42
GMR	Noroeste	66,08	1.567,23	56,33	2.141,78	81,63
LP	Oeste	14,91	368,21	13,1	65,36	625,50
LP	Noroeste	10,30	257,55	7,86	283,64	96,22
LP	Sur	13,30	332,59	10,48	333,23	106,76
LP	Sureste	15,35	383,75	11,79	334,82	121,69
<b>Macroparques</b>						
FTV	Suroeste	1.113,11	20.481,64	945,82	31.542,81	79,66
GC	Sureste	278,94	5.476,70	225,32	8904,66	72,20
GC	Oeste	245,52	4.981,01	195,19	7871,32	72,97
GMR	Noroeste	220,56	4.605,04	180,78	6983,63	76,02

Tabla 5.27. Parámetros de rentabilidad de los parques eólicos marinos a precios peninsulares: VAN y TIR.

Isla	Zona	$C_I$ (M€/MW)	$C_T$ (M€/MW)	$\sum F_t$ (M€)	VAN (M€)	Pérdidas (%)	TIR (%)
<b>Fondo fijo</b>							
GC	Sureste	2,94	4,24	321,93	-192,07	25,89	0,94%
GC	Oeste	3,68	4,98	36,79	-40,55	38,73	-1,23%
TF	Noreste	3,31	4,61	26,72	-204,78	63,45	-10,13%
FTV	Oeste	3,26	4,56	166,63	-220,96	40,72	-2,00%
FTV	Sureste	3,23	4,53	21,90	-45,86	48,21	-3,99%
FTV	Noroeste	3,58	4,88	34,27	-65,95	48,24	-3,59%
<b>Flotante</b>							
GC	Sureste	3,86	5,64	485,84	-711,90	-40,73	-2,44%
GC	Oeste	4,07	5,84	327,52	-607,47	-45,22	-3,46%
GC	Suroeste	4,00	5,77	-46,59	-606,25	-75,02	-
GC	Noroeste	4,17	5,95	79,53	-254,30	-53,44	-5,96%
TF	Noreste	3,89	5,67	26,20	-713,40	-66,25	-16,54%
TF	Noroeste	3,96	5,74	178,98	-653,15	-54,21	-6,60%
TF	Sureste	3,91	5,69	344,67	-985,01	-50,95	-5,45%
TF	Este	4,11	5,88	196,14	-707,33	-54,66	-6,54%
FTV	Noroeste	4,58	6,35	162,55	-661,56	-57,85	-7,08%
FTV	Oeste	3,95	5,72	270,69	-716,74	-50,08	-10,12%
LZT	Noroeste	4,27	6,05	195,42	-787,56	-56,61	-7,05%
LZT	Este	4,06	5,83	76,44	-369,90	-57,63	-7,94%
LZT	Oeste	4,45	6,22	226,41	-752,34	-54,94	-6,12%
GCS	Noreste	5,44	7,21	187,52	-737,02	-60,10	-6,86%
HRR	Sur	4,00	5,77	65,72	-214,00	-52,97	-6,06%
HRR	Norte	4,15	5,92	13,59	-69,33	-58,54	-8,20%
HRR	Este	4,45	6,23	7,62	-125,90	-67,41	-13,87%
GMR	Noroeste	3,80	5,57	619,43	-1.013,88	-42,30	-2,92%
LP	Oeste	3,83	5,61	-135,31	-518,44	-92,47	-
LP	Noroeste	4,46	6,24	76,61	-191,24	-51,08	-4,79%
LP	Sur	4,32	6,10	73,13	-272,76	-55,91	-6,68%
LP	Sureste	4,43	6,21	56,40	-342,70	-61,32	-9,01%
<b>Macroparques</b>							
FTV	Suroeste	2,99	4,77	7.547,74	-14.047,01	-40,82	-3,55%
GC	Sureste	3,35	5,12	2.695,66	-3059,99	-34,74	-1,41%
GC	Oeste	3,51	5,28	2.436,80	-2789,72	-35,44	-1,43%
GMR	Noroeste	3,50	5,27	2.058,97	-2766,63	-38,03	-2,09%

Tabla 5.28. Principales parámetros económicos de parques eólicos marinos sometidos a subasta.

<b>Isla</b>	<b>Zona</b>	<b>LCOE (€/MWh)</b>	<b>Beneficio industrial (%)</b>	<b>Precio subasta (€/MWh)</b>
<b>Fondo fijo</b>				
GC	Sureste	63,53	6,00	67,34
GC	Oeste	76,79	6,00	81,40
TF	Noreste	128,80	6,00	136,53
FTV	Oeste	79,40	6,00	84,17
FTV	Sureste	90,89	6,00	96,35
FTV	Noroeste	90,91	6,00	96,37
<b>Flotante</b>				
GC	Sureste	79,45	6,00	84,22
GC	Oeste	85,96	6,00	91,11
GC	Suroeste	188,46	6,00	199,77
GC	Noroeste	101,12	6,00	107,19
TF	Noreste	139,52	6,00	147,89
TF	Noroeste	102,83	6,00	109,00
TF	Sureste	96,01	6,00	101,77
TF	Este	103,85	6,00	110,08
FTV	Noroeste	111,65	6,00	118,35
FTV	Oeste	94,33	6,00	99,99
LZT	Noroeste	108,49	6,00	115,00
LZT	Este	111,14	6,00	117,81
LZT	Oeste	104,47	6,00	110,74
GCS	Noreste	117,89	6,00	124,96
HRR	Sur	100,13	6,00	106,14
HRR	Norte	113,57	6,00	120,38
HRR	Este	144,42	6,00	153,09
GMR	Noroeste	81,63	6,00	86,53
LP	Oeste	625,50	6,00	663,03
LP	Noroeste	96,22	6,00	102,00
LP	Sur	106,76	6,00	113,16
LP	Sureste	121,69	6,00	128,99
<b>Macroparque</b>				
FTV	Suroeste	79,66	6,00	84,43
GC	Sureste	72,20	6,00	76,53
GC	Oeste	72,97	6,00	77,35
GMR	Noroeste	76,02	6,00	80,58

Tabla 5.29. Principales parámetros de parques marinos con ayudas a la inversión a precios peninsulares.

Isla	Zona	VAN (M€)	TIR (%)	Payback	Subvención (M€/MW)	Subvención respecto C <sub>I</sub> (%)	Subvención respecto C <sub>T</sub> (%)
<b>Fondo fijo</b>							
GC	Sureste	44,52	7,05	19	1,35	46,03	31,89
GC	Oeste	6,28	7,51	18	2,23	60,55	44,73
TF	Noreste	19,36	37,88	3	3,20	96,82	69,46
FTV	Oeste	32,56	7,90	17	2,13	65,41	46,72
FTV	Sureste	5,71	9,05	14	2,46	76,10	54,21
FTV	Noroeste	8,20	8,64	15	2,65	73,99	54,24
<b>Flotante</b>							
GC	Sureste	104,88	8,25	19	2,63	68,19	46,73
GC	Oeste	80,60	8,78	19	2,99	73,59	51,22
GC	Suroeste	48,49	-	-	4,68	116,99	81,02
GC	Noroeste	28,55	11,28	16	3,54	84,73	59,44
TF	Noreste	64,61	-	-	4,09	105,19	72,25
TF	Noroeste	72,29	12,60	14	3,45	87,18	60,21
TF	Sureste	115,99	10,72	15	3,24	82,80	56,95
TF	Este	77,64	12,33	15	3,57	86,88	60,66
FTV	Noroeste	68,62	13,10	13	4,06	88,60	63,85
FTV	Oeste	85,87	10,26	17	3,21	81,28	56,08
LZT	Noroeste	83,48	13,31	14	3,79	88,61	62,61
LZT	Este	38,51	16,41	12	3,71	91,46	63,63
LZT	Oeste	82,16	11,36	15	3,79	85,26	60,94
GCS	Noreste	73,58	12,10	15	4,77	87,68	66,10
HRR	Sur	24,24	11,56	15	3,40	85,17	58,97
HRR	Norte	7,11	17,42	11	3,82	92,18	64,54
HRR	Este	11,21	-	-	4,57	102,69	73,41
GMR	Noroeste	143,80	8,54	19	2,69	70,88	48,30
LP	Oeste	33,64	-	-	5,52	144,10	98,47
LP	Noroeste	22,46	9,70	17	3,56	79,78	57,08
LP	Sur	29,27	12,44	15	3,78	87,32	61,91
LP	Sureste	33,53	21,89	9	4,18	94,27	67,32
<b>Macroparques</b>							
FTV	Suroeste	2.064,66	9,36	18	2,23	74,61	46,82
GC	Sureste	528,53	7,93	20	2,09	62,35	40,74
GC	Oeste	472,28	7,89	20	2,19	62,41	41,44
GMR	Noroeste	436,51	8,19	20	2,32	66,38	44,03

Tabla 5.30. Principales parámetros económicos para parques a precios eléctricos canarios.

Isla	Zona	VAN (M€)	TIR (%)	Payback	Beneficio (M€/MW)	Beneficio respecto C <sub>T</sub> (%)
<b>Fondo fijo</b>						
GC	Sureste	712,37	18,32	6	4,07	96,01
GC	Oeste	64,95	13,52	9	3,09	62,04
TF	Noreste	-10,84	4,82	-	-0,15	-3,36
FTV	Oeste	308,06	13,13	9	2,59	56,77
FTV	Sureste	35,15	6,23	11	1,67	36,96
FTV	Noroeste	50,41	6,44	12	1,80	36,88
<b>Flotante</b>						
GC	Sureste	992,15	13,45	8	3,20	56,76
GC	Oeste	602,65	11,77	10	2,62	44,86
GC	Suroeste	-274,17	-1,06	-	-1,96	-33,92
GC	Noroeste	110,05	8,77	12	1,38	23,13
TF	Noreste	-115,63	3,54	-	-0,61	-10,74
TF	Noroeste	254,28	8,53	12	1,21	21,10
TF	Sureste	574,43	9,77	11	1,69	29,71
TF	Este	257,51	8,33	13	1,17	19,90
FTV	Noroeste	131,27	7,05	15	0,73	11,48
FTV	Oeste	458,29	10,08	11	1,83	32,02
LZT	Noroeste	205,29	7,56	15	0,89	14,76
LZT	Este	77,28	7,19	15	0,70	12,04
LZT	Oeste	262,28	8,15	14	1,19	19,16
GCS	Noreste	67,67	6,14	17	0,40	5,52
HRR	Sur	98,43	8,99	12	1,41	24,37
HRR	Norte	11,41	6,82	16	0,57	9,64
HRR	Este	-25,79	3,11	-	-0,86	-13,81
GMR	Noroeste	1260,20	12,94	9	2,93	52,58
LP	Oeste	-449,04	-	-	-4,49	-80,09
LP	Noroeste	109,93	9,55	12	1,83	29,36
LP	Sur	81,06	7,82	14	1,01	16,61
LP	Sureste	12,80	5,70	19	0,14	2,29
<b>Macroparque</b>						
FTV	Suroeste	19.444,20	14,13	8	2,69	56,51
GC	Sureste	6.394,72	15,98	7	3,72	72,59
GC	Oeste	5.567,82	15,57	7	3,74	70,73
GMR	Noroeste	4.648,38	14,67	7	3,37	63,89



# **BIBLIOGRAFÍA**

**BIBLIOGRAFÍA I**

- ABC. (02 de Diciembre de 2019). *La eólica marina se extiende en Europa, pero encalla en España*. Obtenido de [https://www.abc.es/sociedad/abci-eolica-marina-extiende-europa-pero-encalla-espana-201912010141\\_noticia.html](https://www.abc.es/sociedad/abci-eolica-marina-extiende-europa-pero-encalla-espana-201912010141_noticia.html)
- Comisión Europea. (2012). *Energy Roadmap 2050*. Obtenido de [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2012\\_energy\\_roadmap\\_2050\\_en\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2012_energy_roadmap_2050_en_0.pdf)
- Comisión europea. (18 de Noviembre de 2018). *A European Strategy for low-emission mobility*. Obtenido de [https://ec.europa.eu/clima/news/commission-calls-climate-neutral-europe-2050\\_en](https://ec.europa.eu/clima/news/commission-calls-climate-neutral-europe-2050_en)
- Comisión Europea. (2018). *In-Depth Analysis in Support of the Commission Communication (2018) 773: A Clean Planet for all A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*. Obtenido de [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com\\_2018\\_733\\_analysis\\_in\\_support\\_](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_)
- ctc-n. (2016). *Sistemas de cogeneración en base a turbina de vapor*. Obtenido de [https://www.ctc-n.org/sites/www.ctc-n.org/files/UNFCCC\\_docs/ref32x01\\_35.pdf](https://www.ctc-n.org/sites/www.ctc-n.org/files/UNFCCC_docs/ref32x01_35.pdf)
- Dokka fasteners. (09 de Marzo de 2016). *Dokka Fasteners is connecting the monopile and the transition piece with M72 HV fastener sets for the Veja Mate project*. Obtenido de <https://www.dokkafasteners.com/veja-mate-project/>
- Fernández Munguía, S. (21 de Marzo de 2018). *Un poco de historia. Vindeby Offshore Wind Farm, el primer parque eólico marino del mundo*. Obtenido de <https://www.diariorenovables.com/2018/03/primer-parque-eolico-marino-del-mundo.html>
- Gobierno de Canarias. (Octubre de 2020). *Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019*. Obtenido de <https://www.energiagrancanaria.com/wp-content/uploads/2020/10/anuarioelectricocanarias2019-pub.pdf>
- Gobierno de Canarias. (Octubre de 2020). *Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019*. Obtenido de <https://www.energiagrancanaria.com/wp-content/uploads/2020/10/anuarioelectricocanarias2019-pub.pdf>
- IEA. (Noviembre de 2019). *Offshore Wind Outlook 2019*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>

- IRENA. (2018). *Nurturing offshore wind markets: Good practices for international standardisation*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Ministerio para la Transición Energética. (20 de Enero de 2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*. Obtenido de [https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto\\_tcm30-508410.pdf](https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf)
- QFWE. (2021). *Global offshore wind market & forecast report*. Obtenido de <https://questfwe.com/market-report-ff/>
- REE. (2021). *Demanda canaria en tiempo real*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario/demanda-de-energia-en-tiempo-real>
- REE. (12 de Marzo de 2021). *Las renovables generan en 2020 el 17,5% del total de la energía eléctrica canaria, la mayor cuota desde que hay registros*. Obtenido de [https://www.ree.es/sites/default/files/07\\_SALA\\_PRENSA/Documentos/2021/1203\\_NP\\_Avance\\_Canarias.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/07_SALA_PRENSA/Documentos/2021/1203_NP_Avance_Canarias.pdf)
- Sánchez Molina, P. (25 de Junio de 2021). *España, en 4ª posición en volumen de generación renovable en Europa*. Obtenido de <https://www.pv-magazine.es/2021/06/25/espana-en-4-a-posicion-en-volumen-de-generacion-renovable-en-europa/>
- Wind Europe. (08 de Febrero de 2021). *Offshore wind in Europe. Key and statistics 2020*. Obtenido de <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/offshore-wind-in-europe-key-trends-and-statistics-2020/>
- Yáñez Rosales, P. (2019). *Integración de energía renovable intermitente en la red eléctrica de Gran Canaria*. Las Palmas de Gran Canaria.
- Yang, Y., Ruiz, J. J., & Caro, E. (2016). *Modelo de predicción eléctrica de Las Palmas de Gran Canaria*.

**BIBLIOGRAFÍA II**

- AESA. (2020). *Reales Decretos de servidumbres aeronáuticas*. Obtenido de [https://www.seguridadaaerea.gob.es/lang\\_castellano/particulares/servidumbres/rd\\_ssaa/canarias/default.aspx](https://www.seguridadaaerea.gob.es/lang_castellano/particulares/servidumbres/rd_ssaa/canarias/default.aspx)
- AIP SPAIN. (2015). *ZONAS PROHIBIDAS, RESTRINGIDAS Y PELIGROSAS; ZONAS TEMPORALMENTE SEGREGADAS*. Obtenido de <http://www.arkauteakademia.eus/documents/10360/3245d4fa-19ca-4acb-9a35-ac60e295d8da>
- Aterrizza. (2020). *Cartas de aproximación visual*. Obtenido de [www.aterrizza.org](http://www.aterrizza.org)
- Aterrizza. (2021). *Cartas de aproximación visual*. Obtenido de <https://aterrizza.org/>
- Bedoya, R. P. (16 de 08 de 2019). Información sobre las aguas canarias y transporte marítimo. (P. Y. Rosales, Entrevistador)
- Carbon Trust. The Scottish Government. (2015). *Floating Offshore Wind: Market and Technology Review*. Reino Unido.
- Catro Santos, Laura, & et al. (2020). Economic feasibility of floating offshore wind farms in Portugal. *Ocean Engineering*, 207, 107393.
- Comité de Protección del Medio Marino. (2005). *RESOLUCIÓN MEPC.134(53) adoptada el 22 de julio de 2005 para la Designación de las Islas Canarias como zona marina especialmente sensible*. Obtenido de [http://www.amp.gob.pa/newsite/spanish/mercante/cc/mepc/MEPC.134\(53\).pdf](http://www.amp.gob.pa/newsite/spanish/mercante/cc/mepc/MEPC.134(53).pdf)
- Consejería de Empleo, Industria y Comercio. (2013). *5082 Dirección General de Industria y Energía.- Anuncio de 3 de abril de 2013, por el que se somete a información pública la solicitud de autorización administrativa de la instalación eléctrica "Subestación Villa de Agüimes y Línea de evacuación al futuro*. Recuperado el 2019, de <http://www.gobiernodecanarias.org/boc/2013/200/007.html>
- Consejería de Agricultura, Ganadería y Pesca. (26 de 07 de 2019). *Reservas Marinas de Canarias*. Obtenido de [gobiernodecanarias.org/agricultura/pesca/temas/reservas\\_marinas/](http://gobiernodecanarias.org/agricultura/pesca/temas/reservas_marinas/)
- Dirección General de la Marina Mercante. (Noviembre de 2012). *Zona Marítima Especialmente Sensible de Canarias*. Obtenido de <https://nooilcanarias.files.wordpress.com/2012/11/zmes-dossier.pdf>

- Dvorak, M., Archer, C., & Jacobson, M. (2010). California offshore wind energy potential. *Renewable Energy*, 1244 - 1254.
- Escriche Forbea, P., & Villanueva López, J. F. (2017). *DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO*. Recuperado el 2019, de [https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/89354/18453751T\\_TFG\\_1504716160247107320751169442612.pdf?sequence=2](https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/89354/18453751T_TFG_1504716160247107320751169442612.pdf?sequence=2)
- Europa Press. (2017). *El Gobierno de Canarias destaca los avances en energía eólica con un crecimiento del 20% en su implantación en dos años*. Obtenido de <https://www.20minutos.es/noticia/3169745/0/gobierno-canarias-destaca-avances-energia-eolica-con-crecimiento-20-su-implantacion-dos-anos/>
- EVWind. (2011). *REVE*. Recuperado el 2019, de <https://www.evwind.com/2011/01/01/la-separacion-optima-entre-aerogeneradores/>
- EWEA. (Julio de 2013). *Deep water. The next step for offshore wind energy*. Obtenido de [www.ewea.org/report/deep-water](http://www.ewea.org/report/deep-water)
- Fred. Olsen. (2021). *Nuestras rutas*. Obtenido de <https://www.fredolsen.es/es>
- Gobierno de Canarias. (Julio de 2021). *Visor Grafcan. Sistema de Información Territorial de Canarias*. Obtenido de <https://visor.grafcan.es/visorweb/>
- Gobierno de España. (1997). *Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, hecho en Montego Bay*. Obtenido de [boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1997-3296](http://boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1997-3296)
- GRAFCAN. (2019). *Sistema de información territorial de Canarias*. Obtenido de <https://visor.grafcan.es/visorweb/>
- Gravity-Based Foundations in the Offshore Wind Sector. (2018). *Marine Science and Engineering*, 2019, 7, 64; doi:10.3390.
- Hong, L., & Möller, B. (2011). Offshore wind energy potential in China: Under technical, spatial and economic constraints. *Energy*, 4482 - 4491.
- IEO . (2021). *Cartografía*. Obtenido de [http://www.ieo.es/es\\_ES/web/canarias/cartografia](http://www.ieo.es/es_ES/web/canarias/cartografia)
- Infrapedia. (2020). *map*. Obtenido de <https://live.infrapedia.com/>
- Jefatura del Estado. (1997). *Instrumento de ratificación de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, hecho en Montego Bay el 10 de diciembre de 1982*. Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/1997/02/14/pdfs/A04966-05055.pdf>

- Jefatura del Estado. (2007). *Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2007/BOE-A-2007-21490-consolidado.pdf>
- Jefatura del Estado. (22 de Septiembre de 2015). *BOE. Ley 33/2015, de 21 de septiembre, por la que se modifica la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad*. Obtenido de [http://rerb.oapn.es/images/PDF\\_publicaciones/LEY\\_\\_33-2015.pdf](http://rerb.oapn.es/images/PDF_publicaciones/LEY__33-2015.pdf)
- Jefatura del Estado. (2018). *Ley Orgánica 1/2018, de 5 de noviembre, de reforma del Estatuto de Autonomía de Canarias*. Obtenido de [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2018-15138](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2018-15138)
- Llorens Duran, J. I. (2007). *El terreno y el Estudio Geotécnico*. Obtenido de <https://www.ctaa.net/eventosa/form/GEOTECNICO1.pdf>
- MarineTraffic. (2021). *Live Map*. Obtenido de <https://www.marinetraffic.com/en/ais/home/centerx:-16.5/centery:28.4/zoom:7>
- Mederos. (2011). *Recurso eólico marino de Canarias*.
- Méndez, C., Gonzalez-Longatt, F., Gavorski, E., & Ravelo, O. (2010). *Evaluación del efecto de la estela en el desempeño de un parque eólico*. Recuperado el 2019, de UNEFA: [http://www.academia.edu/download/4264271/paper\\_sancristobal\\_\\_estela\\_.pdf](http://www.academia.edu/download/4264271/paper_sancristobal__estela_.pdf)
- Ministerio de agricultura, pesca y alimentación. (1995). *Real Decreto 1997/1995, de 7 de diciembre, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres*. Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/1995/12/28/pdfs/A37310-37333.pdf>
- Ministerio de Industria y Medio Ambiente. (20 de Abril de 2009). *Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para la instalación de parques eólicos marinos*. Obtenido de [https://www.aeolica.org/uploads/documents/562-estudio-estrategico-ambiental-del-litoral-espanol-para-la-instalacion-de-parques-eolicos-marinos\\_mityc.pdf](https://www.aeolica.org/uploads/documents/562-estudio-estrategico-ambiental-del-litoral-espanol-para-la-instalacion-de-parques-eolicos-marinos_mityc.pdf)
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (04 de Diciembre de 2015). *Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2015-13140>
- Ministerio de la Presidencia. (2007). *Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial*. Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/2007/08/01/pdfs/A33171-33179.pdf>

- Ministerio de presidencia. (01 de Agosto de 2007). *Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-14657>
- Ministerio de transportes, movilidad y agenda urbana. (2020). *Servidumbres aeronáuticas*. Obtenido de <https://www.mitma.gob.es/aviacion-civil/politicas-aeroportuarias/integracion-territorial-aeroportuaria/servidumbres-y-ruidos/introduccion-a-las-servidumbres>
- Ministerio para la Transición Ecológica. (2018). *RED NATURA 2000*. Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/>
- MITECO, S. G. (04 de Mayo de 2021). Vigencia del EEALE. (P. Yáñez Rosales, Entrevistador)
- Moore, A., Price, J., & Zeyringer, M. (2018). The role of floating offshore wind in a renewable focused electricity system for Great Britain in 2050. *Energy Strategy Reviews*, 270 - 278.
- Narejos, A. (15 de Abril de 2011). *Impacto visual de parques eólicos marinos (offshore)*. Obtenido de <https://antonionarejos.wordpress.com/2011/04/15/impacto-visual-de-parques-eolicos-marinos-offshore/>
- Naviera Armas. (2021). *Horario y rutas*. Obtenido de <https://www.navieraarmas.com/es/horarios-ferry>
- NREL. (2016). *2016 Offshore Wind Energy Resource Assessment for the United States*. Golden.
- Pérez Valcárcel, J. (08 de Diciembre de 2010). *Conceptos generales de la mecánica del suelo*. Obtenido de <https://www.udc.es/dep/dtcon/estructuras/ETSAC/Publicaciones/pub-val/Suelos/suelos.pdf>
- Puertos del Estado. (2021). *Oceanografía*. Obtenido de <http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>
- REE. (2020). *Interconexión Lanzarote - Fuerteventura*. Obtenido de [https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/diptico\\_canarias\\_2016\\_esp.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/diptico_canarias_2016_esp.pdf)
- Schallenberg Rodríguez, J., & García Montesdeoca, N. (2018). Spatial planning to estimate the offshore wind energy potential in coastal regions and islands. Practical case: The Canary Islands. *Energy*, 91 - 103.
- Secretaría General de Energía y Secretaría General del Mar. (2007). *Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos*.

- Recuperado el 2009, de [https://www.aeeolica.org/uploads/documents/562-estudio-estrategico-ambiental-del-litoral-espanol-para-la-instalacion-de-parques-eolicos-marinos\\_mityc.pdf](https://www.aeeolica.org/uploads/documents/562-estudio-estrategico-ambiental-del-litoral-espanol-para-la-instalacion-de-parques-eolicos-marinos_mityc.pdf)
- Secretaría del Estado de Medio Ambiente. (23 de Diciembre de 2014). *Pisos Infralitoral y Circalitoral*. Obtenido de [https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/030402\\_arenas\\_Af\\_infra\\_circa\\_tcm30-162337.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/030402_arenas_Af_infra_circa_tcm30-162337.pdf)
- Sector Marítimo . (2016). *Europa, líder absoluto de eólica offshore*. Obtenido de <https://sectormaritimo.es/europa-lider-absoluto-de-eolica-offshore>
- SEOBirdLife. (2019). *Áreas importantes para la conservación de aves*. Obtenido de [seo.org/iba/](http://seo.org/iba/)
- Shallenberg Rodríguez, J., & García Montesdeoca, N. (2018). Spatial planning to estimate the offshore wind energy potential in coastal regions and islands. Practical case: The Canary Islands. *Energy*, 91 - 103.
- Sociedad de Salvamento y Seguridad Marítima. (2010). *Zonas Marinas Especialmente Sensibles de Canarias*. Obtenido de <https://no0ilcanarias.files.wordpress.com/2012/09/zmes.pdf>
- Submarineablemap. (2020). *Submarineablemap visor*. Obtenido de <https://www.submarineablemap.com/#/>
- Transmediterránea. (2021). *Rutas y horarios. Canarias*. Obtenido de <https://www.trasmediterranea.es/>
- ULPGC. (2021). *Geoportal ULPGC. Macaronesian Catalog*. Obtenido de <http://www.geoportal.ulpgc.es/catalogomsp/srv/eng/catalog.search#/map>
- Weihaupt, J. G. (1964). *Los sedimentos oceánicos como imagen del pasado*. Obtenido de [http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/12/htm/sec\\_11.html](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/12/htm/sec_11.html)
- Wikipedia. (18 de Octubre de 2020). *Zona contigua. Zonas marítimas de acuerdo a la Convención del Mar*. Obtenido de [https://es.wikipedia.org/wiki/Zona\\_contigua](https://es.wikipedia.org/wiki/Zona_contigua)
- Wind Europe. (2020). *Offshore Wind in Europe. Key trends and statistics 2020*.
- Wind Europe. (Septiembre de 2020). *Ports: a key enabler for the floating offshore wind sector*.

**BIBLIOGRAFÍA III**

- AEMET. (2019). *Open Data, Climatología Diaria*. Obtenido de <https://opendata.aemet.es/centrodedescargas/productosAEMET?>
- Andrew. (01 de Marzo de 2021). *UK offshore wind capacity factors*. Obtenido de <https://energynumbers.info/uk-offshore-wind-capacity-factors>
- Bibing. (2005). *Caracterización del viento*. Obtenido de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5116/fichero/Cap%C3%ADtulo+2.pdf>
- Carta González, J. A. (20 de Julio de 2021). Tratamiento de series eólicas. (P. Yáñez Rosales, Entrevistador)
- Center for Sustainable Systems. (2021). *WIND ENERGY FACTSHEET*. Obtenido de <https://css.umich.edu/factsheets/wind-energy-factsheet>
- Fernández, M. (12 de Junio de 2019). *El viento que mueve la comarca sureste*. Obtenido de <https://www.canarias7.es/economia/el-viento-que-mueve-la-comarca-sureste-FA7435654>
- Gobierno de Canarias. (2021). *Sistema de Información Territorial de Canarias*. Obtenido de <https://visor.grafcan.es/visorweb/>
- Grebus. (24 de Septiembre de 2015). *La eólica offshore llega a la Península Ibérica*. Obtenido de <https://grebus.wordpress.com/category/energia-eolica/>
- IEEFA. (23 de Marzo de 2021). *Equinor's floating offshore wind project in Scotland posts 57% capacity factor in 2020*. Obtenido de <https://ieefa.org/equinors-floating-offshore-wind-project-in-scotland-posts-57-capacity-factor-in-2020/>
- Klippenstein, M. (01 de Marzo de 2018). *World's First Floating Offshore Wind Farm Achieves 65% Capacity Factor After 3 Months*. Obtenido de <https://www.greentechmedia.com/articles/read/worlds-first-floating-offshore-wind-farm-65-capacity-factor>
- Koch, H., Alejandro, P., Jacobsen, K., & Henrik. (2019). Comparing offshore and onshore wind development considering acceptance costs. *Energy Policy*, 125, 9 - 19.
- Liane Ohlse, G. (Enero de 2019). *Positioning of Danish offshore wind farms until 2030 – using Levelized Cost of Energy (LCoE)*. Obtenido de [https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/170361655/MScThesisReport\\_GydeOhlsen\\_revised\\_03\\_2019.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/170361655/MScThesisReport_GydeOhlsen_revised_03_2019.pdf)

Mederos. (2011). Estudio del Mapa Eólico Marino de Canarias.

Modelosdepronósticos. (2019). *Componentes de una serie de tiempo*. Obtenido de [http://modelosdepronosticos.info/componentes\\_de\\_series\\_de\\_tiempo.html](http://modelosdepronosticos.info/componentes_de_series_de_tiempo.html)

Mur Armada, J. (2000). *Máster Europeo en Energías Renovables y Eficiencia Energética. Curso de energía eólica*. Obtenido de <http://www.windygrid.org/manualEolico.pdf>

Puertos del Estado. (20 de Febrero de 2020). *Conjunto de datos SIMAR*. Obtenido de [https://bancodatos.puertos.es/BD/informes/INT\\_8.pdf](https://bancodatos.puertos.es/BD/informes/INT_8.pdf)

Puertos del Estado. (Julio de 2021). *Oceanografía*. Obtenido de <http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>

Roca, R. (01 de Junio de 2020). *Greenalia lanza el primer parque de eólica marina flotante en España: tendrá 50 MW y estará situado en aguas de Canarias*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/greenalia-lanza-el-primer-parque-de-eolica-marina-flotante-en-espana-tendra-50-mw-y-estara-situado-en-aguas-de-canarias/>

Schallenberg Rodríguez, J., & García Montesdeoca, N. (2018). Spatial planning to estimate the offshore wind energy potential in coastal regions and islands. Practical case: The Canary Islands. *Energy*, 91 - 103 .

**BIBLIOGRAFÍA IV**

- ABS. (2017, Marzo). *Design and installation of drag anchors and plate anchors*. Retrieved from [https://ww2.eagle.org/content/dam/eagle/rules-and-guides/current/offshore/248\\_designinstallationdrag\\_and\\_plateanchors/Drag\\_and\\_Plate\\_Anchors\\_GN\\_e-Mar18.pdf](https://ww2.eagle.org/content/dam/eagle/rules-and-guides/current/offshore/248_designinstallationdrag_and_plateanchors/Drag_and_Plate_Anchors_GN_e-Mar18.pdf)
- AEE. (2020). *Propuesta de programas y proyectos en el sector eólico para la reactivación económica*. Retrieved from <https://www.aeolica.org/images/Posicionamientos/Programas-y-proyectos-de-reactivacion-economica-sector-elico-DEFINITIVO.pdf>
- AENOR. (1992). *UNE 21-192-92. Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático*. Madrid: Normas AENOR.
- AF, M. A. (2011). An offshore wind atlas for the Canary. Rev 2011;15:612e20.
- Basoinsa S.L. (2019, Enero). *Documento ambiental abreviado de la línea eléctrica aérea de transporte de energía eléctrica a 66 kV, doble circuito, alimentación S.E. Riocaya*. Retrieved from [http://www.juntaex.es/filescms/con03/uploaded\\_files/PaginaPrincipal/SecretariaGralDesarrolloRuralYTerritorio/EvaluacionAmbiental/3310\\_DA\\_Memoria\\_LAT\\_66kV\\_END\\_ESA\\_Alimentacion\\_SE\\_Riocaya.pdf](http://www.juntaex.es/filescms/con03/uploaded_files/PaginaPrincipal/SecretariaGralDesarrolloRuralYTerritorio/EvaluacionAmbiental/3310_DA_Memoria_LAT_66kV_END_ESA_Alimentacion_SE_Riocaya.pdf)
- Benayas Nieto, C. (2018, Julio). *Proyecto de instalaciones eléctricas de una subestación eléctrica de tracción para una línea en sistema 2x25 kV*. Retrieved from [http://oa.upm.es/52208/1/PFC\\_CARLOS\\_BENAYAS\\_NIETO.pdf](http://oa.upm.es/52208/1/PFC_CARLOS_BENAYAS_NIETO.pdf)
- Benveniste, G., Lerch, M., De Prada, M., Kretschmer, M., Berqué, J., López, A., & Pérez, G. (2016). Qualification of innovative floating substructures for 10MW wind turbines and water depths greater than 50 m. *Deliverable 2.2. LCOE tool description, technical and environmental impact evaluation procedure. LIFES50+*, 50 - 53.
- BGV Associates. (2019). *Wind farm costs*. Retrieved from <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>
- Burgos, J. C. (2014, Mayo). *Ingeniería básica de subestación eléctrica 220 kV*. Retrieved from [https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/26812/TFG\\_Jorge\\_Cuenca\\_Burgos\\_2014.pdf](https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/26812/TFG_Jorge_Cuenca_Burgos_2014.pdf)

- Canarias7. (2021, Marzo 8). *39 molinos de 8 parques eólicos se disputan las aguas entre Arinaga y la central de Tirajana*. Retrieved from <https://www.canarias7.es/canarias/gran-canaria/molinos-parques-eolicos-20210308192749-nt.html>
- Canarias7. (2021, Febrero 22). *4 Parques eólicos marinos idénticos con tecnología Elisa en aguas del sur-sureste*. Retrieved from <https://www.canarias7.es/canarias/gran-canaria/parques-eolicos-marinos-20210222003844-nt.html?ref=https%3A%2F%2Fwww.canarias7.es%2Fcanarias%2Fgran-canaria%2Fparques-eolicos-marinos-20210222003844-nt.html>
- Castro Santos, L. (2016). Decision variables for floating offshore wind farms based on life-cycle cost: The case of study of Galicia (North-West of Spain). *Ocean Engineering*, 114 - 123.
- Castro Santos, L., & Díaz Casas, V. (2015). Sensitivity analysis of floating offshore wind farms. *Energy Conversion and Management*, 271 - 277.
- Castro Santos, L., Díaz Casas, V., & Ferreno, S. (2013, Marzo). Methodology to calculate mooring and anchoring costs of floating offshore wind devices. *International Conference Renewable Energies and Power Quality*. Bilbao.
- Castro Santos, L., Filgueira Vizcoso, A., Lamas Galdo, I., & Carral Couce, L. (2018). Methodology to calculate the installation costs of offshore wind farms located in deep waters. *Journal of Cleaner Production*, 1124 - 1135.
- Castro Santos, L., Silva, D., Rute Bento, A., Salvação, N., & Guedes Soares, C. (2020). Economic feasibility of floating offshore wind farms in Portugal. *Ocean Engineering*.
- Centraleolica. (2010). *Partes de un aerogenerador*. Retrieved from <https://centraleolica.wordpress.com/partes-de-un-aerogenerador/>
- Comunidad Autónoma de Canarias. (2019, Diciembre 13). *BOE núm. 299. Autorización administrativa y declaración de las instalaciones eléctricas de alta tensión denominadas "Línea subterránea de transporte de energía eléctrica a 66 kV entre subestación El Tablero y Lomo Maspalomas"*. Retrieved from [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-B-2019-53521](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-B-2019-53521)
- Connolly, K. (2020). The regional economic impacts of offshore wind energy developments in Scotland. *Renewable Energy*, 148-159.
- Cortizas Arnosó, J. (2016, Junio). *Diseño de subestación blindada 123/15 kV, 90 MVA*. Retrieved from <https://repositorio.comillas.edu/jspui/bitstream/11531/17366/1/TFG000758.pdf>

- Dicorato, M., Forte, G., Pisani, M., & Trovato, M. (2011). Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation. *Renewable Energy*, 2043-2051.
- DNG VL. (2019, Abril). *Offshore financing*. Retrieved from [https://www.een-canarias.org/wp-content/uploads/2019/05/17.-Financiaci%C3%B3n-de-Parques-E%C3%B3licos-Marinos\\_Carlos-Albero.pdf](https://www.een-canarias.org/wp-content/uploads/2019/05/17.-Financiaci%C3%B3n-de-Parques-E%C3%B3licos-Marinos_Carlos-Albero.pdf)
- EDP Renewables. (2020, Noviembre). *LASAT 220 kV S.C. TUDELA REE. Proyecto de ejecución*. Retrieved from [https://gobiernoabierto.navarra.es/sites/default/files/2.\\_lasat\\_set\\_tudela\\_promotores\\_-\\_set\\_tudela\\_ree\\_220\\_kv\\_compressed.pdf](https://gobiernoabierto.navarra.es/sites/default/files/2._lasat_set_tudela_promotores_-_set_tudela_ree_220_kv_compressed.pdf)
- EDP Renewables. (2020, Noviembre 23). *Subestación SET Cierzo 220/30 kV*. Retrieved from [https://gobiernoabierto.navarra.es/sites/default/files/2.\\_proyecto\\_cierzo\\_v\\_set\\_cierzo\\_30\\_220\\_compressed.pdf](https://gobiernoabierto.navarra.es/sites/default/files/2._proyecto_cierzo_v_set_cierzo_30_220_compressed.pdf)
- El periódico de la energía. (2020, Junio 01). *Greenalia lanza el primer parque de eólica marina flotante en España: tendrá 50 MW y estará situado en aguas de Canarias*. Retrieved from <https://elperiodicodelaenergia.com/greenalia-lanza-el-primer-parque-de-eolica-marina-flotante-en-espana-tendra-50-mw-y-estara-situado-en-aguas-de-canarias/>
- El periódico de la energía. (2021, Julio 02). *La odisea para conseguir ahora un punto de acceso a la red: la mayoría de la capacidad disponible irá a concurso*. Retrieved from <https://elperiodicodelaenergia.com/la-odisea-para-conseguir-ahora-un-punto-de-acceso-a-la-red-la-mayoria-de-la-capacidad-disponible-ira-a-concurso/>
- ElEconomista. (2018, Junio 25). *Las eléctricas cobrarán por el soterramiento de las líneas*. Retrieved from <https://www.economista.es/empresas-finanzas/noticias/9229941/06/18/Las-electricas-cobrarán-por-el-soterramiento-de-las-lineas.html>
- ENDESA. (2017, Julio). *Especificaciones técnicas particulares de líneas aéreas de Alta Tensión > 36 kV*. Retrieved from [https://industria.gob.es/es-ES/participacion\\_publica/Documents/especificaciones-tecnicas-Endesa/LRZ001\\_EP-Lineas-Aereas-Alta-Tension-accesible.pdf](https://industria.gob.es/es-ES/participacion_publica/Documents/especificaciones-tecnicas-Endesa/LRZ001_EP-Lineas-Aereas-Alta-Tension-accesible.pdf)
- ENDESA. (2018, Septiembre). *Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Generalidades*. Retrieved from [https://alumnosulpgc-my.sharepoint.com/personal/josef\\_medina\\_ulpgc\\_es/\\_layouts/15/onedrive.aspx?id=%2Fpersonal%2Fjosef%5Fmedina%5Fulpgc%5Fes%2FDocuments%2FArchivos%20de%](https://alumnosulpgc-my.sharepoint.com/personal/josef_medina_ulpgc_es/_layouts/15/onedrive.aspx?id=%2Fpersonal%2Fjosef%5Fmedina%5Fulpgc%5Fes%2FDocuments%2FArchivos%20de%2F)

20chat%20de%20Microsoft%20Teams%2F1%2DNRZ101%5FEP%20Instalaciones%20Privadas%20General

ENDESA. (2018, Septiembre). *Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Consumidores en Alta y Media Tensión*. Retrieved from [https://alumnosulpgc-my.sharepoint.com/personal/josef\\_medina\\_ulpgc\\_es/\\_layouts/15/onedrive.aspx?id=%2Fpersonal%2Fjosef%5Fmedina%5Fulpgc%5Fes%2FDocuments%2FArchivos%20de%20chat%20de%20Microsoft%20Teams%2F2%2DNRZ102%5FEP%20Instalaciones%20Privadas%20Consumi](https://alumnosulpgc-my.sharepoint.com/personal/josef_medina_ulpgc_es/_layouts/15/onedrive.aspx?id=%2Fpersonal%2Fjosef%5Fmedina%5Fulpgc%5Fes%2FDocuments%2FArchivos%20de%20chat%20de%20Microsoft%20Teams%2F2%2DNRZ102%5FEP%20Instalaciones%20Privadas%20Consumi)

Ente Vasco de la Energía (EVE). (2009, Diciembre). *Pliego de especificaciones técnicas para el suministro e instalación de las líneas de evacuación eléctrica de la infraestructura*. Retrieved from <https://www.eve.eus/CMSPages/GetFile.aspx?guid=6ef9f19c-9fef-484d-9fa0-d453ad0fb1d9>

EWEA . (2009, Marzo). *European Wind Energy Association. The Economics of Wind Energy*. Retrieved from [https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics\\_of\\_Wind\\_Energy.pdf](https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf)

Falcón Blanco, V. M. (2010, Septiembre). *Proyecto de una subestación eléctrica de transporte 400/220 kV*. Retrieved from [file:///C:/Users/Huawei/Downloads/PFC\\_\\_PFC\\_VictorManuel\\_Falcon\\_Blanco%20\(5\).pdf](file:///C:/Users/Huawei/Downloads/PFC__PFC_VictorManuel_Falcon_Blanco%20(5).pdf)

FECSA ENDESA. (2006, Octubre). *Condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones de distribución de FECSA ENDESA*. Retrieved from [http://www.suministrodeluzyfuerza.com/pdf/es/NTP\\_lineas\\_subterranas\\_de\\_media\\_tension.pdf](http://www.suministrodeluzyfuerza.com/pdf/es/NTP_lineas_subterranas_de_media_tension.pdf)

Fernández Gil, C., Cárdenas Rodríguez, Y., Boyra López, A., Tuya Cortés, F., & Haroun Tabraue, R. (2006). *Nuestro Mar Canario*. Retrieved from [https://www.oceanografica.com/descargas/Monografia\\_mar\\_canario.pdf](https://www.oceanografica.com/descargas/Monografia_mar_canario.pdf)

Fischer, T., Vries, W. D., & Cordle, A. (2011). *Executive summary (WP4: Offshore foundations and support structures)*. Retrieved from [https://www.semanticscholar.org/paper/Executive-summary-\(WP4%3A-Offshore-foundations-and-Fischer-Vries/87baf5090056b11d94a9999c56030d3f0821b4fc](https://www.semanticscholar.org/paper/Executive-summary-(WP4%3A-Offshore-foundations-and-Fischer-Vries/87baf5090056b11d94a9999c56030d3f0821b4fc)

Floating Wind Turbines. (2014, Octubre). *Anchoring Systems*. Retrieved from <http://floatingwindfarm.weebly.com/anchoring-systems.html>

- General Cable. (2017). *Cables de Media Tensión*. Retrieved from <http://www.cabletelandalucia.com/assets/catalogo-general-cable-media-tension.pdf>
- Ghigo, A., Cottura, L., Caradonna, R., Bracco, G., & Mattiazzo, G. (2020). Platform Optimization and Cost Analysis in a Floating Offshore Wind Farm. *Journal of Marine Science and Engineering*, 835.
- Gobierno de Canarias. (2004, Marzo 5). *BOC N°45. Se somete a información pública el expediente relativo a autorización administrativa de la instalación eléctrica denominada Anteproyecto Subestación de Santa Águeda 2 x 125 MVA relación 220/66 kV*. Retrieved from <http://www.gobiernodecanarias.org/boc/2004/045/019.html>
- Gobierno de Canarias. (2020, October). *Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019*. Retrieved from <https://www.energiagrancanaria.com/wp-content/uploads/2020/10/anuarioelectricocanarias2019-pub.pdf>
- Gobierno de Canarias. (2020, Febrero 05). *Anuncio de 14 de enero de 2020, por el que se somete a información pública la solicitud de autorización administrativa, declaración, en concreto, de utilidad pública de la instalación Subestación 66/30 kV Barranco de Balos y L.A.T. S.E. Barranco Balos y S.* Retrieved from <http://www.gobiernodecanarias.org/boc/2020/024/016.html>
- Gobierno de Canarias. (2021, Marzo 25). *Información pública de solicitud de Autorización Administrativa, Declaración de Impacto Ambiental y Declaración, en concreto, de Utilidad Pública, de la instalación eléctrica denominada "Nueva subestación eléctrica El Palmar de La Gomera 66 kV"*. Retrieved from [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-B-2021-14623](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-B-2021-14623)
- Golightly, C. (2017, Noviembre). Anchoring and mooring for floating offshore wind. Project: Blackbird Hybrid Floating VAWT-WEC. *Offshore Future Foundation Windpower*. Bruselas.
- González Rodríguez, Á. G. (2017). Review of offshore wind farm cost components. *Energy for Sustainable Development*, 10-19.
- Hilleguesist. (2019). Quest Sees a Thriving Offshore Wind Market with Europe and Asia Notable Bright Spots. Webinar: Organizado por New Energy Update.
- Iberdrola. (2019, Enero 18). *Ampliación de la Subestación transformadora de 220/66/20 kV. ST ELDA. Proyecto de modificación*. Retrieved from <https://cindi.gva.es/documents/161328209/169187544/PM3+PRESUPUESTO/0b7dcd3f-137f-4917-a954-1a1106c364b6>

- Ingenostrum. (2019). *Presupuesto planta FV Veracruz (Badajoz). Subestación 30/220 kV y LAT 220 kV Veracruz - El Doblón*. Retrieved from [http://extremambiente.juntaex.es/files/2020/2/SP\\_0048\\_2\\_M\\_GN\\_F602-0A%20Presupuesto.pdf](http://extremambiente.juntaex.es/files/2020/2/SP_0048_2_M_GN_F602-0A%20Presupuesto.pdf)
- INNOSEA - COBRA - DTU - WINDEUROPE - EQUINOR - IREC - UPC - UL DEWI. (2020, Febrero). *Corewind. D2.1 Review of the state of the art of mooring and anchoring designs, technical challenges and identification of relevant DLCs*. Retrieved from <https://corewind.eu/wp-content/uploads/files/publications/COREWIND-D2.1-Review-of-the-state-of-the-art-of-mooring-and-anchoring-designs.pdf>
- James, R., & Costa Ros, M. (2015, Junio). *Floating Offshore Wind: Market and Technology Review*. Reino Unido: The Carbon Trust.
- Jiang, Z. (2021). Installation of offshore wind turbines: A technical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Kahouli, S., & Martin, J. C. (2018). Can Offshore Wind Energy be a lever for job creation in France? Some Insights from a Local Case Study. *Environmental Modeling & Assessment*, 203-227.
- Kahouli, S., & Martin, J. C. (2018). Can Offshore Wind Energy Be a Lever for Job Creation in France? Some Insights from a Local Case Study. *CrossMark*, 203-227.
- Kausche, M., Adam, F., Dahlaus, F., & Grobmann, J. (2018). Floating offshore wind - Economic and ecological challenges of a TLP solution. *Renewable Energy*, 270 - 280.
- Kwangtae , H., Hoai Vu Anh, T., Tri, D., & Kyoung Kwan, A. (2021). Recent Control Technologies for Floating Offshore Wind Energy System: A Review. *International Journal of Precision Engineering and Manufacturing-Green Technology*, 281 - 301.
- Leal García, Ó. (2002, Junio). *Subestación transformadora 110/25/6 kV 75 MVA*. Retrieved from <http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/184pub.pdf>
- Logan, M. (2017, Noviembre 17). *¿Se puede empalmar un cable calibre 10 y uno 12 en una casa?* Retrieved from [https://www.ehowenespanol.com/empalmar-cable-calibre-10-12-casa-info\\_222471/](https://www.ehowenespanol.com/empalmar-cable-calibre-10-12-casa-info_222471/)
- Lundberg, S. (2003). *Performance comparison of wind park configurations*. Göteborg, Suecia: Department of Electric Power Engineering Chalmers University of Technology.

- Martin, R., Lazakis, I., Barbouchi, S., & Johanning, L. (2016). Sensitivity analysis of offshore wind farm operation and maintenance cost and availability. *Renewable Energy*, 1226-1236.
- Medina Padrón, J. (2021, Julio). Características de la red eléctrica y elección de la sección adecuada del cableado. (P. Yáñez Rosales, Interviewer)
- Mejias Gallardo, C., & Chikh Soussan, E. (2018, Junio). *Cálculo y diseño de una línea de Alta Tensión hasta finalizar en una nave industrial*. Retrieved from <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/167113/Volum2.pdf>
- Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. (2008, Marzo 19). *BOE núm. 68. Anexo. Medios técnicos mínimos requeridos para la verificación o inspección de líneas eléctricas de Alta Tensión*. Retrieved from [http://www.carreteros.org/normativa/s\\_afectados/electricas/altatens/pdfs/6.pdf](http://www.carreteros.org/normativa/s_afectados/electricas/altatens/pdfs/6.pdf)
- Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. (2008, Marzo 19). *BOE núm. 68. Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07. Líneas aéreas con conductores desnudos*-. Retrieved from [http://www.carreteros.org/normativa/s\\_afectados/electricas/altatens/pdfs/7.pdf](http://www.carreteros.org/normativa/s_afectados/electricas/altatens/pdfs/7.pdf)
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2005, Marzo 22). *Resolución por la que se aprueba el Procedimiento de Ordenación 13.1. "Criterios de Desarrollo de la Red de Transporte", de carácter técnico e instrumental necesario para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico*. Retrieved from [https://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/Procedimientos Operacion/PO\\_resol\\_22Mar2005.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Procedimientos Operacion/PO_resol_22Mar2005.pdf)
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2008, Marzo). *ITC-LAT 6. Medios Técnicos mínimos requeridos para la verificación o inspección de líneas eléctricas de Alta Tensión*. Retrieved from [http://www.carreteros.org/normativa/s\\_afectados/electricas/altatens/pdfs/6.pdf](http://www.carreteros.org/normativa/s_afectados/electricas/altatens/pdfs/6.pdf)
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2006, Mayo 31). *BOE núm 129. Aprobación del conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrainsulares*. Retrieved from [https://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/Procedimientos Operacion/procedimientos\\_operacion\\_SEIE.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Procedimientos Operacion/procedimientos_operacion_SEIE.pdf)

- Minitab. (2019, Abril). *Análisis de Regresión: ¿Cómo Puedo Interpretar el R-cuadrado y Evaluar la Bondad de Ajuste?* Retrieved from <https://blog.minitab.com/es/analisis-de-regresion-como-puedo-interpretar-el-r-cuadrado-y-evaluar-la-bondad-de-ajuste>
- Moore, A., Price, J., & Marianne, Z. (2018). The role of floating offshore wind in a renewable focused electricity system for Great Britain in 2050. *Energy Strategy Reviews*, 270 - 278.
- Myhr, A., Bjerkseter, C., Agotnes, A., & Nygaard, T. (2014). Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. *Renewable Energy*, 714 - 728.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). U.S. Department of Energy. (2016, Septiembre). *2016 Offshore Wind Energy Resource Assessment for the United States*. Retrieved from [www.nrel.gov/publications](http://www.nrel.gov/publications)
- Norkaer Sorensen, J., & Larsen, G. C. (2021). A Minimalistic Prediction Model to Determine Energy Production and Costs of Offshore Wind Farms. *Energies*.
- Offshore Magazine. (1999, Octubre). *An examination of polyester fiber taut leg mooring systems for deepwater*. Retrieved from <https://www.offshore-mag.com/production/article/16757627/an-examination-of-polyester-fiber-taut-leg-mooring-systems-for-deepwater>
- PEAK Wind Renewables Services. (2019). *OPEX Benchmark – An insight into operational expenditures of European offshore wind farms*. Retrieved from <https://peak-wind.com/insights/opex-benchmark-an-insight-into-operational-expenditures-of-european-offshore-wind-farms/>
- Planta Fotovoltaica La Torre 40 S.L. (2018, Febrero). *Proyecto Subestación 66/30 kV de planta fotovoltaica "La Torre SL" 44,95 MWn*. Retrieved from [https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/tramite\\_informacion\\_publica/18/10/PROYECTO%20BASICO%20ST%2066\\_30%20KV%20-%2050%20MVA%20-%20PFV%20LA%20TORRE%2040%20-%20JAEN.pdf](https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/tramite_informacion_publica/18/10/PROYECTO%20BASICO%20ST%2066_30%20KV%20-%2050%20MVA%20-%20PFV%20LA%20TORRE%2040%20-%20JAEN.pdf)
- PuertoCanarias. (2020, Junio 04). *GREENALIA AVANZA EN EL PRIMER PARQUE EÓLICO MARINO DE CANARIAS*. Retrieved from <https://puertocanarias.com/es/node/3210>
- PuertosCanarias. (2021, Febrero 10). *Siemens Gamesa descarga aerogeneradores en el puerto de Granadilla*. Retrieved from <https://puertocanarias.com/es/node/4124>
- Quesada, J. (2020, Junio 07). 4 molinos flotantes gigantes hacen Gofio. *Canarias7*.
- REE. (2016, Octubre). *Red Eléctrica en Canarias*. Retrieved from [https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/diptico\\_canarias\\_2016\\_esp.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/diptico_canarias_2016_esp.pdf)

- REE. (2020, Julio). *Red Eléctrica y Endesa invierten 10,6 millones en una nueva subestación eléctrica en Jerez de la Frontera*. Retrieved from <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2020/08/red-electrica-y-endesa-invierten-10-6-millones-en-jerez-frontera-cadiz>
- REE. (2021, Marzo 26). *Informe Anual de la Corriente de Cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Canario en el año 2020*. Retrieved from [https://alumnosulpgc-my.sharepoint.com/personal/josef\\_medina\\_ulpgc\\_es/\\_layouts/15/onedrive.aspx?id=%2Fpersonal%2Fjosef%5Fmedina%5Fulpgc%5Fes%2FDocuments%2FArchivos%20de%20chat%20de%20Microsoft%20Teams%2FInforme%5FPcc%5FCanarias%5F2020%5Fv01%2Epdf&parent=%](https://alumnosulpgc-my.sharepoint.com/personal/josef_medina_ulpgc_es/_layouts/15/onedrive.aspx?id=%2Fpersonal%2Fjosef%5Fmedina%5Fulpgc%5Fes%2FDocuments%2FArchivos%20de%20chat%20de%20Microsoft%20Teams%2FInforme%5FPcc%5FCanarias%5F2020%5Fv01%2Epdf&parent=%)
- Renewable Energy Magazine. (2019, Junio 07). *Espectacular vídeo del primer aerogenerador eólico marino español*. Retrieved from <https://www.energias-renovables.com/eolica/espectacular-video-del-primer-aerogenerador-eolico-marino-20190607>
- Sarker, B. R., & Ibn Faiz, T. (2017). Minimizing transportation and installation costs for turbines in offshore wind farms. *Renewable Energy*, 667-679.
- SATEL. (2020, Octubre). *Subestación eléctrica 400/30 kV "Las Mareas"*. Retrieved from [https://www.aragon.es/documents/20127/81995612/SET+Las+Mareas\\_Separata+\\_Ayto+21\\_02\\_19.pdf/1f78aa7b-7498-2aa9-d453-b93faf0a6a7e?t=1613993071337](https://www.aragon.es/documents/20127/81995612/SET+Las+Mareas_Separata+_Ayto+21_02_19.pdf/1f78aa7b-7498-2aa9-d453-b93faf0a6a7e?t=1613993071337)
- Schallenberg Rodríguez, J., & García Montesdeoca, N. (2018). Spatial planning to estimate the offshore wind energy potential in coastal regions and islands. Practical case: The Canary Islands. *Energy*, 91-103.
- Schallenberg Rodríguez, J., & Inchausti Sintés, F. (2021). Socio-economic impact of a 200 MW floating wind farm in Gran Canaria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Shafiee, M., Brennam, F., & Armada Espinosa, I. (2016). A parametric whole life cost model for offshore wind farms. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 961-975.
- Smart Wind. (2015, Enero). *Hornsea Offshore Wind Farm*. Retrieved from <https://infrastructure.planninginspectorate.gov.uk/wp-content/ipc/uploads/projects/EN010053/EN010053-000376-7.5.1.8%20Foundation%20Scour%20Assessment.pdf>
- Solar Energía Navarra S.L.U. (2020, Abril). *Línea de AT doble circuito 66 kV para la evacuación del parque solar fotovoltaico El Sasillo*. Retrieved from

- [https://gobiernoabierto.navarra.es/sites/default/files/2.\\_proyecto\\_tecnico\\_administrativo\\_linea\\_alta\\_tension\\_el\\_sasillo.pdf](https://gobiernoabierto.navarra.es/sites/default/files/2._proyecto_tecnico_administrativo_linea_alta_tension_el_sasillo.pdf)
- Stephan Castillo, F. (2020, Octubre). *Floating Offshore Wind Turbines: Mooring Dysyem Optimization for LCOE reduction*. Retrieved from <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1484541/FULLTEXT01.pdf>
- Trujillo Martel, J. J. (2021, Junio). Subestaciones y conexiones eléctricas de parques eólicos, soluciones y análisis de costes. (P. Yáñez Rosales, Interviewer)
- UDC. (2015). *Clasificación de los suelos*. Retrieved from <https://www.udc.es/dep/dtcon/estructuras/ETSAC/Publicaciones/pub-val/Suelos/suelos.pdf>
- Ury, J. (2021, Febrero 10). *Opex is being overvalued as a driver of the future price of offshore wind*. Retrieved from <https://www.rechargenews.com/markets/opex-is-being-overvalued-as-a-driver-of-the-future-price-of-offshore-wind/2-1-960661>
- Valido, F. A. (2021, Junio). Conexiones eléctricas, alternativas y soluciones. (P. Yáñez Rosales, Interviewer)
- Van der Valk, P. (2014). *Coupled Simulations of wind turbines and offshore support structures: strategies based on the dynamic substructuring paradigm*. Tesis.
- Voormolen, J., Junginger, H., & van Sark, W. (2016). Unravelling historical cost developments of offshore wind energy in Europe. *Energy Policy*, 435-444.
- Windustry. (2015). *How much do wind turbines cost?* Retrieved from [https://www.windustry.org/how\\_much\\_do\\_wind\\_turbines\\_cost](https://www.windustry.org/how_much_do_wind_turbines_cost)
- World Energy Trade. (2019, Diciembre 24). *La ubicación de los parques eólicos determina cimientos de sus aerogeneradores*. Retrieved from <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/energia-eolica/la-ubicacion-de-los-parques-eolicos-determina-cimientos-de-sus-aerogeneradores>
- X-ELIO. (2018). *Proyecto de ejecución de subestación eléctrica compartida Calaspasol 132/30kV 1x40 MVA situada en Nijar*. Retrieved from [https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/tramite\\_informacion\\_publica/18/06/Proyecto%20Ejecuc.%20Subestaci%C3%B3n%20Elect..PDF](https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/tramite_informacion_publica/18/06/Proyecto%20Ejecuc.%20Subestaci%C3%B3n%20Elect..PDF)
- Zhang, J., Chowdhury, S., Messac, A., & Castillo, L. (2012). A response surface-based cost model for wind farm design. *Energy Policy*, 538-550.

**BIBLIOGRAFÍA V**

- AEE . (08 de Octubre de 2020). *Propuesta de programas y proyectos en el sector eólico para la reactivación económica*. Obtenido de <https://www.aeolica.org/images/Posicionamientos/Programas-y-proyectos-de-reactivacion-economica-sector-elico-DEFINITIVO.pdf>
- Canarias7. (18 de Marzo de 2018). *El sobrecoste de generar luz en las islas es de 760 millones*. Obtenido de <https://www.canarias7.es/economia/el-sobrecoste-de-generar-luz-en-las-islas-es-de-760-millones-FJ3913007>
- Canarias7. (8 de Marzo de 2021). *39 molinos de 8 parques eólicos se disputan las aguas entre Arinaga y la central de Tirajana*. Obtenido de <https://www.canarias7.es/canarias/gran-canaria/molinos-parques-eolicos-20210308192749-nt.html>
- Castro Santos, L., Silva, D., Rute Bento, A., Salvaçao, N., & Guedes Soares, C. (2020). Economic feasibility of floating offshore wind farms in Portugal. *Ocean Engineering*.
- CNMC. (12 de Diciembre de 2013). *¿Cómo funcionan las primas a la generación de energía en régimen especial?* Obtenido de <https://blog.cnmc.es/2013/12/12/como-funcionan-las-primas-a-la-generacion-de-energia-en-regimen-especial/>
- Crampsie, S. (19 de Abril de 2017). *France sets floating wind tariff*. Obtenido de <https://www.modernpowersystems.com/news/newsfrance-sets-floating-wind-tariff-5790891>
- Dansk Energi. (2019). *Electricity Price Outlook 2018*. Obtenido de [https://www.danskenergi.dk/sites/danskenergi.dk/files/media/dokumenter/2018-06/Electricity\\_Price\\_Outlook\\_2018.pdf](https://www.danskenergi.dk/sites/danskenergi.dk/files/media/dokumenter/2018-06/Electricity_Price_Outlook_2018.pdf)
- Deloitte. (2018). Obtenido de <https://www2.deloitte.com/es/es/pages/strategy/articles/descarbonizacion-eficiencia-energetica-electrificacion-nota-prensa.html>
- DNV GL. (Abril de 2019). *Offshore financing*. Obtenido de [https://www.een-canarias.org/wp-content/uploads/2019/05/17.-Financiacion-de-Parques-Eolicos-Marinos\\_Carlos-Albero.pdf](https://www.een-canarias.org/wp-content/uploads/2019/05/17.-Financiacion-de-Parques-Eolicos-Marinos_Carlos-Albero.pdf)
- DTU Wind Energy. (Enero de 2019). *Positioning of Danish offshore wind farms until 2030 – using Levelized Cost of Energy (LCOE)*. Obtenido de

[https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/170361655/MScThesisReport\\_GydeO\\_hlsen\\_revised\\_03\\_2019.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/170361655/MScThesisReport_GydeO_hlsen_revised_03_2019.pdf)

EIA. (Febrero de 2021). *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021*. Obtenido de [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity\\_generation.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf)

El Economista. (23 de Mayo de 2019). *La subasta eólica de Canarias reparte 55 millones para 25 parques*. Obtenido de <https://www.economista.es/empresas-finanzas/noticias/9895912/05/19/La-subasta-eolica-de-Canarias-reparte-80-millones-para-25-parques.html>

El Español, Diario de Avisos. (28 de Febrero de 2021). *Canarias puja por el mayor parque eólico flotante de España*. Obtenido de <https://diariodeavisos.lespanol.com/2021/02/canarias-puja-por-el-mayor-parque-eolico-flotante-de-espana/>

El periódico de la energía . (31 de Mayo de 2021). *Las subastas mundiales de energía eólica se recuperan con un aumento del 160% en el primer trimestre de 2021*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/las-subastas-mundiales-de-energia-eolica-se-recuperan-con-un-aumento-del-160-en-el-primer-trimestre-de-2021/>

El periódico de la energía. (30 de Mayo de 2018). *¿Cómo serán los precios de la electricidad en 2030? Podrían ser como los de hoy*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/como-seran-los-precios-de-la-electricidad-en-2030-podrian-ser-como-los-de-hoy/>

El periódico de la energía. (01 de Junio de 2020). *Greenalia lanza el primer parque de eólica marina flotante en España: tendrá 50 MW y estará situado en aguas de Canarias*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/greenalia-lanza-el-primer-parque-de-eolica-marina-flotante-en-espana-tendra-50-mw-y-estara-situado-en-aguas-de-canarias/>

El periódico de la energía. (13 de Mayo de 2021). *Canarias contará con 16 nuevos proyectos eólicos cofinanciados con fondos FEDER y que suman un total de 98 MW*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/canarias-contara-con-16-nuevos-proyectos-eolicos-cofinanciados-con-fondos-feder-y-que-suman-un-total-de-98-mw/>

El periódico de la energía. (26 de Enero de 2021). *Todo sobre la subasta de renovables: los precios y la potencia adjudicada de los ganadores*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/todo-sobre-la-subasta-de-renovables-los-precios-y-la-potencia-adjudicada-de-los-ganadores/>

- Energía y sociedad. (2018). 3.5. *Regulación española de las energías renovables*. Obtenido de <https://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables/>
- Enérgya-VM. (13 de Mayo de 2020). *¿Qué es el Levelized Cost of Energy (LCOE)?* Obtenido de <https://www.energyavm.es/que-es-el-levelized-cost-of-energy-lcoe/>
- EnergyPost.EU. (1 de Septiembre de 2020). *Europe could have subsidy-free Offshore Wind by 2023*. Obtenido de <https://energypost.eu/europe-could-have-subsidy-free-offshore-wind-by-2023/>
- Fernández Munguía, S. (08 de Enero de 2021). *Cómo funciona el mercado eléctrico y por qué, a pesar de que el precio a veces llegue a cero, apenas va a repercutir en nuestra factura*. Obtenido de <https://www.xataka.com/energia/como-funciona-mercado-electrico-que-a- pesar-que-precio-a-veces-llegue-a-cero- apenas-va-a-repercutir-nuestra-factura-1>
- Florian, K., Künt, F., Küster, F., & Schlosse, A. (12 de Julio de 2018). *The offshore-wind industry's moment of reckoning*. Obtenido de <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/the-offshore-wind-industrys-moment-of-reckoning>
- Ghigo, A., Cottura, L., Caradonna, R., Bracco, G., & Mattiazzo, G. (2020). Platform Optimization and Cost Analysis in a Floating Offshore Wind Farm. *Journal of Marine Science and Engineering*, 835.
- Gobierno de Canarias. (Octubre de 2020). *Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019*. Obtenido de <https://www.energiagrancanaria.com/wp-content/uploads/2020/10/anuarioelectricocanarias2019-pub.pdf>
- Hansen, A. M. (21 de Noviembre de 2019). Comunicación personal de Equinor. (J. S. Rodríguez, Entrevistador)
- INE. (2021). *Cálculo de variaciones del Índice de Precios de Consumo (sistema IPC base 2016)*. Obtenido de <https://www.ine.es/varipc/verVariaciones.do?idmesini=1&anyoini=2010&idmesfin=12&anyofin=2019&ntipo=1&enviar=Calcular>
- International Agency Organization (IEA). (2019). *Offshore Wind Outlook 2019*. Obtenido de <https://webstore.iea.org/offshore-wind-outlook-2019-world-energy-outlook-special-report>
- Invertia. El Español. (1 de Septiembre de 2020). *Europa podría tener energía eólica marina sin ayudas ni primas a partir de 2023*. Obtenido de

[https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20200901/europa-podria-energia-eolica-marina-sin-ayudas/517449108\\_0.html](https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20200901/europa-podria-energia-eolica-marina-sin-ayudas/517449108_0.html)

Invertia. El Español. (13 de Mayo de 2021). *Canarias sumará 16 nuevos parques eólicos cofinanciados con fondos FEDER*. Obtenido de

[https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20210517/canarias-sumara-nuevos-parques-eolicos-cofinanciados-feder/581692193\\_0.html](https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20210517/canarias-sumara-nuevos-parques-eolicos-cofinanciados-feder/581692193_0.html)

Kausche, M., Adam, F., Dahlaus, F., & Grobmanm, J. (2018). Floating offshore wind - Economic and ecological challenges of a TLP solution. *Renewable Energy*, 270 - 280.

Kömmerling. (12 de Junio de 2014). *Nuevo régimen de retribución para el sector de renovables*. Obtenido de <https://retokommerling.com/nuevo-regimen-de-retribucion-para-el-sector-de-renovables/>

Markets Insider. (05 de Agosto de 2021). *Natural Gas (Henry Hub)*. Obtenido de <https://markets.businessinsider.com/commodities/natural-gas-price>

Myhr, A., Bjerkseter, C., Agotnes, A., & Nygaard, T. (2014). Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. *Renewable Energy*, 714 - 728.

OCU. (02 de Octubre de 2018). *Cómo descifrar la factura de la luz*. Obtenido de <https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/consejos/como-descifrar-la-factura-de-la-luz>

Ojea, L. (2020 de Septiembre de 2020). *Europa podría tener energía eólica marina sin ayudas ni primas a partir de 2023*. Obtenido de [https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20200901/europa-podria-energia-eolica-marina-sin-ayudas/517449108\\_0.html](https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20200901/europa-podria-energia-eolica-marina-sin-ayudas/517449108_0.html)

OMIE. (2021). *Componentes precio final medio del mercado libre*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/average-final-prices/components-free-market?scope=interannual>

Pérez, E. (21 de Julio de 2021). *Por qué tenemos ya la luz más cara de la historia y qué soluciones se plantean para evitar que siga subiendo*. Obtenido de <https://www.xataka.com/energia/que-tenemos-luz-cara-historia-que-soluciones-se-plantean-para-evitar-que-siga-subiendo>

Powell, J. (Junio de 2021). Inflación en los Estados Unidos.

(Noviembre de 21 de 2019). Public Affair Lead - Principal Power. (J. Schallenberg Rodríguez, Entrevistador)

- Real Academia Española. (2020). *Diccionario de la lengua española, 23ª ed. [versión 23.4 en línea]*. Obtenido de <https://dle.rae.es>
- REE. (17 de Diciembre de 2020). *Las renovables alcanzan el 43,6% de la generación de energía eléctrica en 2020, su mayor cuota desde que existen registros*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2020/12/las-renovables-alcanzan-el-43-6-por-ciento-de-la-generacion-de-2020-su-mayor-cuota-desde-existen-registros>
- REE. (2021). *Generación T. Real Renovable VS Demanda real*. Obtenido de [https://www.esios.ree.es/es/analisis/10351?vis=1&start\\_date=01-01-2021T00%3A00&end\\_date=31-08-2021T23%3A50&compare\\_start\\_date=01-12-2020T00%3A00&groupby=day&compare\\_indicators=10004](https://www.esios.ree.es/es/analisis/10351?vis=1&start_date=01-01-2021T00%3A00&end_date=31-08-2021T23%3A50&compare_start_date=01-12-2020T00%3A00&groupby=day&compare_indicators=10004)
- REE. (2021). *Precio mercado spot diario España*. Obtenido de [https://www.esios.ree.es/es/analisis/600?vis=1&start\\_date=01-01-2015T00%3A00&end\\_date=31-12-2021T23%3A50&compare\\_start\\_date=01-01-2014T00%3A00&groupby=year&geoids=3](https://www.esios.ree.es/es/analisis/600?vis=1&start_date=01-01-2015T00%3A00&end_date=31-12-2021T23%3A50&compare_start_date=01-01-2014T00%3A00&groupby=year&geoids=3)
- REE. (05 de Agosto de 2021). *Término de facturación de energía activa del PVPC 2.0TD Canarias*. Obtenido de [https://www.esios.ree.es/es/analisis/1001?vis=1&start\\_date=01-06-2021T00%3A00&end\\_date=05-08-2021T23%3A50&compare\\_start\\_date=01-05-2021T00%3A00&groupby=day&geoids=8742](https://www.esios.ree.es/es/analisis/1001?vis=1&start_date=01-06-2021T00%3A00&end_date=05-08-2021T23%3A50&compare_start_date=01-05-2021T00%3A00&groupby=day&geoids=8742)
- Renovables Verdes. (17 de Diciembre de 2019). *Subastas renovables*. Obtenido de <https://www.renovablesverdes.com/subastas-renovables/>
- Ruiz, P. (27 de Noviembre de 2020). *Las eléctricas calculan que el precio de la luz se dispare más de un 50% hasta 2025*. Obtenido de <https://www.merca2.es/2020/11/27/precio-luz-endesa-iberdrola-electricidad-ribera/>
- Schallenberg Rodríguez, J., & García Montesdeoca, N. (2018). Spatial planning to estimate the offshore wind energy potential in coastal regions and islands. Practical case: The Canary Islands. *Energy*, 91-103.
- Selectra. (09 de Julio de 2021). *Factura de la luz: desglose y explicación de conceptos*. Obtenido de <https://selectra.es/energia/info/que-es/factura-luz>
- Siles Barrera, D. (2012). *Análisis coste beneficio aplicado a un proyecto de un parque eólico*. Obtenido de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5104/fichero/An%C3%A1lisis+Coste+Beneficio+Aplicado+a+un+Proyecto+de+un+Parque+E%C3%B3lico.pdf>

Sorensen, J., & Larsen, G. (6 de Agosto de 2018). *Towards the North Sea wind power revolution*.

Obtenido de

<https://pdfs.semanticscholar.org/26ec/45c5e27623eb1881dcbc2ee277378862fafa.pdf>

Valencia Plaza. (29 de Enero de 2019). *ACS inyectará 450 millones en Kincardine, el mayor parque eólico marino flotante*. Obtenido de <https://valenciaplaza.com/acs-inyectara-450-millones-enkincardine-el-mayor-parque-eolico-marino-flotante>

Van Haaren, R., & Fthenakis, V. (2011). GIS-based wind farm site selection using spatial multi-criteria analysis (SMCA); evaluating the case for New York State. *Renew Sustain Energy*, Rev 2011;15:332-40.

Wind Europe. (29 de Marzo de 2019). *Wind energy is the cheapest source of electricity generation*. Obtenido de <https://windeurope.org/policy/topics/economics/>