

# Proyecto Fin de Carrera Ingeniería de la Energía

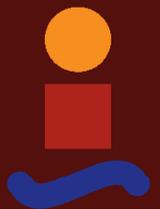
## Estudio de Implantación de un Parque Eólico Marino Flotante en la costa de Gran Canaria

Autor: Sergio Torres Sánchez

Tutor: Javier Serrano González

**Dpto. Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2023





Proyecto Fin de Carrera  
Ingeniería de la Energía

# Estudio de Implantación de un Parque Eólico Marino Flotante en la costa de Gran Canaria

Autor:

Sergio Torres Sánchez

Tutor:

Javier Serrano González

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2023



Proyecto Fin de Carrera: Estudio de Implantación de un Parque Eólico Marino Flotante en la  
costa de Gran Canaria

Autor: Sergio Torres Sánchez

Tutor: Javier Serrano González

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2023

El Secretario del Tribunal



*A mi familia*

*A mis maestros*



# Agradecimientos

---

Quiero agradecer a todas las personas que me han acompañado todos estos años, que de una forma u otra han contribuido con su granito de arena a que este proyecto ponga el punto final a una etapa, dando pie a otras que seguro compartiré con muchos de ellos.

A vosotros mamá, papá y Jaime por no dejar que me rindiese en los malos momentos en los que creía que no podía más y haber aguantado todos estos años en los que la carrera parecía que no tenía fin.

A mis abuelos que, aunque no todos vayan a poder ver el final del camino, estoy seguro de que se sentirían orgullosos de un nieto que les tenía un inmenso cariño, y en especial a mi abuela porque si no fuera por ese ventilador que más de una vez he maldecido, nada de esto hubiera pasado.

A los compañeros y amigos que he hecho tanto en la universidad como fuera de ellos, con los que espero poder seguir disfrutando de risas y momentos únicos.

Y como no podía ser de otra manera, gracias a ti Virginia, por ser mi apoyo constante y convertirte en un pilar fundamental tanto en los buenos como en los malos momentos.

De corazón, gracias a todos.

*Sergio Torres Sánchez*

*Sevilla, 2023*



## Resumen

---

Existe una clara problemática con el abastecimiento energético a nivel mundial, todavía hoy muy arraigado en el uso de combustibles fósiles como fuente principal de producción, por lo que es imprescindible el desarrollo de nuevas tecnologías para mitigar los claros efectos de este tipo de combustibles en nuestro planeta.

Es en ese intento de descarbonización y desarrollo sostenible del consumo energético global, donde aparecen las energías renovables como una alternativa clara para intentar revertir los evidentes efectos del cambio climático y lograr un futuro de lo más cercano a las cero emisiones.

El objetivo de este trabajo es el estudio global de implantación de un parque eólico marino con sistema de cimentación flotante, y demostrar su viabilidad económica a pesar de ciertos inconvenientes que presenta el litoral nacional en comparación a otros países donde su desarrollo ya es una realidad.

En concreto se realizará un estudio de viabilidad del emplazamiento tanto a nivel técnico como legislativo, un estudio de producción, el desarrollo de un parque completamente funcional y un balance económico para demostrar la viabilidad del proyecto en función de 3 escenarios de precios de venta en el mercado eléctrico.

Como meta del estudio se intenta demostrar el enorme potencial que tiene este tipo de tecnología en el litoral español y la gran contribución que podría suponer al panorama energético en nuestro país.



## Abstract

---

There is a clear problem with the energy supply worldwide, even today deeply rooted in the use of fossil fuels as the main source of production, so it is necessary to develop new technologies to minimize the clear effects of this type of fuels on our planet.

It is in this attempt to decarbonize and sustainable development of global energy consumption, where renewable energies appear as a clear alternative to try to reverse the obvious effects of climate change and achieve a future as close as possible to zero emissions.

The objective of this work is the global study of the implementation of an offshore wind farm with a floating foundation system, and to demonstrate its economic viability despite certain inconveniences that the national coast presents in comparison to other countries where its development is already a reality.

Specifically, a feasibility study of the location will be carried out, both at a technical and legislative level, a production study, the development of a fully functional park and an economic balance to demonstrate the feasibility of the project based on 3 sale price scenarios in the electric market.

The aim of the study is to demonstrate the enormous potential that this type of technology has on the Spanish coast and the great contribution that it could make to the energy panorama of our country.

<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xiv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xvi</b>
<b>Notación</b>	<b>xviii</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>19</b>
1.1 <i>Situación de las energías renovables</i>	21
1.1.1 Situación de las renovables en España	24
1.2 <i>Energía eólica</i>	27
1.2.1 Eólica en España	29
1.2.2 Eólica Off-shore	29
<b>2 Objetivos del proyecto</b>	<b>33</b>
<b>3 Zonas Aptas de implantación</b>	<b>34</b>
<b>4 Recurso eólico y batimetría</b>	<b>39</b>
4.1 <i>Demarcación Marina Noratlántica</i>	39
4.2 <i>Demarcación Marina Levantino-Balear</i>	40
4.3 <i>Demarcación Marina Estrecho y Alborán</i>	41
4.4 <i>Demarcación Marina Canaria</i>	42
4.5 <i>Conclusión de Emplazamiento</i>	43
<b>5 Accesibilidad del conexionado a la red</b>	<b>46</b>
<b>6 Diseño del parque eólico</b>	<b>48</b>
6.1 <i>Selección del modelo de aerogenerador</i>	48
6.2 <i>Selección de cimentación</i>	49
6.3 <i>Disposición de los aerogeneradores</i>	51
6.4 <i>Diseño de las infraestructuras de evacuación</i>	51
<b>7 Cálculo de producción</b>	<b>53</b>
7.1 <i>Distribución Weibull</i>	53
7.2 <i>Producción anual</i>	54
<b>8 Análisis económico de la planta</b>	<b>56</b>
8.1 <i>Ingresos brutos generados</i>	56
8.2 <i>Costes de implantación y operación</i>	57
8.3 <i>Cálculo de beneficios previo-impuestos</i>	61
8.4 <i>Beneficios netos y parámetros de inversión</i>	62
<b>9 Conclusiones</b>	<b>67</b>
<b>Referencias</b>	<b>68</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1: Características parcelas ZAPER demarcación noratlántica.....	36
Tabla 2: Características parcelas ZAPER demarcación levantino-balear.....	36
Tabla 3: Características parcelas ZAPER demarcación Estrecho y Alborán.....	37
Tabla 4: Características parcelas ZAPER demarcación canaria.....	38
Tabla 5: Características significantes de zonas ZAPER.....	44
Tabla 6: Datasheet aerogenerador SG 8.0-167DD.....	49
Tabla 7: Valores de frecuencia, factor de forma y escala del emplazamiento.....	53
Tabla 8: Producción de potencia mediante la aplicación de la distribución de Weibull.....	54
Tabla 9: Resultados de producción, factor de carga y rendimiento aplicados.....	55
Tabla 10: Ingresos generador por generación eléctrica.....	57
Tabla 11: Desglose de costes de implantación del parque diseñado.....	59
Tabla 12: Costes operacionales durante la vida útil del parque.....	60
Tabla 13: Valores de parámetros que afectan al LCOE.....	61
Tabla 14: Balance de beneficios antes de impuestos de la planta diseñada.....	63
Tabla 15: Balance de beneficios netos y flujos de cajas para los 3 escenarios planteados.....	64
Tabla 16: Valor de impuestos y porcentaje representativo en el coste de energía generada.....	64
Tabla 17: Valores indicativos del VAN y TIR para la viabilidad económica del proyecto.....	65
Tabla 18: Valores del VAN y TIR para los 3 escenarios planteados del proyecto.....	65

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1: Desglose por tipo de energía primaria a nivel mundial 2021.....	19
Figura 2: Desglose por tipo de energía a nivel mundial 2021.....	20
Figura 3: LCOE fuentes renovables periodo 2010-2021.....	22
Figura 4: Generación de fuentes renovables en diversas áreas globales.....	22
Figura 5: Desglose de producción eléctrica por fuentes renovables mundial.....	23
Figura 6: Porcentaje sobre la generación eléctrica total de las fuentes renovables por países.....	24
Figura 7: Desglose porcentual de la energía generada por fuentes en España.....	25
Figura 8: Potencia renovable instalada en España.....	26
Figura 9: Distribución de generación eléctrica por tecnología en España.....	26
Figura 10: Primer aerogenerador desarrollado por Charles F. Brush.....	27
Figura 11: Evolución del tamaño y potencia de los aerogeneradores hasta la actualidad.....	28
Figura 12: Desglose de generación por tecnología en la Unión Europea OECD.....	28
Figura 13: Generación renovable nacional por tecnología.....	29
Figura 14: Potencial técnico de la eólica marina frente a la demanda eléctrica anual del año 2018.....	30
Figura 15: Densidad media de potencia del viento para alturas de 100 metros.....	31
Figura 16: Batimetría de las costas europeas.....	31
Figura 17: Demarcaciones del litoral español recogidos en el POEM.....	34
Figura 18: Zonas ZAPER demarcación Noratlántica.....	35
Figura 19: Zonas ZAPER demarcación Levantino-balear.....	36
Figura 20: Zonas ZAPER demarcación Estrecho y Alborán.....	37
Figura 21: Zonas ZAPER demarcación Estrecho y Alborán.....	37
Figura 22: Batimetría demarcación noratlántica.....	39
Figura 23: Velocidad media viento demarcación noratlántica.....	40
Figura 24: Batimetría demarcación noratlántica.....	40
Figura 25: Velocidad media viento demarcación Levantino-Balear.....	41
Figura 26: Velocidad media viento demarcación Estrecho y Alborán.....	41

Figura 27: Batimetría demarcación Canaria.....	42
Figura 28: Velocidad media viento demarcación Canaria.....	42
Figura 29: Batimetría y recurso eólico parcela TEN-1.....	43
Figura 30: Batimetría y recurso eólico parcela GC-1.....	45
Figura 31: Sistema eléctrico costa este isla de Tenerife.....	46
Figura 32: Sistema eléctrico costa este isla de Gran Canaria.....	47
Figura 33: Cimentaciones fijas eólica marina.....	49
Figura 34: Estructuras flotantes eólica marina.....	50
Figura 35: Dirección proporcionales de viento para emplazamiento escogido.....	52
Figura 36: Coste representativo desglosado sobre el LCOE total de eólica marina flotante.....	58
Figura 37: Costes \$/KW instalado desglosado de eólica marina flotante.....	58
Figura 38: Gráfica representativa del payback para los 3 escenarios planteados previos impuestos.....	62
Figura 39: Gráfica representativa del payback para los 3 escenarios planteados.....	66

OPex: Costes operacionales.

CAPex: Costes de implantación.

FCR: Fixed charge rate.

AEP: Producción eléctrica anual.

VAN: Valor anual neto.

TIR: Tasa interna de retorno.

LCOE: Coste normalizado de la energía.

ZAPER: Zona de alto potencia para las energías renovables.

BAI: Beneficio antes de impuestos.

# 1 INTRODUCCIÓN

Debido al continuo crecimiento de la demanda energética en el mundo, y las innegables consecuencias que tiene el cambio climático en nuestro planeta, surge la necesidad de modificar el sistema de generación eléctrica, transicionando hacia tecnologías más respetuosas con el medio ambiente.

Fuentes primarias como el petróleo, el carbón o el gas natural empleado a escalas industriales en todo el planeta han demostrado la inviable continuidad de esta forma de producción a medio y largo plazo si queremos que la situación climatológica mundial se revierta.

Paralelamente y con el mismo propósito es indispensable el desarrollo no solo de tecnologías de generación más limpias, si no a su vez de mejorar la eficiencia de las mismas y de desacelerar o en la medida posible reducir el consumo energético en el mundo.

La energía eléctrica se ha convertido desde hace décadas en una fuente energética indispensable del mundo (10% del total); alimenta o es indispensable, para el funcionamiento de toda la tecnología moderna y colateralmente para la producción energéticas obtenidas del resto de fuentes. En la **Figura 1** se puede observar la división de fuentes de energía primaria consumidas actualmente:

Desglose por tipo de energía (2021) - Mtoe

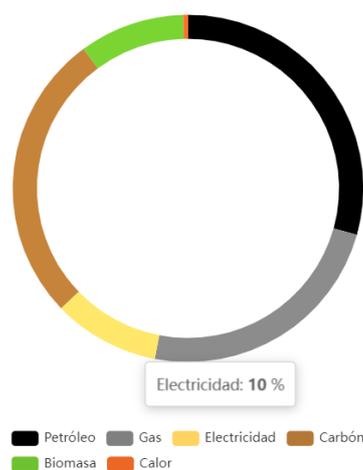


Figura 1: Desglose por tipo de energía primaria a nivel mundial 2021. [Fuente: EnerData]

A su vez, cobra vital importancia la forma de obtención de dicha energía eléctrica. No tendría lógica que dicha electricidad hubiese sido producida a partir de fuentes fósiles que conllevarían el nulo progreso hacia el culmen de un abastecimiento energético sostenible. Esta problemática ha mejorado en el final del pasado siglo y en el actual, pero dicha energía eléctrica completamente limpia aún solo representa alrededor del 26,49% del total a nivel global como se puede observar en la **Figura 2**.

World electricity generation mix by fuel, 1971-2019

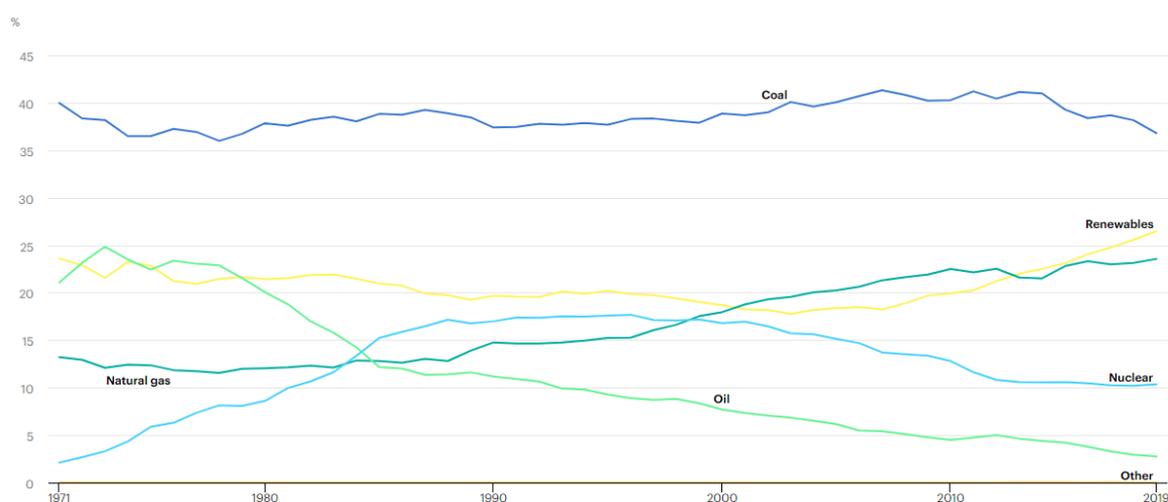


Figura 2: Desglose por tipo de energía a nivel mundial 2021. [Fuente: International Energy Agency]

Es por ello que desde hace décadas los países han invertido cada vez más en lograr un conjunto de fuentes de producción energética que logren descarbonizar el abastecimiento de electricidad, basándose principalmente en tecnologías semilimpias como la nuclear, donde aún se da el inconveniente de los residuos radioactivos, o tecnologías completamente limpias como son las energías renovables de diversos tipos; de fuentes solares como la fotovoltaica o la termo solar, de fuentes hidráulicas como son las centrales hidroeléctricas, fuentes orgánicas como la biomasa, o la energía eólica, objeto de estudio de este proyecto.

La energía eólica es una de las energías más antiguas empleadas por el hombre. Lo que en un principio fue un invento para aprovechar los vientos en zonas rurales de Afganistán del siglo VII para moler grano, se ha convertido en la fuente que suministra el 6% de la demanda eléctrica a nivel global.

Por definición la energía eólica es la energía que se obtiene a partir del viento, es decir, es el aprovechamiento de la energía cinética de las masas de aire. La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan desde zonas de alta presión atmosférica hacia zonas adyacentes de menor presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión y así poder generar energía.

Su aprovechamiento ha variado desde su aparición hace 1400 años, y aunque en el siglo pasado fuese relevante su uso para bombeo de agua en las actividades agrícolas y ganaderas, en la actualidad la mayoría de la explotación de la energía eólica en el mundo es para producción eléctrica.

Dentro de sus variantes se encuentran las centrales on-shore o situadas en tierra firme, donde en general las mejores zonas de vientos se encuentran en la costa debido a las corrientes térmicas entre el mar y la tierra, las grandes llanuras continentales, por razones parecidas, y las zonas montañosas, donde se producen efectos de aceleración local.

En el otro lado, encontramos la energía eólica off-shore o marina, situada en mares y océanos donde el relieve de la superficie es mínimo y es más eficiente el aprovechamiento de la energía del viento, en parte por el aumento de las dimensiones y consecuente potencia de los aerogeneradores instalados al no provocar ruido o impacto visual cercanos a núcleos urbanos. Pero es en este tipo de emplazamiento, donde el tipo y sobre todo el coste de la forma de cimentación en el lecho marino supone el mayor obstáculo a esta tecnología.

Como se podrá observar en puntos más adelante, la batimetría del fondo marino en la zona de implantación es un factor determinante para la viabilidad económica de la eólica off-shore. Por esta razón España, aún situándose como uno de los líderes de la eólica on-shore en el panorama mundial, por el rápido aumento de la profundidad del lecho marino cuando nos distanciamos de la costa, imposibilita los actuales sistemas de cimentación fija al lecho marino. Esto genera que nuestro país se sitúe en la cola del resto de países europeos, en especial los situados en la zona del Mar Báltico.

Con el desarrollo de la eólica off-shore flotante, esta tecnología brinda la oportunidad de implantar parques eólicos en zonas de mayor profundidad y abriendo una nueva frontera para aumentar la integración de energías renovables como principal forma de producción energética.

## 1.1 Situación de las energías renovables

Las energías renovables son un recurso limpio e inagotable de energía proveniente de diversas fuentes como el sol, la energía cinética del agua o del aire, la biomasa, etc. Se les denomina inagotables porque se obtienen de energías naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

La diferencia principal que tiene respecto a sus competidores como son los combustibles fósiles, es la nula producción de gases de efecto invernadero como es el CO<sub>2</sub> o emisiones contaminantes durante el proceso de generación eléctrica.

Desde finales del pasado siglo y comienzos de este, el desarrollo e implantación de tecnologías de energías renovables ha crecido enormemente debido principalmente a dos razones: la promoción de los propios gobiernos nacionales de disminuir la generación eléctrica a partir de fuentes no renovables y el abaratamiento de la energía producida por las diversas fuentes renovables por el puro desarrollo de la tecnología y la escalabilidad de los proyectos. En la **Figura 3** podemos observar como el LCOE (Levelized Cost of Energy) se ha reducido enormemente para tecnologías como la solar fotovoltaica (88,49%), la eólica on-shore (67,64%) o la eólica off-shore (60,10%).

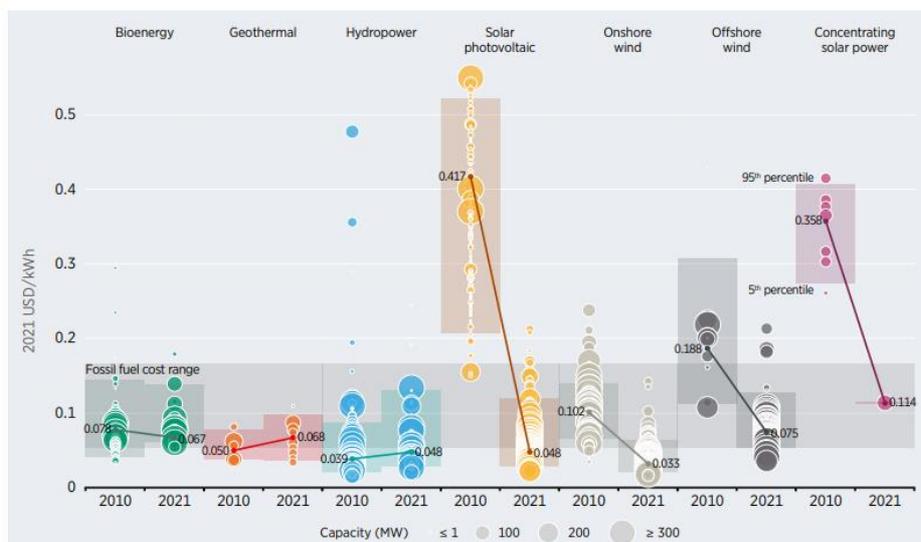


Figura 3: LCOE fuentes renovables periodo 2010-2021 [Fuente: International Renewable Energy Agency]

Estos dos factores han provocado el continuo crecimiento de las tecnologías renovables a nivel global, donde el volumen de energía generada por fuentes renovables ha alcanzado los 9398,4 TWh en el año 2023, un aumento del 69,4% con respecto al año 2000.

Este crecimiento es acentuado en zonas o áreas de mayor desarrollo económico, donde los sectores energéticos gozan del músculo económico para fomentar dicha transición energética. Estos crecimientos son palpables en los aumentos específicamente de Europa, Asia, Norte de África y Medio Oriente o Norte América como se observa en la **Figura 4**.

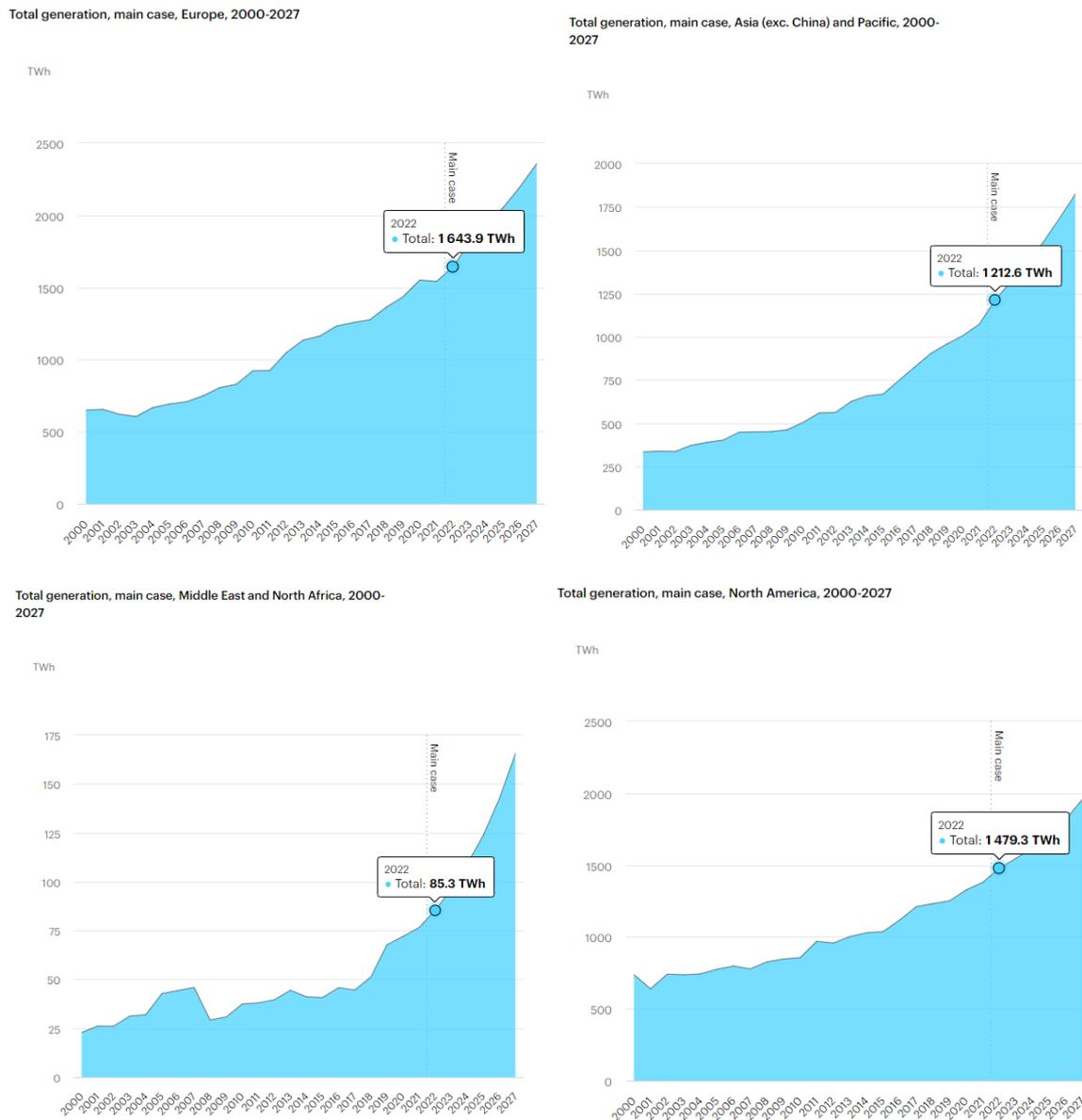


Figura 4: Generación de fuentes renovables en diversas áreas globales [Fuente: International Energy Agency]

Si hacemos un desglose por tecnologías renovables, encontramos una clara concordancia entre el abaratamiento de las tecnologías solares y eólicas dentro y el espectro de crecimiento. A pesar de esta reducción de costes, el primer lugar sigue siendo ocupado por la energía hidroeléctrica a nivel global, habiendo duplicado su producción en el periodo 2000-2020, fomentado principalmente en las enormes inversiones realizadas en el continente asiático o latinoamericano, que cuentan con cuencas hidrográficas de enormes caudales, permitiendo la instalación de gigantescas centrales hidroeléctricas como la Presa de Las 3 Gargantas en la cuenca del río Yangtsé o la Presa de Itaipú, en la frontera entre Brasil y Paraguay.

A pesar de ello, el aumento del desarrollo, reducción de coste y la inversión en energías como la solar o la eólica han modificado enormemente el mix energético de renovables en los últimos años, pasando cada una de estas de representar en el 2000 el 0,028 % y 1,11 % respectivamente, a alcanzar el 14,58% y 25,08%. En la **Figura 5** observamos este desarrollo gráficamente.

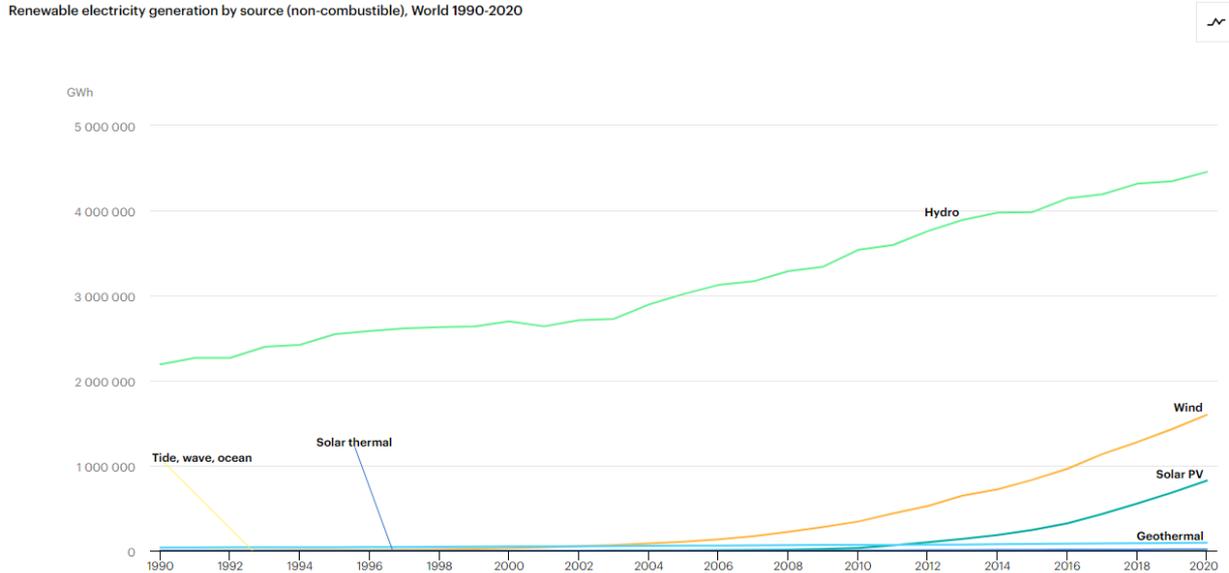


Figura 5: Desglose de producción eléctrica por fuentes renovables mundial [Fuente: International Energy Agency]

Esta situación ha llevado a que un importante número de países tengan al conjunto de energías renovables como su principal fuente de generación de energía eléctrica. Casos como el de Noruega en la que la generación renovable representa el 99% del total de la generación, demuestran el verdadero potencial y la posibilidad real de lograr una generación completamente limpia y sostenible, aunque esta se base fundamentalmente en la energía hidroeléctrica. Otros países como es el caso de España, que se sitúa en el top 10 de países en porcentaje de generación renovable dentro de su mix (**Figura 6**), cuentan de forma más diversificada, lo cual es igualmente positivo, con un enorme potencial para alcanzar dicho 100% de generación limpia.

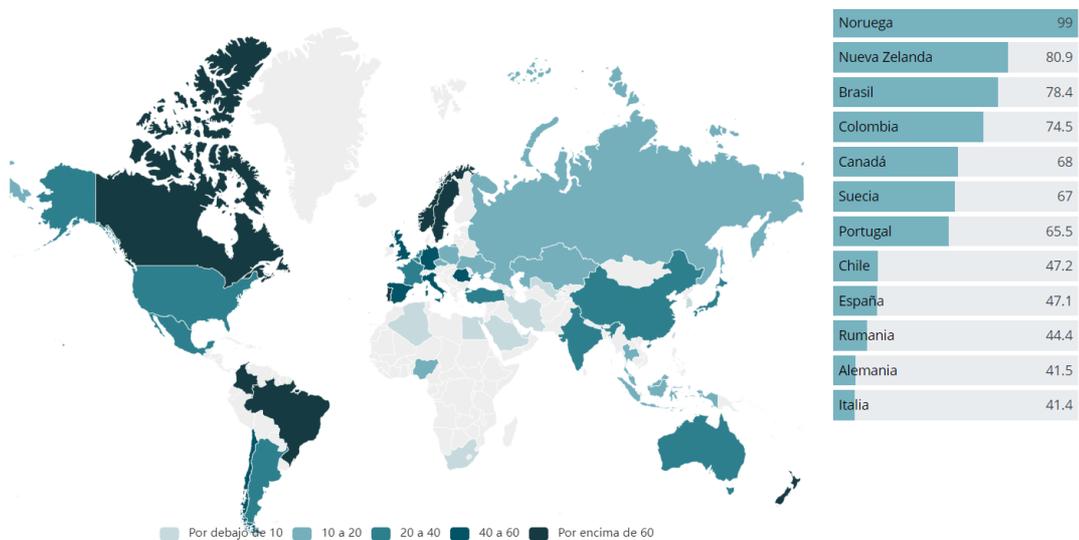


Figura 6: Porcentaje sobre la generación eléctrica total de las fuentes renovables global. [Fuente: EnerData]

### 1.1.1 Situación de las renovables en España

En el panorama nacional, la inercia tomada por las renovables es la misma que en el resto del mundo; energías como la hidroeléctrica, desde el pasado siglo fundamental para la generación eléctrica, junto con el aumento de implantación de parques de fuentes solares, tanto fotovoltaicos como termo solares (algunos innovadores en su día como la central solar de concentración PS10 de Abengoa en Sanlúcar la Mayor) y centrales eólicas on-shore, sitúan a España en la cabecera de países con mayor implantación y desarrollo de energías renovables en el mundo.

A comienzos de siglo, la principal fuente renovable era la hidroeléctrica, situándose en alrededor del 18% de la generación nacional, pero la práctica nula existencia de otras fuentes renovables provocaban que el mix estuviese fuertemente arraigado al empleo de combustibles fósiles para complementar dicha generación. Si bien la hidroeléctrica ya contaba con un porcentaje importante, fuentes no renovables como el carbón suponían una tremenda fuente de contaminación con un 36,6 %, u otras como el gas natural o el petróleo un 9,1 % y 10,2 %.

Share of renewables, low-carbon sources and fossil fuels in power generation, Spain 1990-2021

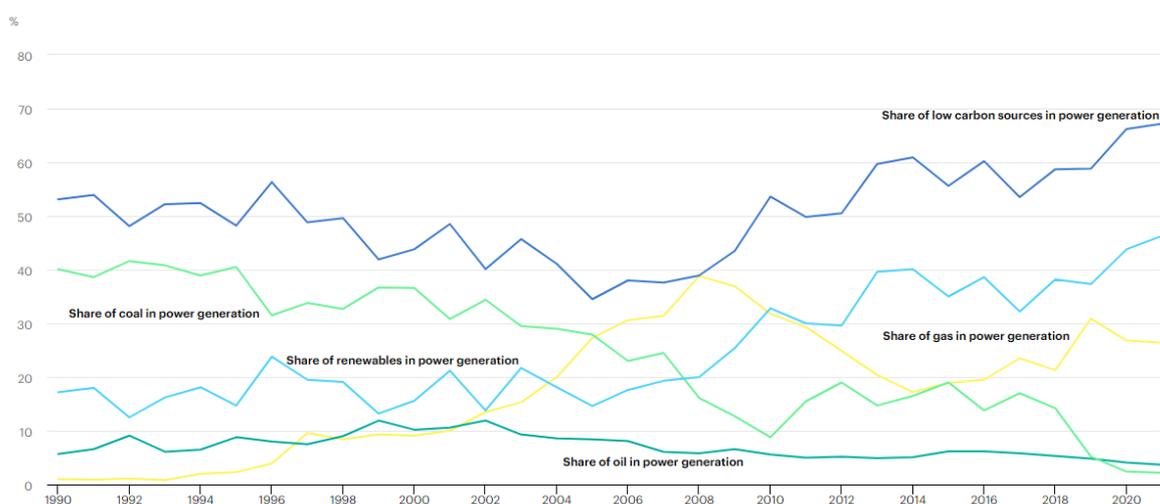


Figura 7: Desglose porcentual de la energía generada por fuentes en España [Fuente: International Energy Agency]

Debido al cambio de rumbo adoptado por la mayoría de países, en los que se incluye España, a partir de los diferentes tratados climáticos como el Protocolo de Kioto o el Acuerdo de París, la mayoría de gobiernos mundiales, en mayor o menor medida, empiezan a transicionar ciertos sectores de su economía para intentar adaptarse a las medidas propuestas.

España firma ambos convenios y desde comienzos de los 2000 ha promovido mediante beneficios fiscales y legislación adaptada a las nuevas tecnologías, la implantación de energías renovables para lograr la descarbonización del sector de la generación eléctrica. Hasta el año 2022 las renovables gozaban incluso de una retribución en función de la potencia y energía generada.

En el periodo 2000-2022 con el abaratamiento de los costes de implantación debido junto al gran aumento del precio del MWh en el mercado eléctrico en los últimos años, tecnologías como la eólica y la fotovoltaica han crecido exponencialmente. Mientras en el año 2000 la capacidad de tecnologías renovables instalada era de 20,5 GW, en el año 2022 la capacidad se ha casi triplicado hasta los 74,6 %, y las expectativas para el año 2027 son de 124,5 GW en el caso de una inercia de crecimiento como el actual, y hasta 147,2 GW en los casos más favorables como Podemos ver en la **Figura 8**.

Total capacity, main and accelerated case, Spain, 2000-2027

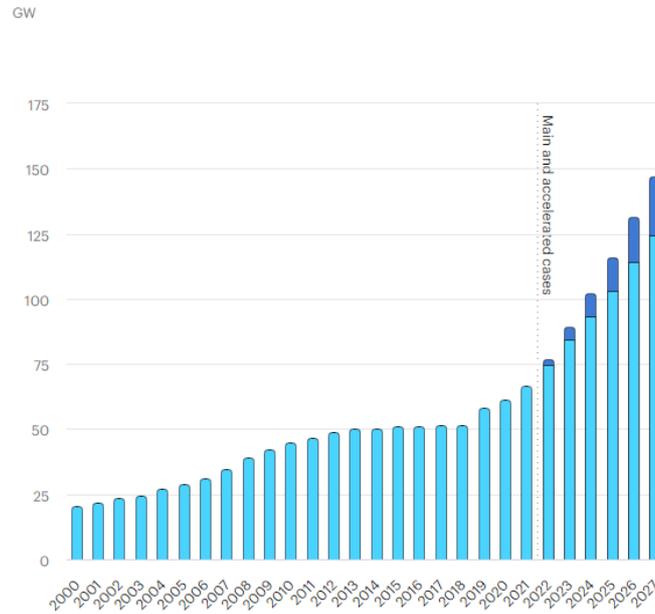


Figura 8: Potencia renovable instalada en España [Fuente: International Energy Agency]

Si atendemos a la producción individualizada de cada tecnología, basándonos en datos de Red Eléctrica de España, las energías renovables en el año 2022 generaron 116.683 GWh, es decir un 42,2%, a tan solo 15,5 puntos porcentuales de las fuentes no renovables, aunque cabe mencionar que años anteriores ha llegado a colocarse a tan solo 6 puntos porcentuales.

**ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN POR TECNOLOGÍAS (GWh) | SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional**

Del 2018 al 2022

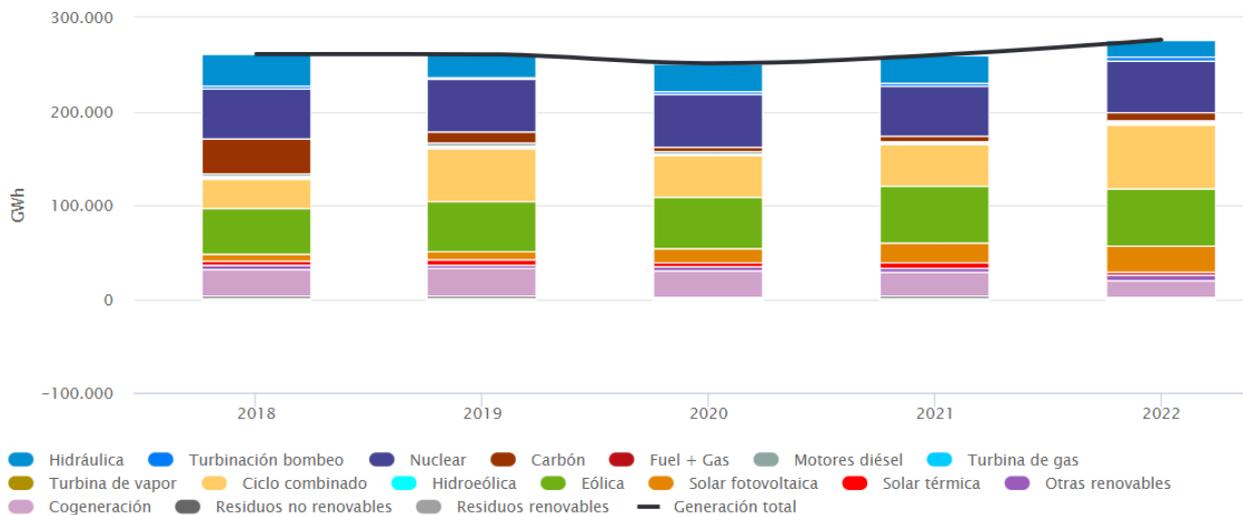


Figura 9: Distribución de generación eléctrica por tecnología en España [Fuente: Red Eléctrica de España]



## 1.2 Energía eólica

La energía eólica se basa en el aprovechamiento de la energía del viento a partir de los denominados aerogeneradores, generadores eléctricos que transforman la energía cinética en energía mecánica a través de una hélice de palas aerodinámicas, y mediante un alternador en energía eléctrica alterna.

Durante los siglos XVII y XIX los inmigrantes europeos que llegaban a Norte América se llevaron consigo el conocimiento y aplicaciones de la energía del viento. Fue en 1887 cuando Charles F. Brush construyó lo que hoy en día se considera el primer aerogenerador de la historia.

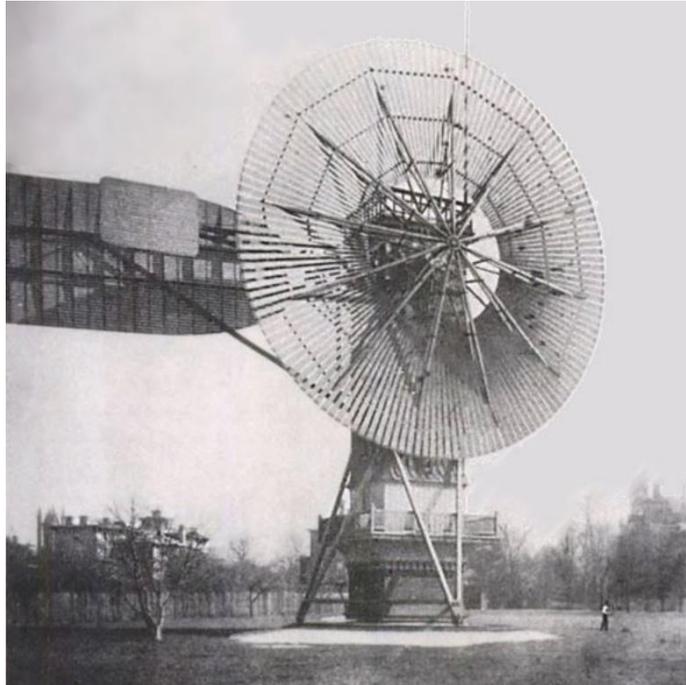


Figura 10: Primer aerogenerador desarrollado por Charles F. Brush [Fuente: Artículo sobre la historia de la eólica hecho por Siemens Gamesa]

Más tarde en 1889 el científico danés Poul La cour mejoró la turbina eólica de Charles, al darse cuenta de los mejores resultados al reducir el número de palas y aumentaba la producción eléctrica. Su diseño está considerado como el primer generador eólico moderno.

El principal desarrollo de esta tecnología tuvo lugar en Dinamarca, donde en 1941 se instaló la primera turbina con una potencia superior a 1 MW. Sin embargo, el impulso del desarrollo se paralizó hasta crisis del petróleo de la década de los 70. Desde ese entonces se empezó a pensar en un modelo de generación más diversificado que permitiese el abastecimiento seguro de electricidad sin la cada vez mayor dependencia del petróleo.

A partir de la última década del siglo XX fue cuando comenzó la verdadera implantación de parques eólicos funcionales y económicamente viables para la generación eléctrica. La búsqueda de las mejores zonas de implantación junto con un aumento de los tamaños de los aerogeneradores para una mayor eficiencia de captación de energía ha derivado en la existencia de parques eólicos que superan el GW de potencia instalada y con aerogeneradores que alcanzan los 15 MW de potencia.

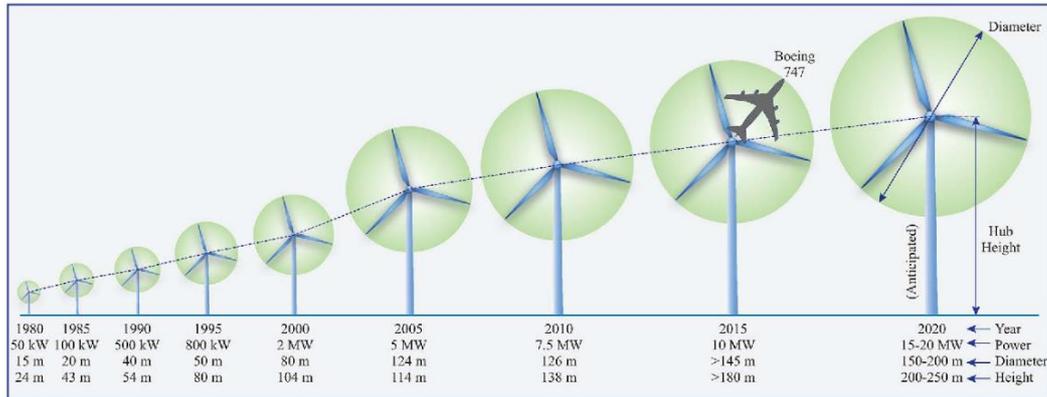


Figura 11: Evolución del tamaño y potencia de los aerogeneradores hasta la actualidad [Fuente: *High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies*, V. Yaramasu]

Actualmente la energía eólica se sitúa a nivel global, como quinta fuente de generación eléctrica tan solo por detrás de la energía hidroeléctrica como competidora renovable, con una generación de aproximadamente 1.598 TWh en el año 2020. Si focalizamos este análisis en áreas de mayor desarrollo económico, donde pierden fuerza las fuentes fósiles como energía contaminante pero barata, en Europa la tecnología eólica supone aproximadamente algo más del 18% (497 TWh en 2020) de la generación eléctrica, superando ya al carbón (fuente principal hasta los anterior mencionados tratados climáticos), y lo más importante, con una previsión de producción de 676,1 TWh para 2027, es decir un 70% más en tan solo 7 años.

Electricity generation by source, OECD Europe 1990-2020

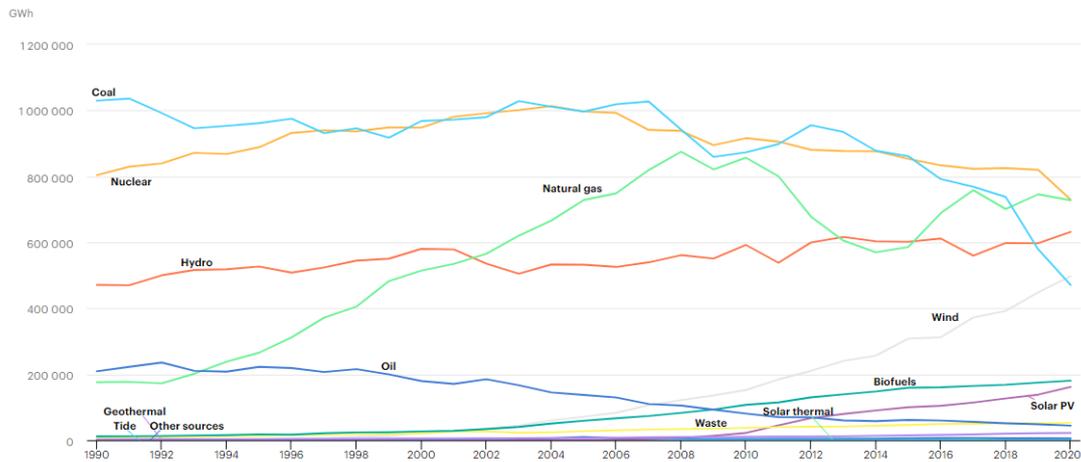


Figura 12: Desglose de generación por tecnología en la Unión Europea OECD [Fuente: International Energy Agency]

Es por ello del verdadero potencial y la importancia de la inversión y desarrollo de esta tecnología para lograr un mix energético sostenible y asequible.

### 1.2.1 Eólica en España

La energía eólica en España es la principal fuente de energía limpia del sistema de generación eléctrico nacional. Durante los años 2000 a 2020, la generación anual de la industria eólica ha pasado desde unos desapercibidos 4727 GWh en comparación al resto de tecnologías de generación, a ser la segunda principal fuente de producción eléctrica en el año 2020 si agrupamos todas las tecnologías derivadas del gas natural con una generación de 54.906 GWh.

Esto igualmente la convierte en la energía renovable predominante, suponiendo el 52,4 % de la energía limpia generada en nuestro país, y habiendo llegado a alcanzar la cuota del 56,6 % en el año 2017 según fuentes de REE.

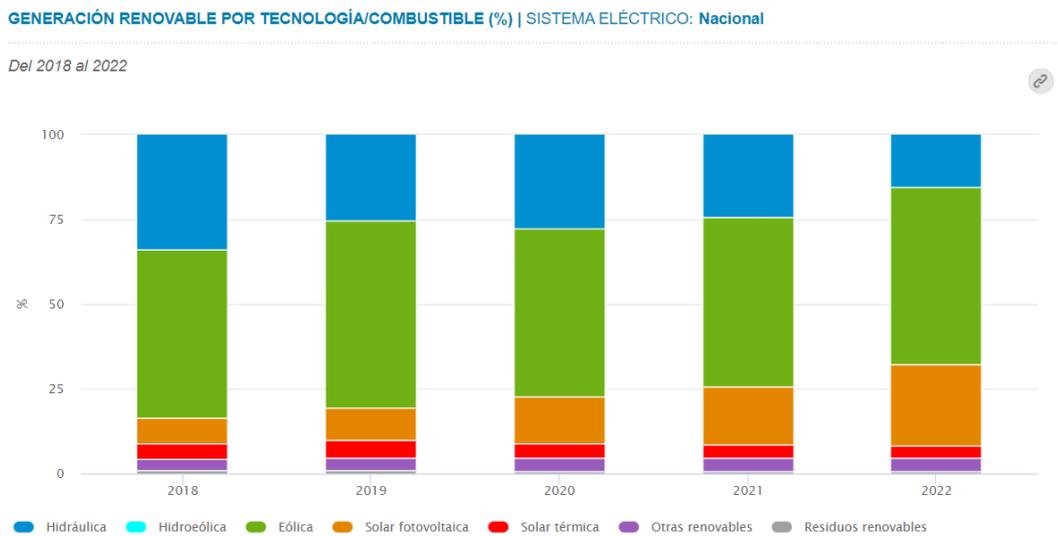


Figura 13: Generación renovable nacional por tecnología [Fuente: Red Eléctrica de España]

El desarrollo de la eólica en nuestro país empezó a desarrollarse enormemente a comienzos de los 2000, con una legislación que incentivaba la investigación y las inversiones en este sector mediante primas y excepciones fiscales.

Para el año 2007 el sector eólico ya tenía una capacidad instalada de 14,8 GW, traduciéndose en el 20% de la generación eólica global. Además, en el año 2009 superaba ya a una de las principales fuentes fósiles como era el carbón. A partir de dicho año la eólica ha ido creciendo de forma muy acelerada, pasando de los 2,2 GW de capacidad instalada, a preverse una capacidad instalada para el año 2027 de unos 39,2 GW en los que aún tendrían que sumarse la previsible la apertura de la frontera de la eólica off-shore en el litoral español.

### 1.2.2 Eólica Off-shore

Como antes se explicó, dentro de las variantes de la tecnología eólica encontramos dos grandes subgrupos; la energía eólica on-shore o situada en tierra firme y la eólica off-shore situada en mares y océanos donde la densidad energética del viento es mayor.

Actualmente la proporción entre una tecnología y otra es claramente favorable para la instalada en tierra, con el 92,7 % de la potencia instalada en el mundo, frente al 7,3 % de la eólica marina. Si es cierto que las comparativas entre una y otra empiezan a ganar peso para la off-shore cuando aun así la producción de una y otra varía hasta el 10,5 % de la marina. Esto se debe principalmente a las ya mencionadas mejores condiciones que ofrece el emplazamiento marino, que puede alcanzar un 30% más de eficiencia frente a la terrestre.

En un estudio realizado en 2018, se analizó el potencial de generación que tendría la eólica marina en comparación a la energía eléctrica demandada por diversos países o zonas. La mayoría de los resultados son muy prometedores, pero para el caso de la Unión Europea el resultado del estudio es excepcional, pudiendo dicha tecnología suplir la demanda anual de la UE 11,7 veces. En la **Figura 14** podemos observar la demanda eléctrica de la Unión Europea en 2018 en azul claro (2.884 TWh) , y la producción que podría llegar a alcanzar la eólica off-shore (33.844 TWh).

Offshore wind technical potential and electricity demand, 2018

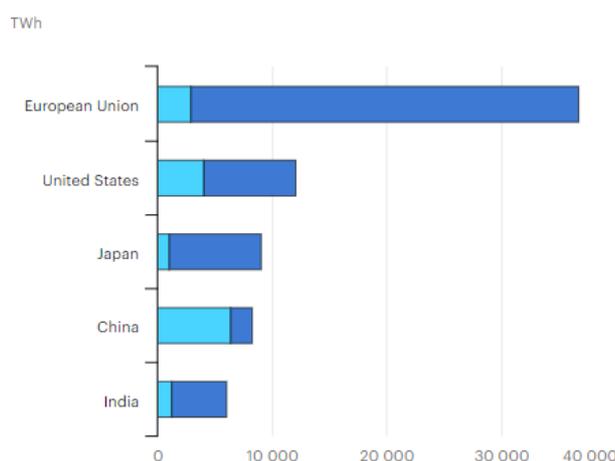


Figura 14: Potencial técnico de la eólica marina frente a la demanda eléctrica anual del año 2018. [Fuente: International Energy

Esto a supuesto un aumento de la inversión en este tipo de parques principalmente en la zona del Mar del Norte, donde países como Reino Unido, Países Bajos, Dinamarca o Alemania tengan implantados a día de hoy, grandes parques marinos completamente funcionales con potencias superiores al centenar de MW. El caso más interesante es el de Reino Unido, donde las previsiones indican que para 2025, la capacidad instalada marina (19,1 GW) supere a la instalada en tierra firme (17,5 GW).

Pero haciendo una breve investigación sobre el porqué son estos países situados a orillas del Mar del Norte los pioneros en la instalación de grandes parques marinos, la respuesta es bastante clara; las profundidades del lecho marino en la zona del Mar del Norte oscilan entre los 20 y 50 metros de profundidad en áreas no muy alejadas de las costas. Esto favorece el empleo de cimentaciones fijas, de menor coste y mayor facilidad a la hora del estudio de viabilidad técnica de las plantas. también cabe mencionar las excelentes condiciones de viento que goza el Mar del Norte, aumentando enormemente la rentabilidad y producción de las centrales eólicas instaladas.

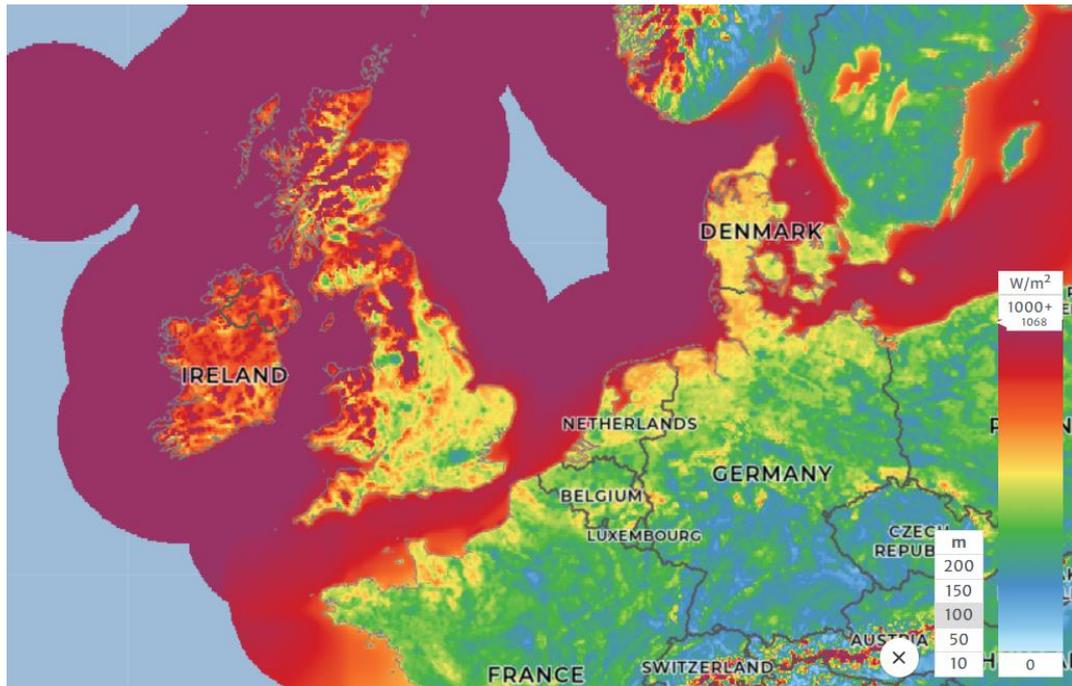


Figura 15: Densidad media de potencia del viento para alturas de 100 metros [Fuente: Global Wind Atlas]

Pero no es solo el Mar del Norte la única zona de excelentes recursos eólicos para la implantación de parques off-shore. Zonas como la costa atlántica y mediterránea francesa, la costa noroeste de España o el estrecho de Gibraltar cuentan igualmente con recurso eólico de gran potencial, pero es aquí donde aparece el principal problema de la instalación de parque eólicos marinos en la mayoría del litoral español o francés, ambos con un enorme potencial eólico off-shore, las profundidades marinas.



Figura 16: Batimetría de las costas europeas [Fuente: Global Wind Atlas]

---

A diferencia de la ya mencionada área del Mar del Norte, a las pocas decenas de kilómetros de adentrarnos mar adentro en la costa española, la profundidad del lecho marino aumenta enormemente, imposibilitando la implantación de los parques eólicos instalados en países como UK o Alemania. Esto se debe principalmente a los enormes costes materiales que supondría el tipo de cimentación fijo empleado en estos países en la eólica off-shore.

Es por esta razón, que para situaciones como la que se produce en el litoral español sea indispensable el empleo de cimentaciones o subestructuras flotantes con la meta de abaratar los costes y que la tecnología sea competitiva frente a sus hermanas terrestre o marina fija.

Según el Anuario Eólico 2022 elaborado por la Asociación Empresarial Eólica, el desarrollo de este sector en España estaría ligado de manera inequívoca a la implantación de la eólica marina flotante. Según las previsiones, se espera que para 2030 la capacidad instalada oscile entre 1-3 GW de capacidad. Esto se debe no solo al potencial de ciertas zonas de nuestro litoral en lo referido a recurso eólico, si no que el sector eólico en España con empresas como Siemens Gamesa (líder global de capacidad instalada) o Navantia (una de las principales empresas de fabricación de estructuras de cimentación para instalación de eólica off-shore a nivel global) facilitan y abaratan aún más el desarrollo de esta tecnología en nuestro país.

Conjuntamente, el despegue de la eólica off-shore en España conllevaría no solo una tremenda oportunidad para el ya puntero sector, sino también el consecuente auge de toda la cadena logística y productiva en otros sectores con los que existe sinergia directa o indirecta.

## 2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

---

El objetivo del presente proyecto es el desarrollo completo de la implantación de un parque eólico marino flotante en la costa nacional siguiendo un proceso de análisis económico, legal y técnico que verifique la verdadera viabilidad del desarrollo de esta tecnología en nuestro país.

Para dicho desarrollo se han acometido una serie de investigaciones y análisis, que han ido paso a paso modelando la realidad del parque objetivo. A modo de resumen podríamos dividir los pasos seguidos en la constatación del objetivo:

- Zonas legislativamente habilitadas para el desarrollo de la eólica marina: El estado español recoge en un documento recientemente actualizado llamado Plan de Ordenación de los Espacios Marítimos, las zonas de uso prioritario y de alto potencial de las posibles actividades realizables en el ámbito marítimo de las 5 demarcaciones existentes en el litoral español. Dentro de este documento oficial se recogen las zonas habilitadas para la posible implantación de eólica marina.
- Estudio de recurso eólico y batimetría de las posibles zonas habilitadas: Para el mayor rendimiento y viabilidad técnica del parque, se analiza mediante bases de datos ofrecidos por instituciones orientadas al estudio del sector, las zonas de mejor sinergia entre recurso eólico y profundidad del lecho marino. Se buscarán zonas con velocidades mayores a 6,5 m/s y profundidades lo mínimo posible para abaratar los costes de cimentación.
- Accesibilidad del conexionado de la línea de evacuación: Estudio de la existencia de la infraestructura eléctrica necesaria para el viable conexionado del parque con el sistema de distribución del sistema eléctrico y trazado de la línea de evacuación.
- Selección de aerogenerador y dimensionamiento del parque: Para la localización geográfica del parque, estudio de aerogenerador a implantar, dimensionamiento del parque y disposición de los aerogeneradores.
- Cálculo de producción: En base a los datos del recurso eólico del emplazamiento y resto de decisiones de los puntos anteriores, estimación de la producción del parque durante su vida útil.
- Análisis de beneficios generados, costes de implantación y viabilidad económica: Con la producción estimada anual del parque, se calculan los beneficios generados para 3 posibles escenarios. Se realiza un cálculo de costes reales de implantación, obteniendo el denominado LCOE (Levelized Cost of Energy) del parque. Finalmente se estudiará la viabilidad económica del parque para cada uno de los escenarios, realizando un balance de beneficios generados teniendo en cuenta las amortizaciones e impuestos aplicables. Con los resultados obtenidos, se calcularán los criterios de inversión VAN y TIR para sacar las conclusiones pertinentes sobre la viabilidad económica del proyecto.

## 3 ZONAS APTAS DE IMPLANTACIÓN

Cuando hablamos de zonas aptas de implantación, nos referimos a emplazamientos donde la legislación vigente contempla la posible construcción de parque eólicos marinos. Estas zonas son el resultado de un análisis gubernamental teniendo en consideración muchos factores que afectan al litoral nacional.

El Plan de Ordenación del Espacio Marítimo, aprobada su última versión en febrero de 2023, es el documento resultado de dicho análisis. Se entiende como el proceso mediante el cual las autoridades competentes analizan y organizan las actividades humanas en las zonas marinas con el fin de alcanzar objetivos sociales, económicos y ecológicos.

Dicha ordenación divide el litoral español en 5 demarcaciones:

- Demarcación Noratlántica.
- Demarcación Levantino-Balear.
- Demarcación Estrecho y Alborán.
- Demarcación Sudatlántica.
- Demarcación Canaria.



Figura 17: Demarcaciones del litoral español recogidos en el POEM [Fuente: Ministerio para la transición ecológica y el resto de demográfica]

Dentro de estas demarcaciones existen dos tipos de zonas: zonas de uso prioritario y zonas de alto potencial. Para todas las demarcaciones, menos para la demarcación sudatlántica, existen “zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina (ZAPER)”.

Las zonas identificadas con esta categoría se han definido por su alta idoneidad para el posible despliegue de infraestructuras para el aprovechamiento de energía eólica marina de carácter comercial, sin perjuicio de que tales proyectos puedan contemplar hibridaciones con otras tecnologías renovables marinas.

Estas zonas cumplen con los siguientes criterios técnicos:

- El recurso eólico es idóneo para explotación comercial, al alcanzar valores superiores a 7,5 m/s de velocidad de viento, a 100 m de altura para las cuatro demarcaciones marinas peninsulares, y a 140 m de altura en la demarcación canaria.
- La profundidad no supera los 1000 m.
- A ser posible, se encuentran próximas a una zona en tierra con las infraestructuras eléctricas adecuadas para la evacuación de la energía generada.
- Han sido delimitadas como tal en estos planes.

También cumplen con el criterio de no encontrarse ubicadas en zonas identificadas como incompatibles, o como “prohibición de instalar eólica (tanto si es pivotada como flotante)” según los criterios propuestos por la Dirección General de Biodiversidad, Bosques y Desertificación, del MITERD.

Haciendo uso del Visor de Información Geográfica Marina “*Infomar*”, podemos observar las zonas ZAPER para las diversas demarcaciones:

- Demarcación Marina Noratlántica:

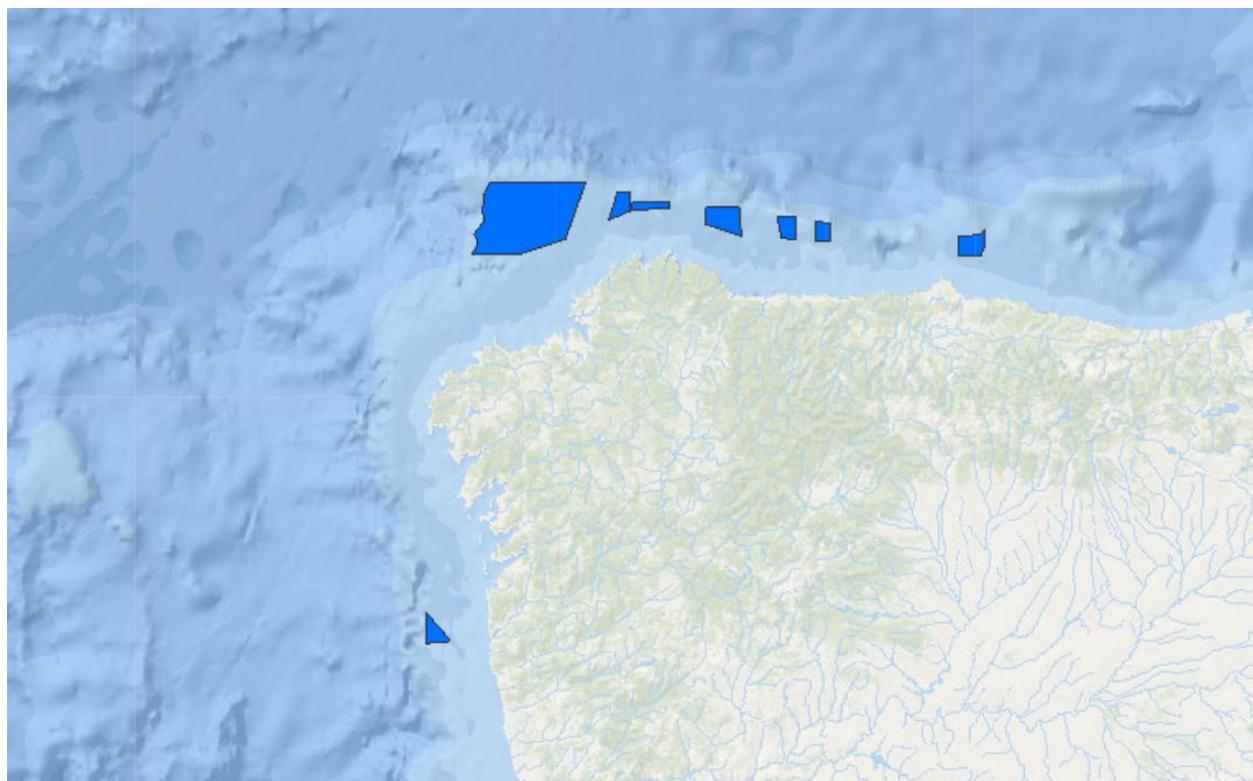


Figura 18: Zonas ZAPER demarcación Noratlántica [Fuente: Visor Infomar, MITECO]

DEMARCACI3N MARINA NORATLÁNTICA		
PARCELA	SUPERFICIE (km <sup>2</sup> )	DISTANCIA A COSTA (km)
NOR-1	117,63	23
NOR-2	1806,41	30,33
NOR-3	112,97	23,39
NOR-4	77,7	23
NOR-5	236,29	20,53
NOR-6	104,98	30,49
NOR-7	80,18	29,44
NOR-8	152,45	13,45

Tabla 1: Características parcelas ZAPER demarcación noratlántica.

- Demarcación Marina Levantino-Balear:

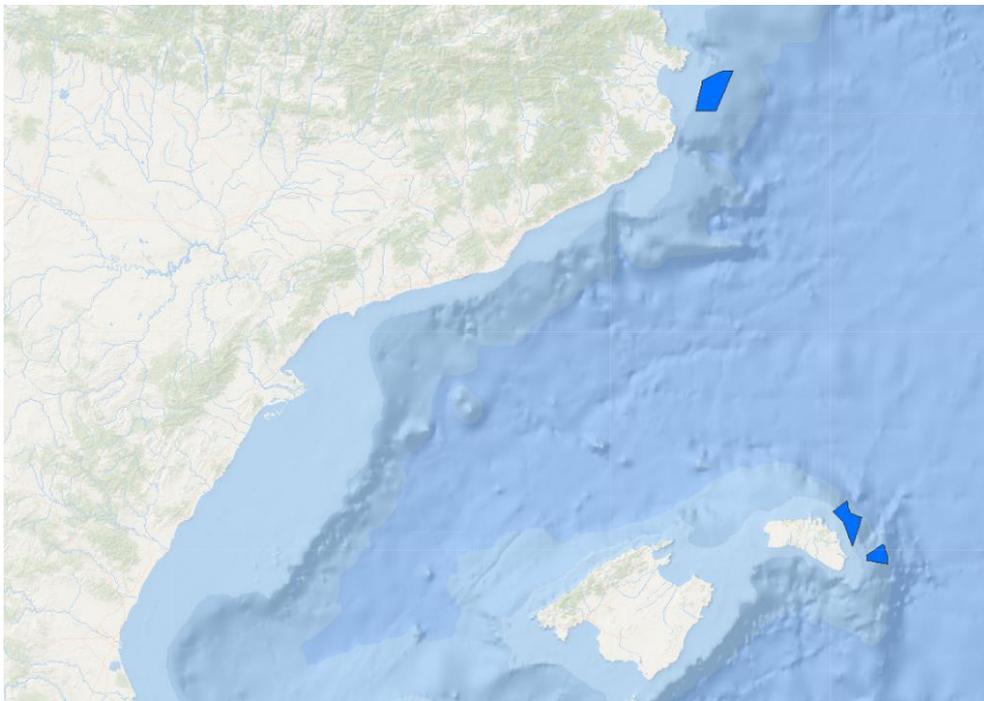


Figura 19: Zonas ZAPER demarcación Levantino-balear [Fuente: Visor Infomar, MITECO]

DEMARCACI3N MARINA LEVANTINO BALEAR		
PARCELA	SUPERFICIE (km <sup>2</sup> )	DISTANCIA A COSTA (km)
LEBA-1	249,99	14,54
LEBA-2	147,35	5,08
LEBA-3	77,65	10,87

Tabla 2: Características parcelas ZAPER demarcación levantino-balear.

- Demarcación Marina del Estrecho y Alborán:

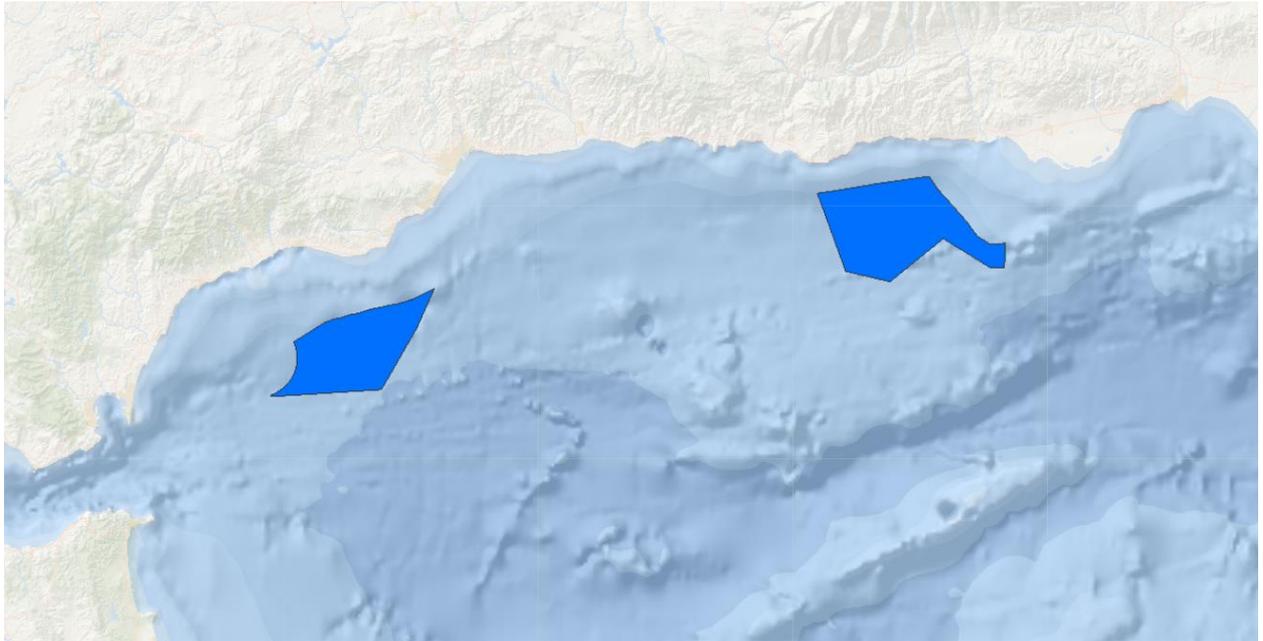


Figura 20: Zonas ZAPER demarcación Estrecho y Alborán [Fuente: Visor Infomar, MITECO]

DEMARCACIÓN MARINA ESTRECHO Y ALBORÁN		
PARCELA	SUPERFICIE (km <sup>2</sup> )	DISTANCIA A COSTA (km)
ESAL-1	534,24	13,58
ESAL-2	688,37	7,41

Tabla 3: Características parcelas ZAPER demarcación Estrecho y Alborán.

- Dentro de la Demarcación Marina Canaria:

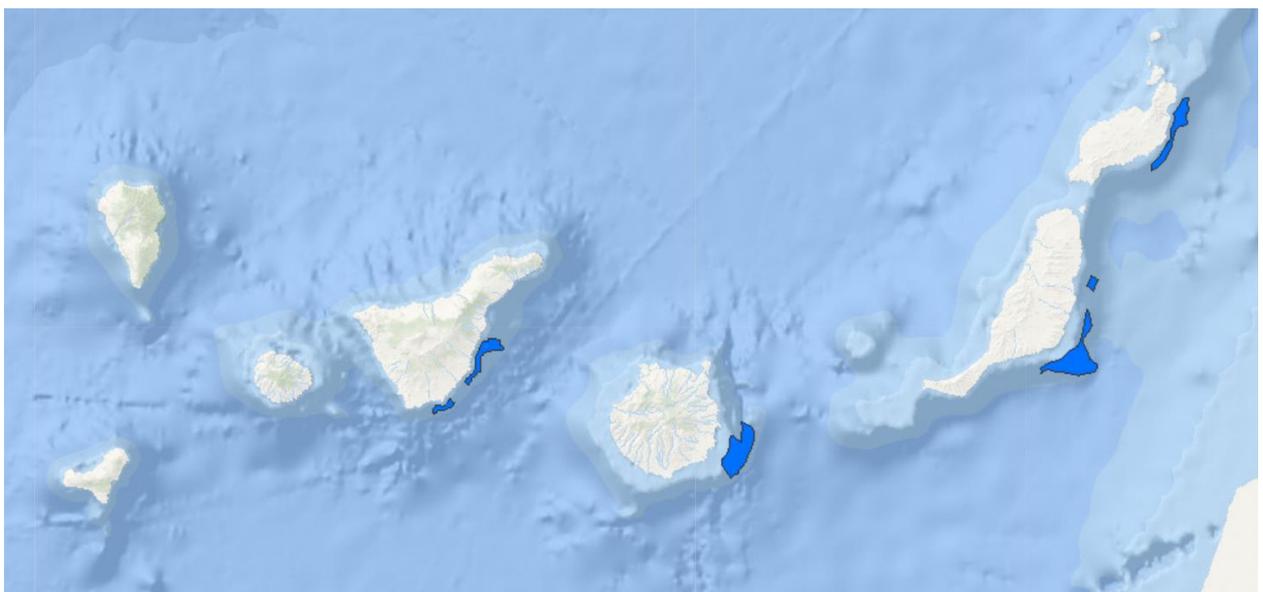


Figura 21: Zonas ZAPER demarcación Estrecho y Alborán [Fuente: Visor Infomar, MITECO]

DEMARCACIÓN MARINA CANARIA		
PARCELA	SUPERFICIE (km <sup>2</sup> )	DISTANCIA A COSTA (km)
CAN_TEN1	21,32	1,98
CAN_TEN2	70,78	2,11
CAN_GC1	163,89	6,61
CAN_FV1	192,24	5,6
CAN_FV2	16,25	5,68
CAN_LANZ1	97,39	2,06

Tabla 4: Características parcelas ZAPER demarcación canaria.

## 4 RECURSO EÓLICO Y BATIMETRÍA

Conociendo las zonas ZAPER de las 4 demarcaciones analizadas en el punto anterior, a continuación se realiza un estudio del recurso eólico con el objetivo de conocer el potencial de generación de cada zona, al igual que un estudio de batimetría, fundamental ya que los costes de anclaje al lecho marino están ligados directamente a dicha profundidad.

### 4.1 Demarcación Marina Noratlántica

Dentro de la demarcación noratlántica contamos con un total de 8 parcelas. Si hacemos uso del visor *Infomar*, podemos observar que las profundidades de la mayoría de las parcelas rondan entre los 100 metros y los 200 a excepción de la parcela de mayor superficie donde la profundidad varía desde los 200 a los 2000 metros de profundidad. A excepción de la parcela de mayor profundidad el resto de parcelas se consideran técnicamente viables para la implantación del parque.

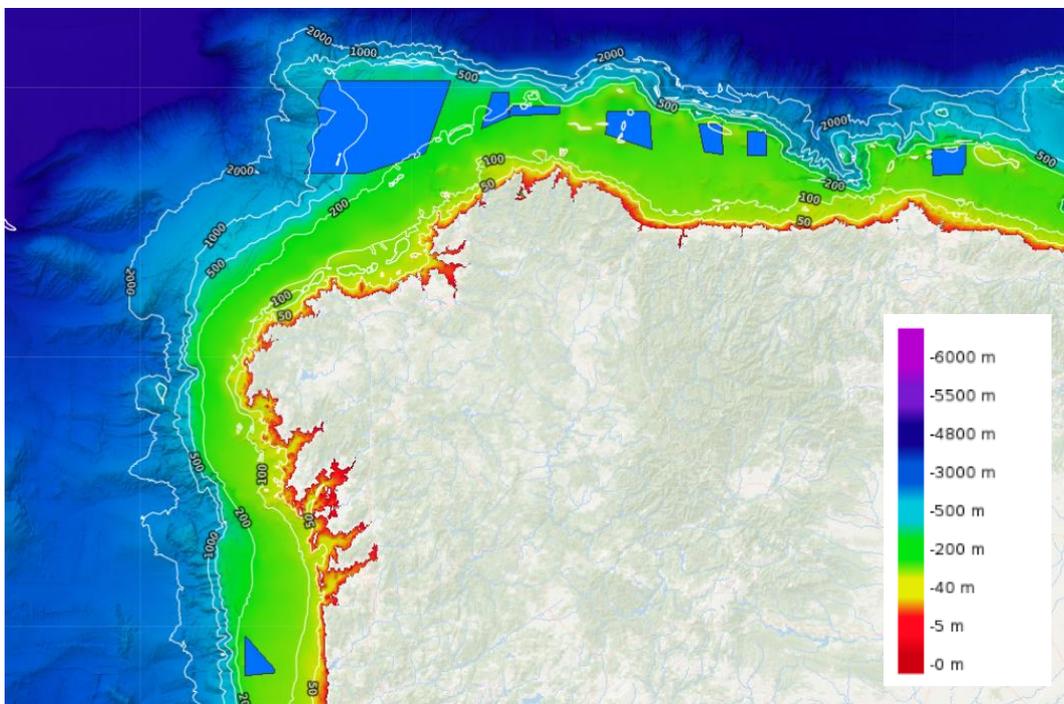


Figura 22: Batimetría demarcación noratlántica [Fuente: Visor Infomar, MITECO]

En lo referido a recurso eólico recurrimos igualmente a Infomar para observar las velocidades medias de viento en las parcelas habilitadas. Las situadas en las zonas sur y este son las de menor velocidad, rondando entre 7,5 y 8,5 m/s. Las 3 parcelas y en especial la de mayor superficie elevan dicha velocidad media hasta los 8,5-9,5.

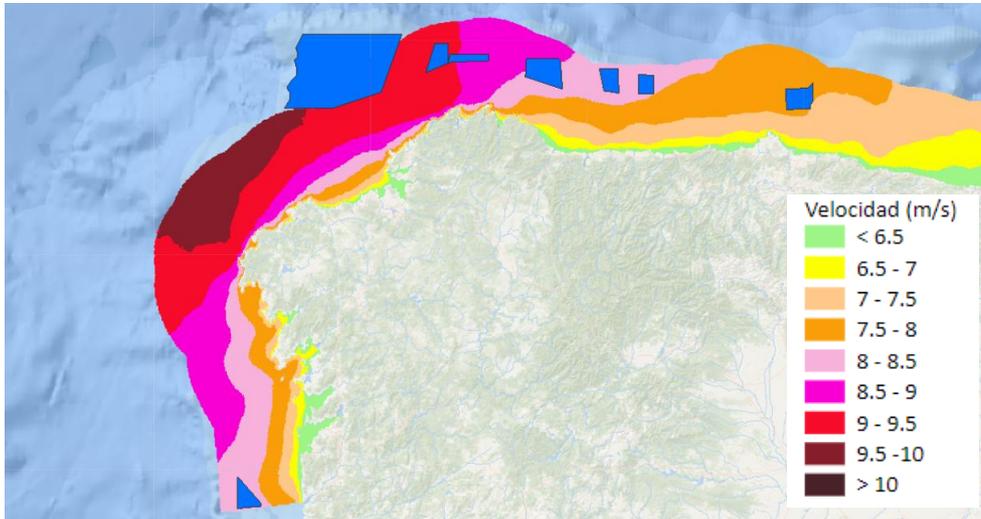


Figura 23: Velocidad media viento demarcación noratlántica [Fuente: Visor Infomar, MITECO]

## 4.2 Demarcación Marina Levantino-Balear

En la demarcación levantino-balear contamos con 3 parcelas; la de mayor superficie se encuentra frente a la costa de la provincia de Girona, las otras dos se sitúan en la costa norte de la isla de Menorca. Las profundidades para el primer oscilan entre 150-350 metros, mientras que las parcelas baleares van de los 100 a los 1000 metros.

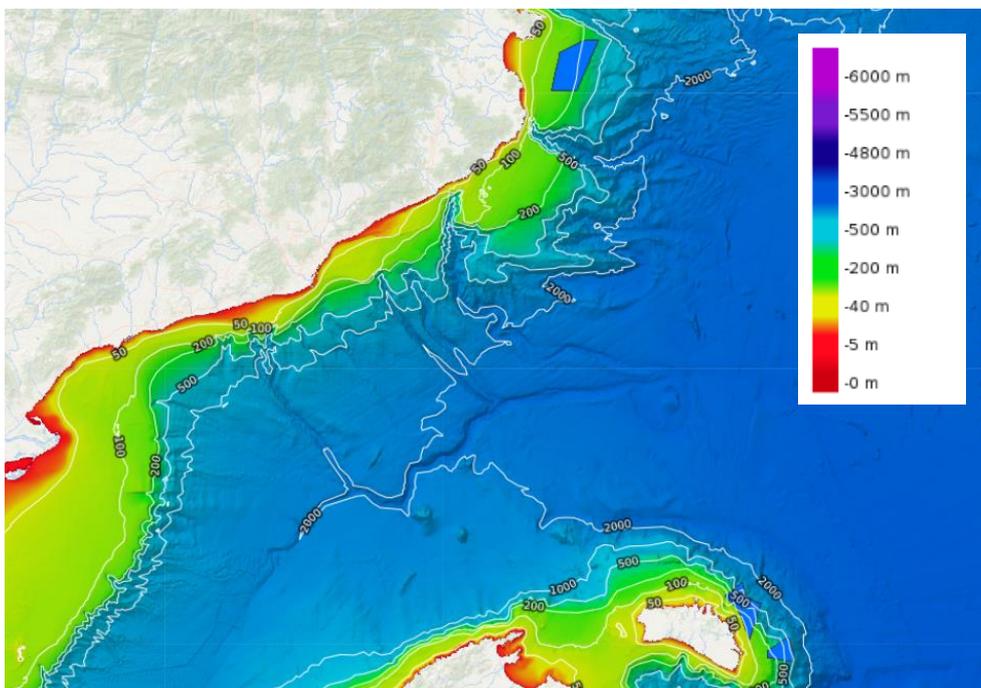


Figura 24: Batimetría demarcación noratlántica [Fuente: Visor Infomar, MITECO]

Las velocidades medias del viento de las parcelas situadas en Menorca tienen un rango de 7,5-8 m/s, mientras que para las zonas de menor profundidad de la parcela en la Costa Brava la velocidad ronda los 9-9,5 m/s.

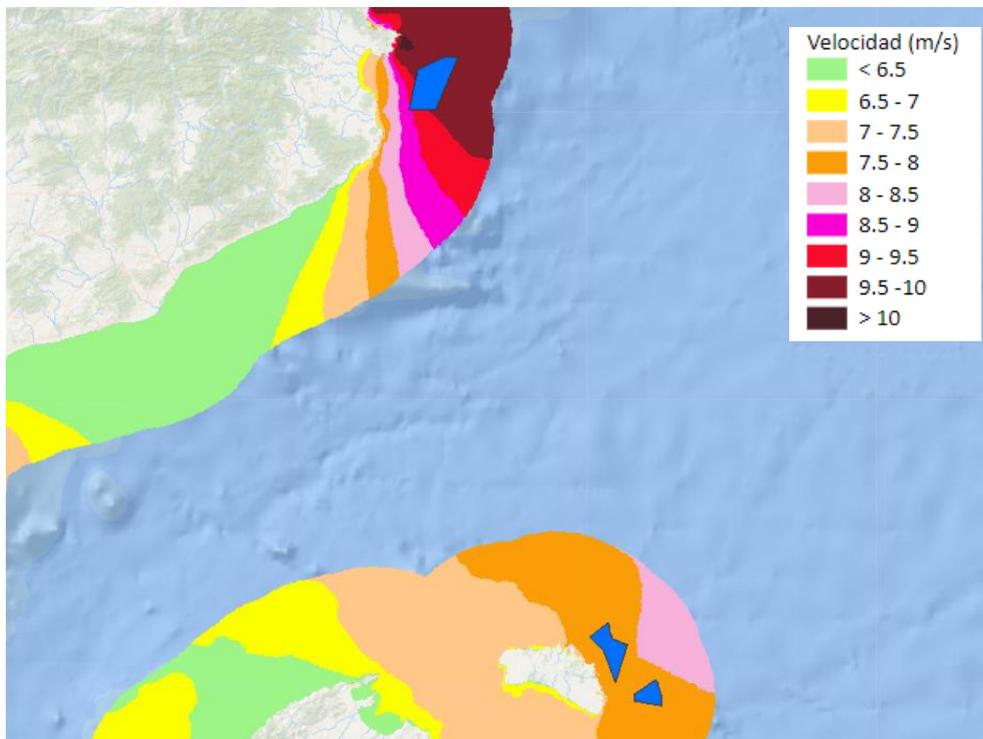


Figura 25: Velocidad media viento demarcación Levantino-Balear [Fuente: Visor Infomar, MITECO]

### 4.3 Demarcación Marina Estrecho y Alborán

En la demarcación del Estrecho y Mar de Alborán contamos con dos zonas ZAPER, situadas frente a las costas de Málaga y Granada. Las profundidades oscilan entre los 500 y 1000 metros de profundidad.

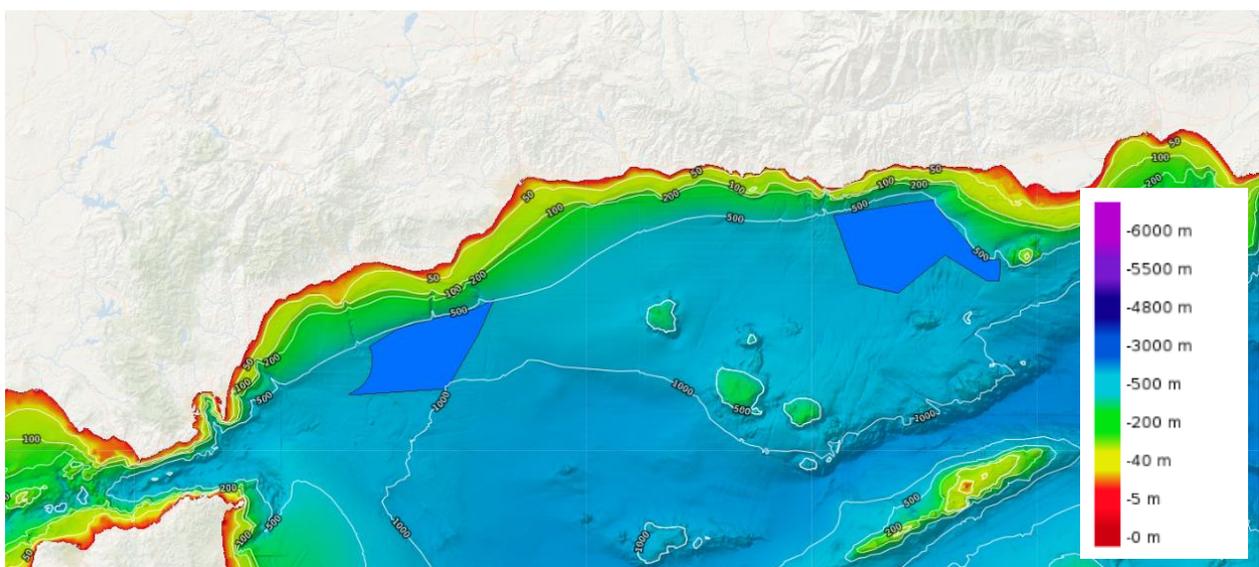


Figura 25: Batimetría demarcación Estrecho y Alborán [Fuente: Visor Infomar, MITECO]

En lo referido a las velocidades medias del viento, la parcela situada más al oeste se sitúa sobre los 7,5-8,5 m/s mientras que la parcela más situada al este oscila entre los 8-10 m/s.

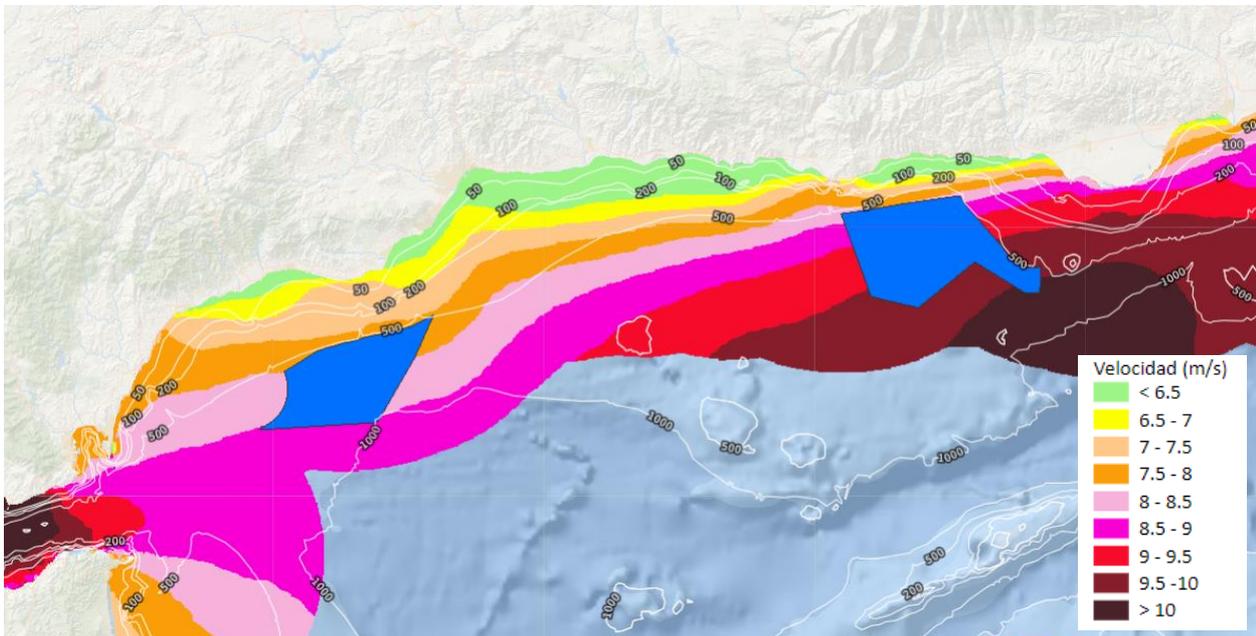


Figura 26: Velocidad media viento demarcación Estrecho y Alborán [Fuente: Visor Infomar, MITECO]

#### 4.4 Demarcación Marina Canaria

En la demarcación canaria tenemos 7 zonas ZAPER. Las dos situadas en la costa de la isla de Tenerife tienen una profundidad aproximada entre 50-1000 m para la zona sur y 500-1000 metros para la norte. En la isla de Gran Canaria tenemos una única zona que oscila entre 75-1000 m. Para Fuerteventura la zona sur oscila entre 50-1000 m y la norte entre 500-1000 m. Por último, para Lanzarote la profundidad oscila entre 200-1000 m.

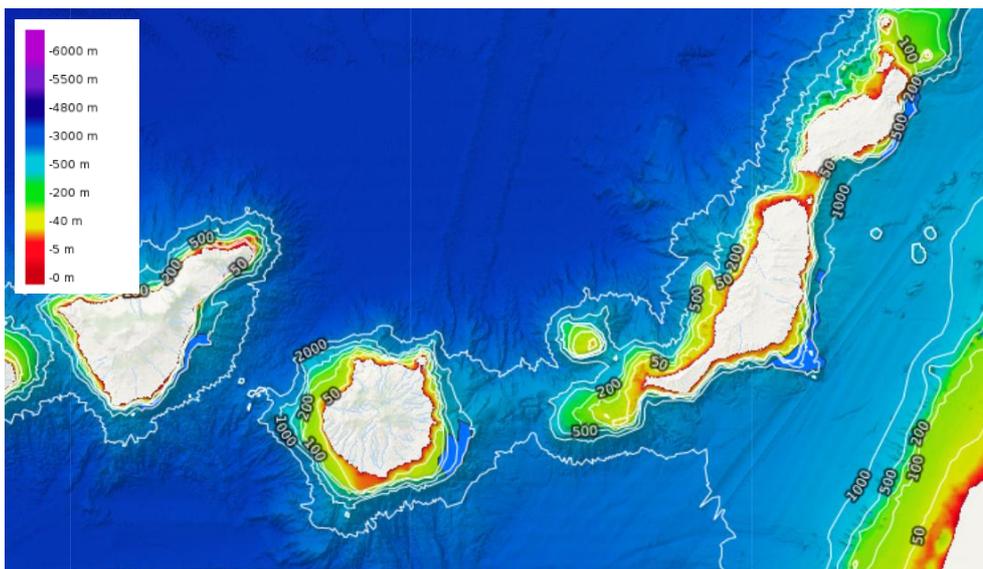


Figura 27: Batimetría demarcación Canaria [Fuente: Visor Infomar, MITECO]

Las velocidades medias para las zonas varían para la isla de Tenerife rondan los 8-9,5 m/s. En la isla de Gran Canaria el viento va de 8-10 m/s, para Fuerteventura ronda entre los 7-9 m/s y por último para Lanzarote se sitúa entre 7-8 m/s.

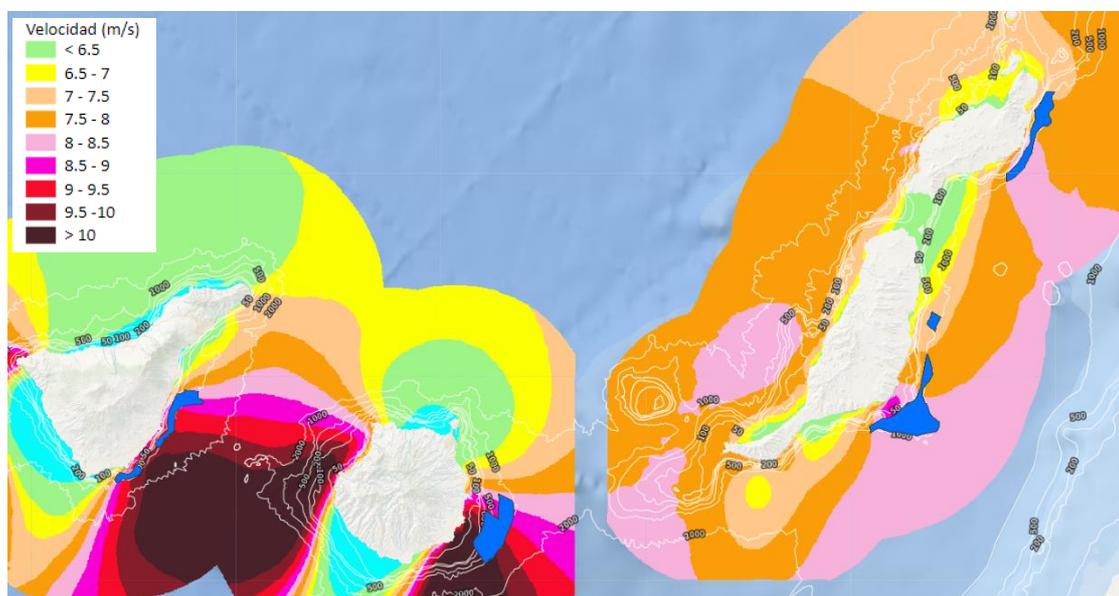


Figura 28: Velocidad media viento demarcación Canaria [Fuente: Visor Infomar, MITECO]

#### 4.5 Conclusión de Emplazamiento

Después del estudio realizado gracias al visor Infomar, ahora se busca la mejor combinación de profundidad-velocidad de viento. Obviamente nuestro objetivo es encontrar el mínimo de profundidad para facilitar y abaratar la cimentación y anclaje de los aerogeneradores, y la máxima velocidad media de viento que aumente la generación eléctrica del parque. Cobra igualmente importancia la distancia a costa ya que viene directamente ligado a los costes y pérdidas del sistema de evacuación de la planta.

DEMARCACIÓN NORATLÁNTICA				
CÓDIGO POLÍGONO	SUPERFICIE (km <sup>2</sup> )	DISTANCIA COSTA (km)	PROFUNDIDAD (m)	VEL. VIENTO (m/s)
NOR-1	117,63	23	100-200	8-8,5
NOR-2	1806,41	30,33	200-1000	9-9,5
NOR-3	112,97	23,39	175-500	9-9,5
NOR-4	77,7	23	175-200	8,5-9
NOR-5	236,29	20,53	100-200	8-8,5
NOR-6	104,98	30,49	100-200	8-8,5
NOR-7	80,18	29,44	150-200	8-8,5
NOR-8	152,45	13,45	150-200	7,5-8
DEMARCACIÓN ESTRECHO Y ALBORÁN				
CÓDIGO POLÍGONO	SUPERFICIE (km <sup>2</sup> )	DISTANCIA COSTA (km)	PROFUNDIDAD (m)	VEL. VIENTO (m/s)
ESAL-1	534,24	13,58	500-1000	7,5-8,5
ESAL-2	688,37	7,41	750-1000	8-10

DEMARCACIÓN LEVANTINO-BALEAR				
CÓDIGO POLÍGONO	SUPERFICIE (km <sup>2</sup> )	DISTANCIA COSTA (km)	PROFUNDIDAD (m)	VEL. VIENTO (m/s)
LEBA-1	249,99	14,54	150-350	9-10
LEBA-2	147,35	5,08	100-1000	7,5-8
LEBA-3	77,65	10,87	200-1000	7,5-8
DEMARCACIÓN CANARIA				
CÓDIGO POLÍGONO	SUPERFICIE (km <sup>2</sup> )	DISTANCIA COSTA (km)	PROFUNDIDAD (m)	VEL. VIENTO (m/s)
CAN-TEN1	21,34	1,98	50-1000	8-10
CAN-TEN2	15,94	2,11	500-1000	8-10
CAN-GC1	180,08	6,61	75-1000	8-10
CAN-FV1	192,24	5,6	75-1000	7,5-9
CAN-FV2	16,25	5,68	750-1000	7-7,5
CAN-LANZ1	106,46	2,06	200-1000	7-8,5

Tabla 5: Características significantes de zonas ZAPER.

Podemos observar que las zonas del estrecho cuentan con unas profundidades muy elevadas para la viabilidad de la planta por lo que ambas quedan descartadas.

Para las parcelas levantino-balears tenemos dos casos; la primera parcela cuenta con muy buen recurso eólico, pero tiene una profundidad superior a los 150 metros en su zona más cercana. Por su contraparte, las otras dos parcelas cuentan con un buen recurso eólico, pero ampliamente superado por otras áreas interesantes.

En el caso de la costa gallega contamos con áreas de muy buen recurso eólico pero que por contraparte sobrepasan los 100 metros de profundidad y cuya distancia a costa debe tenerse en cuenta a la hora de la estimación de pérdidas de la línea de evacuación.

Por último, para la demarcación canaria encontramos unas cuantas parcelas muy interesantes con profundidades mínimas de incluso 50-75 m y con muy buen recurso eólico de 8-10 m/s. Igualmente la distancia a la costa es significativamente menor al de resto de demarcaciones.

Son de especial interés las parcelas TEN1 y GC1 por lo que haremos un estudio más exhaustivo de ambas zonas:

- Parcela TEN-1:

Como hemos comentado antes, uno de los principales motivos del estudio que se realiza en este punto del desarrollo del proyecto es la sinergia entre profundidad del lecho marino y recurso eólico. A priori las condiciones de viento en dicha parcela tienen un alto potencial, pero si nos fijamos en la **Figura 29**, las zonas de mayor velocidad media son las más alejadas de la costa. La zona de menor profundidad de la parcela es justamente la que recibe menos energía eólica.

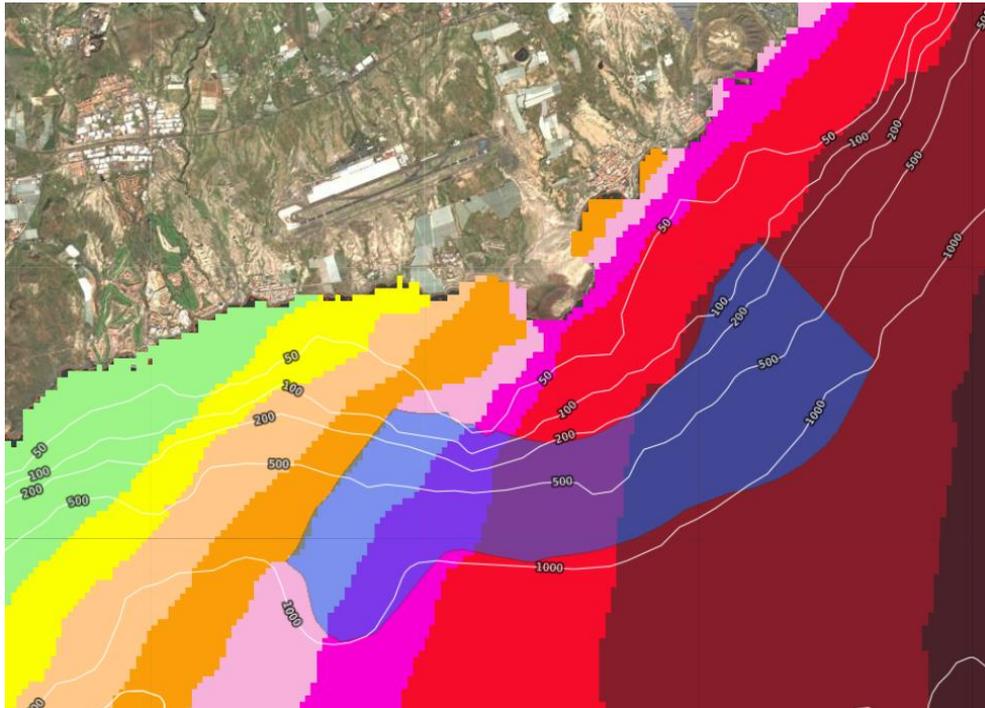


Figura 29: Batimetría y recurso eólico parcela TEN-1 [Fuente: Visor Infomar, MITECO]

- Parcela GC-1:

La parcela de la isla de Gran Canaria cuenta con una gran superficie. Existe una zona que combina precisamente la mínima profundidad de la parcela (~70-80 m), la menor distancia a la costa (6,6 km) y el máximo recurso eólico rondando los 9,5-10 m/s. Dicha zona se representa con línea color verde en la Figura

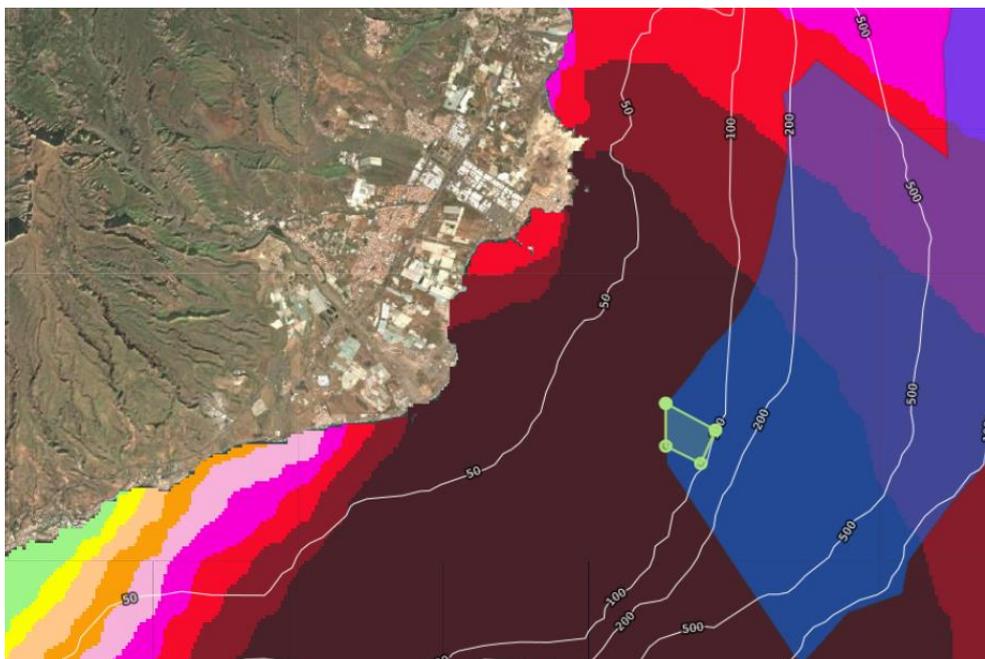


Figura 30: Batimetría y recurso eólico parcela GC-1 [Fuente: Visor Infomar, MITECO]

# 5 ACCESIBILIDAD DEL CONEXIONADO A LA RED

Conociendo las dos posibles zonas de implantación, se realiza un estudio de las infraestructuras eléctricas existentes en dichas áreas con el objetivo de conocer la viabilidad técnica del conexionado de la planta con el sistema eléctrico.

Para la observación de las infraestructuras eléctricas hacemos uso de la publicación “Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica” para el periodo 2021-2026 por parte de Red Eléctrica de España. En dicho documento figuran las instalaciones existentes y las proyectadas para el periodo anteriormente mencionado.

Para la parcela de Tenerife, encontramos en la zona noreste de la posible situación de la planta, la subestación elevadora granadilla 1 y granadilla 2 de tensión 220 kV en el polígono del mismo nombre previstas para 2023 a una distancia de implantación de 10 km aproximadamente. En la zona norte se encuentra la subestación 66 kV San Isidro pero que se descarta debido a que suministra conexión al Aeropuerto Tenerife Sur y las complicaciones de permisos legales de conexión que ello conlleva.

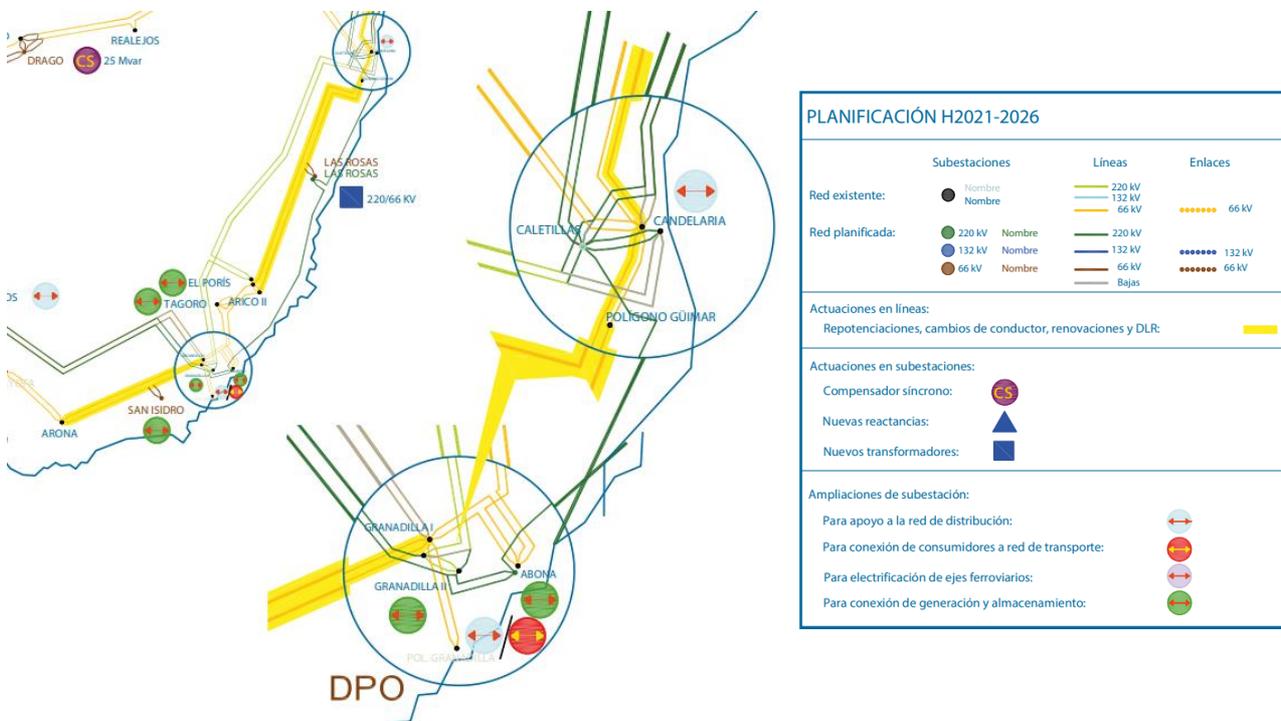


Figura 31: Sistema eléctrico costa este isla de Tenerife [Fuente: REE]

Para la parcela de Gran Canaria encontramos varias subestaciones en la zona. La más próxima es la subestación elevadora 66/20 kV Las Salinas del Matorral al oeste de la planta junto a la central térmica barranco del Tirajana a una distancia de 8 km. Más al norte de la planta el propio documento de REE recoge que está prevista la implantación de varias subestaciones a parte de la ya existente SE Barranco del Tirajana 22/66 kV, Barr. Tirajana II y III de 220 kV a una distancia de 6,69 km. Esta gran cantidad de infraestructuras en la zona se debe a que cercano a la situación de la planta ya existen varias centrales eólicas terrestres al igual que el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC).

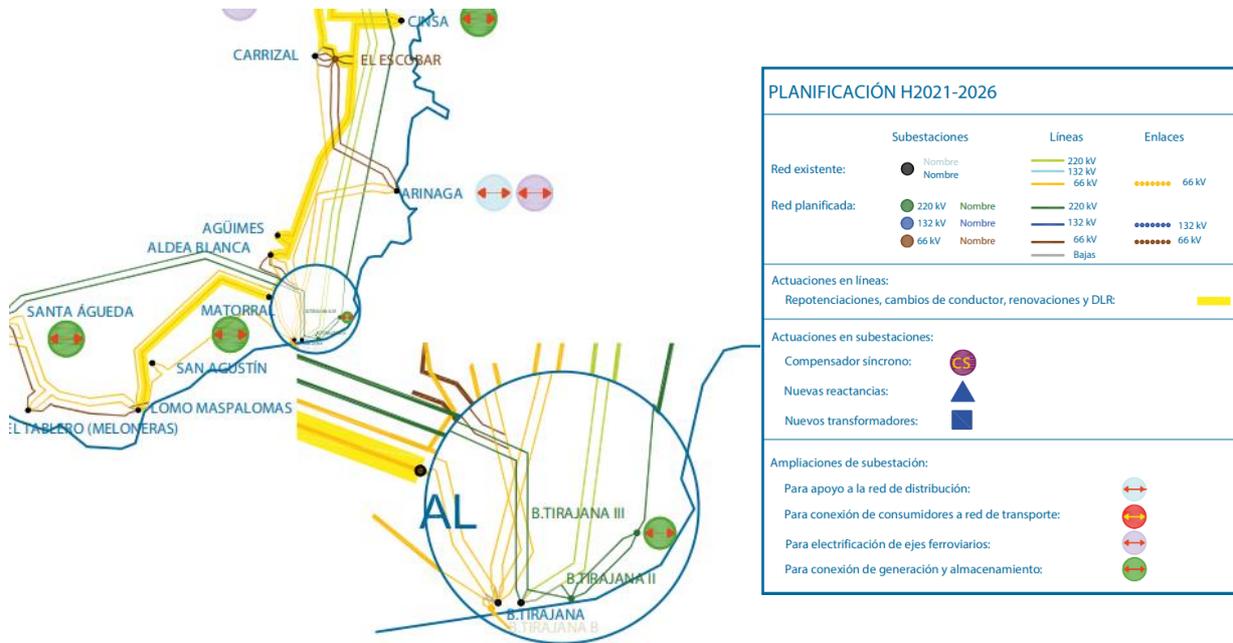


Figura 32: Sistema eléctrico costa este isla de Gran Canaria [Fuente: REE]

Después de todo este análisis, se escoge finalmente la parcela GC1 para la implantación, en su zona más suroeste, cercano a la zona del Barranco del Tirajana cuando este llega al mar. Se debe principalmente a la mejor sinergia recurso eólico-batimetría, con una mayor infraestructura eléctrica tanto existente o prevista a menor distancia de la zona de implantación. Resulta de gran interés la existencia de las subestaciones elevadoras proyectadas 220/66 kV que podrían permitir el conexionado directo del parque a la red de transporte sin necesidad de subestación propia con los costes que acarrearía.

## 6 DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

El objetivo del presente proyecto es la implantación de un parque completamente funcional, no de un parque piloto con objetivos de investigación. Es por ello que se ha decidido que el parque cuente con un total de 10 aerogeneradores de alguno de los modelos que se analicen a continuación. Tras la elección de modelo de aerogenerador, se analizará las posibles soluciones para su cimentación u anclaje al fondo marino, la disposición de los propios aerogeneradores y finalmente la solución adoptada para la evacuación de la energía generada por el parque.

### 6.1 Selección del modelo de aerogenerador

Debido a que la implantación de parques eólicos marinos no ha cogido impulso hasta la última década, de las muchas empresas que si produce modelos de aerogeneradores off-shore no ha habido tantas que hayan decidido o tuviesen el músculo económico como para desarrollar modelos extrapolables al medio marino.

Si hacemos una pequeña investigación de empresas que cuenten en sus catálogos con aerogeneradores de implantación off-shore, aparecen 2 principales empresas que predominan en el sector. Sus aerogeneradores marinos han sido seleccionados por 9 de las 10 mayores plantas eólicas marinas en el mundo, lo que demuestra plenamente su liderazgo en el mundillo y cuyas tecnologías esta más que contratada:

- Siemens Gamesa Renewables Energies: Multinacional hispano-alemana que inició su camino en el sector aeronáutico pero que desde 1995 se dedica en gran medida al desarrollo y constructor de aerogeneradores llegando a posicionarse como líder mundial de nueva capacidad instalada en vario.
- Vestas: Multinacional danesa reconocida como una de las pioneras del sector eólico y líder mundial en capacidad total instalada.

En los catálogos de ambas empresas encontramos los siguientes modelos de aerogeneradores off-shore:

- Siemens Gamesa: SG 8.0-167DD // SG 11.0-200DD // SG 14.0-222DD
- Vestas: V174-9.5 MW // V236-15.0 MW

Actualmente, ninguno de los modelos en fabricación coinciden en potencia por lo que no podemos hacer una comparativa hacienda uso de las curvas de potencia de cada uno de los modelos de la energía generada para el emplazamiento escogido. Igualmente, los costes de los aerogeneradores no son públicos ya que esto depende fundamentalmente de la Escala del Proyecto y la ubicación de la planta.

Nos decantamos por el SG 8.0-167DD de 8 MW de potencia principalmente por dos motivos; dicho modelo ha sido empleado en varios de los mayores parque eólicos off-shore en la zona del Mar del Norte, y debido a que la empresa hispano-alemana cuenta con la mayoría de sus centros de fabricación y ensamblaje de los

aerogeneradores en la península, se presume que los costes de adquisición serían menores al igual que a la facilidad de transporte hasta la ubicación de la planta en comparación a la alternativa danesa.

A continuación, una tabla con las principales características del modelo seleccionado.

CARACTERÍSTICAS AEROGENERADOR	
Modelo	SG 8.0-167DD
Fabricante	Siemens Gamesa R.E.
Potencia nominal (kW)	8000
Diametro (m)	167
Área de barrido (m <sup>2</sup> )	21.904
Cut in (m/s)	3
Cut out (m/s)	25
Altura de Góndola (m)	92
Voltaje del generador (kV)	0,69
Voltaje salida convertidor (kV)	33/66

Tabla 6: Datasheet aerogenerador SG 8.0-167DD [Fuente: TheWindPower.net]

## 6.2 Selección de cimentación

Una de las mayores, por no decir la mayor complicación técnica de la tecnología eólica marina se trata de la cimentación de los aerogeneradores al lecho marino. Dicha cimentación deberá aguantar condiciones muy adversas en el espacio marino; soportar el embate del oleaje, los vientos extremos, la corrosión, etc.

En el ámbito de la eólica marina fija, las principales estructuras empleadas para la fijación de los aerogeneradores en función de la profundidad son:

- Monopilote: Cilindro metálico hincado directamente en el lecho marino (~15 m).
- Cimentación por gravedad: Estructura cuyo extremo inferior se asienta en el fondo marino y se lastra para inmovilizar la torre.
- Jacket: Estructura metálica con fijación al fondo marino mediante 3 o 4 pilotes ahorrando material por las mayores profundidades respecto a los otros dos tipos (< 50 m).

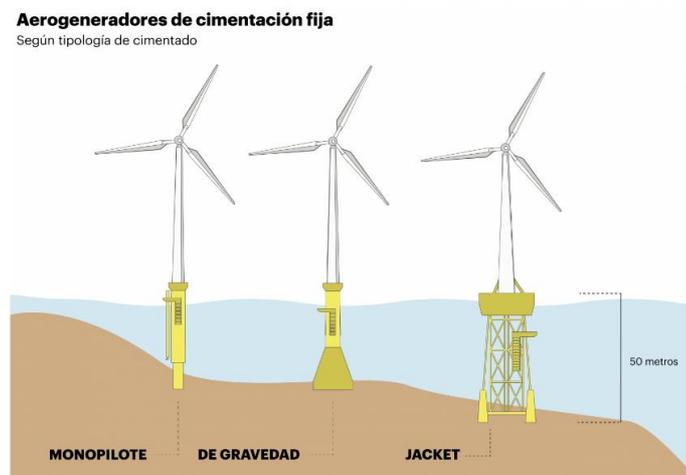


Figura 33: Cimentaciones fijas eólica marina [Fuente: Newtral, MITECO]

Este tipo de estructuras no son viables en los emplazamientos que superan los 50 metros de profundidad debido a los elevadísimos costes que conllevaría la enorme cantidad de material empleado.

La investigación sobre la implantación de la eólica marina en áreas de mayores profundidades está ligada al desarrollo de estructuras de tipo flotante que permitan abaratar costes de cimentación para que esta tecnología sea rentable.

Existen igualmente varias opciones para el anclaje de los aerogeneradores a las profundidades que se proyectan este tipo de parques, todos de ellos a parte de las estructuras que ahora se exponen, emplean cables metálicos que sujetan la estructura al fondo. Los sistemas más contrastados son:

- Barcaza: El concepto es parecido al de un barco, maximizando la superficie de contacto con el agua. La plataforma suele dotarse de placas de lastre por debajo de la línea de flotación.
- Semi-sumergible: Busca minimizar la superficie expuesta al agua quedando semi sumergidos varios cilindros de gran volumen unidos por vigas y tensores que crean una superficie para asentar la torre.
- Spar: Estructura sólida con un gran lastre en su parte inferior que le confiere estabilidad a la estructura. El aumento de tamaño de los aerogeneradores produce un gran aumento de los tamaños de la estructura dificultando su viabilidad, fabricación y transporte.
- TLP: Estructura con geometría de estrella con 3-5 brazos que intenta minimizar los costes de fabricación. Se fija con cableado tensionado al fondo marino. Se estabiliza con flotadores hasta que se realiza la instalación de la torre para que no se voltee sobre sí misma.

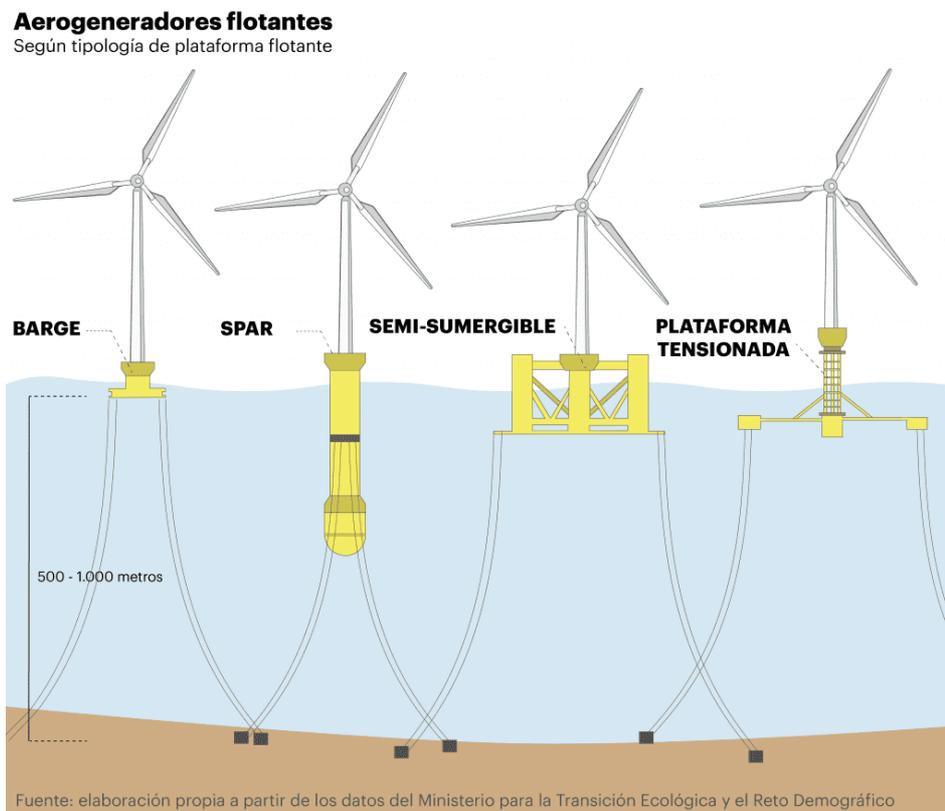


Figura 34: Estructuras flotantes eólica marina [Fuente: Newtral, MITECO]

Finalmente se escoge la plataforma semi-sumergible al ser la más contrastada y fiable para las condiciones del emplazamiento seleccionado. Otra razón de vital importancia es que la empresa pública española Navantia es referente en la fabricación de este tipo de estructuras lo que supondría un ahorro en los costes de fabricación y transporte.

### 6.3 Disposición de los aerogeneradores

Dentro de la tecnología eólica tiene una gran importancia la correcta disposición de los aerogeneradores para evitar las posibles pérdidas generadas por el efecto estela.

Este efecto viene producido por la alteración del flujo de viento (flujo turbulento) a su paso por el área de barrido de las palas del aerogenerador. Dicho flujo requiere una distancia mínima para recuperar su flujo lineal y que el aerogenerador aguas abajo no vea reducida la energía del viento que recibe por dicha alteración del flujo.

Las distancias que se deben haber entre aerogeneradores en la zona de implantación es 5-8 diámetros de rotor en la dirección predominante del viento y 2-4 para la dirección perpendicular.

En el caso de nuestra planta, contamos con 10 aerogeneradores, cuyo diámetro de rotor es de 167 metros, por lo que respetando 7 diámetros en la predominante y 5 para la dirección perpendicular para tener el mínimo efecto estela, deberemos separar 1336 y 835 metros respectivamente.

Haciendo uso de la plataforma The Wind Atlas, observamos la dirección predominante del emplazamiento que escogimos en el apartado 6.5. Para dicha área, de coordenadas  $[27.799299^\circ, -15.353394^\circ]$  la dirección del viento es predominantemente norte-noreste.

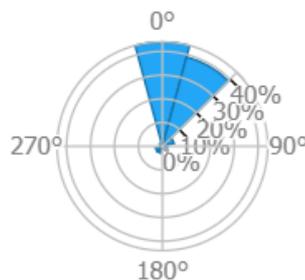


Figura 35: Dirección proporcional de viento para emplazamiento escogido [Fuente: Global Wind Atlas]

### 6.4 Diseño de las infraestructuras de evacuación

Como se ha estudiado en el apartado del análisis de las infraestructuras eléctricas cercanas, hay varias subestaciones eléctricas en la costa próxima al parque. Esto resulta de vital importancia porque habilita el conexionado directo del parque a dicha subestación, lo que supone el ahorro de implantación de subestación propia. Por norma general el voltaje de salida de la potencia generada por aerogeneradores es de 66 kV. Esta tensión coincide con las subestaciones proyectadas Barranco de Tirajana que elevarán la tensión de 66 a 220 kV para su posterior inyección en la red de transporte.

A continuación, se expone una aproximación del trazado de la línea de conexionado interno de los aerogeneradores y la posterior línea de evacuación del extremo de la planta más próxima a la costa, hasta la conexión con la subestación proyectada.

Aplicando las medidas de reducción de efecto estela y trazando la línea de evacuación desde el aerogenerador más cercano a la subestación escogida de conexión, se realiza un layout de la planta en la situación geográfica seleccionada haciendo uso del software *Autocad*. El área total de la parcela de ocupación es de 5,6 km<sup>2</sup> y la longitud del cable de evacuación se estima en 8228 m.

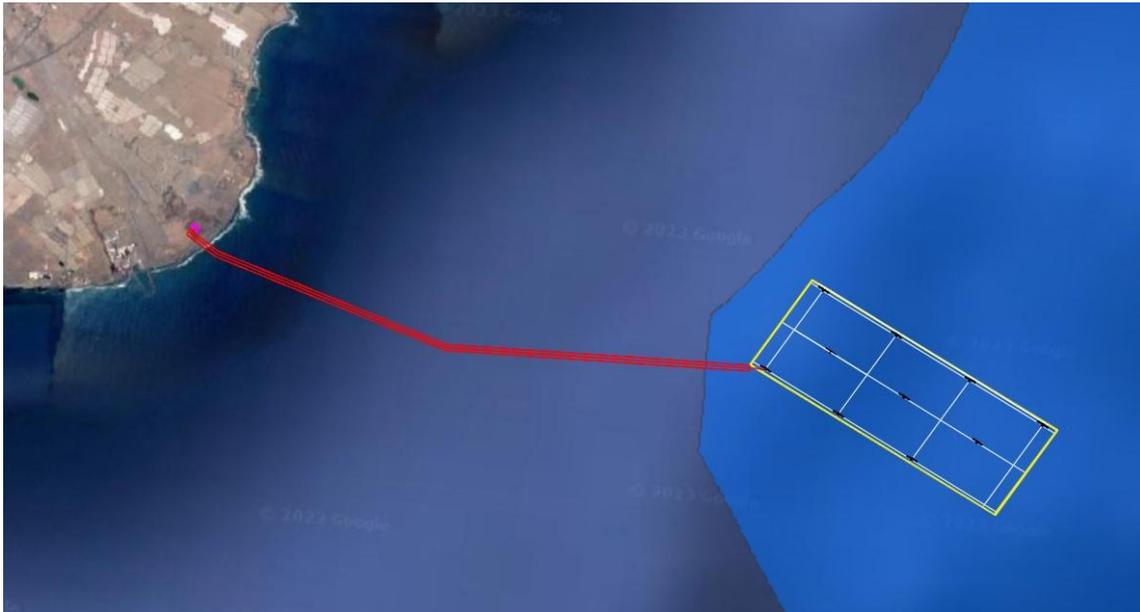


Figura 35: Layout de la planta propuesta [Fuente: Elaboración propia]

## 7 CÁLCULO DE PRODUCCIÓN

El estudio de producción se realiza mediante la base de datos proporcionada por Global Wind Atlas. Dicha base de datos ofrece valores de velocidad media, densidad energética media, batimetría, rugosidad, etc. La plataforma ofrece igualmente un simulador de producción energética, pero para ello hace uso de un modelo genérico de aerogenerador con potencia máxima de 3,5 MW por lo que para lograr un resultado lo más verosímil posible se hace el cálculo haciendo uso del método de distribución de Weibull.

### 7.1 Distribución Weibull

La distribución estadística de Weibull permite estimar la probabilidad en tanto por uno,  $p(v)$ , o frecuencia (para un tiempo suficientemente largo) con que aparece una determinada velocidad de viento,  $v$ , conjuntamente a los factores de forma  $K$  y escala  $C$ :

$$p(v) = \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K}$$

Ecuación 1: Probabilidad de viento por distribución Weibull

Todos estos parámetros podemos obtenerlos de Global Wind Atlas para una altura de 100 metros que es la más aproximada a la altura del buje del aerogenerador. El factor de rugosidad para emplazamientos marinos, donde el relieve de la superficie es prácticamente nulo, se supone 0,0002:

Frecuencia	48,72	33,58	4,53	2,02	0,97	0,83	1,2	2,64	2,98	0,96	0,28	1,3
C	14,55	10,73	4,96	4,49	3,2	2,91	3,76	6,95	9,26	7,67	2,67	7,69
K	3,623	3,131	1,881	1,271	1,096	1,209	1,650	1,713	1,939	1,447	1,158	1,529

Tabla 7: Valores de frecuencia, factor de forma y escala del emplazamiento [Fuente: Global Wind Atlas]

Para la altura de 100 metros obtenemos unos valores de  $K = 3,088$  y  $C = 11,748$ . Para el factor  $K$  debemos de hacer una corrección para la altura a la que se sitúa realmente el buje del

A continuación, aplicando la distribución de Weibull obtenemos la probabilidad unitaria de cada velocidad de viento, de 0 a 30 m/s aunque realmente el aerogenerador tenga un cut-out de 25 m/s. Una vez teniendo dicha probabilidad, hacemos uso de la curva de potencia del modelo de aerogenerador seleccionado, que indica la potencia generada por el aerogenerador en función de la velocidad de viento.

Viento (m/s)	Prob Weibull	Pot.out (KW)	Prod (KW)
1	0,00153207	0	0
2	0,0064901	0	0
3	0,01497526	20	0,29950524
4	0,02673535	169	4,51827499
5	0,04111344	593	24,3802674
6	0,05699666	1307	74,4946411
7	0,07284481	2186	159,238755
8	0,08683526	3278	284,645986
9	0,09712992	4687	455,247937
10	0,10222548	6112	624,802139
11	0,10130279	7249	734,343947
12	0,09446425	7795	736,348857
13	0,08276142	7947	657,704999
14	0,06797524	8000	543,801956
15	0,05220077	8000	417,606142
16	0,03736724	8000	298,937898
17	0,02485177	8000	198,814199
18	0,01530191	8000	122,4153
19	0,00869059	8000	69,524755
20	0,00453524	8000	36,2819265
21	0,0021661	8000	17,3288092
22	0,00094302	8000	7,54417979
23	0,00037268	8000	2,98140651
24	0,00013313	8000	1,06503968
25	4,2805E-05	8000	0,34244291

Tabla 8: Producción de potencia mediante la aplicación de la distribución de Weibull.

Obtenemos la potencia generada para cada velocidad de viento en el intervalo de funcionamiento del aerogenerador.

## 7.2 Producción anual

Si realizamos el sumatorio de la producción de todas las velocidades de vientos y lo multiplicamos por el número de horas anuales (8760) obtenemos una producción anual bruta por aerogenerador de **47940,58 MWh**.

En la *Tabla* se muestran los resultados del cálculo de producción bruta y real de planta. Para ello se han considerado unas pérdidas estimadas de 10% para la pérdida por estela, un 2,5% por posibles fallos de aerogeneradores y un 3% en pérdidas eléctrica conjuntas de la línea interna y la línea de evacuación a subestación.

Parámetros de planta		Rendimientos de planta	
Potencia nominal (MW)	8	Perd. Estela	10%
Nº de aerogeneradores	10	Perd. Evac. Elec	3%
Horas funcionamiento	8760	Perd. Fallos Planta	2,50%
Resultados de Producción			
Prod Anual Bruta/Aero (MWh)		47940,584	
Prod. Anual Bruto Parque (MWh)		479405,836	
Producción Real Parque (MWh)		405097,932	
Factor de carga		0,5780507	

Tabla 9: Resultados de producción, factor de carga y rendimiento aplicados.

El factor de capacidad se define como el cociente entre la energía real generada por la planta eólica durante un año y la energía generada si esa misma planta hubiese estado produciendo a plena carga durante ese mismo periodo. Para la planta diseñada alcanza un 57%, lo que indica una excelente localización y aprovechamiento del recurso eólico.

## 8 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PLANTA

La viabilidad económica de la planta tiene varios pilares fundamentales como son los ingresos generados por la venta de energía, los costes de implantación de la propia planta conjuntamente a los costes operacionales y los beneficios antes y después de impuestos.

Cualquier mínima variación de estos puntos al aplicarse en un periodo prolongado, como es la vida útil de la planta, puede alterar enormemente la rentabilidad del proyecto, como podrá verse reflejado cuando se expongan los indicadores económicos pertinentes.

### 8.1 Ingresos brutos generados

Los ingresos generados de la planta se han basado en el planteamiento de 3 posibles escenarios de precio de la electricidad en el mercado eléctrico. Dicho precio para el mercado canario es difícil de prever puesto que no existe capacidad de almacenamiento para regular el balance demanda-generación, y que la generación no está liberalizada; la energía eléctrica se compra directamente, por las comercializadoras o en un mercado mayorista, a las generadoras por orden de mérito económico.

Dicho precio suele oscilar entre los 150-200 €/MWh, por lo que los 3 escenarios planteados abarcan los precios de 150-175-200 €/MWh. Anteriormente, a dicho precio de venta se le sumaba una retribución gubernamental en función de la tecnología y la potencia instalada, pero dicha retribución fue eliminada en el año 2022.

Para todos los cálculos económicos del proyecto es fundamental plantear la propia vida útil del parque, que después de una breve investigación de parques ya implantados, se supone de 25 años.

Para el cálculo de beneficios brutos se impone una reducción de producción anual de un 1% por el puro envejecimiento del parque, al igual que se presupone un aumento anual del 1% del precio eléctrico para cada uno de los escenarios.

Año	Producción (MWh)	Precio Esc. 1 (€/MWh)	Precio Esc. 2 (€/MWh)	Precio Esc. 3 (€/MWh)	Ingresos Esc 1 (€)	Ingresos Esc 2 (€)	Ingresos Esc 3 (€)
1	405097,932	150,00 €	175,00 €	200,00 €	60.764.689,76 €	70.892.138,06 €	81.019.586,35 €
2	401046,952	151,50 €	176,75 €	202,00 €	60.758.613,29 €	70.885.048,84 €	81.011.484,39 €
3	397036,483	153,02 €	178,52 €	204,02 €	60.752.537,43 €	70.877.960,34 €	81.003.383,24 €
4	393066,118	154,55 €	180,30 €	206,06 €	60.746.462,18 €	70.870.872,54 €	80.995.282,90 €
5	389135,457	156,09 €	182,11 €	208,12 €	60.740.387,53 €	70.863.785,45 €	80.987.183,38 €
6	385244,102	157,65 €	183,93 €	210,20 €	60.734.313,49 €	70.856.699,07 €	80.979.084,66 €
7	381391,661	159,23 €	185,77 €	212,30 €	60.728.240,06 €	70.849.613,40 €	80.970.986,75 €
8	377577,745	160,82 €	187,62 €	214,43 €	60.722.167,24 €	70.842.528,44 €	80.962.889,65 €
9	373801,967	162,43 €	189,50 €	216,57 €	60.716.095,02 €	70.835.444,19 €	80.954.793,36 €

10	370063,948	164,05 €	191,39 €	218,74 €	60.710.023,41 €	70.828.360,65 €	80.946.697,88 €
11	366363,308	165,69 €	193,31 €	220,92 €	60.703.952,41 €	70.821.277,81 €	80.938.603,21 €
12	362699,675	167,35 €	195,24 €	223,13 €	60.697.882,01 €	70.814.195,68 €	80.930.509,35 €
13	359072,678	169,02 €	197,19 €	225,37 €	60.691.812,23 €	70.807.114,26 €	80.922.416,30 €
14	355481,951	170,71 €	199,17 €	227,62 €	60.685.743,04 €	70.800.033,55 €	80.914.324,06 €
15	351927,132	172,42 €	201,16 €	229,89 €	60.679.674,47 €	70.792.953,55 €	80.906.232,63 €
16	348407,861	174,15 €	203,17 €	232,19 €	60.673.606,50 €	70.785.874,25 €	80.898.142,00 €
17	344923,782	175,89 €	205,20 €	234,52 €	60.667.539,14 €	70.778.795,67 €	80.890.052,19 €
18	341474,544	177,65 €	207,25 €	236,86 €	60.661.472,39 €	70.771.717,79 €	80.881.963,18 €
19	338059,799	179,42 €	209,33 €	239,23 €	60.655.406,24 €	70.764.640,61 €	80.873.874,99 €
20	334679,201	181,22 €	211,42 €	241,62 €	60.649.340,70 €	70.757.564,15 €	80.865.787,60 €
21	331332,409	183,03 €	213,53 €	244,04 €	60.643.275,77 €	70.750.488,39 €	80.857.701,02 €
22	328019,085	184,86 €	215,67 €	246,48 €	60.637.211,44 €	70.743.413,34 €	80.849.615,25 €
23	324738,894	186,71 €	217,83 €	248,94 €	60.631.147,72 €	70.736.339,00 €	80.841.530,29 €
24	321491,505	188,57 €	220,00 €	251,43 €	60.625.084,60 €	70.729.265,37 €	80.833.446,14 €
25	318276,59	190,46 €	222,20 €	253,95 €	60.619.022,09 €	70.722.192,44 €	80.825.362,79 €

Tabla 10: Ingresos generador por generación eléctrica.

Debido a la reducción de producción interanual del 1%, los ingresos anuales para cada uno de los escenarios rondan:

- Escenario 1 (150€/MWh): ~ **60,6 M €**
- Escenario 2 (175 €/MWh): ~ **70,7 M €**
- Escenario 3 (200 €/MWh): ~ **81 M €**

## 8.2 Costes de implantación y operación

Debido a la corta vida de la eólica flotante y los escasos ejemplos de parques tipo, la elaboración del cálculo aproximado de los costes se hace bastante complicada.

Finalmente, se decide seguir una estructura de costes publicada por el “Laboratorio de Energías Renovables de EE. UU” donde se consideran todos los costes aplicables de la implantación de parques eólicos, y específicamente de parques marinos flotantes.

Los costes de implantación, denominados CAPex recopilan los costes de implantación de la turbina y todo el sistema eléctrico y de anclaje junto con los costes financieros.

Los costes operativos o comúnmente llamados OPex, abarcan los costes mantenimiento y los propios costes de explotación de la planta.

A continuación, se observa el porcentaje representativo sobre el LCOE de cada uno de los diversos costes de una planta marina flotante. La dimensión del parque planteado (600 MW), la distancia a costa, profundidad, etc, hacen que dichos valores cambien de una planta a otra.

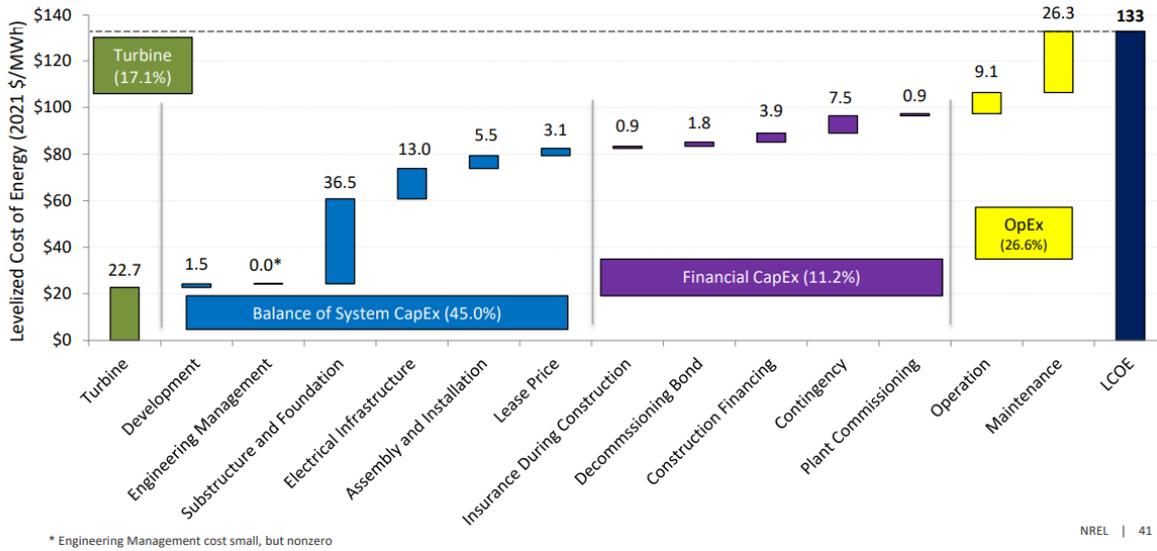


Figura 36: Coste representativo desglosado sobre el LCOE total de eólica marina flotante [Fuente: NREL]

Para los CAPex el artículo ofrece un desglose más exhaustivo de cada apartado recogido en dichos costes del cual se hará uso para los cálculos de la planta propia.

Parameter	Value (\$/kW)
<b>Turbine</b>	<b>1,301</b>
<b>BOS</b>	<b>3,422</b>
Development and project management	91
Substructure and foundation	2,089
Electrical infrastructure	747
Assembly and installation	316
Lease price	178
<b>Soft Costs</b>	<b>854</b>
Plant commissioning	52
Decommissioning	101
Contingency	428
Construction finance	221
Insurance during construction	52
<b>Total CapEx</b>	<b>5,577</b>

Figura 37: Costes \$/KW instalado desglosado de eólica marina flotante [Fuente: NREL]

Primeramente, se ha realizado una conversión euro/dólar de 1,09 para trabajar en la moneda que nos compete. Se prosigue realizando un nuevo cálculo proporcional sobre ciertos valores como los sistemas de anclaje o la infraestructura eléctrica debido a que la tabla hace referencia a una planta de 600 MW, a 739 metros de profundidad y 36 km de la costa. Por lo que se han supuesto un 20% de los costes de los apartados de línea de evacuación y sistema de anclaje fijo y un 80% variable que es proporcional a los valores de distancia a costa y profundidad, que serán reajustados a lo de la planta desarrollada en este proyecto.

<b>COSTES GENERALES IMPLANTACIÓN</b>	<b>COSTE UNITARIO (€/KW)</b>	<b>COSTE TOTAL (€/KW)</b>
Turbina	1.418,09 €	113.447.200,00 €
Estructura flotante y anclaje	1.726,78 €	138.142.240,00 €
<i>Estructura flotante</i>	1.474,77 €	117.981.600,00 €
<i>Anclaje</i>	252,01 €	20.160.640,00 €
Infraestructura electrica	393,64 €	31.490.826,67 €
<i>Línea interna planta</i>	237,62 €	19.009.600,00 €
<i>Línea de evacuación y conexionado</i>	156,02 €	12.481.226,67 €
Ensamblaje e instalación	344,44 €	27.555.200,00 €
Costes de arrendamiento	194,02 €	15.521.600,00 €
Puesta en marcha	56,68 €	4.534.400,00 €
Desmantelamiento	110,09 €	8.807.200,00 €
Contingencias	466,52 €	37.321.600,00 €
Financiación de la construcción	240,89 €	19.271.200,00 €
Seguro durante la obra	56,68 €	4.534.400,00 €
Desarrollo y dirección del proyecto	99,19 €	7.935.200,00 €
<b>Costes de implantación</b>	<b>5.107,01 €</b>	<b>408.561.066,67 €</b>

Tabla 11: Desglose de costes de implantación del parque diseñado.

Del sumatorio de los costes de cada subpartado obtenemos un CAPex de la planta que se está diseñando de **408.561.066,67 €**.

Para el cálculo de los costes de operación se ha tomado un valor fijo diferente al ofrecido por el estudio de NREL debido a que, en comparación al resto de valores ofrecidos, este es el claramente más obsoleto ya que hace referencia a un estudio elaborado en 2016 y que se considera muy poco actualizado. Para la planta objeto se imponen unos costes de mantenimiento y explotación de 14 €/MWh anual actualizado en un 1% por el envejecimiento del parque.

<b>Año</b>	<b>Producción (MWh)</b>	<b>Cost €/MWh</b>	<b>Total anual €</b>
1	405097,932	14,000	5.671.371,04 €
2	401046,952	14,140	5.670.803,91 €
3	397036,483	14,281	5.670.236,83 €
4	393066,118	14,424	5.669.669,80 €
5	389135,457	14,568	5.669.102,84 €
6	385244,102	14,714	5.668.535,93 €
7	381391,661	14,861	5.667.969,07 €
8	377577,745	15,010	5.667.402,28 €
9	373801,967	15,160	5.666.835,54 €
10	370063,948	15,312	5.666.268,85 €
11	366363,308	15,465	5.665.702,22 €
12	362699,675	15,619	5.665.135,65 €
13	359072,678	15,776	5.664.569,14 €
14	355481,951	15,933	5.664.002,68 €

<b>15</b>	351927,132	16,093	5.663.436,28 €
<b>16</b>	348407,861	16,254	5.662.869,94 €
<b>17</b>	344923,782	16,416	5.662.303,65 €
<b>18</b>	341474,544	16,580	5.661.737,42 €
<b>19</b>	338059,799	16,746	5.661.171,25 €
<b>20</b>	334679,201	16,914	5.660.605,13 €
<b>21</b>	331332,409	17,083	5.660.039,07 €
<b>22</b>	328019,085	17,253	5.659.473,07 €
<b>23</b>	324738,894	17,426	5.658.907,12 €
<b>24</b>	321491,505	17,600	5.658.341,23 €
<b>25</b>	318276,59	17,776	5.657.775,40 €

Tabla 12: Costes operacionales durante la vida útil del parque.

Realizando la conversión de dicho coste €/MWh a €/KW para compararlo con el resto de costes y realizando la media de los 25 años de vida útil obtenemos un valor de **70,81 €/kW**.

Con los valores de OPex y CAPex característicos de la planta podemos calcular el coste de la energía generada o más comúnmente denominado LCOE, aplicando la siguiente fórmula.

$$LCOE = \frac{(CapEx * FCR) + OpEx}{\left(\frac{AEP_{net}}{1,000}\right)}$$

Ecuación 3: Cálculo del LCOE.

El AEPnet es la energía generada por potencia instalada anual que para nuestra planta se trata de **4500,20 MWh/MW/año**.

El FCR es el *Fixed charge rate*, porcentaje representativo de los costes financiero y de intereses de la financiación del proyecto y que se fija en un valor representativo de **5,82%**.

Con estos 4 parámetros obtenemos un LCOE de **81,78 €/MWh**

<b>FCR</b>	5,82%
<b>Opex (€/kW)</b>	70,807
<b>Capex (€/kW)</b>	5107,013
<b>AEPnet (MWh/MW/año)</b>	4500,205
<b>LCOE (€/MWh)</b>	81,78

Tabla 13: Valores de parámetros que afectan al LCOE.

### 8.3 Cálculo de beneficios previo-impuestos

Para el cálculo de beneficios se realiza una tabla con periodo temporal anual en el que se contabiliza los ingresos para los 3 escenarios de precio eléctrico, los costes de operación y una amortización fija para los 25 años de los costes de implantación.

VIDA ÚTIL DE LA PLANTA	0	1	2	3	4	5
<b>ENTRADAS</b>						
Ingresos escenario 1 (150 €/MW)		60.764.689,76 €	60.758.613,29 €	60.752.537,43 €	60.746.462,18 €	60.740.387,53 €
Ingresos escenario 2 (175 €/MW)		70.892.138,06 €	70.885.048,84 €	70.877.960,34 €	70.870.872,54 €	70.863.785,45 €
Ingresos escenario 3 (200 €/MW)		81.019.586,35 €	81.011.484,39 €	81.003.383,24 €	80.995.282,90 €	80.987.183,38 €
<b>COSTES MANEJAMIENTO Y OPERACIÓN</b>		-5.671.371,04 €	-5.670.803,91 €	-5.670.236,83 €	-5.669.669,80 €	-5.669.102,84 €
<b>COSTES DE IMPLANTACIÓN (AMORTIZACIÓN)</b>	-408.561.066,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €
<b>BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS</b>						
BAI escenario 1		38.750.876,05 €	38.745.366,72 €	38.739.857,94 €	38.734.349,71 €	38.728.842,03 €
BAI escenario 2		48.878.324,34 €	48.871.802,27 €	48.865.280,84 €	48.858.760,07 €	48.852.239,95 €
BAI escenario 3		59.005.772,64 €	58.998.237,82 €	58.990.703,75 €	58.983.170,43 €	58.975.637,87 €

6	7	8	9	10	11	12
60.734.313,49 €	60.728.240,06 €	60.722.167,24 €	60.716.095,02 €	60.710.023,41 €	60.703.952,41 €	60.697.882,01 €
70.856.699,07 €	70.849.613,40 €	70.842.528,44 €	70.835.444,19 €	70.828.360,65 €	70.821.277,81 €	70.814.195,68 €
80.979.084,66 €	80.970.986,75 €	80.962.889,65 €	80.954.793,36 €	80.946.697,88 €	80.938.603,21 €	80.930.509,35 €
-5.668.535,93 €	-5.667.969,07 €	-5.667.402,28 €	-5.666.835,54 €	-5.666.268,85 €	-5.665.702,22 €	-5.665.135,65 €
-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €
38.723.334,90 €	38.717.828,32 €	38.712.322,30 €	38.706.816,82 €	38.701.311,89 €	38.695.807,52 €	38.690.303,69 €
48.845.720,48 €	48.839.201,67 €	48.832.683,50 €	48.826.165,99 €	48.819.649,13 €	48.813.132,92 €	48.806.617,36 €
58.968.106,06 €	58.960.575,01 €	58.953.044,71 €	58.945.515,16 €	58.937.986,36 €	58.930.458,32 €	58.922.931,03 €

13	14	15	16	17	18	19
60.691.812,23 €	60.685.743,04 €	60.679.674,47 €	60.673.606,50 €	60.667.539,14 €	60.661.472,39 €	60.655.406,24 €
70.807.114,26 €	70.800.033,55 €	70.792.953,55 €	70.785.874,25 €	70.778.795,67 €	70.771.717,79 €	70.764.640,61 €
80.922.416,30 €	80.914.324,06 €	80.906.232,63 €	80.898.142,00 €	80.890.052,19 €	80.881.963,18 €	80.873.874,99 €
-5.664.569,14 €	-5.664.002,68 €	-5.663.436,28 €	-5.662.869,94 €	-5.662.303,65 €	-5.661.737,42 €	-5.661.171,25 €
-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €
38.684.800,42 €	38.679.297,69 €	38.673.795,52 €	38.668.293,90 €	38.662.792,82 €	38.657.292,30 €	38.651.792,32 €
48.800.102,45 €	48.793.588,20 €	48.787.074,60 €	48.780.561,65 €	48.774.049,35 €	48.767.537,70 €	48.761.026,70 €
58.915.404,49 €	58.907.878,71 €	58.900.353,68 €	58.892.829,40 €	58.885.305,87 €	58.877.783,09 €	58.870.261,07 €

20	21	22	23	24	25
60.649.340,70 €	60.643.275,77 €	60.637.211,44 €	60.631.147,72 €	60.625.084,60 €	60.619.022,09 €
70.757.564,15 €	70.750.488,39 €	70.743.413,34 €	70.736.339,00 €	70.729.265,37 €	70.722.192,44 €
80.865.787,60 €	80.857.701,02 €	80.849.615,25 €	80.841.530,29 €	80.833.446,14 €	80.825.362,79 €
-5.660.605,13 €	-5.660.039,07 €	-5.659.473,07 €	-5.658.907,12 €	-5.658.341,23 €	-5.657.775,40 €
-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €	-16.342.442,67 €
38.646.292,90 €	38.640.794,03 €	38.635.295,70 €	38.629.797,93 €	38.624.300,71 €	38.618.804,03 €
48.754.516,35 €	48.748.006,66 €	48.741.497,61 €	48.734.989,22 €	48.728.481,47 €	48.721.974,38 €
58.862.739,80 €	58.855.219,28 €	58.847.699,52 €	58.840.180,50 €	58.832.662,24 €	58.825.144,73 €

Tabla 14: Balance de beneficios antes de impuestos de la planta diseñada.

Para una posterior comparativa, se muestra un gráfico con los flujos de cajas de los 3 escenarios, comúnmente denominado como payback del proyecto antes de la aplicación de impuestos:

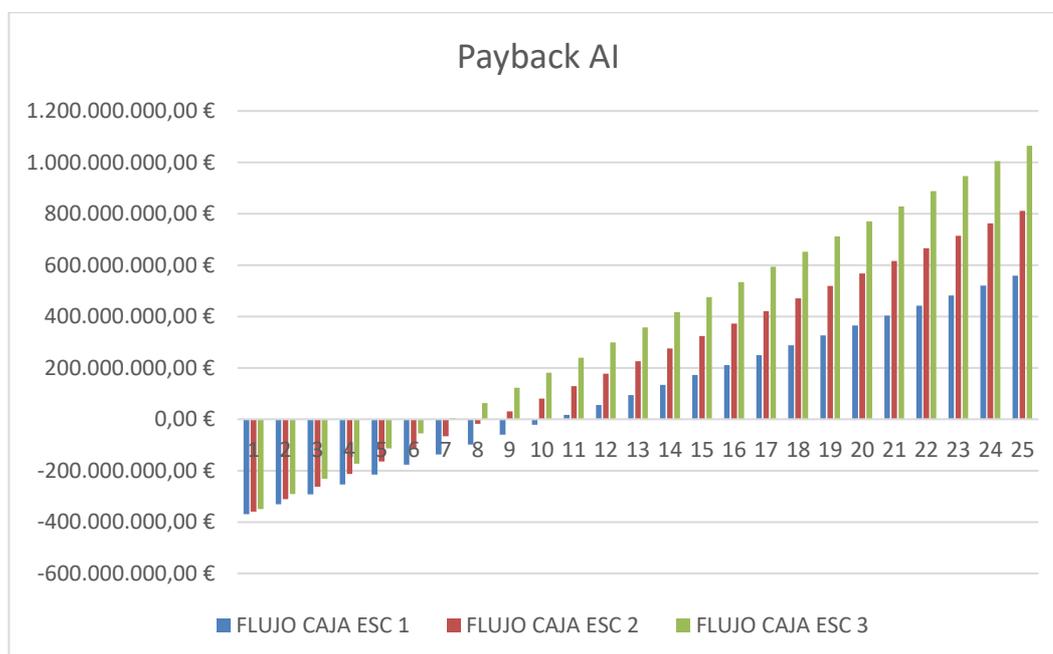


Figura 38: Gráfica representativa del payback para los 3 escenarios planteados previos impuestos.

Para el payback antes de la aplicación de los impuestos pertinentes de los diferentes escenarios, el año de reversión del flujo se sitúa en 11, 9 y 7 respectivamente para los escenarios 200, 175 y 150 €/MWh.

## 8.4 Beneficios netos y parámetros de inversión

Los beneficios proporcionados en el apartado anterior, no se les ha aplicado los diversos impuestos aplicables en España para un tipo de explotación como la que se desarrolla en este proyecto.

A continuación, se muestran los impuestos aplicables con una pequeña descripción:

- Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA): Se presupone que el IVA está incluido en los propios costes expuestos en el apartado 8.2.
- Impuesto sobre actividades económicas (IAE): Se debe abonar una cifra de 0.7212 €/ kW de potencia instalada. (Ley 58/2003)
- Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras. (ICIO): Es una tasa que varía entre el 0 y el 4% y se abona una única vez, en el primer periodo. Se ha calculado que la tasa a pagar en la ubicación seleccionada es un 1% de la inversión inicial total, aunque la ubicación seleccionada no tiene fijada una tasa exacta para este impuesto. (Real Decreto 2/2004)
- Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE): Tasa aplicada del 7% sobre los ingresos de producción de energía anual. (Ley 15/2012)

- Impuesto sobre bienes inmuebles (IBI): Puede variar de 0,4% - 1,3% anual del valor catastral, donde se ha abonado un 0,4 % al ayuntamiento de Lucía del Tirajana, municipio al que pertenece el emplazamiento de la planta. El valor catastral se ha reducido un 1% anual durante los 25 años de vida útil.
- Impuesto de sociedades (IS): Se asume que la compañía que lleva a cabo el proyecto es una sociedad anónima (S.A.). Para este modelo de negocio, la tasa del IS establecida es de un 25% sobre la base imponible del ejercicio. (Ley 27/2014, BOE, 2014).

Se ha desglosado dichos impuestos en dos subgrupos:

- Impuestos fijos (ICIO / IAE): El primero supone un único pago en el primer año fiscal y el segundo es un valor fijo al depender únicamente de la potencia instalada.
- Impuestos variables (IVPEE / IBI / IS): Los 3 impuestos son función ya sea de los propios beneficios, de la propia depreciación del valor catastral o de la energía generada.

A continuación, se muestra la tabla general de balances:

VIDA ÚTIL DE LA PLANTA	0	1	2	3	4	5
<b>BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS</b>						
BAI escenario 1		38.750.876,05 €	38.745.366,72 €	38.739.857,94 €	38.734.349,71 €	38.728.842,03 €
BAI escenario 2		48.878.324,34 €	48.871.802,27 €	48.865.280,84 €	48.858.760,07 €	48.852.239,95 €
BAI escenario 3		59.005.772,64 €	58.998.237,82 €	58.990.703,75 €	58.983.170,43 €	58.975.637,87 €
<b>IMPUESTOS FIJOS</b>						
ICIO	-4.085.610,67 €					
IAE		-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €
<b>IMPUESTOS VARIABLES</b>						
IVPEE + IBI + IS Escenario 1		-15.493.779,35 €	-15.410.427,87 €	-15.327.238,37 €	-15.244.209,22 €	-15.161.338,82 €
IVPEE + IBI + IS Escenario 2		-18.734.562,80 €	-18.650.887,25 €	-18.567.373,70 €	-18.484.020,53 €	-18.400.826,15 €
IVPEE + IBI + IS Escenario 3		-21.975.346,26 €	-21.891.346,63 €	-21.807.509,03 €	-21.723.831,85 €	-21.640.313,49 €
<b>BENEFICIO NETO</b>						
Escenario 1		19.113.790,03 €	23.277.242,84 €	23.354.923,57 €	23.432.444,49 €	23.509.807,21 €
Escenario 2		26.000.454,87 €	30.163.219,02 €	30.240.211,14 €	30.317.043,54 €	30.393.717,80 €
Escenario 3		32.887.119,71 €	37.049.195,19 €	37.125.498,72 €	37.201.642,58 €	37.277.628,38 €
<b>FLUJO DE CAJA</b>						
Flujo escenario 1 (150 €/MWh)	-408.561.066,67 €	-389.447.276,63 €	-366.170.033,79 €	-342.815.110,22 €	-319.382.665,73 €	-295.872.858,52 €
Flujo escenario 2 (175 €/MWh)	-408.561.066,67 €	-382.560.611,79 €	-352.397.392,78 €	-322.157.181,63 €	-291.840.138,10 €	-261.446.420,30 €
Flujo escenario 3 (200 €/MWh)	-408.561.066,67 €	-375.673.946,95 €	-338.624.751,76 €	-301.499.253,04 €	-264.297.610,46 €	-227.019.982,08 €

38.723.334,90 €	38.717.828,32 €	38.712.322,30 €	38.706.816,82 €	38.701.311,89 €	38.695.807,52 €	38.690.303,69 €
48.845.720,48 €	48.839.201,67 €	48.832.683,50 €	48.826.165,99 €	48.819.649,13 €	48.813.132,92 €	48.806.617,36 €
58.968.106,06 €	58.960.575,01 €	58.953.044,71 €	58.945.515,16 €	58.937.986,36 €	58.930.458,32 €	58.922.931,03 €
-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €
-15.078.625,58 €	-14.996.067,94 €	-14.913.664,34 €	-14.831.413,24 €	-14.749.313,13 €	-14.667.362,48 €	-14.585.559,81 €
-18.317.788,97 €	-18.234.907,41 €	-18.152.179,93 €	-18.069.604,98 €	-17.987.181,04 €	-17.904.906,61 €	-17.822.780,18 €
-21.556.952,35 €	-21.473.746,88 €	-21.390.695,51 €	-21.307.796,71 €	-21.225.048,96 €	-21.142.450,74 €	-21.060.000,56 €
23.587.013,32 €	23.664.064,38 €	23.740.961,95 €	23.817.707,57 €	23.894.302,77 €	23.970.749,04 €	24.047.047,88 €
30.470.235,51 €	30.546.598,25 €	30.622.807,57 €	30.698.865,01 €	30.774.772,09 €	30.850.530,31 €	30.926.141,18 €
37.353.457,71 €	37.429.132,13 €	37.504.653,19 €	37.580.022,45 €	37.655.241,41 €	37.730.311,58 €	37.805.234,47 €
-272.285.845,20 €	-248.621.780,82 €	-224.880.818,87 €	-201.063.111,29 €	-177.168.808,53 €	-153.198.059,49 €	-129.151.011,61 €
-230.976.184,79 €	-200.429.586,53 €	-169.806.778,96 €	-139.107.913,95 €	-108.333.141,86 €	-77.482.611,55 €	-46.556.470,37 €
-189.666.524,37 €	-152.237.392,24 €	-114.732.739,05 €	-77.152.716,60 €	-39.497.475,19 €	-1.767.163,61 €	36.038.070,86 €

38.684.800,42 €	38.679.297,69 €	38.673.795,52 €	38.668.293,90 €	38.662.792,82 €	38.657.292,30 €	38.651.792,32 €
48.800.102,45 €	48.793.588,20 €	48.787.074,60 €	48.780.561,65 €	48.774.049,35 €	48.767.537,70 €	48.761.026,70 €
58.915.404,49 €	58.907.878,71 €	58.900.353,68 €	58.892.829,40 €	58.885.305,87 €	58.877.783,09 €	58.870.261,07 €
-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €
-14.503.903,64 €	-14.422.392,51 €	-14.341.024,97 €	-14.259.799,58 €	-14.178.714,92 €	-14.097.769,60 €	-14.016.962,21 €
-17.740.800,29 €	-17.658.965,47 €	-17.577.274,27 €	-17.495.725,26 €	-17.414.317,01 €	-17.333.048,13 €	-17.251.917,21 €
-20.977.696,95 €	-20.895.538,44 €	-20.813.523,58 €	-20.731.650,94 €	-20.649.919,10 €	-20.568.326,65 €	-20.486.872,21 €
24.123.200,78 €	24.199.209,18 €	24.275.074,55 €	24.350.798,32 €	24.426.381,90 €	24.501.826,70 €	24.577.134,11 €
31.001.606,16 €	31.076.926,73 €	31.152.104,32 €	31.227.140,39 €	31.302.036,33 €	31.376.793,57 €	31.451.413,49 €
37.880.011,55 €	37.954.644,27 €	38.029.134,10 €	38.103.482,46 €	38.177.690,77 €	38.251.760,44 €	38.325.692,86 €
-105.027.810,83 €	-80.828.601,65 €	-56.553.527,10 €	-32.202.728,78 €	-7.776.346,89 €	16.725.479,81 €	41.302.613,92 €
-15.554.864,21 €	15.522.062,51 €	46.674.166,84 €	77.901.307,23 €	109.203.343,56 €	140.580.137,13 €	172.031.550,61 €
73.918.082,41 €	111.872.726,68 €	149.901.860,78 €	188.005.343,23 €	226.183.034,00 €	264.434.794,44 €	302.760.487,30 €

38.646.292,90 €	38.640.794,03 €	38.635.295,70 €	38.629.797,93 €	38.624.300,71 €	38.618.804,03 €
48.754.516,35 €	48.748.006,66 €	48.741.497,61 €	48.734.989,22 €	48.728.481,47 €	48.721.974,38 €
58.862.739,80 €	58.855.219,28 €	58.847.699,52 €	58.840.180,50 €	58.832.662,24 €	58.825.144,73 €
-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €	-57.696,00 €
-13.936.291,38 €	-13.855.755,75 €	-13.775.353,97 €	-13.695.084,69 €	-13.614.946,60 €	-13.534.938,38 €
-17.170.922,89 €	-17.090.063,79 €	-17.009.338,58 €	-16.928.745,90 €	-16.848.284,45 €	-16.767.952,90 €
-20.405.554,39 €	-20.324.371,83 €	-20.243.323,19 €	-20.162.407,11 €	-20.081.622,29 €	-20.000.967,41 €
24.652.305,52 €	24.727.342,27 €	24.802.245,74 €	24.877.017,24 €	24.951.658,11 €	25.026.169,65 €
31.525.897,46 €	31.600.246,86 €	31.674.463,03 €	31.748.547,31 €	31.822.501,03 €	31.896.325,48 €
38.399.489,41 €	38.473.151,45 €	38.546.680,33 €	38.620.077,39 €	38.693.343,95 €	38.766.481,32 €
65.954.919,44 €	90.682.261,72 €	115.484.507,45 €	140.361.524,69 €	165.313.182,80 €	190.339.352,45 €
203.557.448,08 €	235.157.694,94 €	266.832.157,97 €	298.580.705,29 €	330.403.206,31 €	362.299.531,80 €
341.159.976,71 €	379.633.128,16 €	418.179.808,49 €	456.799.885,88 €	495.493.229,83 €	534.259.711,15 €

Tabla 15: Balance de beneficios netos y flujos de cajas para los 3 escenarios planteados.

Como resultado de interés, se ha realizado un cálculo de los impuestos por €/MWh que repercutirían de manera clara en el precio final de la energía. Haciendo uso del LCOE podemos obtener el % representativo de dichos impuestos si sumásemos ambos parámetros.

Impuestos repercutidos €/MWh	
Escenario 1	38,793
Escenario 2	39,185
Escenario 3	39,580
LCOE + Impuestos	120,967899
Impuestos (%)	32,394

Tabla 16: Valor de impuestos y porcentaje representativo en el coste de energía generada.

Para poder analizar esta tabla de balances hacemos uso de los parámetros VAN y TIR:

- VAN (Valor actual neto): Criterio de inversión que actualiza los pagos y cobros de un proyecto para estudiar su rentabilidad económica.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Ecuación 4: Cálculo del valor neto anual

*F<sub>t</sub>*: Flujo neto de caja en el periodo *t*

*I<sub>0</sub>*: Inversión inicial

*k*: Tasa de descuento

*n*: Número de periodos.

- TIR (Tasa interna de retorno): Representa el porcentaje tanto de beneficio como de pérdida que ofrece una inversión. Se trata de la tasa de descuento para el cual es VAN se anula.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t}$$

Ecuación 5: Cálculo de la tasa interna de retorno

<b>VAN&gt;0:</b> La inversión generará beneficios, es rentable.	<b>TIR&gt;k:</b> Mayor rentabilidad, se acepta el proyecto.
<b>VAN=0:</b> La inversión no genera beneficios ni pérdidas.	<b>TIR=k:</b> Es indiferente.
<b>VAN&lt;0:</b> La inversión genera pérdidas, se rechaza.	<b>TIR&lt;k:</b> No alcanza la rentabilidad mínima, se rechaza.

Tabla 17: Valores indicativos del VAN y TIR para la viabilidad económica del proyecto.

Para los diversos escenarios del proyecto se obtienen los siguientes valores de VAN y TIR:

INDICADORES ECONÓMICOS DE VIABILIDAD		
Tasa de descuento		5%
Inversión inicial		-408.561.066,67 €
VAN	Escenario 1	-75.172.569,81 €
	Escenario 2	21.795.327,52 €
	Escenario 3	118.763.224,86 €
TIR	Escenario 1	2,77%
	Escenario 2	5,12%
	Escenario 3	7,24%

Tabla 18: Valores del VAN y TIR para los 3 escenarios planteados del proyecto.

Se puede observar como la viabilidad económica del proyecto es viable a partir del escenario 2 (175 €/MW) con un TIR ligeramente superior a la tasa de descuento. Para el escenario 3 se logra un beneficio bastante considerable con un TIR superior a la tasa de descuento lo que indica una buena oportunidad de negocio.

Si representamos la misma gráfica del payback del apartado anterior pero esta vez teniendo en consideración los impuestos aplicados, los años de reversión del flujo de caja se sitúa en los años 12, 14 y 18 de vida útil del proyecto.

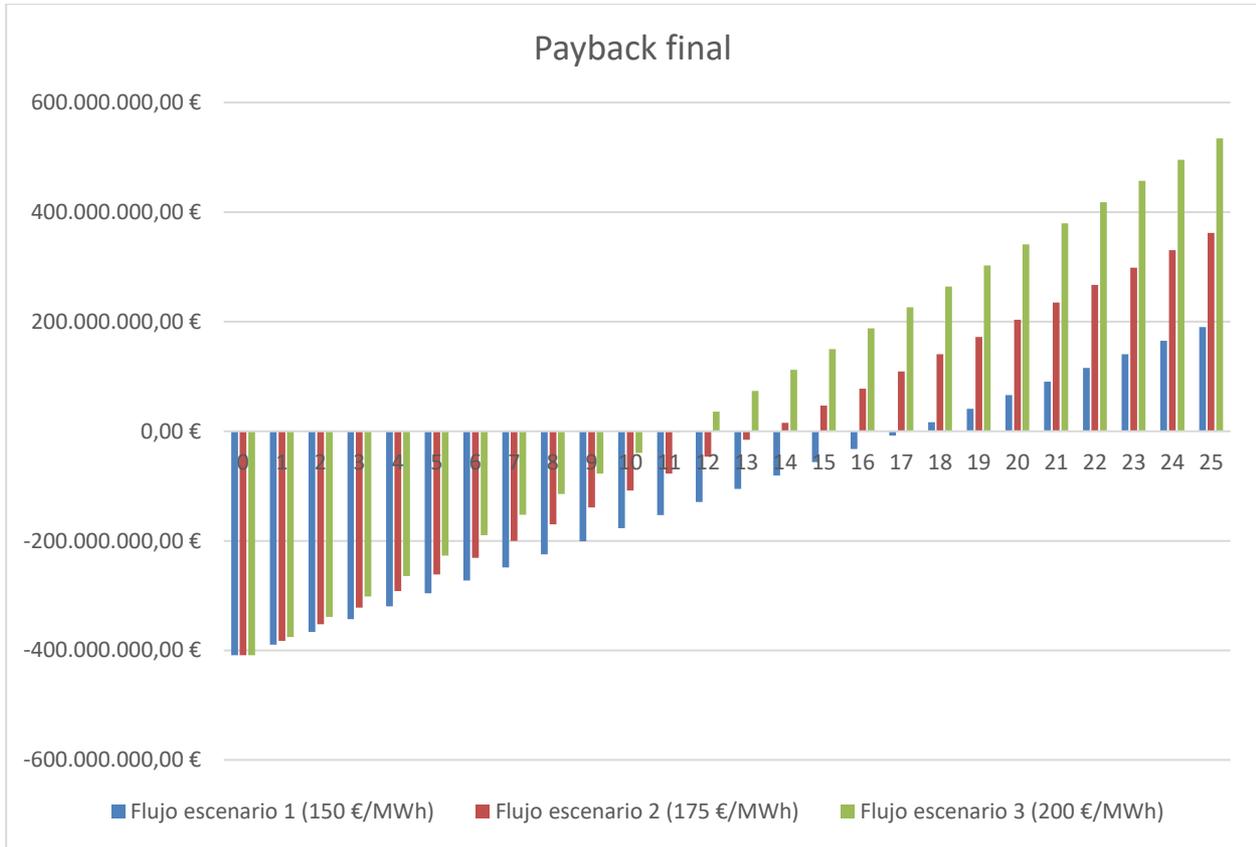


Figura 39: Gráfica representativa del payback para los 3 escenarios planteados.

## 9 CONCLUSIONES

---

Resulta evidente la necesidad de una transición hacia fuentes de energías más limpias y sostenibles para la reducción de los efectos que tiene el cambio climático y las emisiones de gases contaminantes en nuestro planeta. Las energías renovables son la clave para lograr dicho propósito y a la vista de los resultados obtenidos, la eólica off-shore pueden ser una pieza fundamental en la combinación de estas tecnologías para la descarbonización del sector de la generación eléctrica.

Durante el desarrollo del proyecto se han seguidos todos los pasos vitales necesarios para el estudio de la viabilidad de un parque eólico marino flotante: identificación de las zonas aptas desde el punto regulatorio, análisis de cada una de las zonas en busca de la mejor sinergia recurso eólico-batimetría, facilidad del conexionado del parque al sistema eléctrico y diseño del parque en función de los anteriores factores.

La implantación de este tipo de parques en zonas como el archipiélago canario, con un sistema aislado, brinda la oportunidad de un suministro fiable y sostenible de la electricidad al mismo tiempo que ofrece una mayor competitividad para la implantación de esta tecnología por la propia regulación del precio de la electricidad en el mercado canario.

Como resumen de los resultados obtenidos, la energía neta generada por el parque alcanza los 405 GWh anuales, lo que supondría un 12,74% de la generación eléctrica de la isla y un factor de carga del 57%, sustancialmente superior al de las plantas terrestres debido a las excelentes condiciones de recurso eólico.

Si bien para el primer escenario planteado aún es necesario un desarrollo más amplio de la tecnología y un abaratamiento de los costes de implantación, cuando el precio eléctrico alcanza aproximadamente los 175 €/MWh, queda contrastada la viabilidad económica de este tipo de proyectos, remitiendo una tasa interna de retorno de 5,12% y 7,24% para el segundo y tercer escenario respectivamente.

Cabe destacar que el presente proyecto ha realizado un estudio previo de viabilidad de un parque eólico flotante para la ubicación escogida, dejando como líneas futuras de estudio diversos análisis como la modelación de los efectos de estela, la simulación detallada de posibles variantes de layouts de la situación de los aerogeneradores o el diseño detallado de la interconexión interna de planta.

España posee zonas idóneas para la implantación de la eólica marina flotante y cuenta con un sector eólico y naval más que contrastado a nivel mundial. Es solo cuestión de tiempo y de inversión económica, que el desarrollo de la tecnología la posiciona como una de las mayores fuentes de generación eléctrica en el panorama nacional y sitúe al sector eólico off-shore como uno de los referentes a nivel global.

---

# REFERENCIAS

---

- [1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: <HTTPS://WWW.IEA.ORG/>
- [2] ENERDATA: <HTTPS://DATOS.ENERDATA.NET/>
- [3] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA: <HTTPS://WWW.REE.ES/ES/DATOS/ALDIA>
- [4] INSTITUTE FOR ENERGY ECONOMICS AND FINANCIAL ANALYSIS:  
<HTTPS://IEEFA.ORG/TOPIC/RENEWABLES-STORAGE>
- [5] THE WIND POWER: <HTTPS://WWW.THEWINDPOWER.NET/>
- [6] VISOR INFOMAR: <HTTP://INFOMAR.CEDEX.ES/VISOR.HTML>
- [7] PLAN DE ORDENACIÓN DEL ESPACIO MARÍTIMO:  
<HTTPS://WWW.MITECO.GOB.ES/ES/COSTAS/TEMAS/PROTECCION-MEDIO-MARINO/ORDENACION-DEL-ESPACIO-MARITIMO/DEFAULT.ASPX>
- [8] GLOBAL WIND ATLAS: <HTTPS://GLOBALWINDATLAS.INFO/ES>
- [9] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY:  
<HTTPS://WWW.NREL.GOV/DOCS/FY23OSTI/84774.PDF>
- [10] ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA: <HTTPS://AEEOLICA.ORG/>