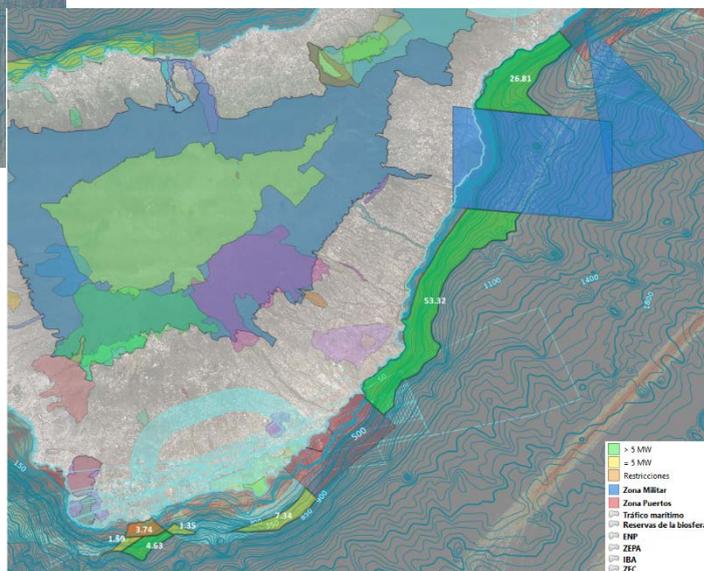
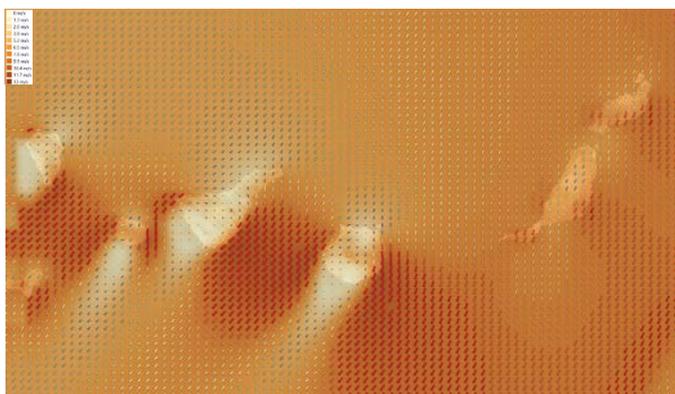
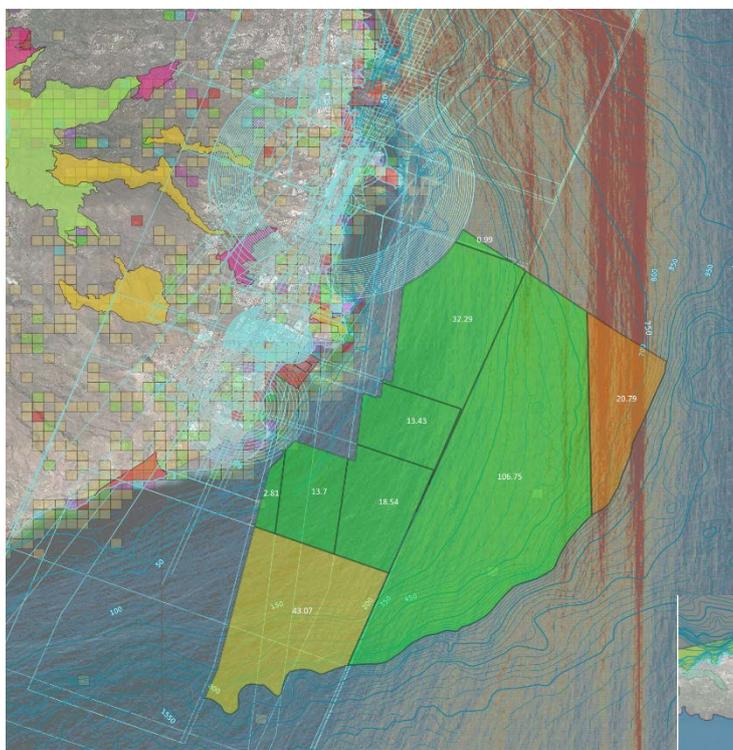
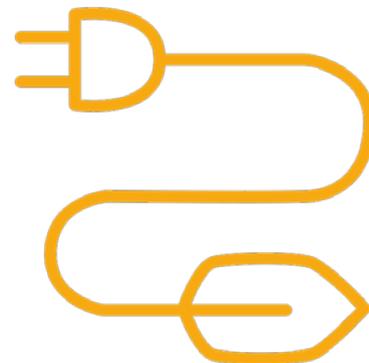


CANARIAS

Por la transición energética

Estrategia de las energías
Renovables marinas de
Canarias



Estrategia de las energías renovables marinas de Canarias (edición v1)

Promotor: Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias.

Elaboración: Instituto Tecnológico de Canarias, S.A.

Las Palmas de Gran Canaria, febrero de 2022

Tabla de contenidos

1. RESUMEN EJECUTIVO	1
2. ANTECEDENTES	7
3. INTERÉS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES MARINAS EN CANARIAS	8
3.1. Política energética	8
3.2. Restricciones espaciales del sector energético derivadas de la condición de insularidad.....	9
3.3. Restricciones del sistema eléctrico	11
3.4. Canarias puede abanderar el despliegue de la industria en energías renovables marinas	13
4. DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES MARINAS EN CANARIAS	15
4.1. Bases de cálculo	15
4.1.1. Descripción general de la metodología empleada.....	15
4.1.2. Estimación del recurso renovable.....	17
4.1.3. Restricciones físicas del área a estudio.....	31
4.1.4. Restricciones derivadas de protecciones medioambientales.....	40
4.1.5. Restricciones derivadas de tráfico marítimo, aéreo y usos militares	48
4.1.6. Restricciones por usos complementarios	72
4.1.7. Otras restricciones técnicas	89
4.2. Definición de zonas aptas para la instalación de parques eólicos off-shore	94
4.2.1. Estudio de las zonas aptas de Gran Canaria.....	95
4.2.2. Estudio de las zonas aptas de Tenerife	100
4.2.3. Estudio de las zonas aptas de Lanzarote.....	104
4.2.4. Estudio de las zonas aptas de Fuerteventura	109
4.2.5. Estudio de las zonas aptas de La Palma	114
4.2.6. Estudio de las zonas aptas de La Gomera	118
4.2.7. Estudio de las zonas aptas de El Hierro.....	122
4.2.8. Análisis de la potencia máxima instalable en la zonas aptas.....	125
4.2.9. Análisis necesidades energéticas por islas.....	133
4.3. Definición de zonas aptas para la instalación de generadores undimotrices.....	4
4.3.1. Zonas aptas para undimotriz de Tenerife	5
4.3.2. Zonas aptas para undimotriz de Gran Canaria.....	6
4.3.3. Zonas aptas para undimotriz de Lanzarote.....	7
4.3.4. Zonas aptas para undimotriz de Fuerteventura.....	9
4.3.5. Zonas aptas para undimotriz de La Palma	10

4.3.6. Zonas aptas para undimotriz de El Hierro	11
4.3.7. Zonas aptas para undimotriz de La Gomera	13
4.3.8. Análisis de la potencia máxima en energía undimotriz	14
4.4. Definición de zonas aptas para la instalación de plantas fotovoltaicas off-shore... 16	
4.4.1. Zonas aptas para fotovoltaica flotante en Tenerife	18
4.4.2. Zonas aptas para fotovoltaica flotante en Gran Canaria	22
4.4.3. Zonas aptas para fotovoltaica flotante en Lanzarote	25
4.4.4. Zonas aptas para fotovoltaica flotante en Fuerteventura	28
4.4.5. Zonas aptas para fotovoltaica flotante en La Palma	30
4.4.6. Zonas aptas para fotovoltaica flotante en La Gomera	31
4.4.7. Zonas aptas para fotovoltaica flotante en El Hierro	34
4.4.8. Análisis de la potencia máxima instalable para fotovoltaica flotante	35
4.4.9. Análisis de la fotovoltaica flotante en condiciones off-shore para Canarias	39
5. SITUACIÓN DEL SECTOR DE LAS ENERGÍAS MARINAS	42
5.1. Marco general de desarrollo de las energías marinas.....	42
5.1.1. Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM).....	42
5.1.2. Real Decreto 1028/2007 y sucesivos	43
5.2. Modelo de explotación.....	44
5.2.1. Alternativas de modelos de explotación.....	45
5.2.2. Recomendación para la situación particular de Canarias	52
5.3. Cadena de valor del suministro de Canarias.....	53
5.4. Evolución de costes de las energías marinas	64
5.4.1. Evolución de costes de infraestructuras de producción de energía marina	64
5.4.2. Estimación de costes asociados a la evacuación de la potencia	72
5.5. Estimación de infraestructuras necesarias para la evacuación de la potencia.....	75
5.5.1. Tipos de sistemas de evacuación de potencia marina	75
5.5.2. Otras soluciones de integración.....	77
5.5.3. Requerimientos de puntos de conexión	77
5.5.4. Definición de infraestructuras requeridas	79
5.5.5. Estimación de costes asociados a la evaluación de la potencia.....	82
6. HOJA DE RUTA DE LAS ENERGÍAS MARINAS EN CANARIAS.....	84
6.1. DAFO.....	84
6.1.1. Debilidades.....	85
6.1.2. Amenazas	86
6.1.3. Fortalezas	86

6.1.4. Oportunidades	87
6.2. Principios	89
6.1. Objetivos.....	90
6.2. Plan de acción	92
6.3. Coste de implantación del plan de acción	108
7. CONCLUSIONES	111

1. RESUMEN EJECUTIVO

En esta estrategia se lleva a cabo un estudio de las posibilidades que presenta Canarias para explotar su potencial en energías renovables marinas, especialmente, la eólica off-shore, la energía undimotriz y la fotovoltaica off-shore. Estas tecnologías son las que cuentan con mayor potencial de desarrollo en el archipiélago, por contar con un recurso renovable muy alto, aunque como se describe a lo largo de la estrategia, habrá otros condicionantes que limitarán su aprovechamiento.

Canarias presenta unas condiciones envidiables en cuanto al recurso renovable disponible y es reconocida a nivel europeo como una de las regiones en las que las energías renovables marinas tiene más potencial, no sólo por condiciones técnicas relacionadas con el recurso, sino también, por aspectos económicos relativos al extracoste de la generación en las islas. En cualquier caso, debe resaltarse la complejidad de la operación de los sistemas eléctricos canarios, donde, a modo de ejemplo, los dos de mayor tamaño no superan los 550 MW de potencia punta, siendo aplicables procedimientos de operación particulares (territorio no peninsular), en comparación con los que se aplican en el resto del territorio peninsular.

Haciendo uso de herramientas de sistemas de información geográfica (GIS, en sus siglas en inglés, Geographical Information System), se ha realizado un diagnóstico del potencial por tecnologías para la instalación de energías renovables marinas en Canarias. Estos modelos cartográficos permiten superponer capas de información sectorial, de modo que pueda verse, a la vez, las diferentes restricciones y zonas a evitar que pudieran darse en un lugar determinado, junto con el recurso energético disponible, por ejemplo. De esta forma, se tiene una idea clara de cuáles son las zonas que reúnen las mejores condiciones para instalar dispositivos de aprovechamiento de las energías renovables marinas y cuáles no. Es una herramienta muy útil y totalmente abierta a modificación, en base a los requerimientos que se necesiten.

Para la definición de las áreas aptas para la instalación de energías renovables marinas en Canarias, se desarrolla un análisis multicriterio evaluando las distintas perspectivas, afecciones y compatibilidades de cada tecnología a fin de analizar su aceptabilidad y potencial de desarrollo en el corto/medio plazo de tiempo. Este estudio comienza con las mismas consideraciones de partida para los tres grupos de tecnologías renovables marinas mencionadas, añadiendo, posteriormente, las condiciones particulares de cada opción tecnológica a efectos de delimitar las áreas de mayor interés de desarrollo para cada una de ellas, de manera concreta.

En este punto conviene comentar que hasta el momento había sido una práctica habitual tomar como referencia mapas genéricos de recurso renovable (principalmente, recurso eólico y undimotriz) para determinar las regiones de mayor interés para la instalación de este tipo de infraestructuras. Los mapas más utilizados han sido la cartografía eólica desarrollada por el Gobierno de Canarias según orden de encargo al Instituto Tecnológico de Canarias en el año 2006, y los mapas posteriormente publicados por el Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) en los cuales se seguían las mismas bases y se analizaba el recurso eólico para alturas comprendidas entre los 40 y 100 metros con un modelo de

diagnóstico. Dichos mapas no fueron concebidos para analizar el recurso eólico marino e, incluso, las alturas de medida no representan las alturas de buje de aerogeneradores “marinizados” donde, normalmente, se superan los 100 metros. Por otra parte, no existían mapas de radiación solar off-shore.

Para solucionar este déficit de información se ha ejecutado, explícitamente para el desarrollo de esta estrategia, un modelo de prognosis no hidrostático que, a pesar de su alto coste computacional, mejora considerablemente las estimaciones de modelos linearizados o de masa consistente (diagnosis), metodología usada hasta la fecha para planimetrías de recurso renovable en Canarias. Se toma además como referencia, los datos del conjunto ERA-5, la fuente más precisa de re-análisis disponible para Canarias. Con estos datos se simula un año completo para toda Canarias incluyendo zonas terrestre y off-shore con las que, posteriormente, se estima el recurso para diferentes alturas comprendidas entre 10 y 200 metros y donde, además del recurso eólico, se obtienen múltiples variables meteorológicas relacionadas con el potencial renovable, tales como la radiación solar, la temperatura, la humedad relativa o la presión atmosférica. El modelo también se ejecuta para obtener la cartografía de frecuencias y longitud de olas y, así, estimar la energía undimotriz.

En la siguiente fase se identifican las áreas aptas en base a las condiciones físicas del medio marino. En este contexto, existe una amplia base de datos de recursos cartográficos, como las batimetrías y la morfología de los fondos marinos publicados por el Instituto Español de Oceanografía, al igual que otras capas relativas a la red de Espacios Naturales Protegidas, la Red Natura 2000 y otras protecciones de carácter medioambiental publicadas por la Viceconsejería de Medioambiente del Gobierno de Canarias. También, se deben tener en cuenta otros condicionantes relativos a las actividades portuarias y sus dominios, las rutas marítimas y servidumbres aeronáuticas publicadas por distintos entes dependientes del Ministerio de Fomento y el Ministerio de Transporte, Movilidad y Agenda Urbana, y el resto de actividades que se realizan en el medio marino (pesca, navegación de recreo, acuicultura, etc.).

Cada uno de los recursos y datos consultados y utilizados en este análisis se describen con detalle, argumentando, no sólo su procedencia y necesidad, sino, también, sus limitaciones (si las hubiera) para el fin del estudio planteado.

Sin lugar a dudas, la restricción de mayor importancia se deriva de las condiciones específicas de los sistemas eléctricos insulares del archipiélago. Además, hay que poner en la balanza la contribución de otras fuentes de generación renovable (especialmente, las no gestionables) en cada isla. Si bien esta vertiente será objeto de un análisis más detallado en el ámbito del Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan), en la presente estrategia se valoran distintas alternativas de potencias marinas instaladas, evaluando, mediante un modelo de balance energético, los límites técnicos y los requerimientos necesarios para determinar la cobertura de la demanda eléctrica de cada sistema insular.

Todos estos elementos situados en el mapa y correctamente clasificados, permiten realizar una estimación de las zonas más propensas para la instalación de tecnologías renovables marinas y qué zonas presentan mayores limitaciones o, directamente, no son aptas para la implantación de estos dispositivos generadores de energía renovable. Las áreas delimitadas

usarán como indicador, la superficie disponible para la instalación de energías renovables marinas.

Canarias es una de las Comunidades Autónomas de España con mayor potencial para la puesta en marcha de parques eólicos off-shore, principalmente, con tecnología flotante. De acuerdo con el análisis realizado, por criterios territoriales, **en las islas hay zonas hábiles para la instalación de hasta 14 GW de potencia eólica off-shore si bien, de esa cantidad 5,4 GW se ubicarían en zonas de difícil acceso para la red eléctrica.** En la siguiente tabla, se presentan los objetivos de potencia para el año 2030 y 2040, así como el potencial total máximo instalable, según las restricciones mencionadas en cada isla y para distintas configuraciones de distribución de parques eólicos.

Estimación de potencia objetivo y capacidad existente en eólica off-shore (MW)					
Isla	Objetivo 2030	Objetivo 2040	Capacidad 16D/10D*	Capacidad 12D/8D*	Capacidad 10D/6D*
Gran Canaria	200,0	1.089,7	490	912	1.242
Tenerife	130,0	505,3	484	616	941
Lanzarote	50,0	430,1	708	1.188	1.800
Fuerteventura	50,0	435	3.312	5.640	8.928
La Palma	0,0	20,0	99	157	198
La Gomera	0,0	12,0	384	672	1.032
El Hierro	0,0	12,0	48	48	96
Canarias	430,0	2.499,2	5.525	9.233	14.237

*Donde se hace mención a la separación entre máquinas, primero la separación con el aerogenerador que se sitúa en la dirección predominante del viento, delante, (16 multiplicado por el diámetro, p.e.) y seguido la separación con los aerogeneradores a los lados (10 multiplicado por el diámetro, p.e.)

Dentro del grupo de las energías oceánicas, la que mayor interés tendría en Canarias sería la undimotriz por cuestiones relacionadas con el recurso de olas existente, especialmente, en las islas de Tenerife, Lanzarote y Gran Canaria. Esta tecnología es, también, la que más próxima estaría a su despliegue comercial. Las áreas de mayor interés, en todas las islas para la explotación de tecnologías de generación eléctrica undimotriz, se localizan en el Norte, si bien, en algunos casos, como en La Palma o Lanzarote, existen protecciones medioambientales que hacen que las áreas de mayor interés no puedan ser usadas y deban desplazarse, ligeramente, a otras zonas. En cualquier caso, de llegarse en algún momento a una fase de desarrollo de la tecnología a un coste competitivo, habría una alta aceptabilidad del espacio marítimo para permitir su puesta en marcha.

Potencia máxima instalable en undimotriz						
Isla	Tipo de zona/Área (km ²)		Nº Dispositivos	Disp. Convertidores 250 kW (MW)		Disp. Convertidores 750 kW (MW)
Tenerife	Sin restricciones	116,58	144	36	81	108
	Con restricciones	146,00	180	45		135
Gran Canaria	Sin restricciones	187,98	232	58	60	174
	Con restricciones	7,38	9	2		7
Lanzarote	Sin restricciones	192,45	238	59	71	178
	Con restricciones	38,21	47	12		35
Fuerteventura	Sin restricciones	2,90	4	1	38	3
	Con restricciones	120,86	149	37		112
La Palma	Sin restricciones	19,40	24	6	7	18
	Con restricciones	3,61	4	1		3
El Hierro	Sin restricciones	8,33	10	3	3	8
	Con restricciones	0	0	0		0
La Gomera	Sin restricciones	140,88	174	43	53	130

	Con restricciones	30,30	37	9		28	
TOTAL	Sin restricciones	668,52	826	206	313	619	941
	Con restricciones	346,36	426	106		320	

En lo que se refiere a la fotovoltaica flotante, esta tecnología ha tenido un desarrollo muy importante a nivel mundial en los últimos años y, especialmente, en zonas de Asia donde existen grandes lagos o fiordos (aguas en calma). La potencia instalada, a nivel mundial, a finales de agosto de 2020, era de unos 2,6 GW (según publica IRENA en el informe "[Offshore renewables. An action agenda for deployment](#)"). Además, en los últimos años se ha propuesto su despliegue en zonas marinas, comenzando por lugares donde pueden instalarse estos sistemas al abrigo de las olas e incluso evaluando su instalación en mar abierto. A nivel de Canarias, la instalación de esta tecnología podría ser interesante, principalmente, en zonas portuarias y en otras, próximas a la costa, en las que haya grandes consumidores ubicados, aprovechando espacios que, actualmente, no tienen un uso destacado para producir energía eléctrica. Conforme al análisis realizado, en Canarias existiría potencial para la instalación de este tipo de generadores marinos en un área equivalente a 828.104 m², la cual sería suficiente para instalar hasta 68 MW, si los paneles se instalaran en superficie inclinada, o 97 MW si se instalan sin inclinación.

Estimación de potencia requerida y capacidad existente en fotovoltaica flotante				
Isla	Objetivo 2030	Objetivo 2040	Ángulo inclinado	Ángulo horizontal
Tenerife	10,8 MW	27,0 MW	19,0 MW	27,3 MW
Gran Canaria	10,8 MW	30,6 MW	21,2 MW	30,4 MW
Lanzarote	3,1 MW	8,7 MW	19,2 MW	27,5 MW
Fuerteventura	3,7 MW	5,0 MW	3,9 MW	5,5 MW
La Palma	0,9 MW	2,0 MW	1,4 MW	2,1 MW
La Gomera	0,9 MW	1,5 MW	1,6 MW	2,3 MW
El Hierro	0,6 MW	1,0 MW	1,6 MW	2,4 MW
Canarias	30,8 MW	75,8 MW	67,9 MW	97,4 MW

Un aspecto importante que ha sido analizado en este estudio, es la necesidad de llevar a cabo una ordenación espacial que ayude a asegurar la máxima eficiencia en el uso del dominio público marítimo del archipiélago. Así pues, **no bastaría únicamente con establecer las áreas hábiles para la instalación de generadores renovables marinos, sino que, adicionalmente, debería definirse la ubicación aproximada de cada uno de los generadores en la zona marina reduciendo el riesgo de que una sola instalación mal posicionada ponga en riesgo toda o una gran parte de la zona reconocida**, máxime cuando el área disponible es limitada. Además, esta ordenación ayudaría a reducir el impacto visual. Por otra parte, **esa ordenación sería muy útil porque podría permitir la realización de pre-estudios especializados sobre aspectos muy importantes como las afecciones sobre las servidumbres aeronáuticas (interacción con radiobalizas y conos de aproximación de las propuestas en esas zonas) o incluso el dimensionamiento de las infraestructuras de evacuación** que serían necesarias para cumplir con los objetivos de potencia planificados (incluyéndose en la planificación de la red de transporte). De esta forma, **se reducirían, enormemente, los tiempos para la autorización de instalaciones.**

Es importante tener en cuenta que este tipo de proyectos va a movilizar grandes inversiones hacia las Islas Canarias, generando empleo local asociado a las energías renovables y potenciando la creación de nuevos modelos de negocio que permitirán una recuperación

económica sin precedentes, teniendo en cuenta la situación que se ha producido a nivel mundial como consecuencia de la crisis sanitaria originada por la COVID-19. En la nueva industria marítima, no sólo son necesarios científicos e ingenieros altamente especializados, sino que, además, se necesita de soldadores o electricistas con nuevas habilidades enfocadas en el sector. Los mercados emergentes en el sector, no sólo lograrán electricidad de bajo costo que favorezca la descarbonización, sino que, también, establecerán sus propias cadenas de valor para beneficiar sus economías. El Global Wind Energy Council (GWEC) estima que se pueden crear 17 trabajos directos (definidos como un trabajo a tiempo completo durante un año para una persona) por cada MW de capacidad de generación, a lo largo de un tiempo de operación de 25 años de un proyecto de energía eólica marina. Además, supondrá la creación de un tejido productivo exportable a otros lugares del mundo como fuente de creación de negocio.

En cuanto a los costes de instalación, la operación y mantenimiento, y el LCOE (en inglés, Levelized Cost Of Energy) van disminuyendo poco a poco. Siguiendo el último informe de costes de generación de energía renovable publicado por IRENA (en inglés, International Renewable Energy Agency), en 2019, el LCOE promedio global de la eólica marina bajó un 29% entre 2010 y 2019, esto es, de 0,161 a 0,115 USD/kWh. Además, la Agencia sugiere que el coste se fijará en torno a 0,05 y 0,10 USD/kWh en 2023, y podrá lograrse incluso en los mercados relativamente nuevos.

En el caso particular de Canarias podría ser interesante la existencia de **una figura pública que se encargue de la evaluación y otorgamiento de permisos, así como del apoyo, supervisión e implicación activa** en los proyectos de este sector. Es importante que el organismo responsable sea capaz **de unificar y agilizar los trámites necesarios para la puesta en marcha de los proyectos**, asegurando, en cualquier caso, la rentabilidad y la minimización de impactos medioambientales. Un ejemplo de mucho éxito puede ser el *"The Crown Estate"* desarrollado en Reino Unido.

El organismo regulador encargado de velar por el correcto despliegue de las tecnologías marinas tendría la "propiedad" o "concesión" de las regiones de interés para la explotación de energías marinas. Esta entidad ofrecería zonas off-shore, repercutiendo los beneficios obtenidos de esa actividad en fomentar el desarrollo de otros proyectos relacionados con las energías renovables en la región, en especial, el almacenamiento energético, que está llamado a ser un elemento clave en la integración de las energías renovables en la red y la consecución de los objetivos de descarbonización del sistema eléctrico. Los fondos recabados de la explotación de esta actividad serían reinvertidos de nuevo en otras medidas que ayuden a potenciar el despliegue de tecnologías renovables en el archipiélago, afrontando, de una mejor forma, el reto de la descarbonización. Además, se podrían considerar como referencias otros modelos de colaboración público-privada, ya implantados en Canarias, en el ámbito de las energías renovables, como Gorona del Viento en la isla de El Hierro.

Por otro lado, analizando la evolución en los últimos años de los esquemas de apoyo financiero utilizados en el sector de las energías marinas, y más concretamente en la energía eólica marina, **se tiende a implementar modelos del tipo Contract for Difference (CfD)**, ya que éstos garantizan al generador una cantidad igual al "precio de ejercicio" de CfD por su

potencia generada. No obstante, existen muchos otros modelos de explotación utilizados de forma exitosa por varios países tanto de la UE como de otras partes del mundo, **entre los que destacan el esquema de Renewables Obligation Contracts (ROCs) y la implementación de diferentes tipos de Feed-in Tariff o Feed-in Premium.**

2. ANTECEDENTES

A finales del año 2019 la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial encarga al Instituto Tecnológico de Canarias, S.A, la elaboración de la Estrategia de las energías renovables marinas de Canarias, con el fin de profundizar en uno de los elementos clave del futuro Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan).

En este documento se analiza la situación del sector de las energías renovables marinas de Canarias, para las distintas tecnologías disponibles así como el potencial para su despliegue en el archipiélago y cómo este eslabón quedaría integrado en el marco común definido para el PTECan.

Se analiza en una primera fase la situación del sector desde el punto de vista energético y de aceptabilidad de la tecnología medida a través de un conjunto de restricciones que definen, a nivel geográfico, el cumplimiento de condiciones técnicas, medioambientales, territoriales y de compatibilidad de uso con estas tecnologías. El análisis se realiza con el apoyo de sistemas de información geográfica (GIS), y de manera diferenciada, para parques eólicos off-shore, convertidores de energía oceánica (especialmente de tecnologías undimotriz) y fotovoltaica off-shore, como alternativas de mayor interés en Canarias. Estas áreas delimitadas ayudarán también a cuantificar los requerimientos de infraestructuras de evacuación para poder inyectar la energía generada por estas instalaciones a cada uno de los sistemas eléctricos insulares del archipiélago.

Seguido del diagnóstico, se realiza un estudio de las barreras técnicas, regulatorias, administrativas, financieras, de mercado y sociales asociadas a estas tecnologías en las islas. Se propone además un modelo de explotación adaptado a la situación particular de Canarias, tomando como base de partida los casos de éxito implantados en otros países de la Unión Europea.

Usando como referencia el diagnóstico desarrollado, se lleva a cabo el análisis estratégico propiamente dicho. Dicho análisis estratégico comienza con un DAFO el cual resume el conjunto de conclusiones obtenidas a lo largo de los apartados 3 y 4. Posteriormente, se plantean los objetivos generales y sectoriales de las energías renovables marinas en Canarias para cada uno de los grupos de tecnología evaluados, a partir del cual se diseña un plan de acción que es monetizado por año e isla.

3. INTERÉS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES MARINAS EN CANARIAS

3.1. Política energética

En el ámbito de la energía, la actual política energética de los países europeos tiene como base común los requerimientos definidos en el Acuerdo de París de 2015, refrendados en el Acuerdo de París de 2016. Este acuerdo trajo consigo la obligatoriedad de que todos los Estados miembros (EM) pusieran en marcha un conjunto de medidas que ayudaran a alcanzar el cumplimiento de cuatro objetivos generales:

- 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990 para 2030.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 32,5% de mejora de eficiencia energética.
- 15% de interconexiones eléctricas de los Estados miembros.

Esas medidas fueron definidas en el **paquete de invierno** del año 2016 (COM (2016) 860 final). No obstante, en el año 2018 se llevó a cabo una actualización (COM (2018) 773 final) en el que se planteaba el objetivo adicional de que la Unión Europea alcanzara una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050.

De la misma forma, la Unión Europea demandó que cada EM desarrollara un **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima** para el periodo comprendido entre los años 2021 y 2030. En el caso de España, el segundo borrador de ese plan fue publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en febrero de 2020, habiéndose aprobado definitivamente por Acuerdo del Consejo de Ministros, el 16 de marzo de 2021.

El Plan Nacional Integral de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, del Gobierno de España, es aún más ambicioso que el paquete de invierno, proponiéndose que el 42% de la energía final consumida sea de origen renovable para ese mismo año. Para alcanzar este objetivo, el 74% de la generación eléctrica debe ser renovable en 2030, aspirándose a la total descarbonización del sector eléctrico en el año 2050.

Los objetivos energéticos fijados en el ámbito nacional a través del PNIEC 2021-2030 se refieren al conjunto del estado español y no por Comunidades Autónomas (CCAA). En este contexto, es de especial importancia definir la forma en la que cada CCAA puede cooperar para lograr ese objetivo común.

La **condición de insularidad y la ubicación geográfica de las Islas Canarias hacen que la perspectiva energética sea uno de los elementos claves del desarrollo de la región**. Esta fue la principal razón por la que a 8 de agosto de 2019 el ejecutivo autonómico estableció la “promoción del desarrollo sostenible” como uno de los cinco elementos clave para guiar la acción del máximo ente regulatorio de la Comunidad Autónoma de Canarias en la legislatura 2019-2023. Posteriormente, mediante Acuerdo de Gobierno de 30 de agosto de 2019, se aprobó la **declaración de emergencia climática en Canarias**, que se marca, como objetivo prioritario, iniciar las actuaciones necesarias para elaborar y aprobar la Ley Canaria de Cambio Climático, con el objeto de alcanzar la descarbonización de la economía canaria en el

año 2040. Además de ya contar con un anteproyecto de Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética, se están elaborando varios instrumentos de planificación, entre ellos, la Estrategia Canaria de Acción Climática, el Plan Canario de Acción Climática y el Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan).

Uno de los principales objetivos del PTECan es conseguir la total descarbonización del sector energético para el año 2040 (10 años antes que para el resto del Estado, conforme a lo que se establece en el PNIEC). Para lograr ese fin es necesario una apuesta firme por las energías renovables como fuente energética principal de todos los sistemas eléctricos de Canarias. De la misma forma, por las condiciones de operación de las principales fuentes renovables de Canarias (eólica y fotovoltaica), debe recurrirse al sobredimensionamiento de instalaciones para, con ayuda de los sistemas de almacenamiento de energía, y conseguir la sustitución de la generación fósil, no sólo en aplicaciones relacionadas con el arbitraje de energía, sino también en la provisión de servicios complementarios de ajuste al sistema.

Adicionalmente, la descarbonización total sólo es posible si se logra eliminar por el completo el uso de combustibles fósiles, y esto incluye aplicaciones relativas a la movilidad y el calor. Así pues, no sólo es necesario disponer de suficientes medios de generación eléctrica renovable para mantener los consumos actuales del sector eléctrico, sino que habría que tener en cuenta los requerimientos derivados de la movilidad eléctrica o incluso la producción de hidrógeno verde con la que dar soporte a esos servicios específicos. A modo de referencia, la propia Estrategia del vehículo eléctrico augura un aumento de la demanda eléctrica en Canarias del 35% como consecuencia de esta motorización.

La conclusión obvia de este análisis es que en todas las islas del archipiélago canario se debe llevar a cabo un aumento significativo de la potencia renovable instalada para dar cumplimiento a los objetivos autonómicos, nacionales y europeos. Además, dados los plazos fijados para lograr la descarbonización del sector energético, es necesario identificar y acometer las acciones de incentivo y adaptación de infraestructuras necesarias en el menor plazo posible, para lo cual, resulta fundamental disponer de una planificación energética que recoja la contribución conjunta de todas las tecnologías.

3.2. Restricciones espaciales del sector energético derivadas de la condición de insularidad

La descarbonización del sector energético de Canarias traerá consigo la necesidad de disponer de una mayor superficie ocupada para fines relacionados con la energía, incluyéndose no sólo el área relativa a los propios generadores sino también al conjunto de infraestructuras auxiliares como son las redes y subestaciones eléctricas, los sistemas de almacenamiento energético, o los propios caminos y accesos a dichas instalaciones.

El aspecto mencionado en el párrafo anterior entra en contraposición con la alta riqueza medioambiental de las islas. En el archipiélago existe un total de 146 Espacios Naturales Protegidos (ENP), ocupando un área total que representa el 40% del territorio terrestre disponible. A esto hay que sumarle las zonas incluidas en la Red Natura 2000, por su riqueza

paisajística y su biodiversidad. En ambas zonas, o bien se prohíbe totalmente la instalación de infraestructuras energéticas, o se encuentran con importantes restricciones para su implantación.

Además de las restricciones derivadas de la protección y conservación de la riqueza medioambiental, paisajística y biodiversidad de las islas, existen otras limitaciones espaciales relacionadas con la tecnología, entre las que destacan las siguientes:

Gran aglomeración en zonas de alto interés: Las zonas de mayor potencial para el desarrollo de las tecnologías eólica y fotovoltaica presentan, en la actualidad, una gran aglomeración de instalaciones, por ser los emplazamientos donde el recurso existente garantiza la recuperación de la inversión en el menor tiempo posible.

Requerimientos de ocupación: La necesidad de espacio depende de la tecnología utilizada. En general para una planta fotovoltaica instalada en suelo se requiere un espacio de aproximadamente 10 m²/kW mientras que para un parque eólico este ratio se sitúa sobre los 3 m²/kW.

Distancia respecto a otros parques eólicos: En el caso de la eólica, el Decreto 6/2015 exige una distancia mínima de separación respecto a otros parques eólicos para reducir pérdidas. Esta distancia es dependiente del tamaño de buje del aerogenerador seleccionado. En este contexto, los aerogeneradores de nueva generación, si bien reducen el espacio ocupado por potencia instalada, requieren mayores distancias de separación respecto a otros parques eólicos.

Servidumbres aeronáuticas: Esta limitación también afecta a la eólica. En general, las zonas de mayor interés suelen coincidir con las regiones en las que se encuentran los aeropuertos canarios. Por condiciones de seguridad se establecen conos de aproximación respecto a las pistas de aterrizaje y dispositivos radiobaliza, que limitan no sólo las áreas aptas en las que sería viable la instalación de parques eólicos sino también las alturas máximas para la instalación de aerogeneradores.

Distancia respecto a población: En los parques eólicos también se suele exigir una distancia mínima de separación entre dichas instalaciones y los núcleos habitados y casas aisladas. Estas distancias son necesarias para reducir los problemas originados por efecto flicker o incluso el ruido.

Impacto visual: En el campo de la energía eólica ya existen modelos comerciales de aerogeneradores de entre 10-12 MW. Estos nuevos modelos sustituyen a gamas anteriores en las que la potencia no superaba los 2 MW. El aumento de la potencia está ligado al aumento de la envergadura de los aerogeneradores, provocando un incremento del impacto visual producido. El aumento del nivel de impacto visual genera el síndrome conocido como NIMBY (“No in my Back Yard”) lo cual produce una cierta controversia social frente a la instalación de aerogeneradores. También aumenta el riesgo de siniestralidad de aves.

Compatibilidad de uso: La alta ocupación del suelo exigida en las huertas fotovoltaicas generalmente suele coincidir con un desplazamiento de la actividad agrícola en las zonas en las que se instalan. Esa es una de las principales razones por las que se fomenta la instalación

sobre cubierta. La alta ocupación del espacio asociado a las plantas fotovoltaicas, (aproximadamente, 10 m²/kW) también suponen un problema de carácter socioeconómico.

Históricamente, todas estas restricciones han causado un freno en el desarrollo del sector de las energías renovables y, aunque en los últimos años se ha conseguido una mejora significativa pasando de coberturas de demanda eléctrica en Canarias mediante energías renovables del 7,5% en 2017 a valores del 16,4% en 2019 y del 17,5% en 2020, aún queda recorrido para alcanzar el objetivo de total descarbonización del sector energético de Canarias en 2040.

La apuesta por las **energías renovables marinas amplía los horizontes para el fomento de las energías renovables en las islas**. Aunque estas tecnologías deban también enfrentarse a una serie de restricciones particulares, como se analiza a lo largo de la estrategia, lo cierto es que abre nuevas posibilidades para la instalación de infraestructuras de generación renovables en un territorio limitado por su fragilidad y las condiciones de insularidad.

3.3. Restricciones del sistema eléctrico

Todo sistema eléctrico debe garantizar un equilibrio constante entre la generación y el consumo de electricidad. Ese balanceo es un desafío técnico de considerable importancia, especialmente en escenarios de alta penetración de energías renovables de carácter no gestionable. Las energías renovables marinas son, prácticamente en su totalidad, no gestionables, previéndose una alta participación de la energía eólica off-shore, la entrada de nuevas tecnologías de convertidores de energía oceánica (principalmente undimotriz) y la fotovoltaica flotante.

Los sistemas eléctricos canarios presentan, además, el agravante de no estar conectados a ningún sistema eléctrico continental. Sólo las islas de Lanzarote y Fuerteventura están interconectadas eléctricamente entre ellas. Y, en el mejor de los casos, se podrá contar, en el corto/medio plazo, con dos nuevas interconexiones que unirán las islas de Lanzarote y Fuerteventura con Gran Canaria y Tenerife con La Gomera. El carácter aislado y el relativo pequeño tamaño de cada uno de estos sistemas eléctricos insulares representan una de las restricciones de mayor importancia en la promoción de las energías renovables marinas en el archipiélago canario.

Con independencia del área disponible para la instalación de energías renovables marinas, **los distintos sistemas eléctricos de Canarias marcarán la potencia renovable máxima que podría ser conectada a la red sin sufrir políticas de corte que pudieran comprometer la rentabilidad de estas instalaciones**, máxime cuando los costes de inversión de las tecnologías off-shore son superiores a los existentes en otras opciones tecnológicas como la eólica onshore, en las que ya se ha alcanzado una madurez suficiente como para ser la opción más rentable de generación en Canarias.

Es importante tener en cuenta que este tipo de proyectos suponen un coste de inversión que llega a alcanzar hasta cuatro veces el requerido en otras tecnologías como los parques eólicos onshore. La aplicación de políticas de corte en estas instalaciones puede suponer un riesgo inasumible para los promotores. Por todo ello, no debería otorgarse más potencia de

la que fuera asumible por el sistema eléctrico al que se conecta y, en todo caso, debería fomentarse que éstos puedan vincular su producción a sistemas de almacenamiento de energía tales como las baterías químicas o la producción de hidrógeno verde, para alcanzar mayores potencias instaladas.

Partiendo de los datos publicados en el Anuario Energético de Canarias 2019, los distintos sistemas eléctricos de las islas se pueden clasificar en función de los picos de demanda que se producen en cada uno de estos sistemas eléctricos. Se distinguen tres categorías básicas, que son:

Sistemas eléctricos con puntas de demanda inferiores a 50 MW. En este grupo se incluyen las islas de El Hierro (7,8 MW), La Gomera (12,6 MW) y La Palma (47,3 MW). Estos sistemas eléctricos insulares tendrían más problemas de estabilidad frente a la integración masiva de energías renovables marinas ya que generalmente se producen variaciones importantes en términos de frecuencia y tensión y la acción de un único generador podría tener un impacto alto en el mantenimiento de las condiciones de balance. Además se producen diferencias importantes entre regiones y los sistemas no siempre se encuentran lo suficientemente mallados para mejorar su robustez.

Sistemas eléctricos con puntas de demanda entre 50 y 150 MW. En este grupo se incluyen las islas de Lanzarote (145,9 MW) y Fuerteventura (119 MW). Como ya se comentó anteriormente, éstas son las únicas islas eléctricamente interconectadas en la actualidad, si bien en la planificación de la Red de Transporte 2015-2020 se incluyó una posible interconexión con Gran Canaria (como actuación incluida en el anexo II, como infraestructura a poner en servicio más allá del 2020). Esta infraestructura es viable desde un punto de vista técnico. La distancia entre Gran Canaria y Fuerteventura es de, aproximadamente, 120 km y la profundidad no excede de 1.200 metros.

A nivel de red eléctrica, ambas islas sólo cuentan con un corredor próximo al este de las islas. Por consiguiente, cualquier parque de generación que pretenda instalarse en la sección Oeste de las islas, requiere de una cuantiosa inversión para la conexión al sistema eléctrico. En muchos casos, esto inviabiliza la operación pese a que el recurso en algunos puntos es destacable.

Sistemas eléctricos con puntas de demanda superiores a 150 MW. En este grupo se incluyen las islas capitalinas de Tenerife (616 MW) y Gran Canaria (615 MW) donde se concentra más del 83% de los habitantes del conjunto de Canarias. Desde el punto de vista económico el PIB de ambas islas representa el 82% del total del archipiélago.

En comparación con el resto de las Islas Canarias, Gran Canaria y Tenerife, cuentan con sistemas eléctricos más robustos y mejor mallados. Esta es la razón por la que la mayoría de las iniciativas privadas para la instalación de energías marinas en Canarias se centran en estas islas. Además, se proponen o están tramitando sistemas de almacenamiento energético a gran escala que permitirían mejorar la capacidad de gestión.

Necesariamente, cualquier acción de promoción de las energías marinas renovables en Canarias debe estar ligada a la adopción de medidas que refuercen la robustez de los

sistemas eléctricos a los que se conecta. Así pues, se convierten en elementos clave el almacenamiento a nivel distribuido y a gran escala. También se requiere un refuerzo de las redes de transporte de energía eléctrica, estableciéndose nuevos nodos de red o reforzando los existentes para conseguir que estos generadores puedan ser instalados sin que esto provoque problemas de seguridad y garantía de suministro en ningún momento y, principalmente, en escenarios de alta penetración de energías renovables. Por todo ello, se concluye que **el desarrollo del potencial de las energías renovables marinas en Canarias no será posible si no se movilizan inversiones en infraestructuras eléctricas y de almacenamiento energético principalmente en las islas de mayor potencial.**

3.4. Canarias puede abanderar el despliegue de la industria en energías renovables marinas

Las condiciones de aislamiento desde el punto de vista eléctrico de Canarias y la escasa robustez de nuestros sistemas eléctricos insulares también traen consigo una oportunidad para el desarrollo de las energías renovables marinas. El archipiélago canario presenta unos costes de explotación por islas que en todos los casos superaron los 150 €/MWh en el año 2019, siendo algo más bajo en el año 2020, como se demuestra en la siguiente tabla.

Precios medios de generación y demanda por islas [Año 2019]				
Año	Costes de generación [€/MWh]		precio de la demanda [€/MWh]	
	2019	2020	2019	2020
Lanzarote	156,37	129,41	40,92	39,78
Fuerteventura	156,37	129,41		
Gran Canaria	152,93	112,62		
Tenerife	157,77	118,95		
La Gomera	277,88	240,99		
La Palma	225,35	179,52		
El Hierro	440,50	326,84		

Tabla 1 Precios medios de generación y demanda por islas [Año 2019 y 2020]. Fuente: ESIOS

No obstante, el precio medio de la demanda se encuentra sobre los 40,92 y 39,78 €/MWh, para los años 2019 y 2020, sufragándose la diferencia, o extracoste de producción, a través de dos mecanismos básicos de financiación:

- 50% de la diferencia o extracoste de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos insulares a cargo de los Presupuestos Generales del Estado.
- 50% de la diferencia o extracoste a través de la factura eléctrica de todos los consumidores del mercado nacional.

El alto coste de operación del modelo energético actual en las islas ha sido una de las razones por las que históricamente se ha abogado por la promoción de las energías renovables incluso estableciéndose medidas especiales para la situación de Canarias. La eólica terrestre ya ha superado con creces la reducción de costes respecto a la generación térmica convencional. No obstante, presenta los problemas de escasa gestionabilidad y en su integración cada vez es más importante contar con sistemas de almacenamiento energético que sean capaces de aportar servicios de arbitraje de energía y complementarios de ajuste al

sistema para garantizar la sustitución real y segura de fuentes contaminantes no renovables por energías limpias y renovables. Las energías renovables marinas (en especial la eólica off-shore) van por el mismo camino en cuanto a optimización y reducción de costes de inversión (CAPEX) y de mantenimiento (OPEX).

Los altos coste de operación en los sistemas eléctricos canarios hacen que las energías renovables marinas sean una alternativa de mucho interés para reducir los extracostes de producción de energía eléctrica. En una situación en la que se pagara por la energía el mismo precio que lo que costara generarla, la mayor parte de las tecnologías renovables off-shore ya serían competitivas desde el punto de vista económico. **El apoyo a la inversión en energías renovables marinas reducirá, progresivamente, el extracoste en las islas**, el cual alcanza los 800 millones de euros anuales.

Por otra parte, el reducido tamaño de los sistemas eléctricos insulares hace posible que instalaciones que serían consideradas de pequeño tamaño en el resto de España, en Canarias puedan tener una influencia notable en la descarbonización del sector energético. Esto unido a las condiciones del recurso existente, mejora considerablemente el atractivo del sector, razón por la que existe un alto interés de promotores privados en la inversión en Canarias.

Por tanto, **Canarias tiene una oportunidad única de convertirse en un Living Lab¹ para la prueba de mecanismos facilitadores y tecnologías a implementar en el resto del territorio nacional**. El crecimiento previsto en la instalación de parques eólicos marinos, parques de convertidores oceánicos y plantas fotovoltaicas off-shore tendrá un impacto directo en la creación de empleos de calidad relacionados con conocimientos de alto valor añadido.

¹ Un Living Lab es un banco de pruebas reales y un entorno de experimentación donde los usuarios y los productores colaboran y pueden co-crear innovaciones. La Comisión Europea caracteriza los Living-Labs como Alianzas Público-Privado-Personas (PPPP) para la innovación abierta impulsada por los usuarios.

4. DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES MARINAS EN CANARIAS

4.1. Bases de cálculo

4.1.1. Descripción general de la metodología empleada

En la definición de zonas aptas para la instalación de parques eólicos off-shore, parques de convertidores oceánicos y plantas fotovoltaicas off-shore, hay que desarrollar un análisis multicriterio en el que se evalúe las distintas perspectivas, afecciones y compatibilidades de la tecnología, a fin de analizar su aceptabilidad y potencial de desarrollo en el corto/medio plazo en coherencia con la estrategia de descarbonización de Canarias.

El análisis comienza con el estudio del recurso renovable disponible. Naturalmente, dado el coste de inversión de este tipo de infraestructuras, la puesta en marcha de instalaciones de generación de energías renovables marinas en Canarias debería priorizarse en lugares donde se garantice el mayor aprovechamiento posible de esas instalaciones. Principalmente en las primeras fases de desarrollo de las energías marinas en las que el CAPEX no ha alcanzado su valor óptimo, la puesta en marcha de parques de generación en lugares de bajo potencial pueden significar que los rendimientos económicos no alcancen los mínimos necesarios y provoque una desincentivación en el sector que pueda poner en riesgo el desarrollo de la tecnología en Canarias.

Los estudios desarrollados hasta la fecha, tanto en el ámbito de Canarias como a nivel nacional, para evaluar el potencial de las islas en energías marinas (principalmente eólica off-shore), han usado una cartografía del recurso renovable inapropiada para tal fin. A modo de ejemplo, para analizar el potencial de la energía eólica off-shore, se recurrió a estimaciones de viento como las desarrolladas por el Gobierno de Canarias a través del Instituto Tecnológico de Canarias en 2006, o la posteriormente publicada por el Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), en la que las alturas de análisis, del recurso disponible, se definían entre los 40 y 80 metros. Además, esos estudios se centraban en el análisis de las condiciones del recurso terrestre. Los modelos de aerogeneradores que se proponen para el despliegue de la eólica marina en Canarias potencian la maximización de la energía producida por unidad de superficie como estrategia para reducir costes de inversión (menor número de plataformas). Las nuevas tecnologías de aerogeneradores marinizados proponen alturas de buje superiores a los 120 metros, por lo que las referencias utilizadas en los estudios desarrollados hasta ahora, no se consideran adecuadas.

En cuanto a la fotovoltaica off-shore, para la evaluación de su recurso, sería necesario disponer de una cartografía solar en áreas marinas que, actualmente, no existe.

Para solucionar los problemas mencionados, el ITC ha implementado el modelo Weather Research Forecast (WRF). A diferencia de las cartografías eólicas publicadas hasta la fecha para Canarias basadas en modelos de diagnosis, en este caso se ha recurrido a un modelo de pronosis no hidrostático que, a pesar de su alto coste computacional, mejora considerablemente las estimaciones de modelos linealizados o de masa consistente

(diagnosis). En concreto, se usa el modelo de nueva generación WRF-ARW (Advanced Research Weather Research Forecast) con datos ERA5 proveídos por el centro europeo de predicciones a medio plazo (ECMWF), la fuente más precisa de re-análisis computada hasta la fecha para Canarias. Con estos datos se simula un año completo para toda Canarias incluyendo zonas terrestre y marinas con las que, posteriormente, se estima el recurso disponible a las alturas apropiadas, así como otras variables necesarias para los análisis. Finalmente, las condiciones del recurso se traducen a producción de energía usando modelos de micrositting específicos.

En la siguiente fase se identifican las áreas aptas en función de las condiciones físicas del medio. En este contexto, existe una amplia base de datos de recursos cartográficos como las batimetrías y fondos marinos publicados por el Instituto Español de Oceanografía, las capas de la Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos, la Red Natura 2000 y otras protecciones de carácter territorial y medioambiental, publicadas por la Viceconsejería de Medioambiente del Gobierno de Canarias, las infraestructuras portuarias, las rutas marítimas, o las servidumbres aeronáuticas, publicadas por distintos entes dependientes del Gobierno de España tales como el Ministerio de Fomento y el Ministerio de Transporte, Movilidad y Agenda Urbana. Cada uno de estos recursos, así como los datos utilizados en este análisis, se describen en los siguientes apartados, justificando, no sólo su procedencia y necesidad, sino también sus limitaciones (si las hubiera).

Es importante tener en cuenta que el fin último de esta etapa del estudio es determinar la superficie máxima viable para la instalación de generadores renovables marinos en cada una de las islas en base a los datos disponibles y los análisis realizados. Las áreas delimitadas usarán como indicador la superficie disponible para la instalación de tecnologías renovables marinas sin hacer mención, en esta primera fase, a las potencias máximas instalables.

Sin duda alguna, la restricción de mayor importancia para Canarias se deriva de las limitaciones y condiciones específicas de los sistemas eléctricos insulares del archipiélago. Si bien esta vertiente será objeto de un análisis más detallado en el ámbito del Plan de Transición Energética de Canarias - PTECan, en esta estrategia se valoran distintas alternativas de potencia off-shore instaladas evaluando, mediante un modelo de balance energético, los límites técnicos y los requerimientos necesarios para estimar la cobertura de la demanda eléctrica de los sistemas insulares.

En función de las áreas viables para la instalación de generadores renovables marinos, los requerimientos para cobertura de demanda y las zonas de mayor interés desde la perspectiva de recurso disponible, se identificarán las zonas de explotación prioritarias. Notar que determinadas restricciones que deben ser consideradas en este momento posiblemente dejen de ser de aplicación, o se modifiquen, con el avance de la tecnología. Entre estas restricciones se encuentra, por ejemplo, las profundidades máximas que pueden ser alcanzadas para anclar las infraestructuras marinas.

Teniendo en cuenta todas las condiciones y restricciones mencionadas, se definen las áreas, desde las más adecuadas y prioritarias a las de menor interés, que, según la fase de explotación de la tecnología, podrían ser potenciadas en la actualidad o en fases futuras de despliegue.

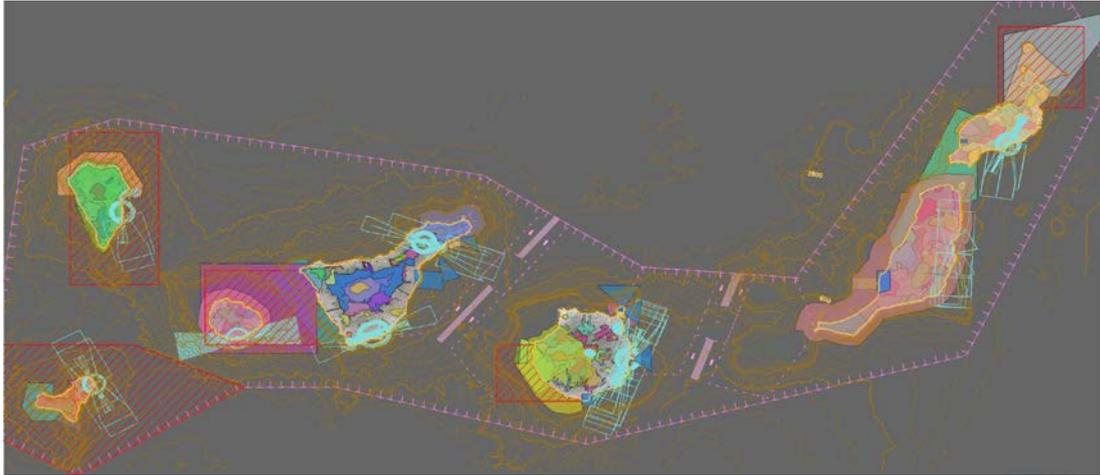


Figura 1 Ejemplo de solape de distintos tipos de restricciones consideradas en el estudio

El incremento de la demanda previsto por el vehículo eléctrico, el uso del hidrógeno como vector energético, el fomento del almacenamiento energético (a todas las escalas) y las interconexiones eléctricas entre islas permitirán aumentar progresivamente la capacidad de integración de energías renovables no gestionables.

En la última etapa del diagnóstico se determinan las infraestructuras que serían requeridas para cada una de las áreas clasificadas como prioritarias, previamente seleccionadas. El objetivo es definir los medios que se necesitarían para el despliegue de las tecnologías marinas en Canarias y los costes que esto supondría, bases fundamentales para trazar las líneas generales del plan de acción de la presente estrategia.

4.1.2. Estimación del recurso renovable

Para esta Estrategia de energías renovables marinas de Canarias se han desarrollado estimaciones con modelos específicos que permiten cuantificar el recurso disponible para cada una de las tecnologías analizadas, haciendo uso de las mejores fuentes de información disponibles y de los modelos más avanzados existentes a nuestro alcance.

Las estimaciones del recurso eólico y solar parten del modelo de predicción meteorológica numérica WRF. Dicho modelo computa la evolución temporal de las variables atmosféricas en un área a nivel de mesoescala, partiendo de unas condiciones iniciales de contorno que han sido definidas previamente. Este tipo de modelo ha sido validado a nivel internacional y su precisión se considera muy buena, aunque requiere un tiempo computacional elevado, razón por la que, normalmente, se suele recurrir a soluciones de diagnóstico en fases iniciales de proyecto. La mejora en recursos computacionales y el esfuerzo de investigación ha logrado agilizar el cómputo y permitir que, como en este caso, la simulación para todo el territorio de Canarias pueda realizarse en unos tiempos asumibles.

Por otra parte, para la estimación del recurso undimotriz se ha apostado por el modelo WAM (Wave Modelling). Como en el caso del WRF, el modelo WAM es un sistema de predicción numérica de prognosis. Este modelo ha sido implementado en Canarias e incluso Puertos del Estado ofrece valores tipos de altura y frecuencia de olas para regiones marinas de Canarias.

4.1.2.1. Procedimiento de estimación del recurso con modelo WRF y WAM

El primer paso para poder llevar a cabo la ejecución de los modelos de pronóstico mencionados es la definición de los dominios. En la dinámica espacial de estos modelos, un dominio se define como el área en el que se computan las variables meteorológicas y oceánicas. Las dimensiones de un dominio son generalmente del orden de la mesoescala, es decir, la longitud de sus lados se fija entre unos pocos a varios centenares de kilómetros.

Dentro de un dominio se puede definir otro dominio de menores dimensiones y mayor resolución, llamado nido. Un nido se define como un dominio de mayor resolución espacial insertado en un dominio de menor resolución. La anidación es un proceso muy útil por el cual se obtiene una mayor resolución espacial sobre una región de interés que reduce el coste computacional. Este aumento en la resolución es conveniente para la estimación de ciertos fenómenos predominantes a mesoescala, como la convección, la influencia de la topografía u otros aspectos que no podrían determinarse a resoluciones mayores. En general, el nido cubre una parte del dominio principal, que determina las condiciones de contorno del nido.

Para el objetivo de este análisis se computa un único dominio de 6 km sin anidamientos ya que el refinamiento a resoluciones espaciales por debajo de los 500 metros requeriría un incremento considerable de los tiempos computacionales (cuantificado en 6 veces más los asumidos con esta solución). No obstante, es una solución lo suficientemente precisa para el objetivo a estudio ya que se describe el clima off-shore. Además, para los puntos intermedios de la malla creada, se utiliza un método de interpolación por triangulación de Delaunay definiendo la estimación para cada pixel de la capa creada.

Para la definición del dominio principal se han considerado las siguientes recomendaciones, comúnmente establecidas por la comunidad científica experta en esta materia:

Condiciones climáticas locales: Los dominios deben definirse teniendo en cuenta las características específicas del clima en la región analizada. Por ejemplo, las Islas Canarias se encuentran bajo la influencia de los vientos alisios. Por lo tanto, el primer dominio debe centrarse en la zona Norte de las islas con el objetivo de capturar las condiciones que produce la atmósfera en la región, y asegurando que los extremos del dominio se ubican lo suficientemente lejos del área principal de interés.

En Canarias también hay tormentas (en algunas épocas del año), que entran por el Suroeste de las islas. Por esta razón, el dominio principal debe ser lo suficientemente grande como para cubrir las dos zonas mencionadas.

Malla de puntos: De acuerdo con las recomendaciones generales, los dominios no deben contener menos de 100 x 100 puntos (tanto para los dominios principales como para los nidos).

Límites: También es importante evitar los extremos sobre terrenos complejos. En este caso, dada la amplitud del dominio, no es necesario llevar a cabo acciones especiales para atenuar el efecto perturbador provocado por zonas de complejidad orográfica.

Columnas y filas de relajación: La distancia de un dominio respecto al límite de su padre debe ser mayor de cinco puntos de cuadrícula a cada lado.

Requisitos de computación: La carga computacional depende de las relaciones entre dominios y entre el primer dominio y los datos de partida. Debe evitarse el uso de relaciones de transformación que puedan plantear problemas de convergencia que dilaten desorbitadamente los tiempos de cálculo. Generalmente, se recomienda encontrar la forma óptima de obtener la resolución deseada con bajas relaciones (tanto como sea posible) mediante ensayos antes de la ejecución para largos periodos de tiempo.

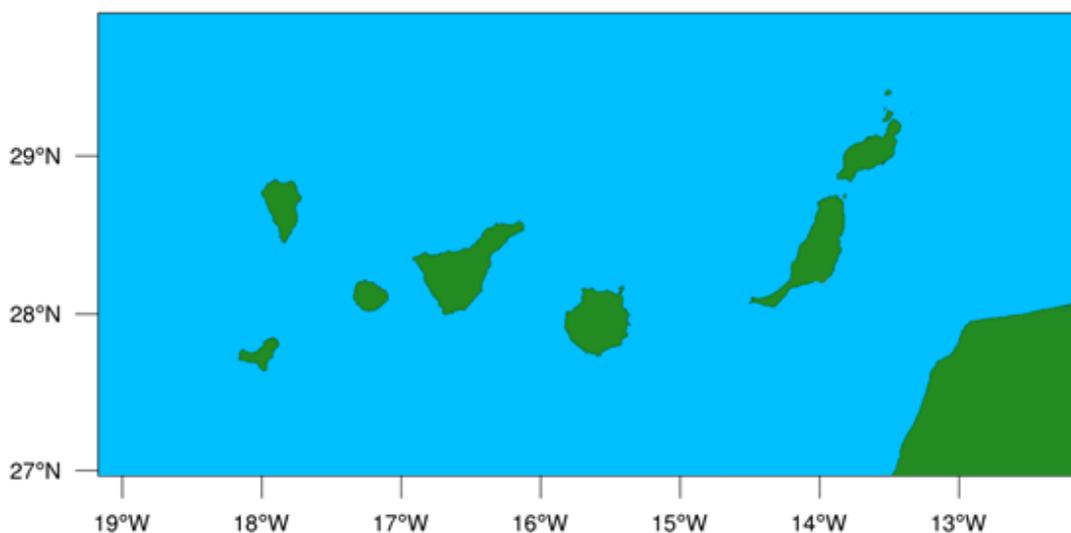


Figura 2 Dominio de ejecución del modelo WRF

Teniendo en cuenta todas estas condiciones, se definió el dominio mostrado en la figura anterior. **El dominio definido es lo suficientemente amplio para el objetivo de análisis. La longitud del eje horizontal se estableció en 730 km, mientras que para el eje vertical esta distancia es de 450 km.** Con todo ello, queda definida la resolución espacial para el cómputo del modelo de las variables climáticas y oceánicas.

En cuanto a la resolución temporal, se ha decidido simular un año completo con frecuencias horarias. De esta manera, las estimaciones podrían ser usadas, no sólo para conocer los valores medios de las variables climáticas y oceánicas objetivo, sino para obtener series temporales para un año tipo que permitan el cómputo de balances energéticos en una segunda fase del estudio desarrollado en esta estrategia.

Para la estimación de las series temporales en la localización off-shore, se ejecutó el modelo WRF-ARW. Se trata de un modelo no-hidrostático que se fundamenta en la integración numérica de un conjunto de ecuaciones haciendo uso de coordenadas verticales con seguimiento de terreno y del tipo hidrostáticas-presión, con la capa superior definida como una superficie de presión constante.

En general, el modelo WRF-ARW es adecuado para el cómputo de los flujos atmosféricos sobre terreno complejo, siendo posible su ejecución definiendo dominios anidados (no necesarios en este caso) como método de mejora de resolución. Algunas de las características más notables de este modelo son las siguientes:

Ecuaciones: Ecuaciones no hidrostáticas de Euler. Estas ecuaciones son conservativas para las variables escalares (interpretación euleriana).

Variables: En cada ejecución se generan estimaciones para una gran cantidad de variables. En el ámbito de este estudio, sólo se destacan las variables más interesantes para el propósito de esta estrategia. Por un lado, se obtienen las componentes de la velocidad y dirección del viento (u y v en coordenadas cartesianas), velocidad vertical, temperatura ambiente, presión superficial de aire seco y humedad relativa (estas tres últimas para el cálculo de la densidad del aire). Por otra parte, se generan otras variables de interés para estimar el recurso solar, entre ellas la radiación global, la temperatura ambiente, la cobertura de nubes e, incluso, el viento en superficie (repercute en pérdidas).

Coordenadas verticales: Definidas según la presión hidrostática seca, adaptable al terreno. Como se ha descrito anteriormente, en la capa más alta del modelo se considera una superficie de presión constante.

Malla horizontal: Red Arakawa-C escalonada. Esto quiere decir que las componentes u y v de la velocidad horizontal del viento se computan en los lados de las celdas, mientras que las variables de masa, termodinámicas, escalares y químicas, se localizan en el centro de las mismas.

Integración temporal: La integración temporal de las ecuaciones dinámicas del modelo se basa en un esquema Runge-Kutta de tercer orden, con un paso de tiempo más pequeño para los modos acústico y de ondas de gravedad.

Discretización espacial: Discretización espacial de segundo a sexto orden en los términos advectivos horizontales y verticales.

Condiciones iniciales: Tridimensionales. Sin inicialización de filtro digital.

Condiciones de límite superior: Absorción de las ondas de gravedad mediante amortiguación difusiva (no dimensional entre 0,01 y 0,1). Nivel de presión constante en el límite superior a lo largo de la superficie material.

Rotación de la Tierra: Términos completos de Coriolis incluidos.

Mapeo de la esfera: Existen cuatro proyecciones disponibles, con términos de curvatura incluidos. Para este propósito, se utilizó la proyección de Mercator.

Parametrizaciones de cúmulos: Esquema de Kain-Fritsch (nuevo Eta). Esquema de submallas profundas y someras que utiliza una aproximación de flujo de masa con corrientes descendentes y escala de tiempo de eliminación CAPE.

Microfísica: Esquema de 5 clases del WRF Single-Moment (WSM). Una versión ligeramente más sofisticada que la versión normal (3-clase) que permite procesos de fase mixta y agua superenfriada.

Física de la superficie: Modelos de superficie terrestre de múltiples capas que van desde un simple modelo térmico hasta un modelo completo de vegetación y humedad del suelo, incluyendo la cubierta de nieve y el hielo marino.

Anidación: No se consideró oportuno el anidado de dominios por las razones expuestas con anterioridad.

Para poder ejecutar estos modelos es necesario disponer de datos de asimilación con los que iniciarlos. Estos datos son proveídos por centros internacionales de predicción simulando la dinámica atmosférica y oceánica a nivel mundial. En este caso, se han usado los datos del conjunto ERA5, datos de re-análisis producidos por el ECMWF, fundamentando en el Integrated Forecast System (IFS).

A pesar de que existen diferentes alternativas, tales como MERRA2 (re-análisis producido por NASA), CFSR (re-análisis producido por NCAR) o NCEP-DOE (producido por NCEP), estas opciones fueron descartadas ya que algunas no poseen un registro continuo del periodo de interés y en otros casos, la resolución espacial es menor. Además, los datos de ERA5 son de acceso libre y están disponibles para cualquier usuario, incluyendo usos comerciales, consolidándose como la alternativa empleada por los científicos de la atmósfera a la hora de ejecutar simulaciones.

El conjunto de datos ERA5 contiene datos detallados de la evolución atmosférica global desde 1979. Éstos se producen con una metodología de asimilación de datos, que combina predicciones previas (cada 12 horas en el caso del ECMWF) con observaciones disponibles, para ajustar las estimaciones acorde a las condiciones reales. En este caso, el sistema no es forzado a generar predicciones en un tiempo específico, por lo que las mismas se ajustan usando procesos que son más precisos, e incluso mejoran los resultados cuando los expertos del centro ECMWF validan nuevas configuraciones.

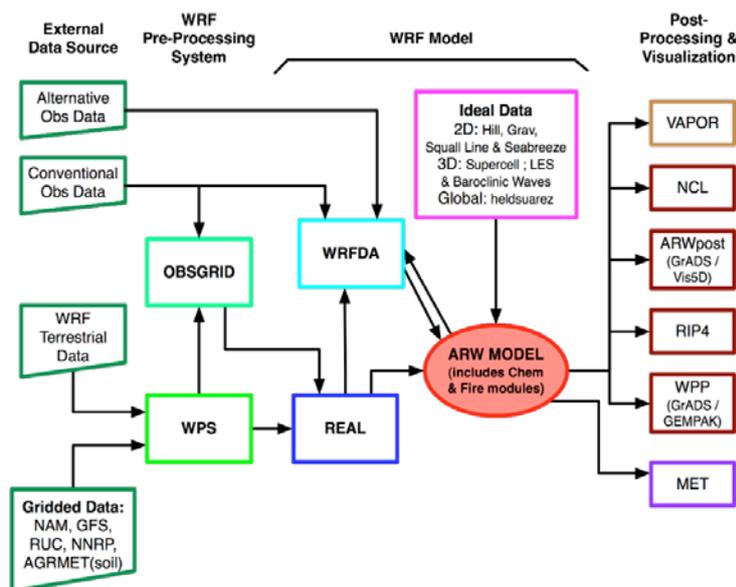


Figura 3 Diagrama de flujo del WRF [Fuente: UCAR EDU]

Las características principales de los datos de entrada utilizados para la inicialización del WRF son:

Tipo de datos: Grid.

Cobertura horizontal: Global. No obstante, para el desarrollo de esta estrategia, los datos se descargan únicamente para un área de extensión definida por el dominio de análisis (ligeramente de menor tamaño que el set de datos descargado).

Resolución horizontal: Los datos originales poseen una resolución de $0.25^\circ \times 0.25^\circ$ (≈ 31 km).

Cobertura temporal: Desde 1979 hasta 2019, fuente más actual.

Resolución temporal: Horaria.

Formato de archivos: GRIB. Se utilizaron diversas funciones implementadas por el Instituto Tecnológico de Canarias para adaptar el formato de estos archivos y garantizar su compatibilidad con el lenguaje del WRF (compilación de varios archivos descargados en diferentes procesos).

Sistema de asimilación: IFS Cycle 41r2.

Puede encontrarse una descripción completa de las variables y de la metodología fundamental seguida por el ECMWF para la producción de los datos de re-análisis de ERA5 en la web Copernicus de ERA5. Todas las variables disponibles se producen localizadas en la superficie, en los niveles del modelo (137 niveles) y en niveles de presión (38 niveles).

La limitación principal de los modelos usados es la carga computacional necesaria para su ejecución. Para la implementación de este modelo, el Instituto Tecnológico de Canarias ha hecho uso de sus propios servidores y algoritmos, explícitamente desarrollados para la ejecución de modelos de prognosis, basándose en estrategias de computación en paralelo (ejecutando el mismo dominio para diferentes periodos temporales en varios servidores), para minimizar el tiempo computacional requerido.

El procedimiento general llevado a cabo se resume en el siguiente diagrama de flujo.

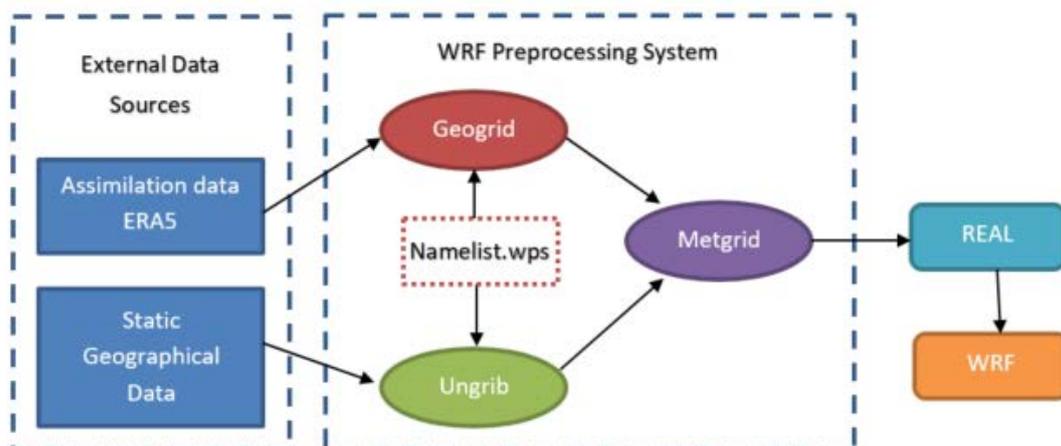


Figura 4 Flow chart de procesamiento del modelo WRF

El pre-proceso Geogrid define los dominios del modelo e interpola los datos geográficos estáticos a la malla del dominio. Por su parte, el programa Ungrib extrae las variables meteorológicas de los archivos GRIB (ERA5 en este caso) tomando como referencia la

información detallada en un archivo de configuración conocido como Vtable. A continuación, el programa Metgrid interpola horizontalmente las variables meteorológicas extraídas por Ungrib sobre la red de puntos del modelo construido por Geogrid. Al igual que en los otros dos pre-procesos, los parámetros principales de ejecución del Metgrid se definen con un archivo de configuración llamado namelist.wps. Una vez finalizado el WPS, los resultados del programa Metgrid se utilizan para la ejecución de la simulación de datos REAL. Este programa interpola verticalmente las variables meteorológicas necesarias, creando los archivos de condiciones de contorno y condiciones iniciales requeridas para la ejecución del modelo WRF.

Al final de la ejecución del archivo principal por parte del programa, se obtiene el resultado del software, necesario para la ejecución del modelo WRF per se.

4.1.2.2. Recurso eólico off-shore

Se considera que el modelo ejecutado para la estimación del recurso eólico off-shore de las islas es una solución lo suficientemente precisa por tres razones:

El WRF es una solución que cuenta con el respaldo de toda la comunidad científica experta en la materia. Se producen actualizaciones de manera frecuente, mejorando la capacidad predictiva de este modelo. La estimación se basa en un conjunto de ecuaciones que describen la dinámica atmosférica y, por tanto, la forma en la que inciden los vientos en la zona analizada.

Para su inicialización ha sido utilizado, como set de datos de referencia, los proveídos por la base de datos ERA5 del centro europeo, quizás la fuente de datos más precisa de las disponibles de acceso libre. Esta base de datos de asimilación también es actualizada cuando se producen mejoras en los modelos base computados.

Los modelos desarrollados han sido previamente ensayados por el ITC haciendo uso de los datos recabados en distintas campañas de medición meteorológica. Estos datos han servido para hacer ajustes en los parámetros físicos del modelo WRF, mejorando la capacidad predictiva del mismo.

La mayor parte de la industria off-shore opta por soluciones de aerogeneradores en los cuales la cantidad de energía producida por unidad de superficie es lo más alta posible, minimizando de esta forma el número de plataformas flotantes a construir y, por tanto, la inversión de los proyectos de parques eólicos marinos.

Haciendo un repaso de la información disponible sobre los diferentes proyectos eólicos off-shore a instalar en las islas, se puede concluir que la mayor parte de las propuestas consideran el uso de aerogeneradores de potencia comprendida entre los 10-12 MW, si bien es cierto que algunos promotores requieren, por su tecnología, modelos de potencia comprendida entre los 5-6 MW.

Este asunto es de vital importancia a efectos de estimar la altura a la cual debe ser calculado el recurso eólico off-shore. En principio, las capas producidas deberían coincidir con la altura de buje media de los modelos de aerogenerador a instalar. A modo de referencia, en la

siguiente tabla se presenta una comparativa de alturas de buje típicas de aerogeneradores aptos para condiciones marinas de distintos fabricantes.

Comparativa de alturas de buje en modelos de aerogenerador según potencia				
Aerogenerador	Potencia	Altura de buje	Diámetro de rotor	Altura total
Siemens-Gamesa SG 5.0-145	5 MW	90 m	132 m	156 m
Vestas V150-5.6MW	5,6 MW	105 m	150 m	180 m
Enercon E-126	7,6 MW	135 m	127 m	198.5
Siemens-Gamesa SG 8.0-167 DD	8 MW	92 m	167 m	175.5
Haliade X	12 MW	135 m	222 m	246 m

Tabla 2 Comparativa de alturas de buje en modelos de aerogenerador según potencia

En todo caso, las alturas de buje son igual o superiores a los 90 metros en todos los casos expuestos, alcanzando los 135 metros en algunos modelos.

Ya se proponen desarrollos a medio plazo de aerogeneradores con potencias comprendidas entre los 15-20 MW siendo uno de sus principales mercados la eólica off-shore. Con estas potencias, la altura de buje crecerá sensiblemente hasta situarse sobre los 160 metros, dando cabida a tamaños de pala también mayores, para aportar el par requerido.

El modelo WRF no sólo produce estimaciones de la evolución de las variables meteorológicas en superficie (definida a 10 metros sobre el nivel del suelo) sino que, adicionalmente, simula las distintas variables meteorológicas disponibles en una rejilla en tres dimensiones definida por 50 niveles de presión hasta los 5.000 Pa. Así pues, se ha decidido evaluar todo el rango de alturas comprendido entre los 10 y 200 metros pasando por los 50, 80, 100, 120, 140, 160 y 180 metros. A modo de referencia, se muestra en las siguientes ilustraciones diferentes ejemplos del resultado obtenido para tres alturas, 10, 140 y 200 metros.

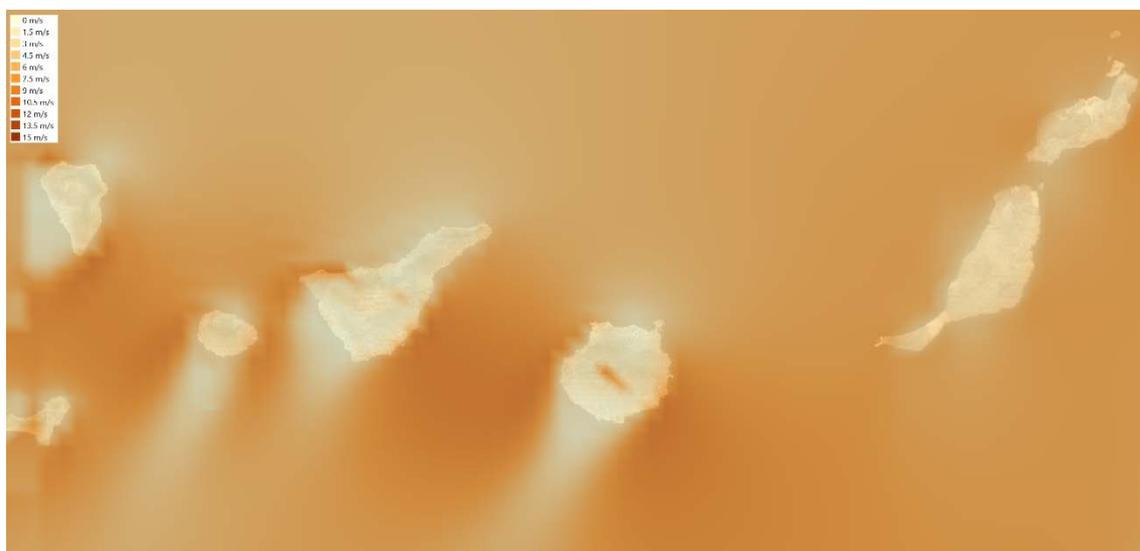


Figura 5 Velocidades medias del viento a 10 metros de altura

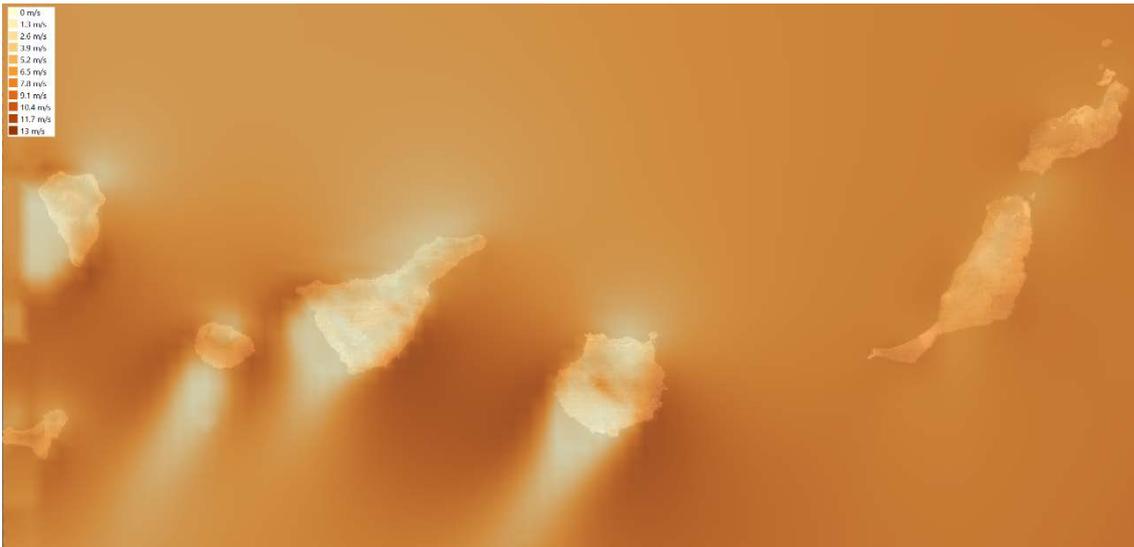


Figura 6 Velocidades medias del viento a 140 metros de altura

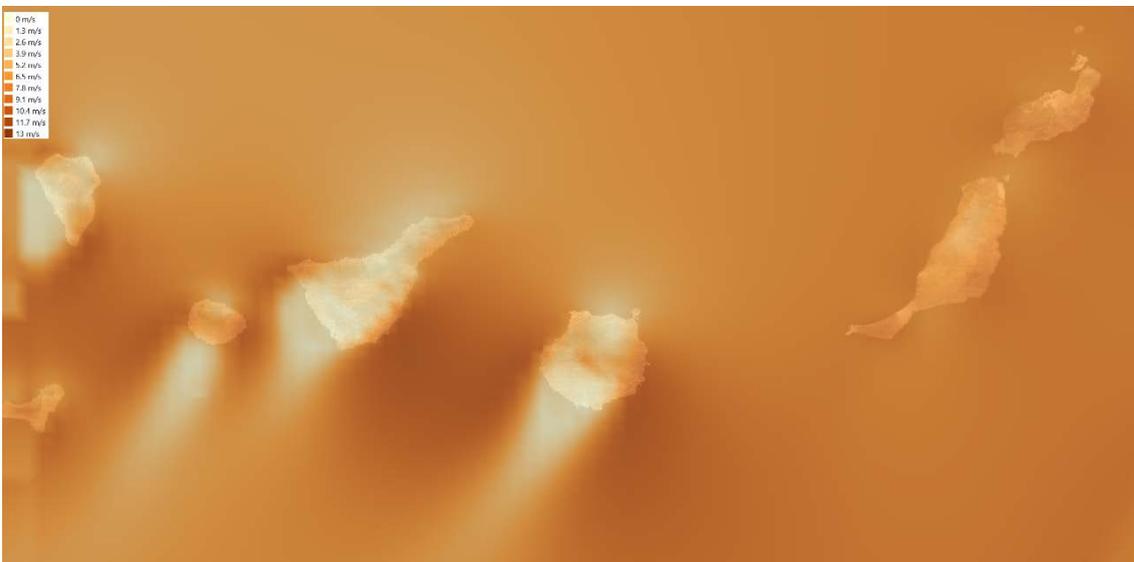


Figura 7 Velocidades medias del viento a 200 metros de altura

Como se demuestra con estas imágenes, las velocidades del viento aumentan con la altura existiendo diferencias que pueden ser incluso de hasta 2 m/s entre distintos sets de capas en función de la altura. En lo que respecta a las direcciones del viento, en la siguiente ilustración se representan las componentes predominantes medias por posiciones cada seis kilómetros.



Figura 8 Dirección predominante del viento

Adicionalmente, se producen series temporales horarias para un año tipo por cada posición geográfica, que se usarán para la ejecución de los modelos de balance energético en cada una de las regiones clasificadas como de interés para la explotación de parques eólicos off-shore. En la siguiente ilustración, se representan los valores simulados, para el año tipo, a 100, 140 y 180 metros de altura, por encontrarse en las proximidades de las alturas de buje de los principales modelos de aerogeneradores aptos para condiciones de operación off-shore.

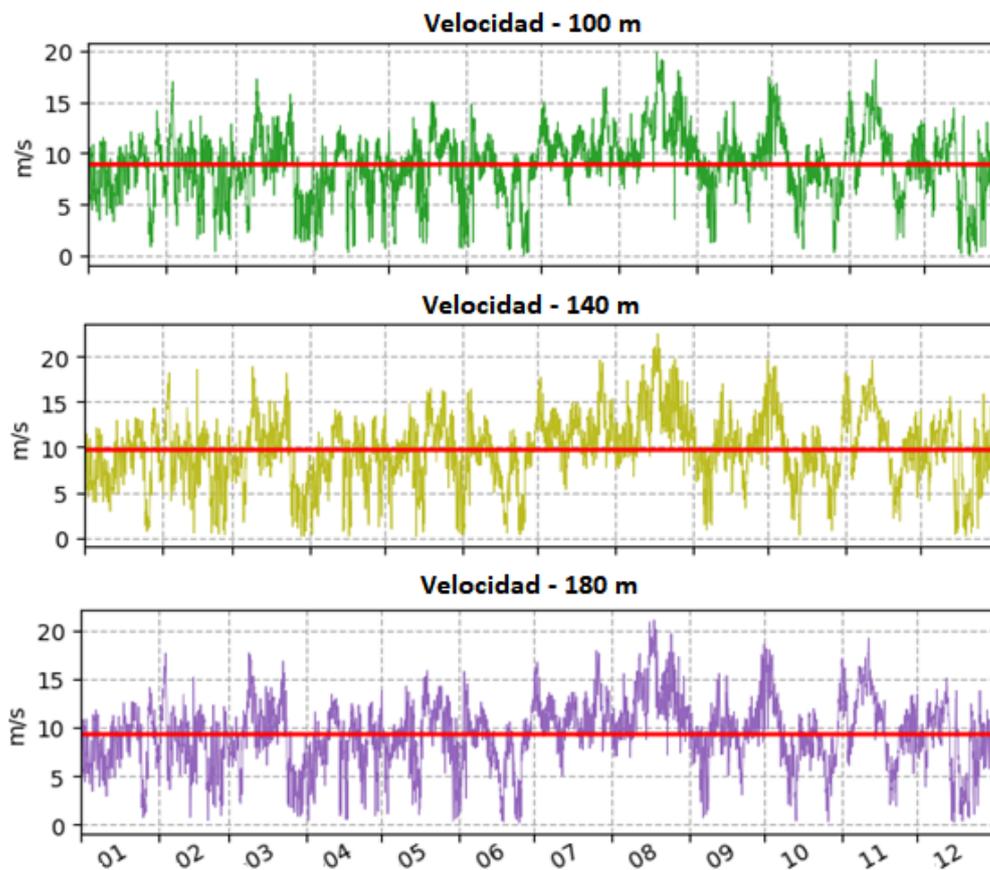


Figura 9 Perfiles de velocidad media del viento por alturas

El perfil es coherente con la realidad de Canarias, produciéndose los vientos de mayor intensidad en los meses de verano y las calmas a principios y finales de año. En cuanto a la variabilidad del recurso, se demuestra que, aunque en cierto sentido es inferior a la que se produce en condiciones onshore, sigue habiendo una variabilidad de considerable importancia que adelanta la necesidad de sistemas de almacenamiento energético como medida para la gestión de diferencias de producción en el corto y medio plazo de tiempo.

4.1.2.3. Recurso fotovoltaico off-shore

El modelo WRF también se ha usado para estimar las variaciones del recurso solar en zonas marinas, ya que la mayor parte de las cartografías desarrolladas hasta la fecha en Canarias se han centrado en el estudio del recurso solar en posiciones terrestres.

Para obtener la radiación global se toma como referencia la radiación solar de onda corta que, partiendo de las capas superiores de la atmósfera, llega a la superficie terrestre. Esta variable tiene la característica de ser generada en dos dimensiones (X e Y), por lo que no varía con la altura.

Las siguientes ilustraciones muestran los resultados obtenidos en términos de W/m^2 (unidad original) y kWh/día (unidad comúnmente utilizada a efectos de comparación entre regiones).



Figura 10 Radiación global en superficie (W/m^2)



Figura 11 Radiación global en superficie ($kWh/día$)

De acuerdo con los resultados, las zonas de mayor recurso se ubican, por lo general, en la vertiente Sur de las islas, donde pueden producirse hasta unos 5,1 kWh/día, aproximadamente (lo que equivale a unas 1.860 horas de producción).

4.1.2.4. Otras variables meteorológicas de interés

Existe un grupo de variables climatológicas que, aunque no tienen un efecto tan importante sobre la producción energética de parques eólicos y plantas fotovoltaicas, sí tienen cierta influencia, por lo que han sido considerados en el modelo.

En el caso de la eólica debe ser considerada la densidad del aire, que, a su vez, depende de la temperatura ambiente, la presión atmosférica y la humedad relativa. La humedad relativa no se genera directamente a través del modelo WRF, pero el modelo sí produce una serie de datos (mixing ratio, presión y temperatura) que pueden utilizarse para determinarla.

Adicionalmente, para la producción fotovoltaica, hay que considerar el efecto de la temperatura ambiente. Además, en este caso, los paneles estarán apoyados sobre estructuras flotantes ubicadas en el mar, por lo que la recomendación general de la industria es tener en cuenta la temperatura a nivel del mar.

Por todo ello, se decide extraer los datos de temperatura ambiente, presión atmosférica, humedad relativa y, posteriormente, calcular la densidad del aire a la altura de buje como medio para incluir en el modelo una estimación que sea lo más exacta posible con los medios disponibles.

En las siguientes ilustraciones, se muestran los mapas de valores medios anuales, generados a partir de las simulaciones realizadas.

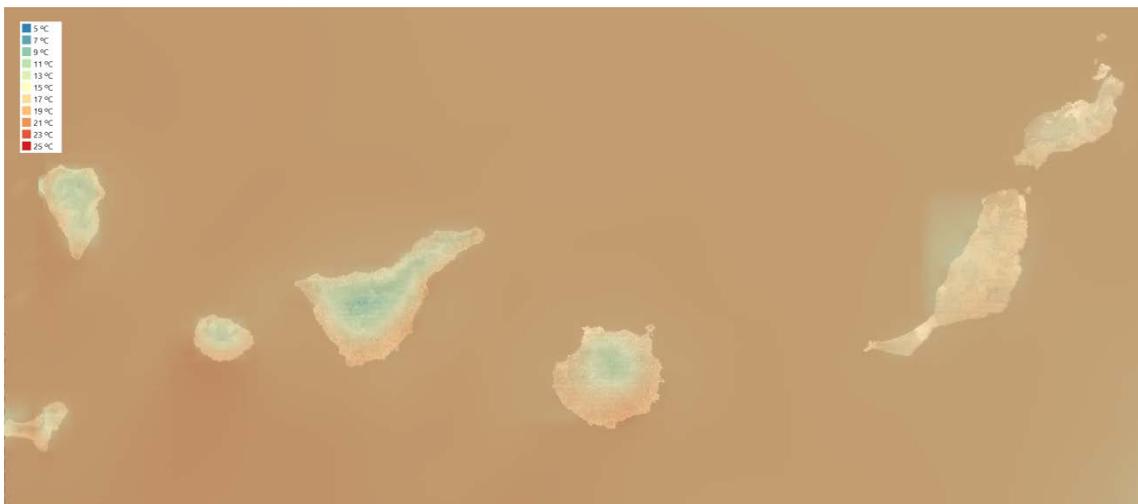


Figura 12 Temperatura ambiente [Unidad: °C]

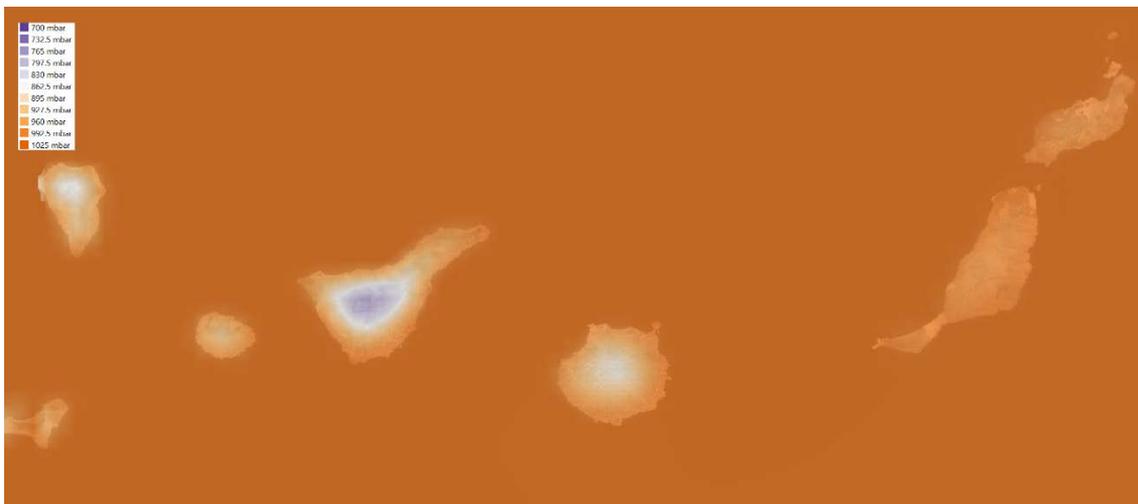


Figura 13 Presión atmosférica [Unidad: mbar]

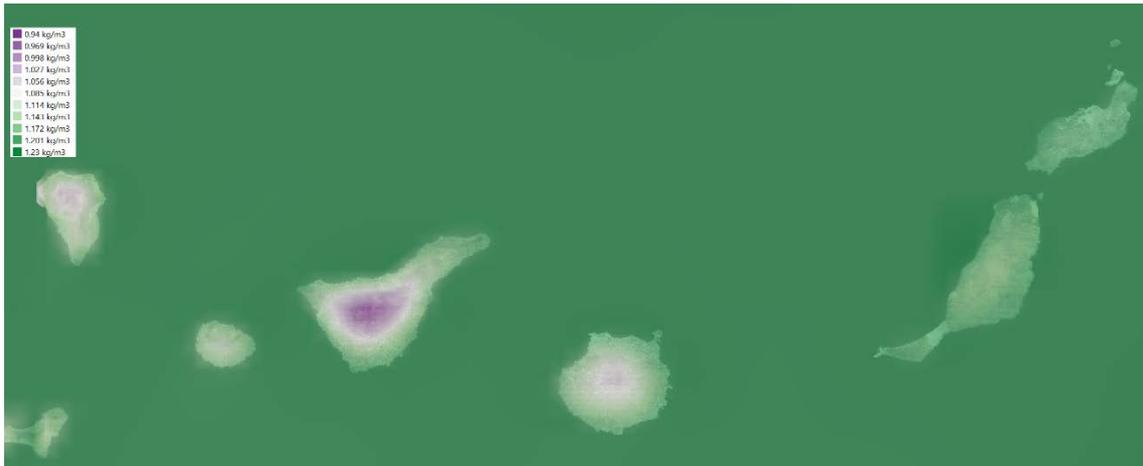


Figura 14 Densidad del aire [Unidad: kg/m³]

4.1.2.5. Recurso undimotriz

Como ha sido descrito a lo largo de la sección 4.1.2.1, los datos de condiciones oceánicas se han producido haciendo uso del modelo WAM (Wave model) cuyos principios de desarrollo son semejantes a los descritos para el modelo WRF. En este caso, las variables de interés son las alturas significativas de ola y el periodo máximo o frecuencia de ola. Ambos datos son necesarios para estimar la energía total promedio que puede ser capturada por un convertidor de ola, lo que marca el potencial para el aprovechamiento energético con esta tecnología.

Para este cálculo se toma como referencia la siguiente ecuación:

$$P = \frac{\rho \cdot g^2}{64 \pi} \cdot \sum_{i=0,5}^{5,5} H_{S_i}^2 \cdot \sum_{j=1}^{11} T_{p_j}$$

Donde:

ρ es la densidad del agua de mar estimada en 1.025 kg/m³.

g es la aceleración de la gravedad definida en 9,807 m/s².

H_{S_i} es la altura significativa de ola medida en metros.

T_{p_j} es el periodo de ola estimado en segundos.

Con los datos producidos con el modelo WAM y la fórmula anterior se estima la energía total promedio de las olas produciéndose el archivo ráster mostrado a continuación:



Figura 15 Energía total promedio undimtriz

4.1.3. Restricciones físicas del área a estudio

En las restricciones técnicas se agrupan la batimetría y la composición de los fondos marinos. Estas restricciones tienen una gran importancia ya que marcan, claramente, la viabilidad de una zona para instalar infraestructuras de producción de energía marina renovable, sobre todo en lo relativo al anclaje de las plataformas.

4.1.3.1. Batimetrías

Cualquier sistema de producción de energías marinas renovables se enfrenta a unos límites en cuanto a las batimetrías máximas a las que se pueden anclar o apoyar dichas infraestructuras. Por tecnologías, los principales límites son los que se mencionan a continuación:

Eólica off-shore:

Cimentación sobre lecho marino: Hace referencia a aerogeneradores que se sustentan mediante una estructura, generalmente de hormigón o acero, cimentada sobre el lecho marino. **Esta solución se adapta muy bien en zonas donde la profundidad es inferior a 60 metros**, por lo que suele ser una opción muy recurrida en regiones como el Mar del Norte, donde existen grandes explanadas marinas con batimetrías inferiores a ese valor.

A pesar de que no es el objetivo de este estudio, el desarrollo de un análisis del estado del arte de las tecnologías de cimentación, se considera muy útil para seleccionar la opción más adecuada en cada caso. Por ello, en el siguiente cuadro se muestran los distintos tipos de estructuras de cimentación sobre lecho marino, las profundidades máximas que permite cada una, y sus ventajas y limitaciones.

Tipos de cimentaciones sobre fondo marino				
Tipo de subestructura	Breve descripción	Profundidad [m]	Ventajas	Limitaciones
Monopilote de acero	Pilar de apoyo	10-30	Fácil fabricación, experiencia ganada en proyectos previos	Ruido en la instalación de los pilotes

Monopilote de hormigón instalado por perforación	Pilar de apoyo	10-40	Combinación de métodos probados, coste efectivo, menor impacto medioambiental (ruido). Posible industrialización	Pesado para el transporte
GBS²	Estructura de hormigón	Hasta 40m	No emplea pilotes, bajo coste para aguas someras	El transporte puede ser problemático para las turbinas pesadas. Se requiere una preparación del lecho marino. Necesita equipos pesados para desinstalarlo
Suction Bucket	Cilindro de acero con tapa cerrada a presión en el fondo marino	N/A	No emplea pilotes, relativamente fácil de instalar y desmantelar	Muy sensible a las condiciones marinas
Tripilote/Tripode/Cuadrípode	Estructura de 3/4 patas	25-50 m	Alta resistencia. Adecuada para turbinas a gran escala	Compleja fabricación y pesada para el transporte
Jacket³	Estructura de celosía	> 40	Menor ruido. Adecuada para turbinas a gran escala	Caros por ahora. Sujetos a fallo por carga y fatiga. Períodos de instalación altos

Tabla 3 Tipos de cimentaciones sobre fondo marino

Plataformas flotantes: En este caso los aerogeneradores se sitúan sobre una base flotante que permite desbloquear el límite técnico de la anterior alternativa sobre lecho marino. Las plataformas flotantes han sido utilizadas desde la década de los cincuenta para aplicaciones relacionadas con la explotación de recursos petrolíferos. Esa experiencia ha permitido un avance acelerado en su adaptación a la tecnología eólica offshore en aspectos tales como el control del peso y la estabilidad, su instalación en aguas profundas, los amarres y su operación en condiciones climatológicas adversas.

Las tecnologías flotantes existentes en la actualidad permiten alcanzar profundidades de hasta 450 metros, siendo el principal límite los esfuerzos derivados de los amarres de la plataforma con el fondo marino. Además, se proyecta como posible alcanzar zonas donde las profundidades alcancen los 750 metros. De la misma forma, algunos desarrolladores insisten en que sería posible alcanzar el objetivo de instalar parques eólicos marinos en zonas donde las batimetrías alcancen los 1.000 metros. **En este estudio se utiliza como referencia, a efectos de marcar el potencial disponible en la instalación de eólica off-shore, las áreas donde pudieran instalarse aerogeneradores hasta los 1.000 metros como máximo.**

La siguiente tabla da más información sobre posibles alternativas de plataforma flotante y las profundidades que podría alcanzar cada una de ellas.

² Nuevos conceptos de este tipo de cimentación podrían tener potencial hasta los 40 metros.

³ También se han empleado para aguas con profundidades menores a 40 metros (como en el caso del parque eólico Ormonde en el Reino Unido) por lo que quizás sería más correcto señalar que el rango de profundidades en los que pueden instalarse las estructuras jackets está entre los 20 y 60 metros.

Tipo de subestructura	Tipos de plataformas flotantes			
	Breve descripción	Profundidad [m]	Ventajas	Limitaciones
Floating	Sin contacto con el suelo marino	50-350	Adecuado para aguas profundas permitiendo aprovechar grandes potenciales de energía	Peso y coste, estabilidad. Poca experiencia en la eólica off-shore
Spar buoy	Cilindro de acero flotante atado al lecho marino	120-700	Aguas muy profundas, menor cantidad de acero	Caro (tecnologías no comerciales aún)
Semi-Sumergible	Estructura flotante de acero atada al lecho marino	El prototipo Blue H fue testado a 113 m aunque está diseñada para alcanzar los 300 m	Aguas profundas, menor cantidad de acero	Caro (tecnologías no comerciales aún)

Tabla 4 Tipos de plataformas flotantes

Fotovoltaica off-shore:

Las opciones de la fotovoltaica off-shore pasan por el uso de plataformas flotantes. En esta tecnología, un aspecto claramente limitante es el coste de estas plataformas en comparación con la energía que sería posible producir por las instalaciones. Así pues, aunque técnicamente se podrían realizar amarres de plataformas a profundidades como las actualmente viables para la eólica flotante, la estructura requerida incrementaría el coste de manera desorbitada y el margen de beneficio se vería claramente perjudicado. Por todo ello, la tecnología tendría, en este caso, una clara relación con los aspectos económicos, evitándose soluciones en las que el LCOE alcance cifras prohibitivas.

Por otra parte, el menor peso de estas infraestructuras respecto a un aerogenerador hace que el nivel de estabilidad de la plataforma sea considerablemente menor al que existe en la eólica off-shore. Por consiguiente, suele ser recomendable situar las plataformas flotantes en zonas donde la energía de las olas sea lo más baja posible.

La gran mayoría de las plantas fotovoltaicas flotantes que se encuentran actualmente en operación se han instalado, por condiciones vinculadas a las descritas en el párrafo anterior, en masas de agua en calma como lagos o embalses. No obstante, ya existen algunas instalaciones ubicadas en mar abierto como en el caso de Holanda, e incluso se proyectan prototipos para ensayar en Canarias. En cualquier caso, **por todo lo mencionado en este punto, parece existir consenso en no superar profundidades superiores a los 100 metros para viabilizar económicamente este tipo de infraestructuras.**

También se maneja como alternativa el uso de esta tecnología en posiciones cercadas a la costa, en el abrigo de muelles y/o pantalanes. No obstante, debe tenerse en cuenta que para alcanzar cifras significativas que contribuyan realmente a la consecución de los objetivos de descarbonización, sería necesaria la ocupación de amplias extensiones de superficie, lo que inicialmente no parece viable, a menos que se proponga su instalación a algunos kilómetros de la costa.

Undimotriz:

A diferencia de la energía eólica off-shore y la fotovoltaica flotante, la energía undimotriz destaca por una baja estandarización de soluciones para su aprovechamiento.

Hay una gran multitud de soluciones técnicas las cuales están siendo probadas en distintos lugares del mundo (entre ellos Canarias). Los principales modelos de convertidores de olas (WEC – Wave Energy Converter) utilizan uno de los siguientes principios:

- **Flotadores:** Se refieren a estructuras flotantes que se amarran al fondo marino mediante anclas.
- **Depósitos:** En este caso se almacena agua en el interior de una estructura aprovechándose la energía cinética de las olas para hacer pasar ese fluido por una turbina.
- **Neumáticos:** En este caso las olas comprimen y descomprimen en su movimiento una cámara que produce un flujo de aire lo suficientemente potente para accionar una turbina.
- **Dispositivos articulados:** Estos dispositivos se mueven con las olas con el objetivo de actuar sobre un generador hidráulico.
- **Pontones:** En este caso se instala una balsa que aprovecha el movimiento relativo de las olas para producir energía.

En general las tecnologías OWC (Oscillating Water Column) se presentan en estructuras fijas o en plataformas flotantes. Las estructuras fijas suelen usarse, incluso, como rompeolas o como obstáculo aislado.

Por su parte, los dispositivos oscilantes también se instalan en estructuras flotantes (con absorbedores puntuales o juntas articuladas) y en estructuras sumergidas (convertidores de movimiento lineal o rotacional).

Por último, los convertidores de energía potencial se instalan como estructuras fijas (para orilla y rompeolas) y en estructuras flotantes.

Desde el punto de vista de las condiciones batimétricas, la existencia de todas estas opciones hace que existan soluciones técnicas para una gran amplitud de situaciones en relación con las profundidades a la que se podrían anclar. **Se establece como condición límite las alternativas de tipo flotante donde ya existen fabricantes que declaran la factibilidad de anclar estas boyas hasta profundidades de 800 metros.**

Otras energías oceánicas:

En el ámbito de las energías oceánicas existen otras tecnologías como la mareomotriz, la energía de las corrientes, la energía térmica oceánica y la energía osmótica.

- **Energía de las corrientes marinas:** En esta alternativa se aprovecha la energía cinética de las corrientes marinas para accionar turbinas que producen energía eléctrica. Para su funcionamiento se requieren ubicaciones en las cuales existan corrientes oceánicas donde se alcancen velocidades de entre 2 y 3 m/s.

En términos promedios, según las simulaciones desarrolladas con el modelo WAM, las velocidades de corriente promedian los 0,25 m/s, si bien existen ubicaciones como el canal existente entre las islas de Lanzarote y La Graciosa donde se alcanza los 0,6 m/s.

Normalmente, las posiciones de mayor interés se ubican en estrechamientos orientados al SSO, pero la realidad es que se desconocen las ubicaciones exactas donde se puedan conseguir velocidad de corrientes marinas superiores a 2 m/s.

- Mareomotriz: Aprovecha las mareas para la producción de energía. En este caso suele ser común la instalación de presas de marea donde se instalan turbinas que al ser movidas por la fuerza de las mareas (en los tramos de llenado y vaciado) produce energía.

Sus condiciones de operación hacen que en Canarias no existan lugares donde puedan usarse estos sistemas. Esta solución está especialmente indicada para regiones generalmente llanas donde las pleamares y bajamares posibiliten un flujo continuo de agua en movimiento suficiente para asegurar la producción energética requerida.

- Térmica oceánica: También conocidas como plantas maremotérmicas, requieren un diferencial de temperatura a diferentes profundidades para accionar una máquina térmica y producir energía. Esta solución no ha sido probada en Canarias.
- Energía osmótica: Esta técnica plantea la producción de energía mediante la diferencia de concentración en sal entre agua de mar y agua de río. Lógicamente, esta opción no sería viable en Canarias, al no contar con ríos.

Hasta el momento, no se ha apostado por ninguna de estas alternativas en Canarias ya que, por un lado, se trata de tecnologías que se encuentran en fase de investigación o pre-comercial, y, por otro, no se dan las condiciones propicias para que su desarrollo contribuya significativamente en la descarbonización de las islas.

Este repaso ha servido para determinar las profundidades máximas a las cuales se podrían anclar las distintas tecnologías de producción de energías renovables marinas en Canarias, lo cual marca una parte importante de la restricción mencionada. La otra parte es la cartografía batimétrica.

Existen distintas fuentes de las cuales se pueden extraer datos de batimetrías para Canarias. En este caso se han usado dos referencias básicas, la cartografía elaborada por el Instituto Español de Oceanografía (IEO) y la generada a través del sistema Gridded Bathymetry Data Download (**GEBCO 2020**). En las ilustraciones expuestas a continuación se demuestra que hay compatibilidad entre ambas fuentes, presentándose con curvas de nivel en color marrón los datos del IEO y en color azul el ráster generado a partir de los datos del GEBCO.

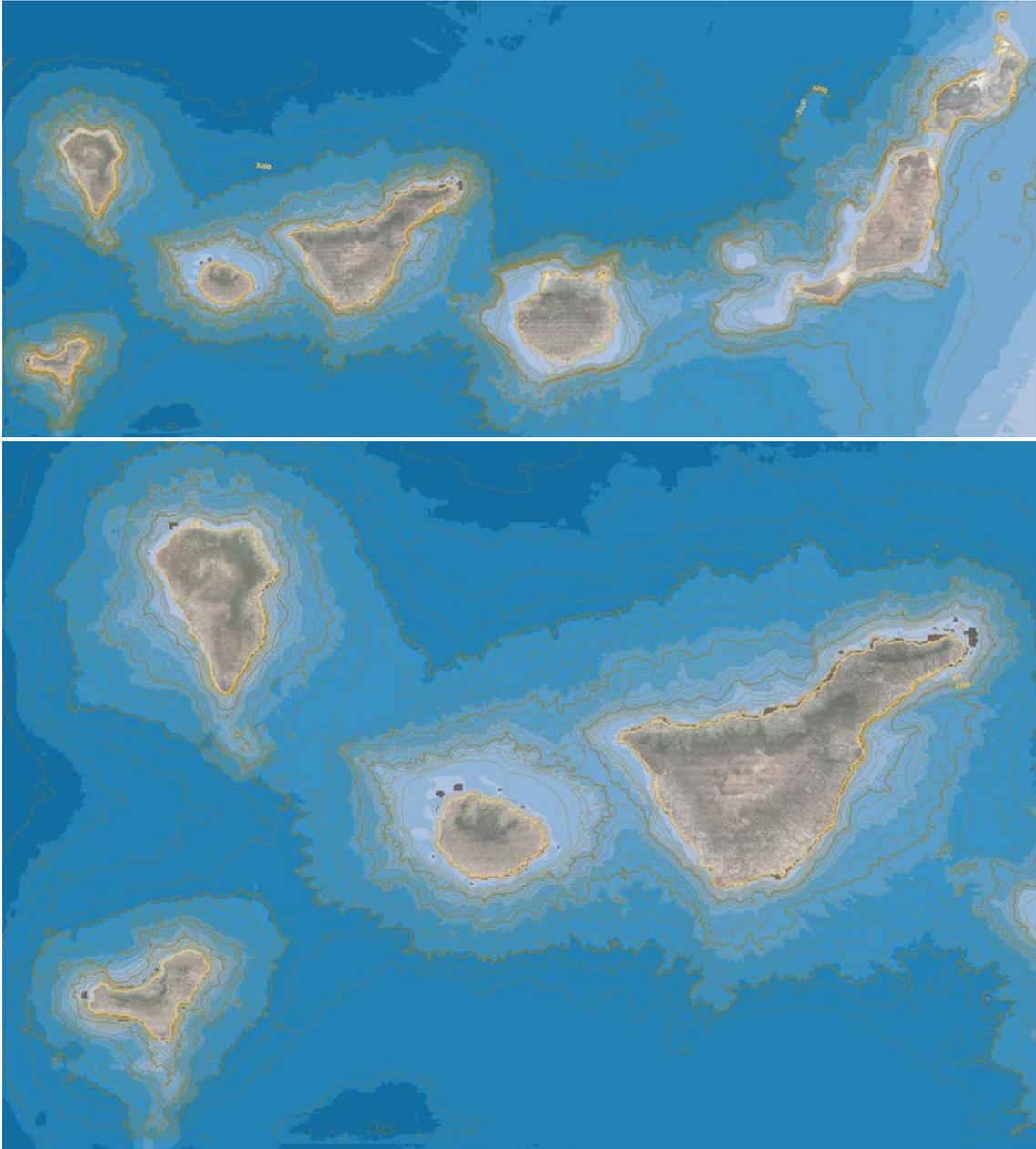


Figura 16 Batimetrías para Canarias (IEO – GEBCO)

Se entiende que la base oficial es la producida por el IEO. No obstante, la referencia GEBCO es también interesante para este trabajo dado que permite la generación de curvas de nivel a distinta resolución para, así, ser más precisos sobre las áreas propuestas como zonas de interés para su aprovechamiento energético.

4.1.3.2. Pendientes batimétricas

En general, ya sea para soluciones apoyadas sobre el fondo marino como para plataformas flotantes, no sólo es importante conocer la profundidad a la que habría que llegar para anclar estas plataformas, sino que, además, hay que conocer las pendientes existentes en dichas posiciones ya que una pendiente demasiado pronunciada puede provocar la inviabilidad técnica del amarre o la cimentación.

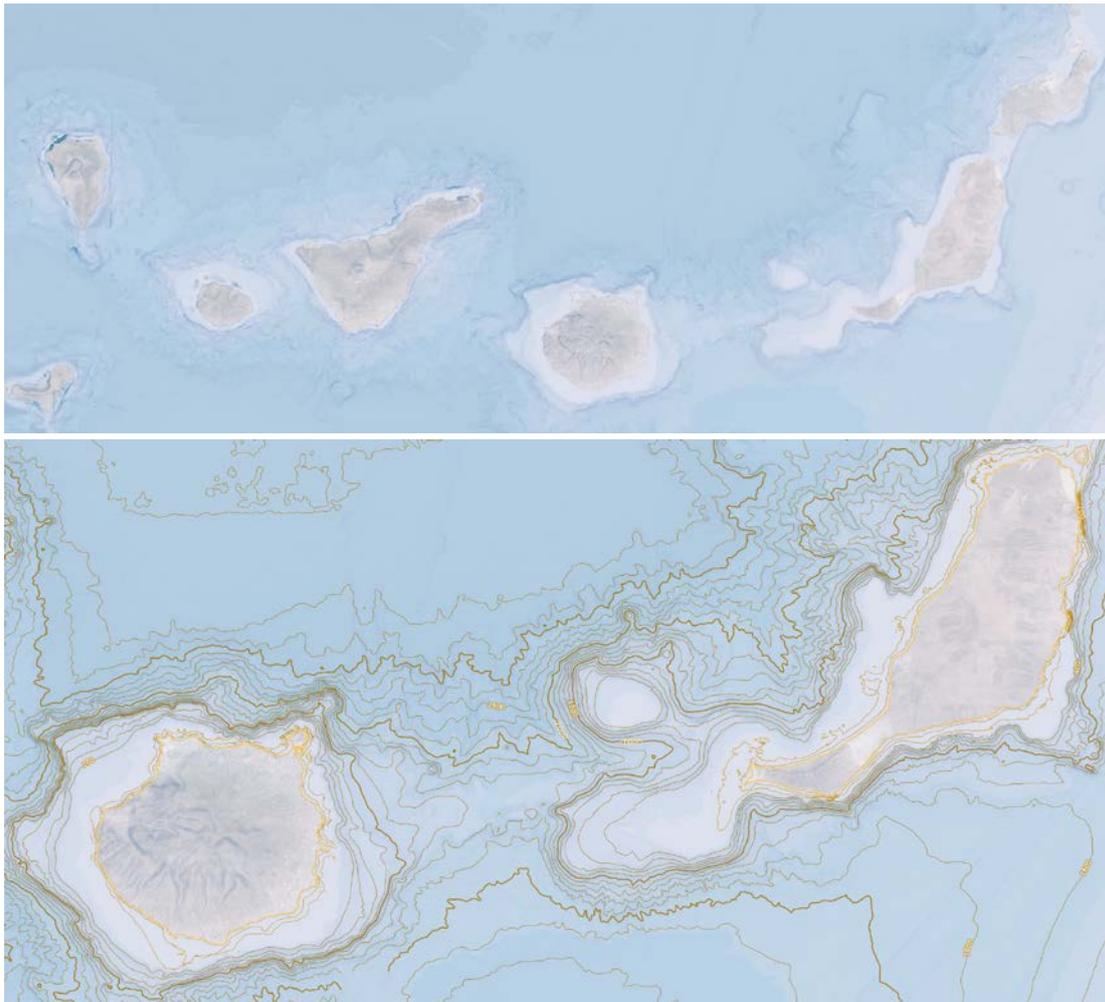


Figura 17 Mapa de pendientes

En Canarias existen zonas en las que la profundidad aumenta notablemente a poca distancia de la costa. Este fenómeno se produce, principalmente, en las islas occidentales. También se producen situaciones en las que, tras una considerable llanura, donde sí se podrían anclar plataformas, se produce un incremento drástico de las batimetrías en distancias cortas lo que suele marcar fronteras para este tipo de infraestructuras. Utilizando el Modelo Digital de Terreno (MDT) del GEBCO, puede generarse una capa de pendientes batimétricas como la que se mostraba en la figura anterior.

A modo de ejemplo, se muestra el perfil batimétrico del Sureste de Gran Canaria. La primera imagen hace referencia a la línea trazada mientras que la segunda muestra la variación de la profundidad conforme aumenta la distancia respecto a la costa. Finalmente, en la tercera imagen puede verse la variación de la batimetría, en términos de pendientes, representada como porcentaje.

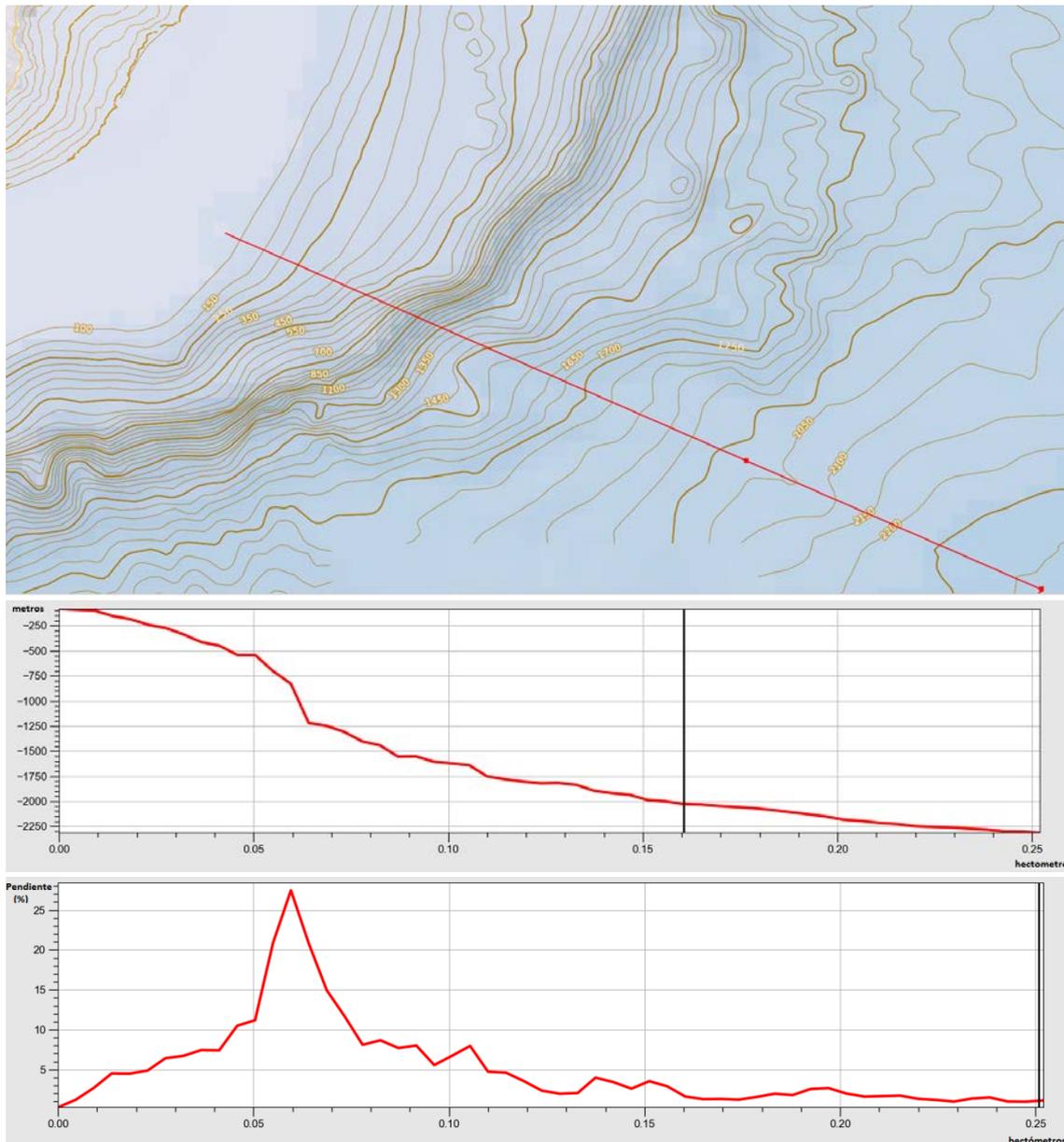


Figura 18 Ejemplo de perfil batimétrico ubicado en el Sureste de Gran Canaria

En esta infografía se aprecia claramente el aspecto mencionado al inicio de este apartado. Esto es, hasta batimetrías de 700 metros las pendientes eran inferiores al 10% pero cuando la profundidad alcanza los 750 metros, se produce un incremento brusco de la pendiente alcanzando valores de hasta el 25%, que hacen que en tan sólo tres kilómetros las profundidades superen los 1.500 metros. A partir de batimetrías de 1.700 metros, las pendientes se mantienen por debajo del 5%.

Situar un amarre en una pendiente puede provocar que cualquier desplazamiento de las anclas, ya sea por las condiciones meteoceánicas o los esfuerzos a los que se ven sometidos estas estructuras, produzca un fallo irreversible. **Por ello, las zonas con pendientes superiores al 15% suelen evitarse.** Este aspecto se ha tenido en cuenta en la presente estrategia.

4.1.3.3. Fondos marinos

En la selección de posibles emplazamientos para la puesta en marcha de plantas de producción de energía eléctrica mediante energías marinas renovables, también es necesario conocer las peculiaridades de los emplazamientos seleccionados en cuanto a la composición del fondo marino. Dependiendo de la tecnología puede interesar que el fondo sea rocoso o, por el contrario, esté compuesto por arenas, cantos y bloques para facilitar el anclaje.

Las principales fuentes de información que pueden ser consultadas para el análisis de este aspecto son el IEO y el Instituto Geológico y Minero de España (IGME).

El IGME ha publicado el mapa geológico de España donde cartografían la plataforma continental y las islas en el marco de la serie cartográfica geológica MAGMA desarrollado en el año 2015. Como se muestra en la siguiente ilustración, cartografían las zonas donde existen rocas volcánicas así como sedimentos compuestos por bloques, gravas y arenas alrededor de las islas en base a la información disponible.

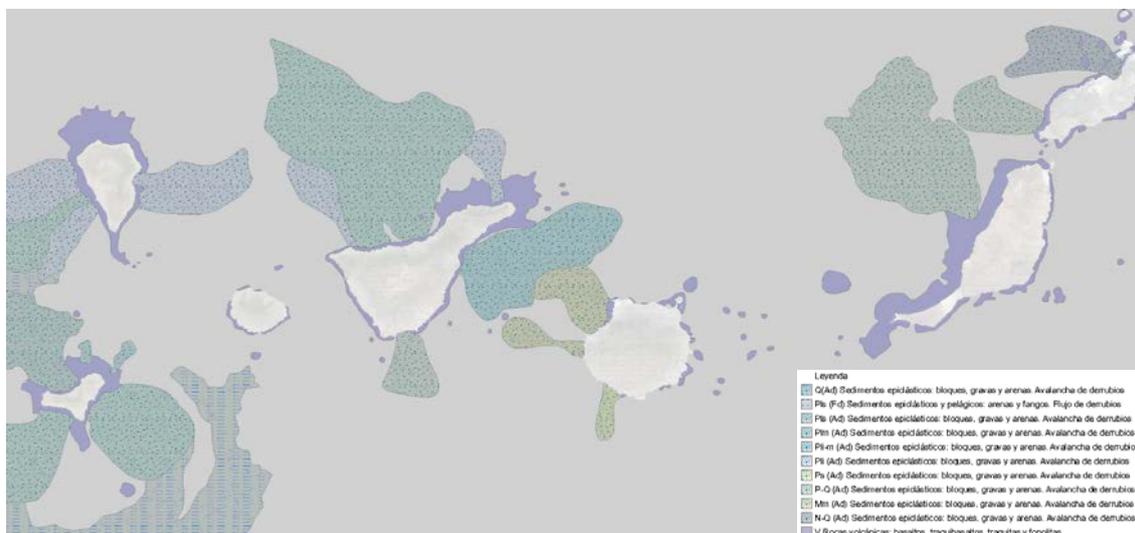


Figura 19 Mapa geológico submarino de Canarias (IGME)

Por su parte, el IEO dispone de otro conjunto de datos que complementa la información del IGME. En este caso, se puede apreciar que el grado de conocimiento existente en la actualidad es dispar por islas. Así pues, en las islas de la provincia de Las Palmas se dispone de información hasta casi los 60 kilómetros desde la costa mientras que para las islas de la provincia de Santa Cruz de Tenerife sólo se dispone de información para distancias de hasta 50 metros respecto a la costa. En todos los casos en los que se dispone de información en la zona de los 10 km respecto a la costa, destaca la existencia de fondos arenosos, de fangos o gravas.

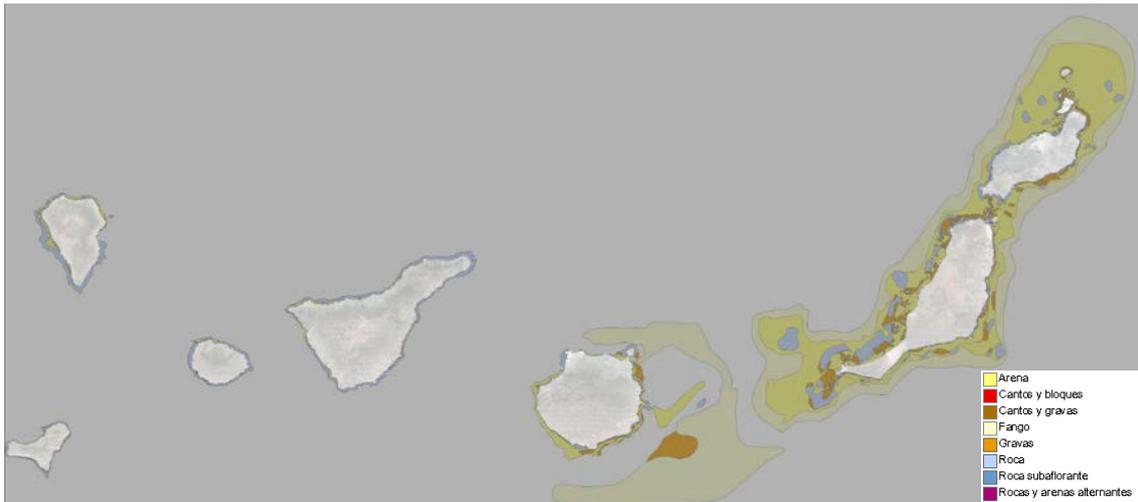


Figura 20 Naturaleza del fondo marino (IEO)

Si se superponen ambos mapas, se obtiene la siguiente distribución.

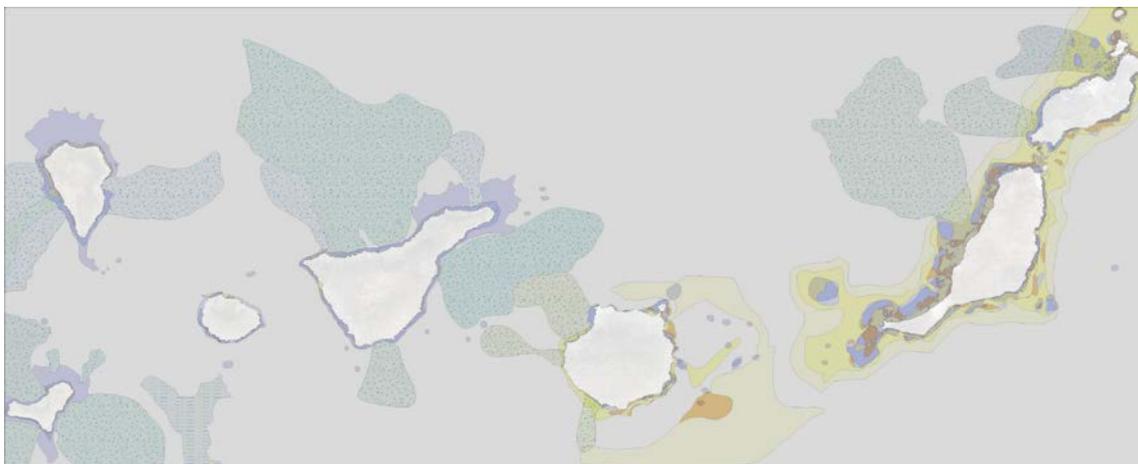


Figura 21 Composición de mapas del fondo oceánico

Existe una alta coincidencia en ambos mapas en relación con las regiones de roca subaflorante en el caso del IEO y las zonas de rocas volcánicas del IGME. También existe coincidencia entre zonas de areniscas del IEO y “Sedimentos epiclásticos: bloques, gravas y arenas” del IGME. Se entiende que esto es posible y existe una cierta relación entre ambas categorías. Por todo ello, la composición de las capas producidas por ambos organismos es la fuente más completa a la que se ha conseguido acceder. Además, ambos organismos son expertos en su sector y se considera que es una información veraz y óptima para el objetivo del análisis.

4.1.4. Restricciones derivadas de protecciones medioambientales

Las restricciones derivadas de las protecciones medioambientales deben ser evaluadas, incluso a nivel terrestre, por asuntos relacionados con la evacuación de la energía generada. Este tipo de restricciones puede imposibilitar la ejecución de proyectos que, aun siendo viables técnicamente, en relación al recurso, batimetrías, etc., puedan requerir la ampliación de la red eléctrica sobre territorios que cuentan con algún tipo de protección medioambiental que impida este tipo de actuaciones.

4.1.4.1. Espacios Naturales Protegidos

En las islas Canarias existen un total de 146 Espacios Naturales Protegidos (ENP), que suponen el 40% de la superficie total del archipiélago canario. Estas áreas han sido declaradas de interés y de alta protección frente a posibles actuaciones como medio para asegurar el mantenimiento y la conservación de la biosfera, la protección de los valores naturales, paisajísticos y culturales y contribuir al bienestar humano.

La declaración de ENP tiene, a nivel regional, traslado al ámbito de la planificación, ordenándose, a través de planes específicos, cada categoría de conservación. Por tanto, se definen atribuciones entre las distintas organizaciones administrativas que intervienen en Canarias y de las que conviene destacar al Gobierno de Canarias, los Cabildos Insulares, los Patronatos Insulares, el Consejo Asesor de Medioambiente y Ordenación del Territorio, y el Consejo de Espacios Naturales Protegidos.

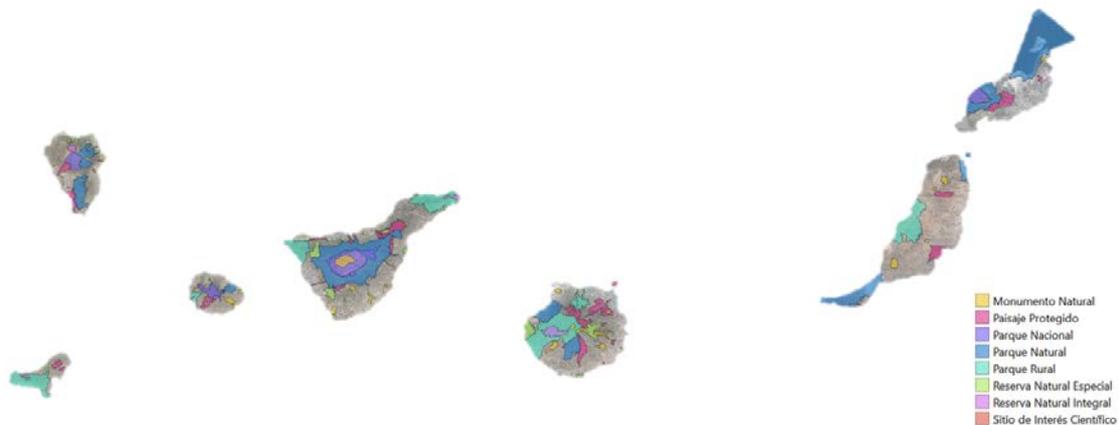


Figura 22 Espacios Naturales Protegidos de Canarias.

En Canarias existen diferentes categorías de protección en coherencia con la Ley 12/1994 por la que se creaba la Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos. En esta Ley se definió las categorías de Parques Nacionales, Parques Naturales, Parques Rurales, las Reservas Naturales Integrales, las Reservas Naturales Especiales, los Monumentos Naturales, los Paisajes Protegidos y los Sitios de Interés Científicos.

En general, los Parques Nacionales y los Parques Naturales son áreas en las que se exige mayor conservación, tratándose de minimizar la presencia intrusiva de actividades humanas pero facilitándose el acceso de la ciudadanía a la naturaleza. Por su parte, en los Parques Rurales se produce una mezcla entre zona de alto interés medioambiental con zonas donde hay presencia humana.

En cuanto a las reservas, en las Reservas Naturales Integrales se prohíbe una gran parte de las actividades humanas mientras que en las Reservas Naturales Especiales se admiten usos científicos, educativos y de carácter tradicional. Los Sitios de Interés Científico suelen otorgarse con vistas a proteger los recursos biológicos de ubicaciones concretas. Por último, se reconocen las figuras de Paisajes Protegidos y Monumentos que son objeto de protección por la singularidad e importancia de sus valores estéticos, paisajísticos o culturales.

Esta amplia clasificación se traduce en que no todos los emplazamientos se encuentran protegidos de la misma forma, definiéndose unos usos permitidos y prohibidos para cada zona en función de los elementos que requieren protección. En este caso, **sólo el ENP del Archipiélago Chinijo⁴ presenta restricciones en el medio marino.**

4.1.4.2. Important Bird Areas (IBA)

Las Áreas Importantes para la Conservación de las Aves y la Biodiversidad en España (IBA) son aquellas zonas en las que se encuentran presentes, de manera regular, una parte significativa de la población de una o varias especies de aves consideradas prioritarias por la BirdLife⁵.

Estas áreas suponen una importante restricción a la hora de definir zonas de interés para la instalación de parques eólicos off-shore, ya que las regiones costeras, entre otras, suelen ser transitadas por un gran número de aves, tanto migratorias como endémicas.

En cualquier caso, debe tenerse en cuenta que estas protecciones se establecen generalmente por un tipo de ave concreto. En este sentido, es importante saber con exactitud determinados aspectos como la altura de vuelo y la zona de tránsito exacta antes de definir si la protección sería de aplicación o, por el contrario, no sería limitante. No obstante, la definición de medidas que permitan reducir el riesgo de siniestralidad de aves en la zona debería ser preceptiva.

En general, las IBA se definen en el marco de un inventario desarrollado para el conjunto de Europa, pero no todas reciben protección. A nivel estatal, según el programa BirdLife International, el 40% de las IBA sí reciben una protección. En el caso concreto de Canarias, es importante cruzar esta información con las Zonas de Especial Conservación para las Aves (ZEPA).

Como puede verse en la siguiente ilustración, todas las islas cuentan con zonas IBA en sus costas, siendo el caso más representativo la isla de La Gomera, donde ocupa todo su litoral.

⁴ El Archipiélago Chinijo, con una superficie de 700 kilómetros cuadrados, constituye la reserva marina más grande de la Unión Europea.

⁵ BirdLife International es una organización internacional dedicada a la protección de las aves y sus hábitats.

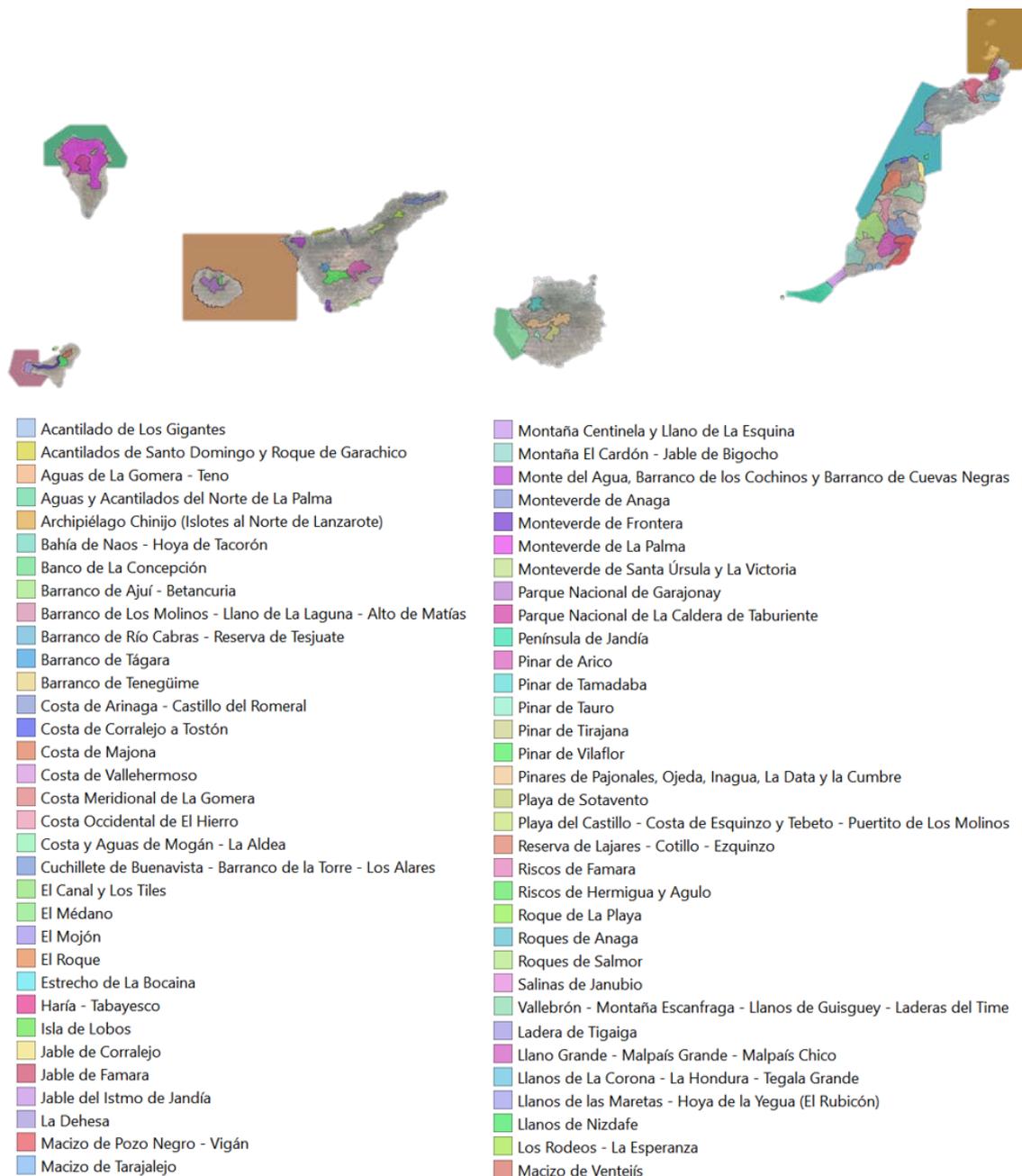


Figura 23 Important Bird Areas (IBA)

4.1.4.3. Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA)

En Canarias las Zonas de Especial Protección para las Aves representan, como para el resto de los países de la Unión Europea, una categoría de protección asociada a la conservación de la avifauna en riesgo de extinción. Aunque en muchas ocasiones está relacionada con las IBA (existe concordancia), en este caso, se establecen normas de carácter obligatorio para la conservación de los hábitats y las propias aves, limitándose la actuación en dichas áreas.

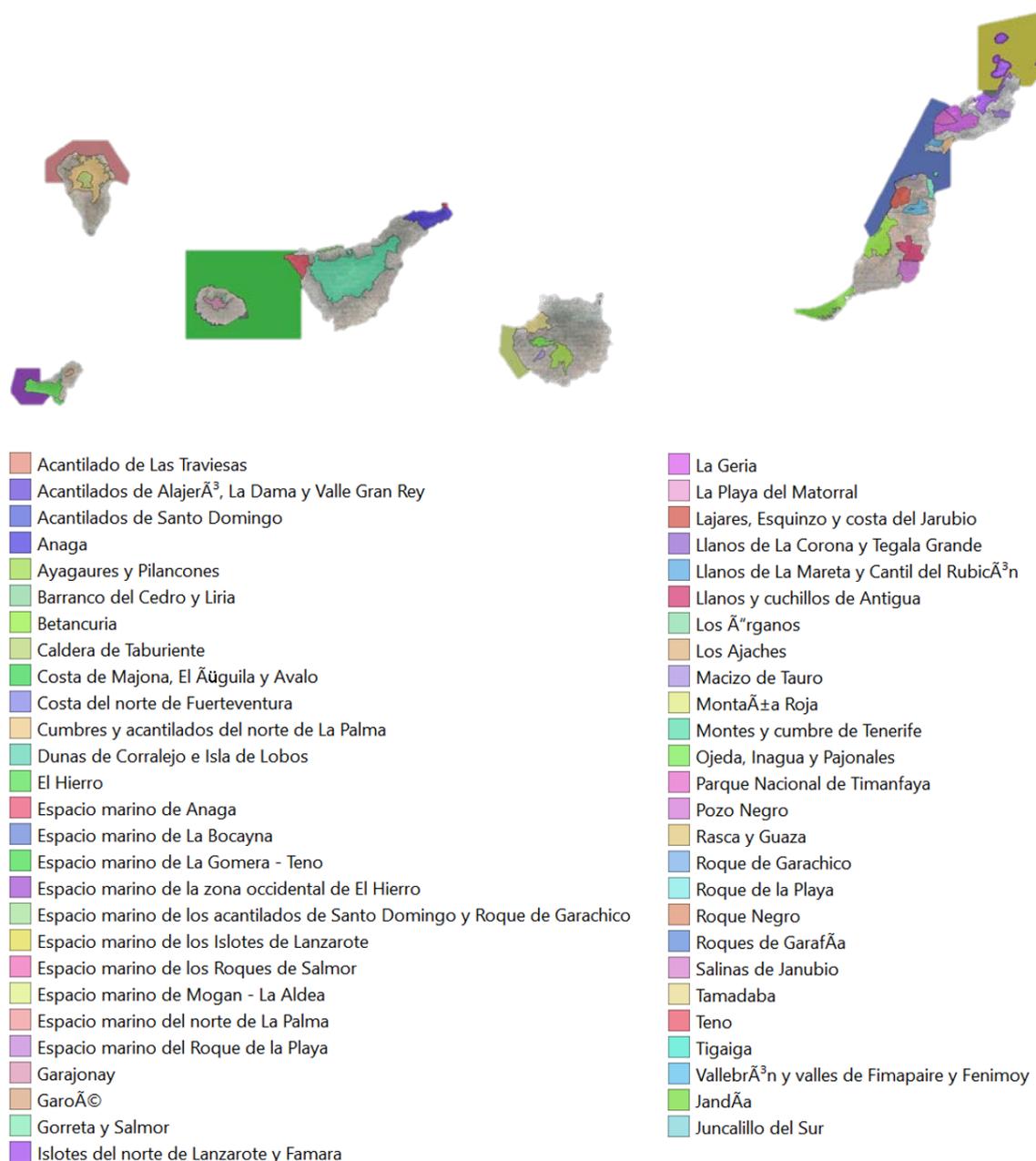


Figura 24 Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA)

Como se muestra en la Figura 23 y Figura 24, en Canarias se han reconocido un total de 66 IBA, incorporándose al catálogo ZEPA de la Red Natura 2000 un total de 53 áreas de conservaciones para las aves. Como ya sucedía en el caso de las IBA, los tipos de protección en cada una de estas áreas son diferentes.

Las IBA fueron declaradas en la Directiva 79/409/CEE y posteriormente modificadas con el BOC nº 226 de 21 de noviembre de 2006. Por su parte, las ZEPA marinas fueron declaradas en el BOE con la Orden AAA/1260/2014 de 9 de julio de 2014 y fueron integradas en el BOE 21 de enero de 2016. La Orden AAA/1260/2014 de 9 de julio de 2014 marca las especies por las que se declara cada ZEPA.

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO DE AGRICULTURA, ALIMENTACIÓN Y MEDIO AMBIENTE

7576 Orden AAA/1260/2014, de 9 de julio, por la que se declaran Zonas de Especial Protección para las Aves en aguas marinas españolas.

La Directiva 2009/147/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de noviembre de 2009, relativa a la conservación de las aves silvestres (Directiva Aves), se aplica a todas las especies de aves que viven normalmente en estado silvestre en el territorio europeo de los Estados miembros, y tiene por objetivo la protección, la administración y la regulación de dichas especies y de su explotación.

En cumplimiento de las obligaciones de la Directiva Aves, los Estados miembros tomarán todas las medidas necesarias para preservar, mantener o restablecer una diversidad y una superficie suficiente de hábitats para todas las especies de aves objeto de protección, entre cuyas medidas se recoge la creación de zonas de protección.

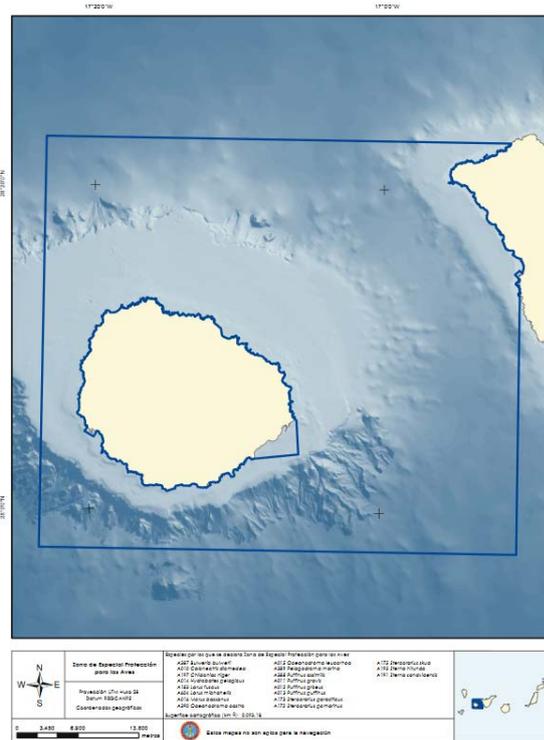
Las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) designadas en virtud de la Directiva Aves forman parte de la Red Natura 2000, creada por la Directiva 92/43/CEE, del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres (Directiva Hábitat). El objeto de la Red Natura 2000 es garantizar el mantenimiento o, en su caso, el restablecimiento, en un estado de conservación favorable, de los tipos de hábitats naturales y de los hábitats de las especies de que se trate en su área de distribución natural.

La Red Natura 2000 es una red ecológica coherente formada por Lugares de Importancia Comunitaria, Zonas Especiales de Conservación y Zonas de Especial Protección para las Aves, y constituye un instrumento fundamental dentro de la política europea en materia de conservación de la naturaleza.

Ambas directivas establecen los criterios para la selección y la designación de los lugares de la Red Natura 2000, y obligan a los Estados miembros a incluir en dicha red especies y hábitats marinos incluidos en sus anexos, con la finalidad de garantizar la protección y la conservación de la biodiversidad marina.

En el ámbito estatal, la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, incorpora al régimen jurídico español lo establecido en las Directivas Aves y Hábitat. En su artículo 43 establece que serán declaradas ZEPA los espacios del territorio nacional y de las aguas marítimas bajo soberanía o jurisdicción nacional más adecuados en número y en superficie para la conservación de las especies de aves incluidas en el anexo IV de la mencionada ley y para la conservación de las aves migratorias de presencia regular en España. Además, se establecerán en las ZEPA medidas para evitar las perturbaciones y medidas de conservación especiales en cuanto a su hábitat que garanticen la supervivencia y reproducción de las especies de aves objeto de protección. Para el caso de las especies de carácter migratorio que lleguen regularmente a territorio español, se tendrán en cuenta las necesidades de protección de sus áreas de reproducción, alimentación, muda invernal y zonas de descanso, atribuyendo particular importancia a las zonas húmedas y muy especialmente a las de importancia internacional.

En particular, el artículo 6 de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad señala que corresponde a la Administración General del Estado, a través del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA), el ejercicio de las funciones administrativas a las que se refiere esta ley, respetando lo dispuesto en los Estatutos de Autonomía de las Comunidades autónomas del litoral, de los siguientes supuestos: a) cuando se trate de espacios, hábitats o áreas críticas situados en áreas marítimas bajo soberanía o jurisdicción nacional, siempre que no



- Especies por las que se declara Zona de Especial Protección para las Aves:**
- | | | |
|----------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
| A387 <i>Bulweria bulwerii</i> | A015 <i>Oceanodroma leucorhoa</i> | A175 <i>Stercorarius skua</i> |
| A010 <i>Calonectris diomedea</i> | A389 <i>Pelagodroma marina</i> | A193 <i>Sterna hirundo</i> |
| A197 <i>Chlidonias niger</i> | A388 <i>Puffinus assimilis</i> | A191 <i>Sterna sandwicensis</i> |
| A014 <i>Hydrobates pelagicus</i> | A011 <i>Puffinus gravis</i> | |
| A183 <i>Larus fuscus</i> | A012 <i>Puffinus griseus</i> | |
| A604 <i>Larus michahellis</i> | A013 <i>Puffinus puffinus</i> | |
| A016 <i>Morus bassanus</i> | A173 <i>Stercorarius parasiticus</i> | |
| A390 <i>Oceanodroma castro</i> | A172 <i>Stercorarius pomarinus</i> | |

Superficie cartográfica (km²): 2.093,18

Figura 25 Orden AAA/1260/2014 – Ejemplo ZEPA marina La Gomera

4.1.4.4. Reservas de la biosfera

De entre las protecciones medioambientales existentes en Canarias, también destacan las reservas de la biosfera. Entre estas reservas, declaradas por la UNESCO, se encuentran las islas de La Palma, Lanzarote, Fuerteventura, El Hierro, La Gomera, aproximadamente el 46% de la isla de Gran Canaria, y el macizo de Anaga en Tenerife. En estas reservas se fomentan soluciones que permitan conciliar el desarrollo sostenible y la biodiversidad, así como otros valores tales como la investigación y el desarrollo económico.

En la mayor parte de las islas, las soluciones que se promueven pasan por el fomento del turismo sostenible, sin que ello suponga una pérdida de la identidad de cada región. Por ejemplo, en el caso de El Hierro se prioriza la conservación de los fondos marinos, siendo uno de los más atractivos de Canarias y un reclamo turístico en sí. En todo caso, también se considera vital la apuesta por las energías renovables como medio para asegurar los criterios de sostenibilidad medioambiental y económica intrínsecos de este tipo de protección, pero sopesando siempre el posible efecto que sobre el medioambiente se produce. La Figura 26 muestra las reservas de la biosfera declaradas en Canarias y tenidas en cuenta en el análisis desarrollado en la presente estrategia.



Figura 26 Reservas de la biosfera de Canarias

La existencia de una reserva de la biosfera no es condición suficiente para imposibilitar la instalación de un parque de generación de energías marinas. En realidad, dependerá de cada caso concreto, aunque la experiencia dice que las limitaciones normalmente no llegan de la mano de la reserva de la biosfera, sino de otras protecciones medioambientales tales como los ENP o las ZEPAS.

4.1.4.5. Especies marinas protegidas

Otro factor que debe tenerse en cuenta es la existencia de especies marinas protegidas en las aguas canarias, entre las que destacan los cetáceos, tortugas, aves como las pardelas que habitan en zona de costas, y determinados tipos de algas.



Figura 27 Mapa de especies protegidas de Canarias

En la Figura 27 se presenta con píxeles las posiciones donde han sido avistados, de manera regular, especies con algún tipo de protección. Destacan especialmente las regiones del Suroeste de Gran Canaria y Tenerife, el Norte de Lanzarote y La Graciosa, el Sur de La Gomera y el Sur de El Hierro. En esas zonas, representadas en la Figura 28, se definieron las áreas a evitar por embarcaciones, establecidas con el objetivo fundamental de evitar la contaminación, por ejemplo, por la existencia de vertidos que pudiera alterar la riqueza natural de la zona. En estas áreas sí pueden transitar embarcaciones de recreo o pesca

(pequeñas embarcaciones) pero no pueden acceder buques sino en lo estrictamente necesario (por ejemplo, para el abastecimiento de combustible de las islas no capitalinas).



Figura 28 Zonas a evitar por embarcaciones

El impacto de un proyecto de energías marinas sobre el medio en el que se va a instalar, se evalúa durante sus diferentes fases. Por ejemplo, la conexión eléctrica para evacuar la energía de una instalación de generación renovable marina puede alterar su recorrido si afecta a alguna especie protegida. Esta situación, como se describe más adelante, se da en algunos emplazamientos con un alto potencial para la explotación de energías marinas, dado que las costas están rodeadas de especies tales como sebales, que cuentan con una alta protección. **Esto no tiene que impedir la instalación si se cumple con los protocolos definidos en el estudio de impacto ambiental autorizado por las administraciones competentes en la materia.**

En general, se observa que existe bastante coincidencia entre diferentes áreas de protección, como queda reflejado en las figuras expuestas hasta el momento.

4.1.4.6. Zonas de Especial Conservación (ZEC)

La última protección medioambiental que se incluye en este análisis son las Zonas de Especial Conservación (ZEC). Éstas son áreas de gran interés medioambiental para la conservación de la biodiversidad, que han sido designadas por los Estados miembros de la Unión Europea para integrarse dentro de la Red Natura 2000. En la Figura 29 se muestran las ZEC existentes en el archipiélago canario.

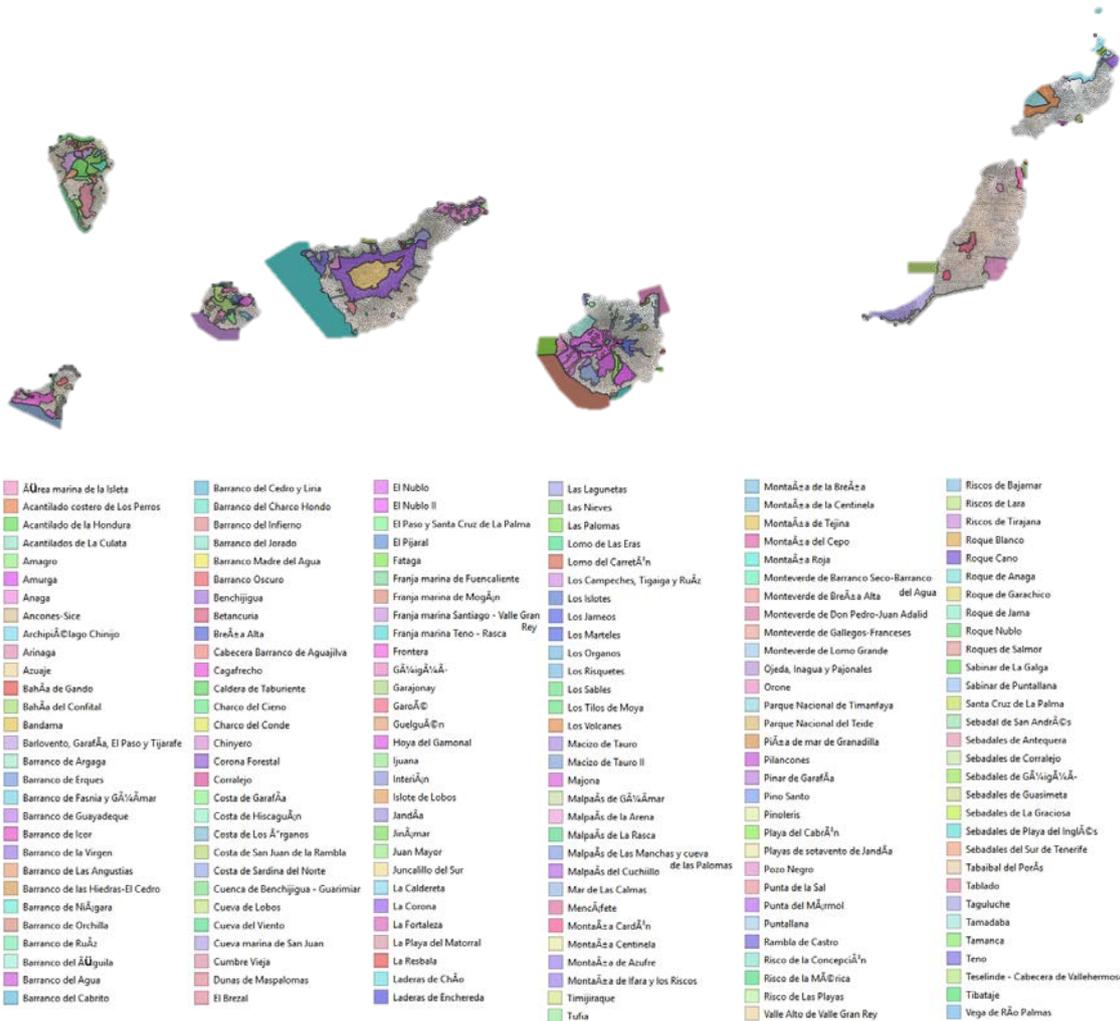


Figura 29 Zonas de Especial Conservación (ZEC)

Las ZEC han debido ser previamente clasificadas como Lugares de Importancia Comunitaria (LIC), y complementan la protección otorgada por las ZEPA, que provienen de una directiva europea anterior, del año 1979, actualizada por la Directiva 2009/147/CE. Por todo ello, esta protección tiene mucha relación con otras previamente mencionadas y realmente no afectan de manera significativa a la selección de áreas válidas, dado que ya señalan zonas que están siendo protegidas con otras figuras medioambientales.

4.1.5. Restricciones derivadas de tráfico marítimo, aéreo y usos militares

En Canarias existe una alta presencia de tráfico marítimo, principalmente para el transporte de mercancías y buques en tránsito, así como conexiones aéreas que puede tener interacción con la posible explotación de energías renovables marinas, según la tecnología. Cada isla posee una serie de infraestructuras de tráfico marítimo y aéreo que deben ser contempladas para determinar las regiones de mayor interés en la instalación de estos sistemas de producción de electricidad.

4.1.5.1. Tráfico marítimo

En lo que respecta al tráfico marítimo, en la siguiente figura se representan las diferentes rutas marítimas que pasan, o tienen como origen o destino, algún puerto de las islas.

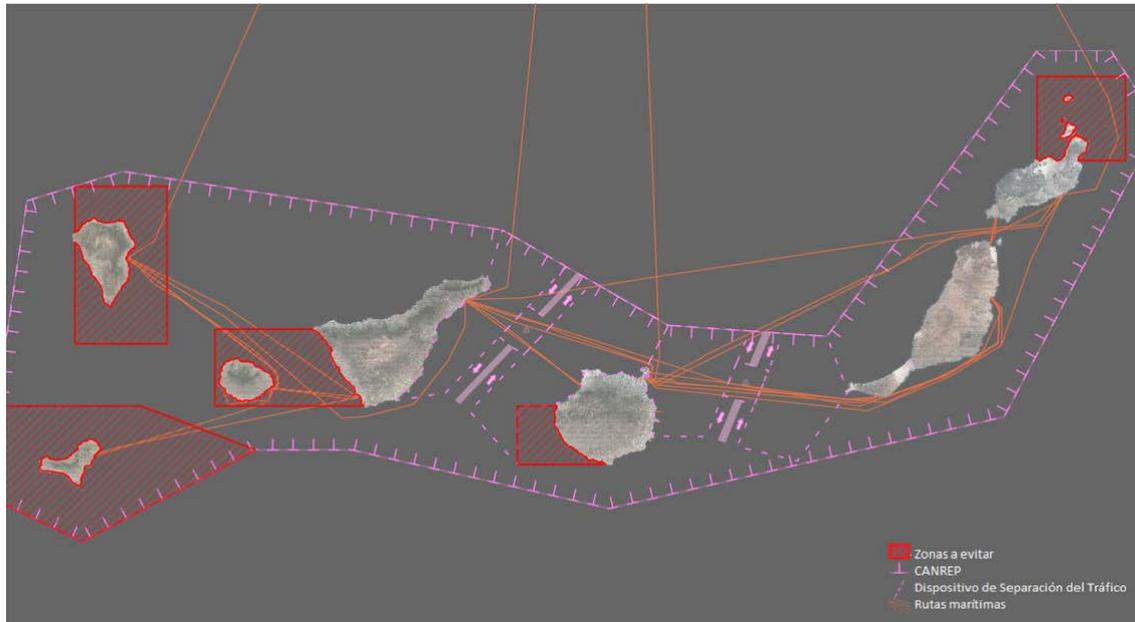


Figura 30 Zonas de tráfico marítimo en Canarias.

En color rosa se muestran los Dispositivos de Separación del Tráfico (DST), que son vías por las que está obligada a circular toda embarcación que pase por las costas canarias, existiendo un tráfico muy denso en las mismas. Además, engloba el territorio marítimo de Canarias dentro de sus límites. Por otra parte, en color rojo se presentan las zonas prohibidas para la circulación de barcos que puedan suponer un riesgo de vertido. Se observa que existe correspondencia entre esta limitación y las regiones donde se detectan especies en peligro conforme con la Figura 28. Finalmente, en color naranja se dibujan las rutas marítimas existentes en Canarias (rutas simplificadas).

Con esto, se dispone de una aproximación de los lugares en lo que podría existir interferencias entre las energías renovables marinas y el tráfico marítimo, permitiendo identificar las zonas a evitar para no interferir en el transporte marítimo. Todos estos trayectos han sido estudiados y analizados para asegurar posibles afecciones.

Respecto al tráfico marítimo, se ha creado, también, un modelo con datos reales de movimientos de barcos a través de GPS que da una idea de posibles incompatibilidades con el aprovechamiento de las energías marinas. Este modelo proporciona una proyección más exacta que las rutas definidas anteriormente, aunque se comprueba que hay una total correspondencia entre las rutas y los recorridos reales de los barcos que transitan en el archipiélago.

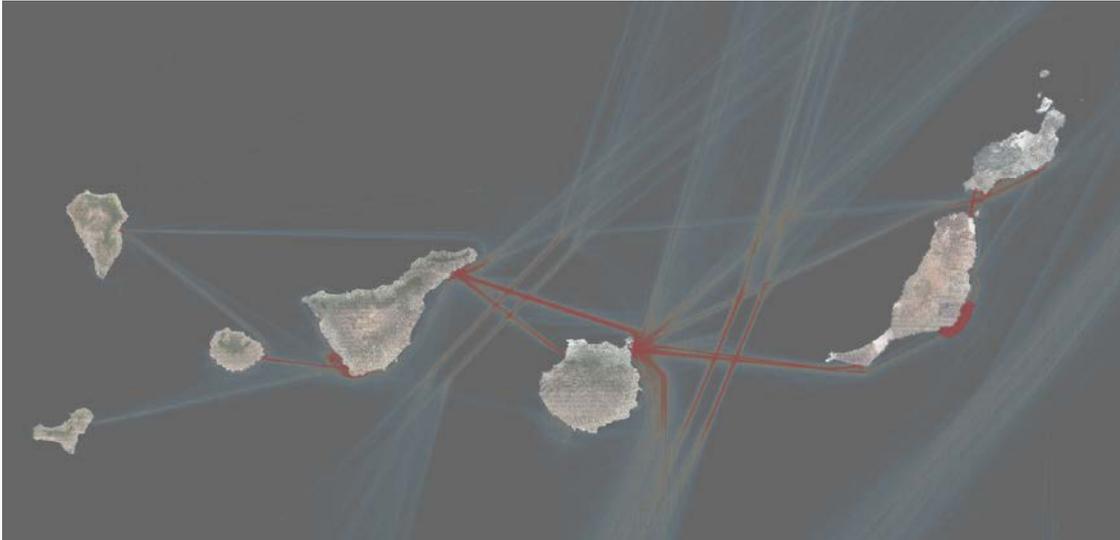


Figura 31. Tráfico marítimo en Canarias

Entre Gran Canaria y Tenerife es donde se dan la mayoría de los desplazamientos. Se aprecia claramente las conexiones Puerto de la Luz – Puerto de Santa Cruz de Tenerife y Puerto de Santa Cruz de Tenerife – Puerto de Las Nieves. En principio, no parece que haya grandes obstáculos entre el tráfico marítimo y las energías renovables marinas en los desplazamientos entre estas dos islas, quedando un amplio espacio en las zonas de mayor interés para la explotación marina renovable. Sí existen mayores problemas en las zonas cercanas a Puertos, pero no se considera un problema que no pueda ser resuelto mediante el planteamiento de consignas claras de diseño de estas instalaciones.

Asimismo, se observa la existencia de una conexión muy transitada entre el Puerto de Los Cristianos en Tenerife y La Gomera, y, también, con las islas de El Hierro y La Palma, aunque con algo menos de frecuencia. También son muchos los movimientos entre La Gomera y las de La Palma y el Hierro y viceversa.

El tráfico marítimo entre Gran Canaria y Fuerteventura se centra en la ruta Puerto de la Luz - Puerto de Morro Jable – Puerto del Rosario, que representa, también una gran parte de movimientos entre islas. Asimismo, otra ruta bastante transitada conecta el Puerto de la Luz con el Puerto de los Mármoles, en Lanzarote.

Se pueden apreciar las localizaciones de los dispositivos DST, de separación del tráfico, nombrado en el inicio del apartado 4.1.5, entre las islas de Tenerife y Gran Canaria y entre Fuerteventura y Gran Canaria. Por último, también pueden verse los trayectos entre Fuerteventura y Lanzarote.

En general, las zonas de mayor interés desde el punto de vista energético, se sitúan en el Sureste de las islas conforme al estudio del recurso eólico desarrollado, explícitamente, para esta estrategia (apartado 4.1.2.2).

En La Palma, el puerto principal se sitúa al Este de la isla. Desde él salen todas las rutas marítimas que tienen como destino u origen La Palma (Figura 32). Las líneas marcadas en color rojo son las que históricamente han manifestado mayor frecuencia de tránsito de barcos. A medida que cambia de color rojo a azul, la frecuencia de paso de embarcaciones es

cada vez menor. Estos últimos se suelen referir a embarcaciones pesqueras mientras que las de más tránsito son usadas para el desplazamiento de mercancías y pasajeros.

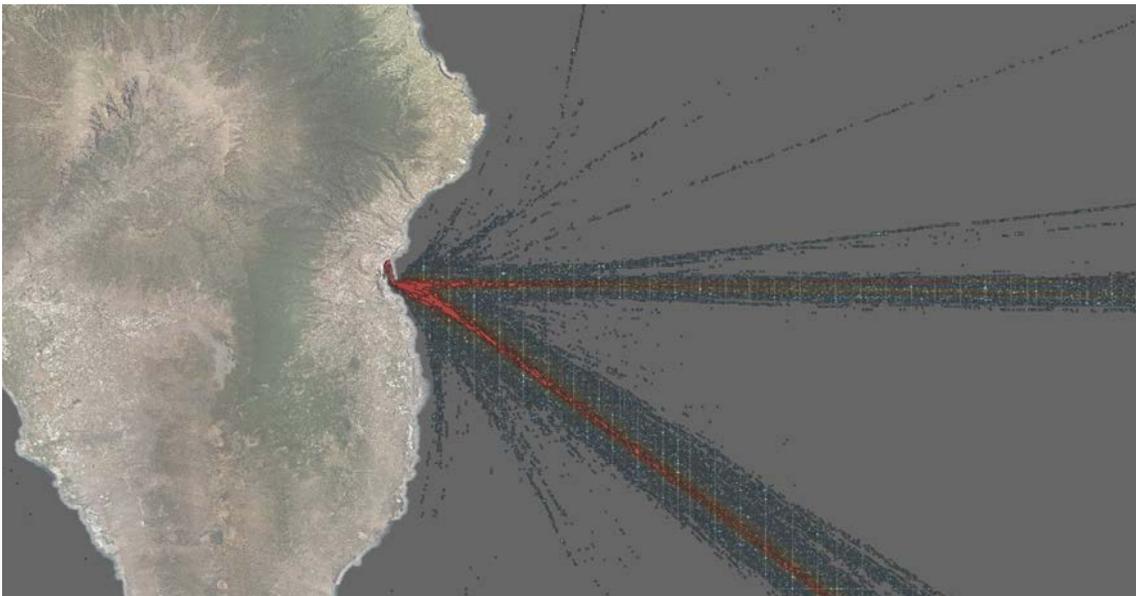


Figura 32 Tráfico marítimo en la isla de La Palma

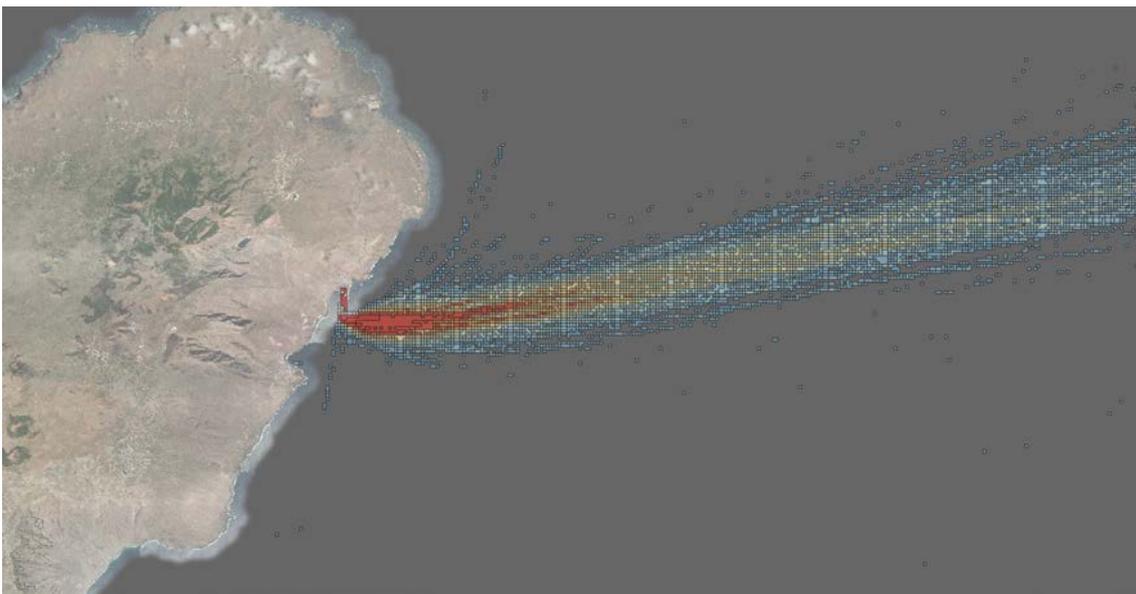


Figura 33 Tráfico marítimo en la isla de El Hierro

En la isla de El Hierro el Puerto de La Estaca se encuentra también en el Este. Se realizan varios desplazamientos periódicos, la gran mayoría entre El Hierro y La Gomera y Tenerife. Como se puede ver en la Figura 33, no se observa un tráfico marítimo denso en las inmediaciones del Puerto de La Estaca, por lo que puede ser una zona de recurso eólico interesante, aunque también existe una extensión oceánica hacia el Sur de la isla, donde puede existir potencial.

Por lo tanto, no parece que se den interferencias entre las energías marinas y el tráfico marítimo en esta isla. No obstante, El Hierro cuenta con una gran cantidad de áreas con distintas protecciones, por lo que la instalación de parques eólicos off-shore sería complicada.

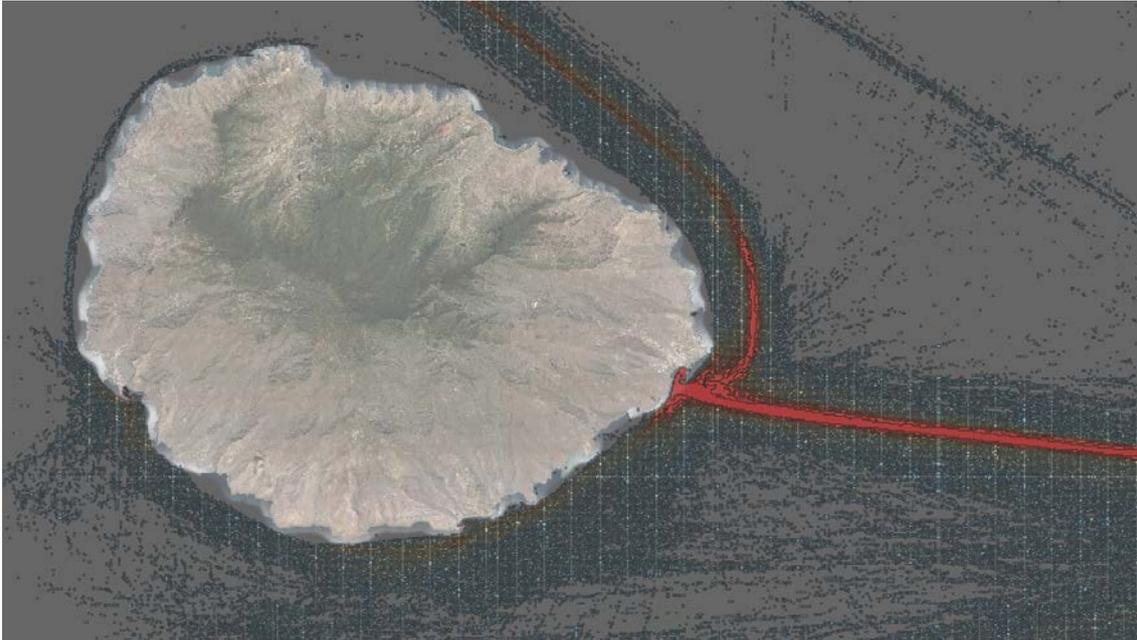


Figura 34 Tráfico marítimo en la isla de La Gomera.

La Gomera presenta un tráfico marítimo activo alrededor de casi toda su costa como muestra la Figura 34, principalmente, en el Este y Norte de la isla. Esto es debido a que una gran parte de los desplazamientos que se dirigen a La Palma o el Hierro tienen como parada esta isla. También es muy importante la actividad pesquera y lúdica a lo largo de su costa, muy atractiva desde la perspectiva medioambiental y paisajística. En relación a la instalación de infraestructuras de generación marina renovable, en la costa Noroeste podrían darse una serie de condiciones favorables, como una batimetría apta, un tráfico marítimo no muy condensado y la inexistencia de servidumbre aeronáutica.

Tenerife presenta un importante tráfico marítimo. En esta isla, casi toda la región del Este sería apta para la instalación de parques eólicos flotantes, en cuanto al recurso disponible. Las principales zonas en el Noreste, como se ve en la Figura 35, serían al Sur del Puerto de Santa Cruz de Tenerife. Esta zona presenta una batimetría aceptable pero muy próxima a la línea de costa, presentando grandes pendientes en su lecho marino.

En caso de pretender instalar tecnología renovable para generación de energía en esta zona, sería necesario estudiar en detalle el emplazamiento, así como las posibles afecciones que se pudieran dar con las rutas que transitan por el Este de la isla.

En la Figura 36 se aprecia la segunda zona de mayor interés eólico de la isla. Esta zona, como se verá en el apartado siguiente, está fuertemente afectada por la servidumbre del Aeropuerto Tenerife Sur. A pesar de ello, tiene uno de los recursos más importantes de las islas y se debe intentar aprovechar, ya que la densidad de energía por unidad de superficie en este emplazamiento es realmente alta.

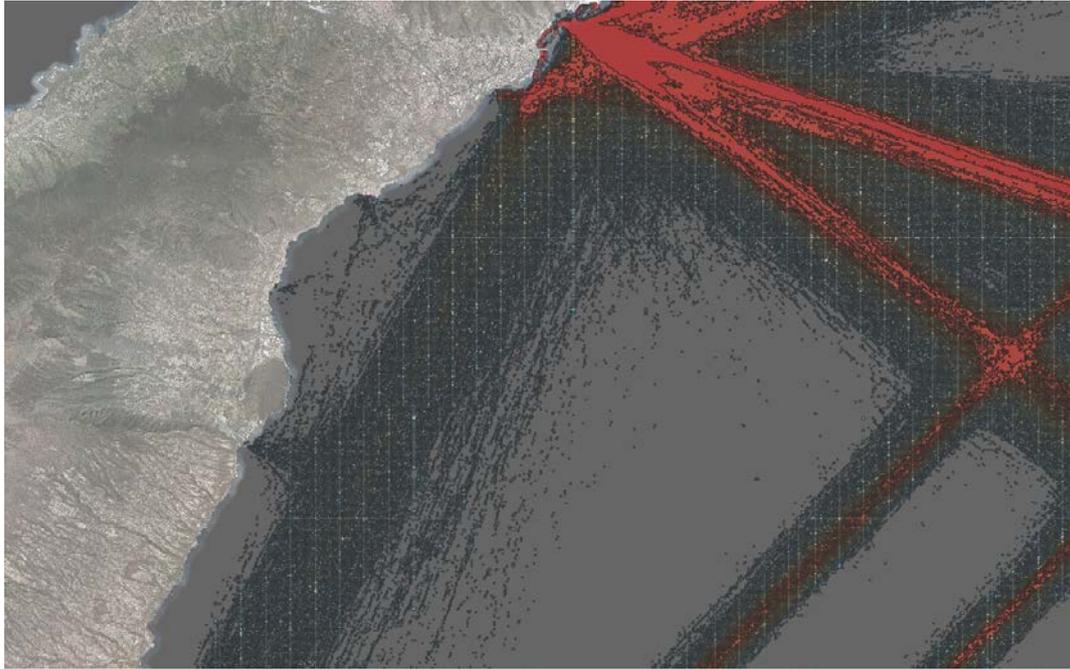


Figura 35 Tráfico marítimo en la isla de Tenerife (Zona Noreste)

El tráfico marítimo afectaría a la instalación de los parques eólicos flotantes que se instalen en este punto, ya que la batimetría obliga a instalar los aerogeneradores a menos de 4 kilómetros de la costa, por lo que sería necesario realizar modificaciones y ajustes para una correcta convivencia de las energías marinas y el tráfico marítimo.

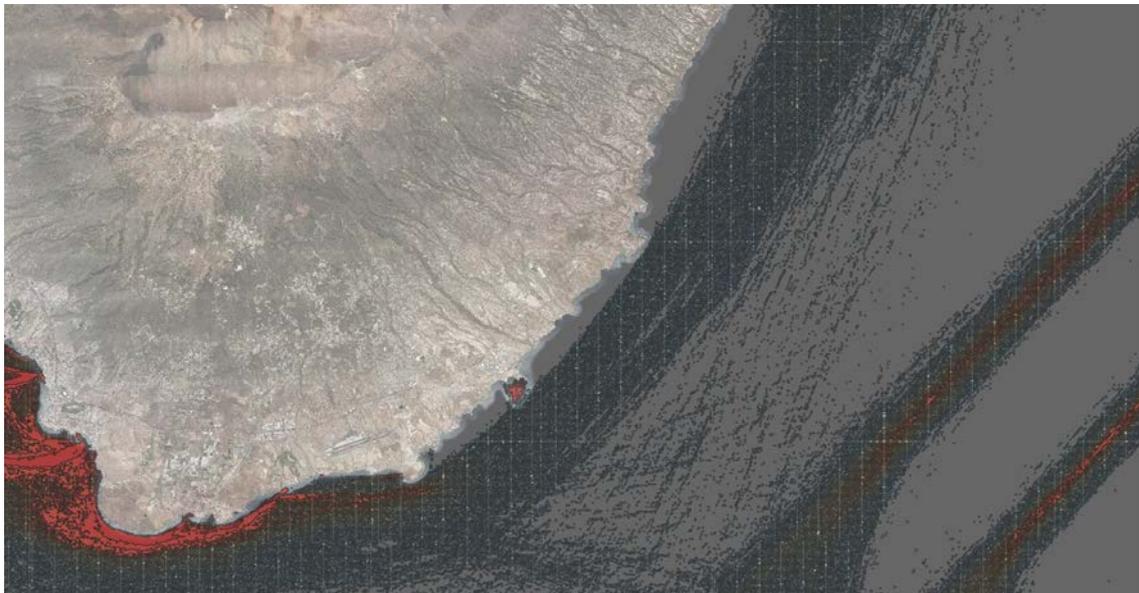


Figura 36 Tráfico marítimo en la isla de Tenerife (Zona Sureste)

Por su parte, Gran Canaria posee la mejor zona para el aprovechamiento de energías marinas, concretamente, de la eólica off-shore, en el Sureste de la isla. En esta zona, tanto el recurso eólico como la batimetría son adecuados para la instalación de plataformas flotantes. De hecho, ya existen algunas áreas en estudio por parte de empresas privadas interesadas en explotar el recurso existente.

La ruta marítima que podría entrar en conflicto con futuros parques eólicos en el Sureste de Gran Canaria es la que sale del Puerto de la Luz y de Las Palmas y se dirige hacia el Sur en paralelo a la isla. No obstante, como puede verse en la Figura 37, la ruta se encuentra bastante alejada de la costa y, en caso de entorpecer la instalación de aerogeneradores marinos, se podría llegar a una solución que beneficie a todas las partes, de modo que se pueda aprovechar, el potencial energético de la zona.

Se aprecia también una cantidad importante de desplazamientos bordeando la costa Sureste, por lo que deberán estudiarse todas estas rutas y las posibles afecciones que puedan existir en el emplazamiento en concreto de cada parque de generación.

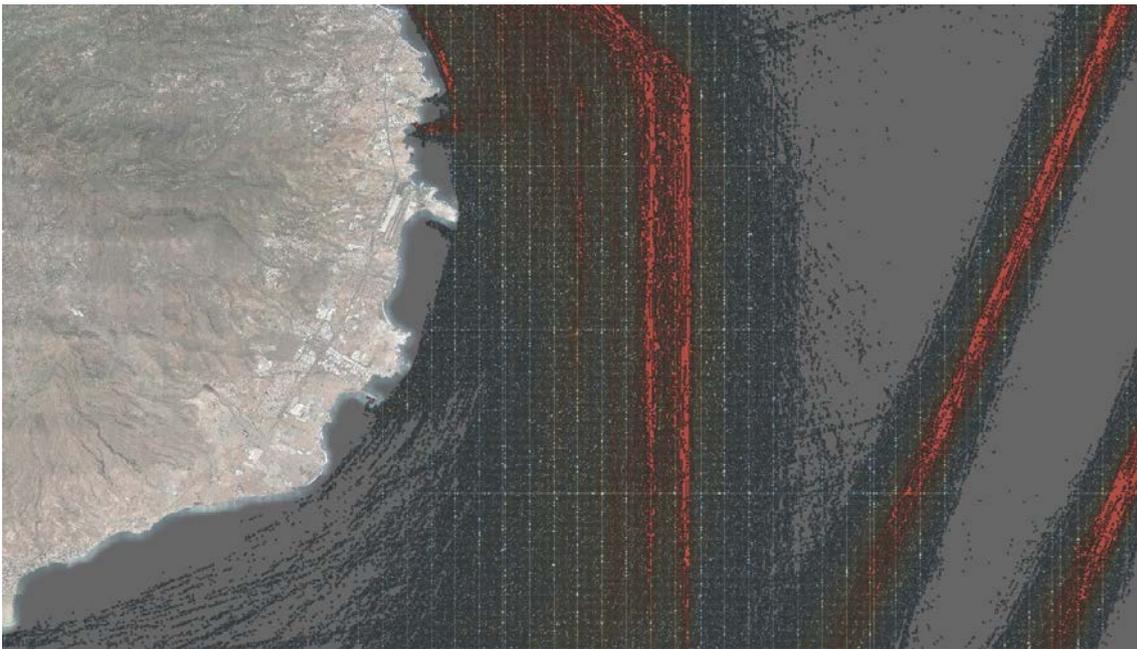


Figura 37 Tráfico marítimo en el Sureste de Gran Canaria

La batimetría en Fuerteventura es muy favorable teniendo menos profundidad y menos pendiente que en otras islas del archipiélago.

En el Sureste de la isla, cerca de Gran Tarajal, se dispone de un recurso eólico interesante aunque también es una zona con abundante tráfico marítimo, como se ve en la Figura 38. No obstante, al igual que sucede en otras islas, se deben tomar las medidas adecuadas, para minimizar las afecciones e interferencias entre el aprovechamiento energético y el resto de usos y actividades en el emplazamiento.

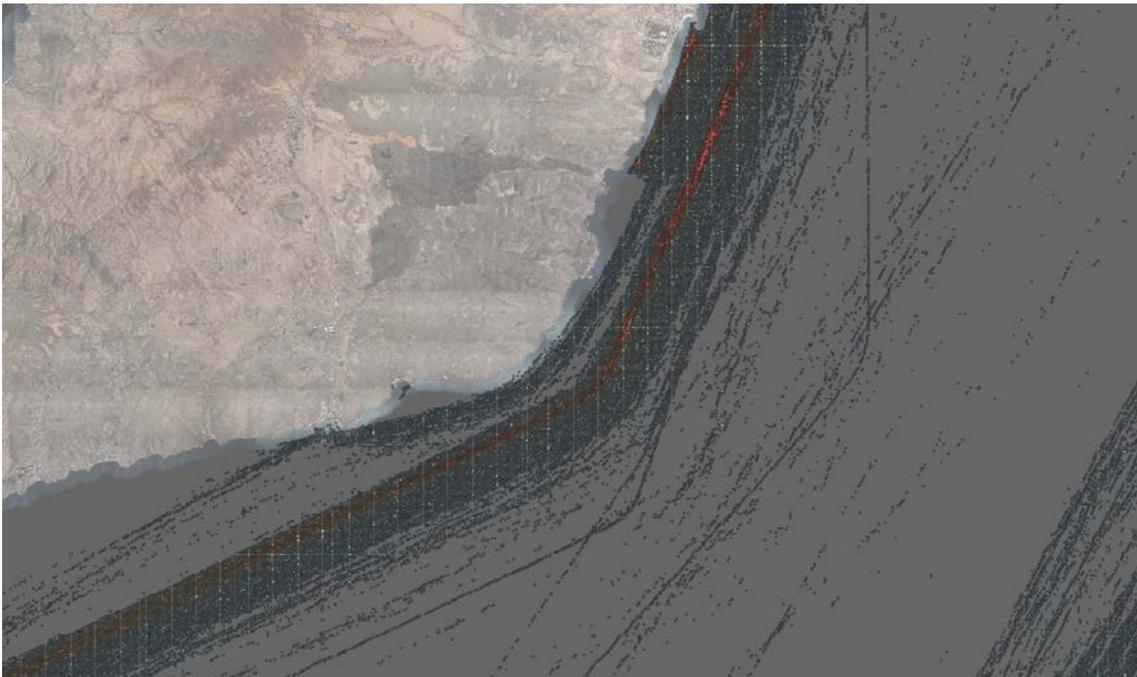


Figura 38 Tráfico marítimo en el Sureste de Fuerteventura

Por último, en Lanzarote, el Sureste es uno de los puntos que parece ser más conflictivo en lo que se refiere al aprovechamiento de energías marinas por la confluencia del tráfico marítimo, detallado en la Figura 39. Se observan varias rutas; una que viene de Gran Canaria y otra que sale de Corralejo, que van a los dos puertos principales en la isla de Lanzarote: el Muelle de Playa Blanca, en el Sur, y el Puerto de los Mármoles en el Este.

Aparte, otra ruta sale del Muelle de Playa Blanca, y bordea parte de la costa, hacia Puerto Calero y Puerto del Carmen, situados ambos al Sureste. Esta ruta pasa muy cerca de la costa, como puede verse, ya que la mayoría de desplazamientos son realizados por barcos de recreo o pequeños barcos de pesca.

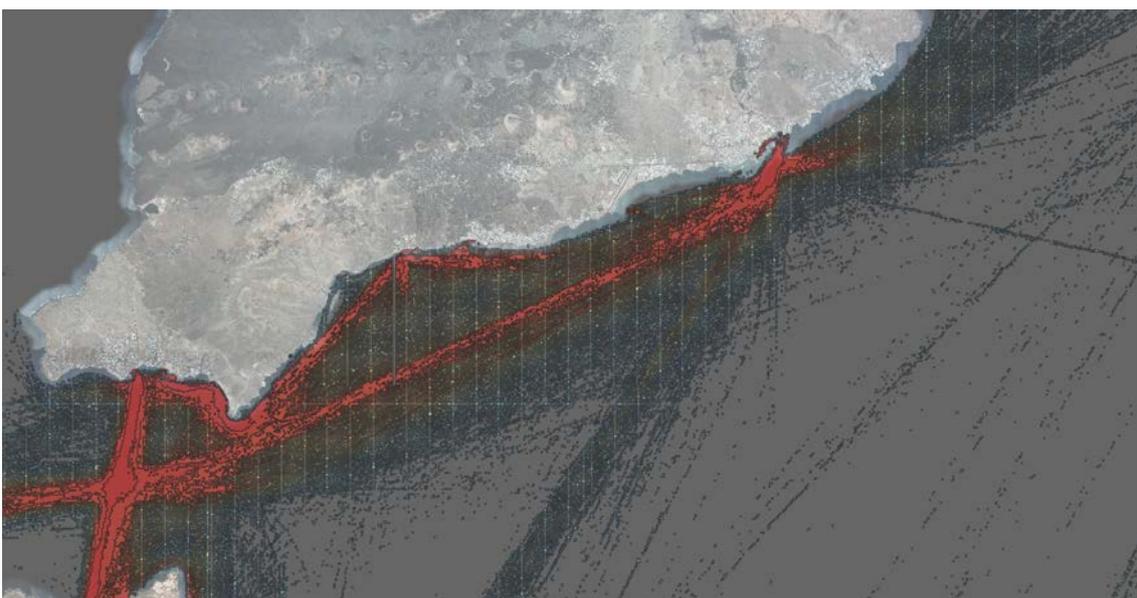


Figura 39 Tráfico marítimo en el Sureste de Lanzarote

En definitiva, son dos rutas que presentan una gran cantidad de tráfico marítimo y que están relativamente cerca de la costa. Además, se sitúan en el Sureste de la isla, uno de los principales puntos de mayor recurso eólico.

4.1.5.2. Servidumbres aeronáuticas

La implantación de instalaciones de generación renovable en el mar también está supeditada al cumplimiento de las condiciones obligatorias en lo relativo a las servidumbres aeronáuticas. Este aspecto es de vital importancia ya que puede interferir directamente en temas relacionados con la seguridad aérea.

Las servidumbres aeronáuticas se definen en base a la ubicación de las pistas de los aeropuertos (zonas de despegue y aterrizaje) y los dispositivos de localización asociados (radares y radiobalizas). Por regla general, los aeropuertos canarios se sitúan en la parte oriental de las islas, zonas que, como se ha comentado, presentan mayor interés para el aprovechamiento de la energía eólica. Esto se debe a que en dichas regiones el viento es más constante, predecible y, por tanto, favorece las actividades de despegue y aterrizaje de las aeronaves.

Para que los aviones puedan aterrizar y despegar en condiciones de seguridad es necesario que dispongan de un amplio espacio libre de obstáculos que les permita maniobrar sin complicaciones y que no provoque interferencias en los dispositivos de localización. Para tales fines se establecen las servidumbres aeronáuticas, en las que no puede existir ningún obstáculo que no haya sido aceptado previamente por la Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA). En la Figura 40 se muestra una vista preliminar de todas las servidumbres aeronáuticas existentes en Canarias.

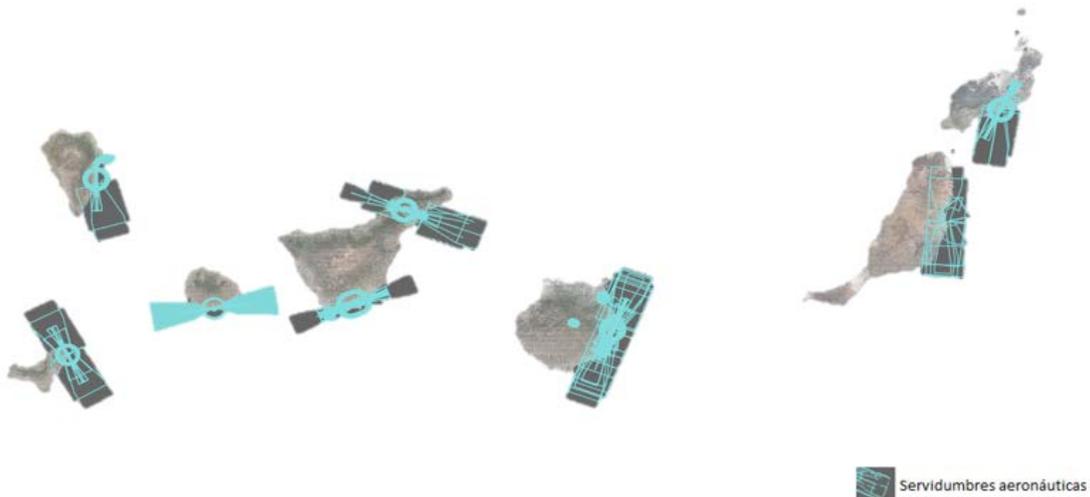


Figura 40 Servidumbres aeronáuticas de Canarias

Esta restricción afecta fundamentalmente a la eólica off-shore. En este sentido, para la eólica se considera como obstáculo la altura máxima del aerogenerador medida desde su base hasta la punta de pala cuando se encuentra perpendicular al suelo. En general, no está permitida la instalación de ningún obstáculo que invada el cono de aproximación cuando dicha altura de obstáculo supera la altura marcada en el cono.

La isla de **Gran Canaria** es una de las más afectadas por las servidumbres aeronáuticas. En esta isla el aeropuerto se sitúa en el Este, próximo al Roque de Gando favoreciendo el despegue y el aterrizaje de las aeronaves debido a que el viento que sopla en esta zona es muy constante. En el Sureste existe un área de aproximadamente 200 km² donde las batimetrías no superan los 200 metros y que, en principio, sería la zona de mayor interés para el aprovechamiento de la eólica marina en la isla.

Conforme a lo establecido en el Real Decreto 417/2011, en el área de afección del cono de aproximación al aeropuerto de Gran Canaria, existe una limitación de altura que afecta tanto a obstáculos temporales como permanentes. Ello provoca que el cono de aproximación Sur se sitúe totalmente sobre la zona Sureste, además, se observa que esta zona de seguridad se sitúa, mayoritariamente, sobre el mar, justamente en la zona más adecuada para la colocación de aerogeneradores off-shore.

A modo de referencia, la altura de buje de los aerogeneradores de 10 MW es de unos 130 metros, a las que hay que añadir las longitudes de pala que pueden alcanzar los 100 metros (230 metros en total), mientras que un aerogenerador de 5 MW tiene una altura de buje de 90 metros y una longitud de pala de 60 metros, lo cual supone una altura total de 150 metros. Estos son los límites aproximados que hay que tener en cuenta.

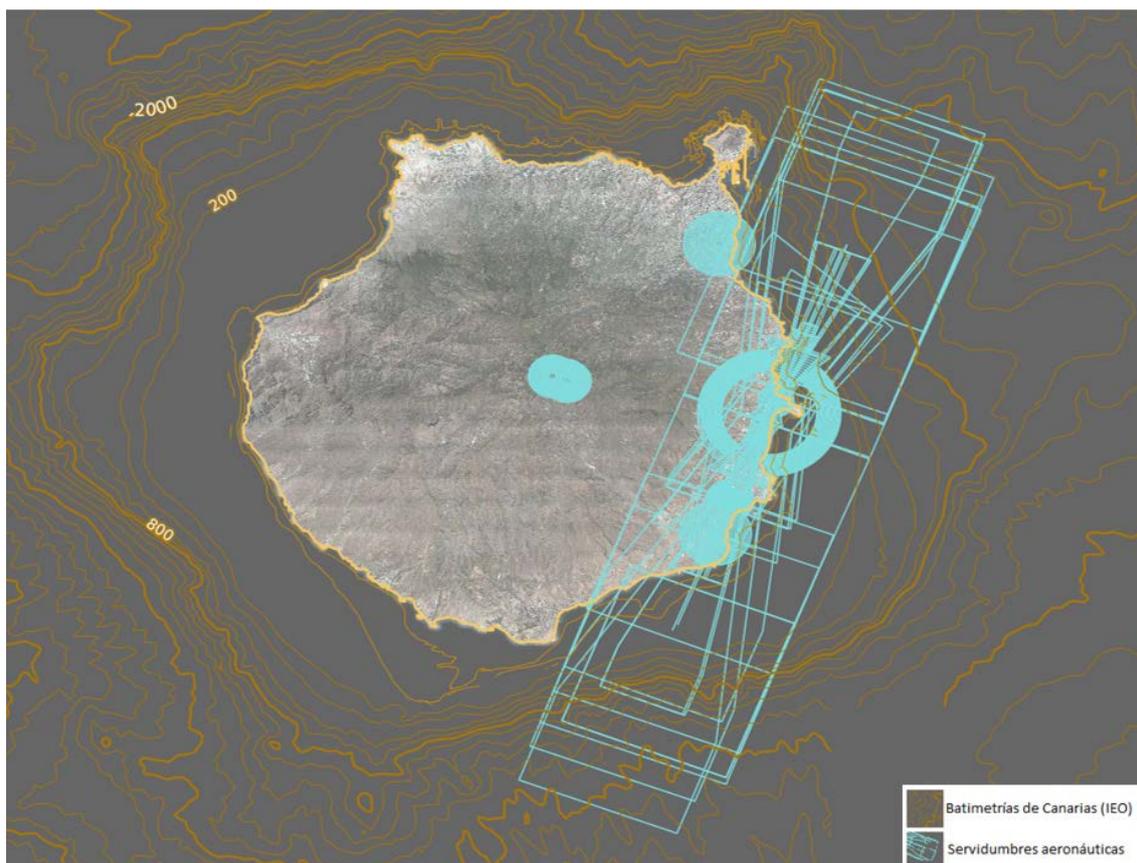


Figura 41 Servidumbre aeronáutica y batimetría en Gran Canaria

Por otro lado, también hay que tener en cuenta las radiobalizas y dispositivos de seguimiento que requieren más espacio aéreo libre para su correcto funcionamiento, lo que limita aún más la instalación de estos aerogeneradores por posibles interferencias que puedan darse

entre los aerogeneradores y estos sistemas. Si bien es cierto que estas zonas presentan distintos tipos de restricciones, siendo más severas cuanto más cerca del aeropuerto se está, es necesario estudiar en profundidad cada caso y ver qué opciones son viables, ya que en determinadas zonas sería posible la instalación de parques eólicos si se utilizan máquinas con menor altura de buje y pala (por ejemplo, aerogeneradores de 5 MW).

La isla de **Tenerife** es la única del archipiélago que cuenta con dos aeropuertos, lo que conlleva dos servidumbres aeronáuticas. El aeropuerto de la zona Norte presenta posibles afecciones con futuros parques eólicos marinos pero debido al bajo interés del recurso eólico en la zona y las batimetrías de la zona, no se espera gran desarrollo en dicha región para instalar parques eólicos off-shore en el futuro próximo.

Sin embargo, el aeropuerto Sur sí podría suponer una restricción a la instalación de parques eólicos off-shore en la zona de Granadilla. El anillo formado por los dispositivos de detección de las aeronaves de este aeropuerto y sus conos de aproximación caen sobre una zona de interés para la instalación de potencia eólica off-shore, en cuanto al recurso disponible. Se observa que el cono de aproximación del aeropuerto de Tenerife Sur se encuentra justo sobre áreas donde las profundidades son inferiores a 500 metros.

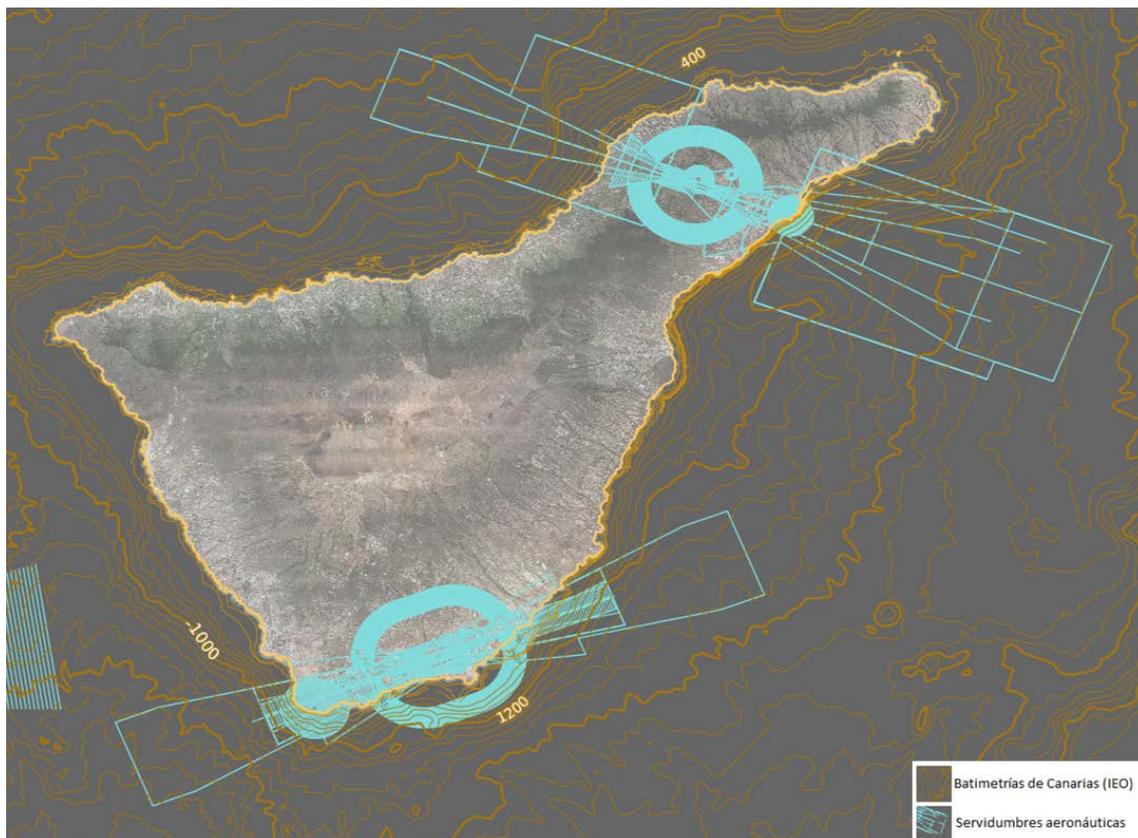


Figura 42 Servidumbre aeronáutica para Tenerife

Aun así, es posible que en alguno de estos puntos puedan darse condiciones favorables, atendiendo a una altura del cono elevada, lejos del aeropuerto, que permita instalar aerogeneradores cuya altura máxima sea la que ordene la servidumbre aeronáutica, pues es en esta zona donde está instalada la gran parte de la potencia eólica onshore de la isla y donde el potencial eólico es mayor.

En **Fuerteventura** el aeropuerto está situado en el Este de la isla, mientras que las aplicaciones relativas a la eólica off-shore, presentan mayor interés en el Sureste, tanto por el recurso eólico disponible como por la proximidad a la red de transporte. Por todo ello, las limitaciones derivadas de las servidumbres aeronáuticas no deberían ser de gran importancia en esta isla.

En **Lanzarote**, el aeropuerto se encuentra en el Sureste de la isla. La servidumbre aeronáutica atraviesa la isla en dirección SSO-NNE, por lo que invade gran parte de la localización más favorable para la eólica off-shore (el Sureste). Otra zona de gran interés para la puesta en marcha de parques eólicos off-shore se ubica en el Noroeste de la isla.

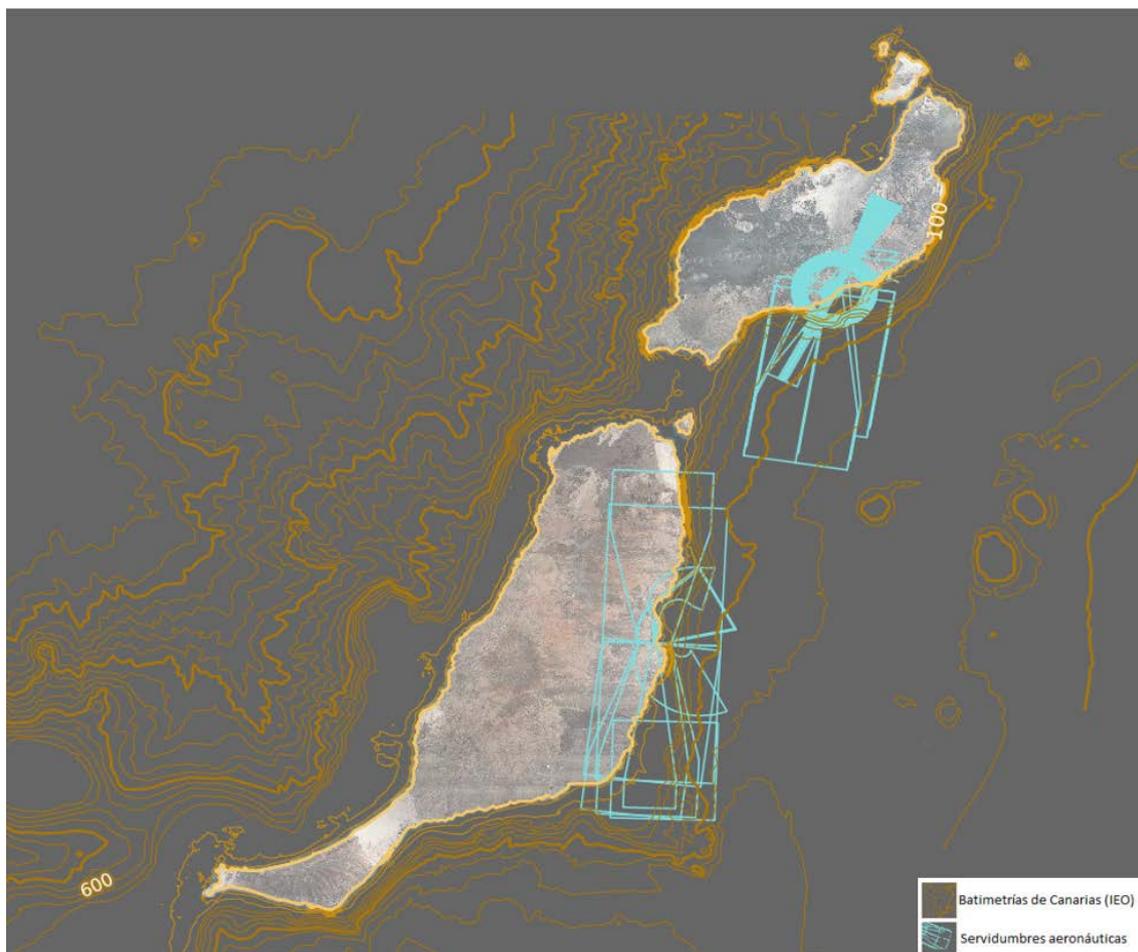


Figura 43 Servidumbres aeronáuticas en las islas de Fuerteventura y Lanzarote

La isla de **La Palma** es reconocida como una de las más altas del mundo en cuanto a su superficie, algo que se refleja en la batimetría, alcanzando los 1.000 metros de profundidad a pocos kilómetros de la costa. En lo que se refiere a las servidumbres aeronáuticas, éstas se ubican en el Este, afectando a la zona de mayor interés para la explotación eólica off-shore. En esta isla no existen otras alternativas fuera de las zonas donde se ubica el cono de aproximación ya que existen otras limitaciones de carácter medioambiental y batimétrico que impiden la explotación de infraestructuras renovables marinas.

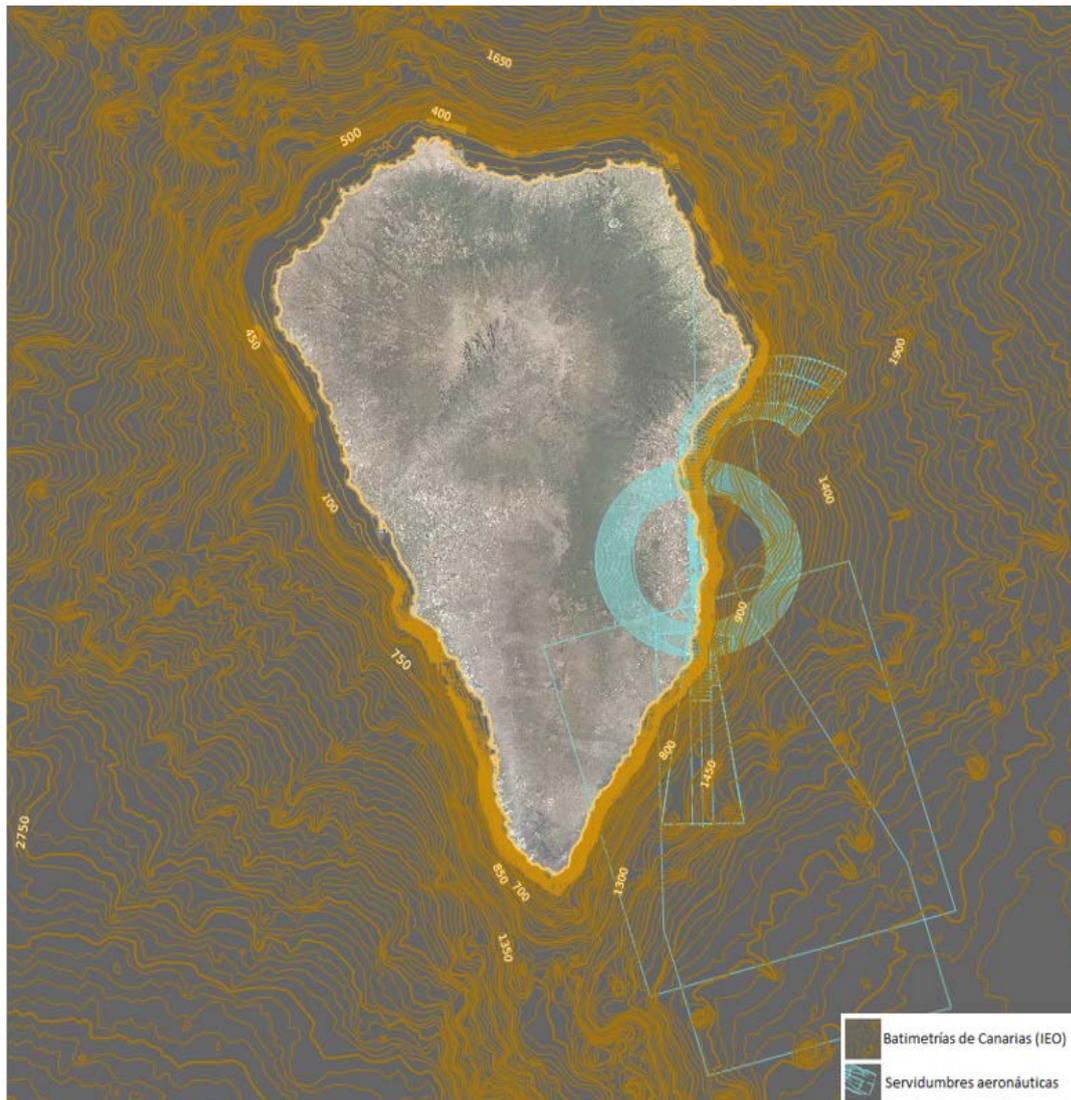


Figura 44 Servidumbre aeronáutica en la isla de La Palma.

La servidumbre del aeropuerto de **El Hierro** se sitúa al Noreste, con una orientación NNO-SSE. Esta área afecta a la posible instalación de aerogeneradores marinos en proximidades al puerto de La Estaca y a la central hidroeólica de Gorona del Viento. En cualquier caso, el cono de aproximación gana altura rápidamente siendo factible la instalación de aerogeneradores en la zona. En siguiente figura, se observa claramente que las pendientes batimétricas aumentan rápidamente a medida que nos alejamos de la costa, lo que deja poco margen para plantear la instalación de parques eólicos marinos en otros puntos de la isla.

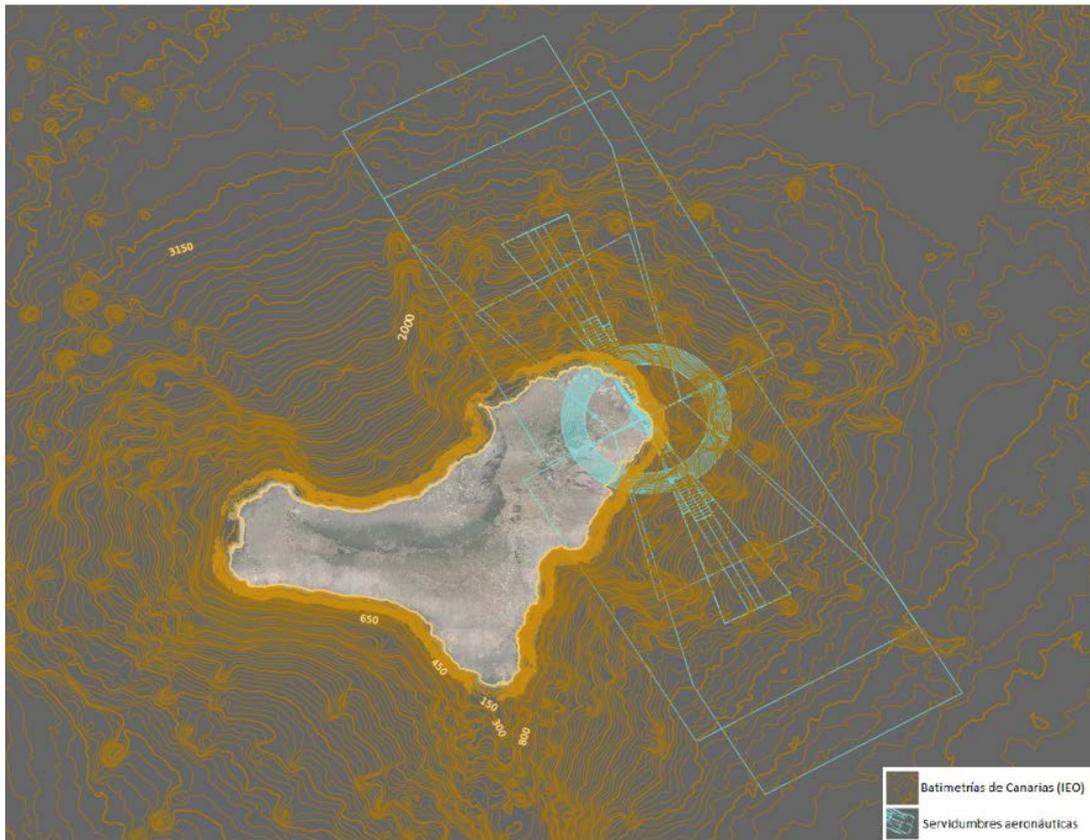


Figura 45 Servidumbre aeronáutica en la isla de El Hierro

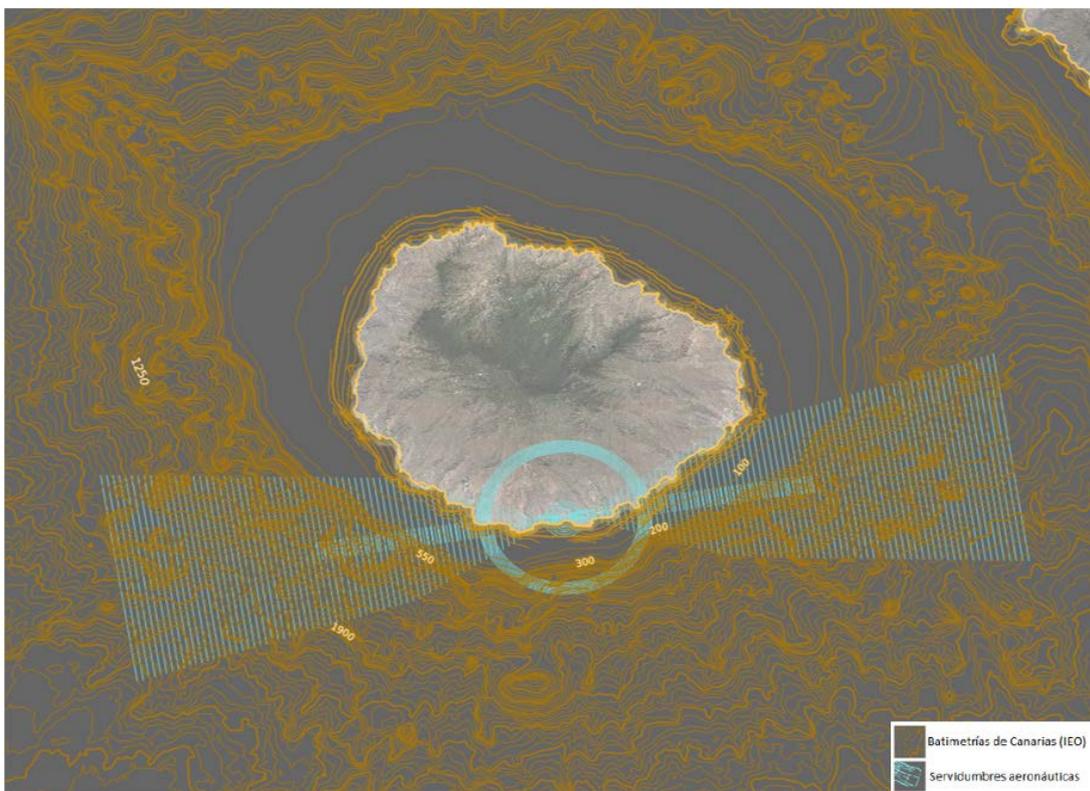


Figura 46 Servidumbre aeronáutica en la isla de La Gomera

Por último, se analiza la situación en **La Gomera**. Como puede verse el Sureste de la isla está ocupada por la servidumbre aeronáutica de su aeropuerto, limitando las posibilidades de

instalar eólica off-shore en proximidades a la subestación de El Palmar. Esto hace prever que cualquier iniciativa que pretenda ponerse en marcha en la isla, en cuanto a eólica off-shore, se deberá instalar en el extremo Noroeste, con las dificultades que ello plantea en cuanto a evacuación de la energía producida.

Como se comentaba al inicio de este apartado, la eólica off-shore es la tecnología que se verá más afectada por las servidumbres aeronáuticas, por la afección de las alturas de los aerogeneradores. Dado que la fotovoltaica off-shore, la energía undimotriz, la energía de las corrientes marinas, la mareomotriz, la térmica oceánica y la energía osmótica no precisan de datos de recurso a grandes alturas, el análisis realizado en este apartado se ha centrado en la eólica off-shore.

4.1.5.3. Zona de exclusión militar

Las zonas militares existentes en las islas están bien definidas y marcadas tal como se muestra en la siguiente ilustración.

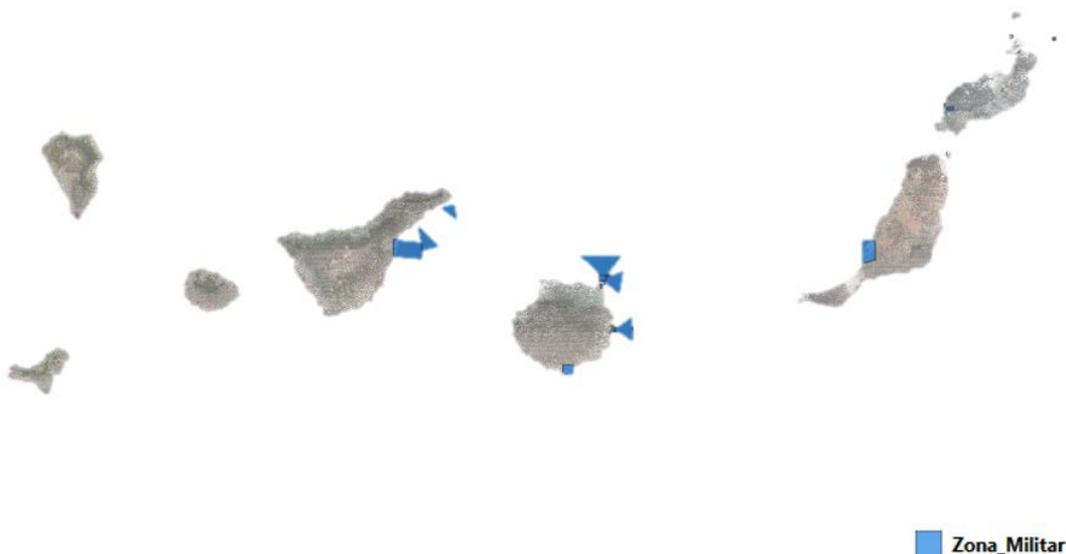


Figura 47 Zonas de exclusión militar en las Islas Canarias

Se observa claramente que las islas de La Gomera, El Hierro y la Palma no poseen de ninguna zona de exclusión militar. Fuerteventura y Lanzarote presentan dos zonas, en su mayor parte, terrestres, situadas al Suroeste de la isla. Ninguna de las zonas mencionadas afectaría a la posible instalación de energías renovables marinas. Las dos islas que más zonas de exclusión militar poseen son Tenerife y Gran Canaria.

En el caso de **Gran Canaria**, figura 48, se observan cuatro zonas claras, en forma triangular y cuadrada; dos de ellas en La Isleta, otra en Gando y la última en el Sur de la isla. La zona de Gando podría ser interesante para la eólica off-shore, pero existen otras zonas en la isla que podrían suplir la inhabilitación de estos puntos. Los otros puntos situados en La Isleta y la zona cuadrada ubicada en el Sur de la isla, no son de interés para la instalación de energías renovables marinas. Se concluye que estas zonas de exclusión marítima en Gran Canaria afectan, pero no de una forma severa, existiendo otros puntos que podrían compensar a éstos.

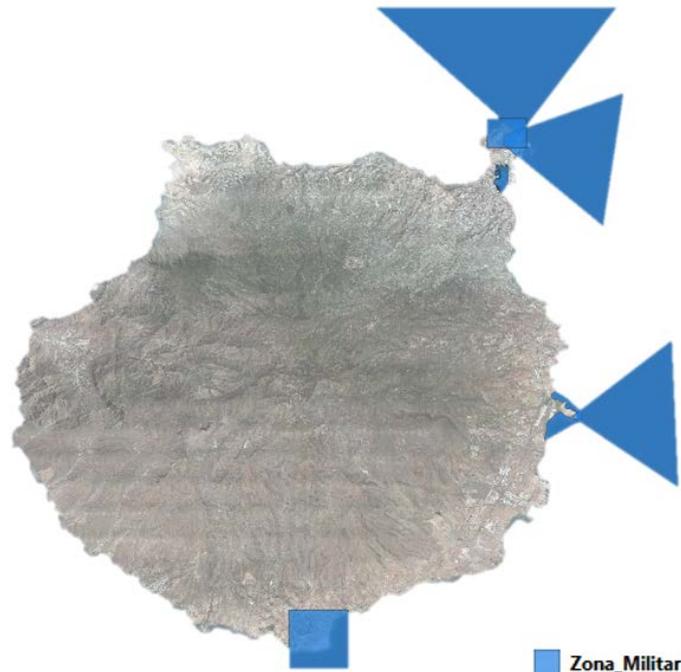


Figura 48 Zonas de exclusión militar en Gran Canaria

La isla de **Tenerife** tiene 3 zonas de exclusión militar principales, ubicadas en el Este y el Noreste de la isla, con dominio principalmente en el mar, aunque una de las zonas, la más al Sur, tiene una parte terrestre. Estas zonas ubicadas en el Este de la isla sí son susceptibles de interferir en la inhabilitación de zonas de interés para la instalación de generadores renovables marinos.



Figura 49 Zonas de exclusión militar en Tenerife.

Las zonas mencionadas podrían impedir la instalación de cualquier tipo de generador de energías renovables marinas con independencia del tipo de tecnología usada, a diferencia de lo que ocurría con la restricción de servidumbres aeronáuticas.

4.1.5.4. Zonas portuarias

Las Islas Canarias, por su condición territorial, tienen una gran dependencia del tráfico marítimo para el transporte de mercancía. Así pues, los puertos constituyen una infraestructura de vital importancia en el desarrollo social y económico de las islas, encontrándose, en algunos casos, en constante crecimiento. Estos puertos poseen un dominio que debe ser respetado para su correcto funcionamiento, por lo que existen algunas limitaciones para instalar grandes infraestructuras de generación mediante energías marinas. Aun así, la búsqueda de soluciones que faciliten la descarbonización completa de los puertos e incluso ofrezcan servicios que permita la parada de los motores de los barcos, cuando éstos se encuentran dentro de ellos, es un objetivo comunitario. Los puertos son grandes centros de consumo que, necesariamente, deben ser descarbonizados.

Todas las islas poseen como mínimo un puerto, a excepción de Tenerife y Gran Canaria, que tienen 3.



Figura 50 Zonas portuarias de Canarias

Comenzando por **Tenerife**, existen 2 grandes puertos (Puerto de Santa Cruz de Tenerife y Granadilla) y una tercera zona portuaria más pequeña (Puerto de Los Cristianos). En general, no se puede decir que las zonas portuarias estén inhabilitadas para la instalación de energías renovables marinas. Es más, en ciertos casos como para la fotovoltaica flotante, puede interesar la existencia de zonas de abrigo que no estén siendo aprovechadas y que pudieran emplearse para producir energía. La clave es siempre la compatibilidad de usos, ya que dichas instalaciones no pueden interferir en los servicios que se estén llevando a cabo en esas zonas.

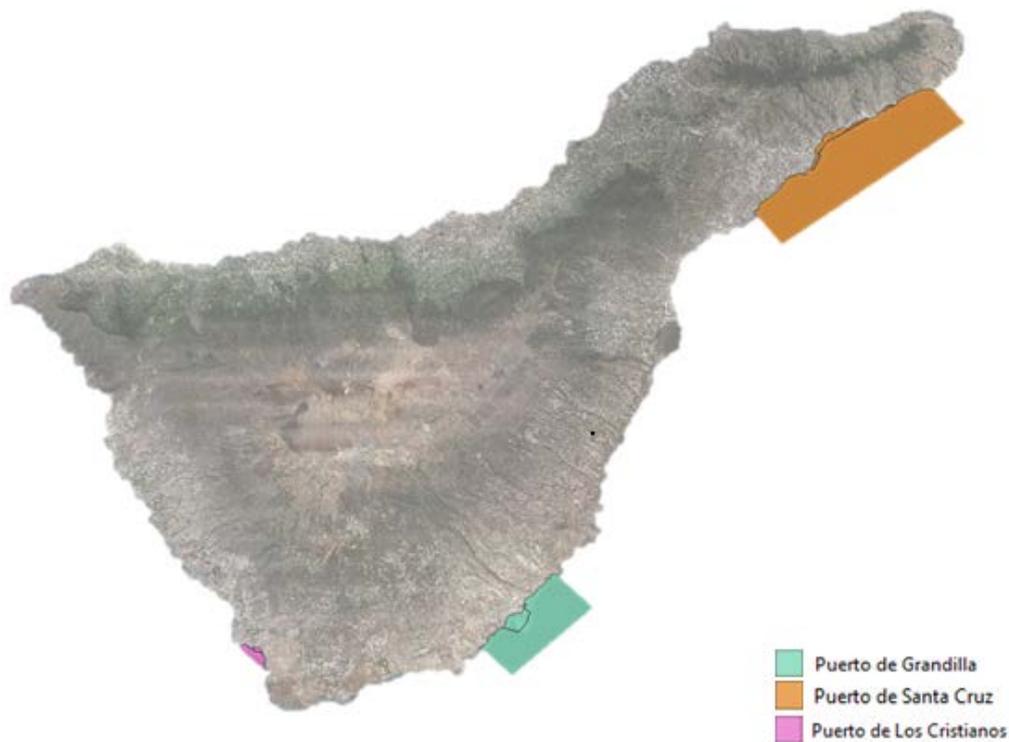


Figura 51 Zonas portuarias de Tenerife

La isla de **Gran Canaria** tiene también 3 puertos principales. El mayor y más importante, el Puerto de la Luz, se sitúa en el Noreste de la isla. Su zona reservada es bastante extensa, donde se aplicarían las mismas condiciones que las mencionadas para el Puerto de Santa Cruz de Tenerife. La zona Norte de la isla posee mayor recurso undimotriz, y un recurso eólico que podría ser explotable.

Al Este de la isla se encuentra el Puerto de Salinetas. Este puerto se usa principalmente para atraque de barcos que transportan combustibles.

El tercer puerto de Gran Canaria es el Puerto de Arinaga. De reciente construcción, este puerto se encuentra en el Sureste de la isla, una de las zonas con mayor recurso eólico de Europa. Su dominio marítimo no es muy extenso, pero se localiza en una zona de alto potencial eólico, sobre todo off-shore. En este muelle se encuentra un aerogenerador de 5 MW near-shore, instalado en la plataforma de ensayos de generadores multi-megavatio MEGATURBINAS Arinaga. Además, la zona que rodea a este puerto no presenta una gran pendiente, teniendo distancias al fondo marino de 100 metros estando alejados de la costa unos kilómetros, por lo que la eólica marina podría ser una opción interesante.

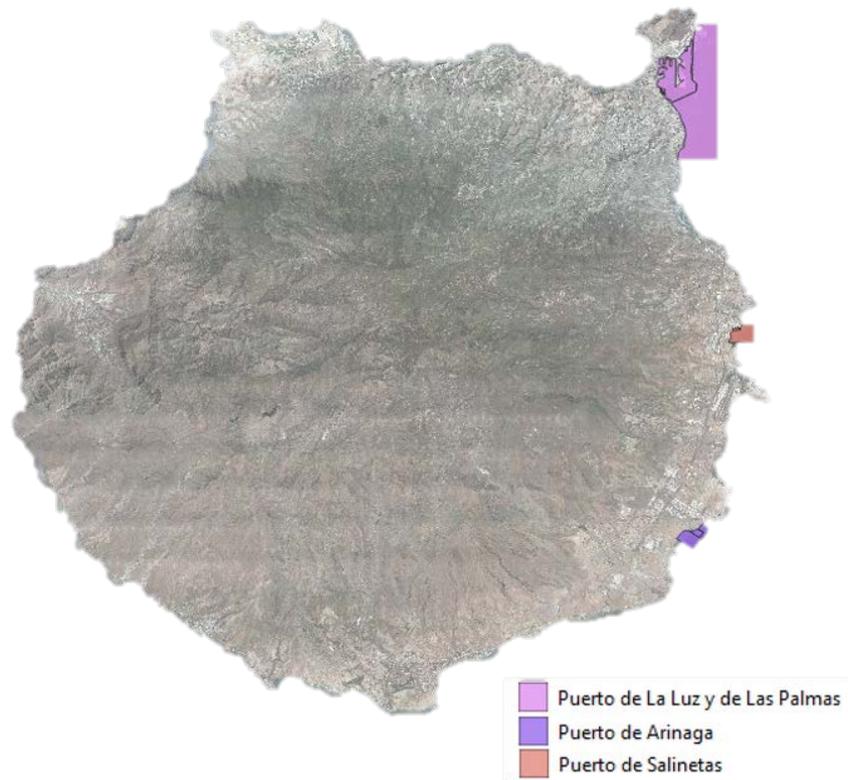


Figura 52 Zonas portuarias de Gran Canaria

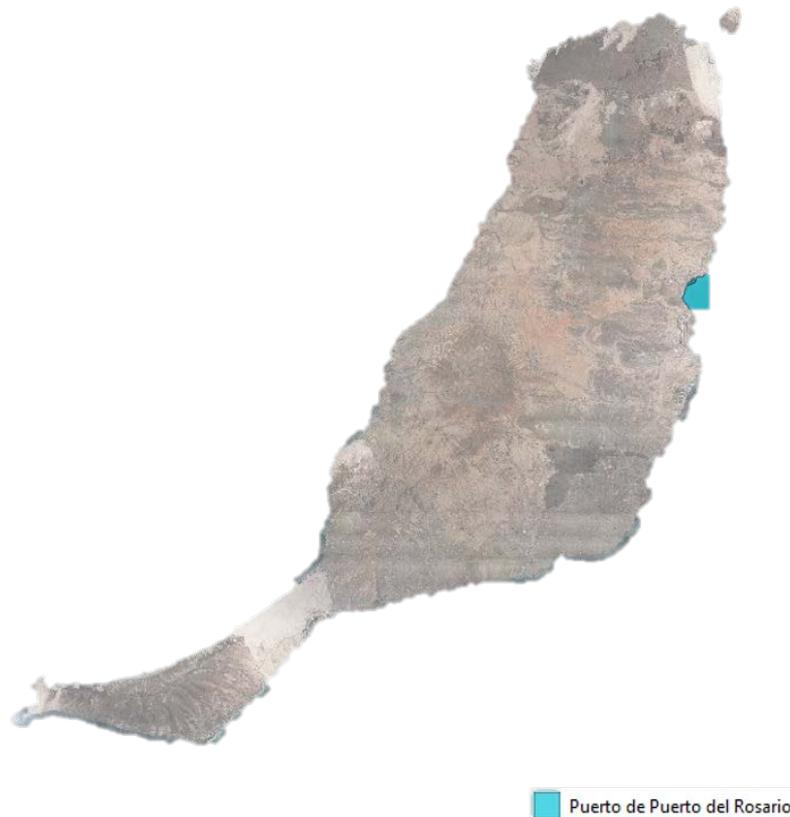


Figura 53 Zonas portuarias de Fuerteventura

Fuerteventura posee sólo 1 gran puerto, el Puerto del Rosario. Está situado al Este de la isla y no ocupa una gran superficie, por lo que, en líneas generales, no presenta interferencias con

la instalación de energías marinas, teniendo en cuenta que el Sureste de la isla posee mejor recurso energético.

En el caso de **Lanzarote**, el Puerto de Arrecife es bastante extenso y ocupa una gran parte del territorio marino. Se encuentra en el Este-Sureste de la isla, donde hay un recurso eólico a tener en cuenta y un fondo marino aceptable para la colocación de dispositivos de aprovechamiento de energías renovables marinas, sobre todo eólica off-shore. Este puerto sí podría afectar a la instalación de dichos dispositivos.

Además, quedan delimitados otros dos espacios dentro de éste, que son el Puerto Antiguo de Arrecife, que presta refugio a buques y navíos desde el siglo XV y el Puerto de los Mármoles, un muelle que queda dentro del enclave del gran Puerto de Arrecife.

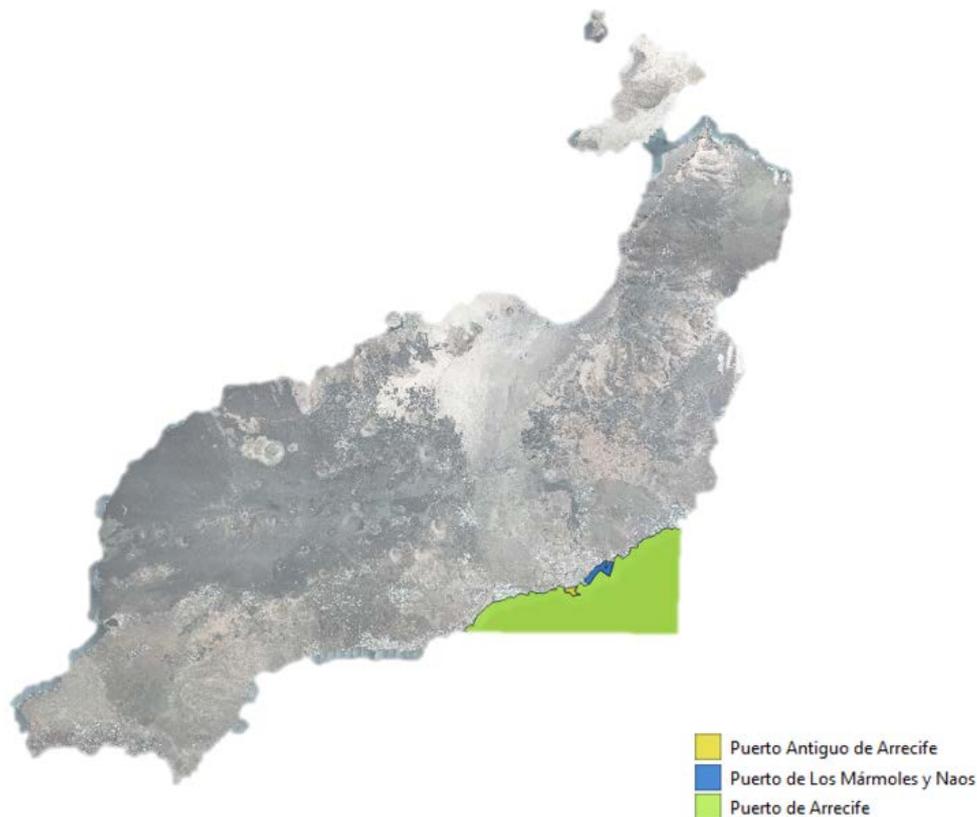


Figura 54 Zonas portuarias de Lanzarote

La Palma tiene su puerto en la zona oriental de la isla al resguardo del saliente de Puntallana, en la capital de la isla, Santa Cruz de la Palma. El dominio marítimo de este puerto no presenta grandes afecciones a las energías marinas, ya que por su orografía y localización, el recurso en las aguas del puerto no parece ser destacable, como sí lo sería en la zona Sureste. Al igual que en otras islas, existen zonas de mayor interés.

Por su parte, el Puerto de San Sebastián de La Gomera está ubicado en el Sureste de **La Gomera**. Teniendo en cuenta que unos kilómetros más al Sur se encuentran el aeropuerto y sus correspondientes servidumbres, la zona Sureste que podría ser de mejor recurso, queda supeditada a la posible afección de las servidumbres aeronáuticas y a los dominios marítimos del Puerto de San Sebastián.



■ Puerto de Santa Cruz de La Palma

Figura 55 Zonas portuarias de La Palma.



■ Puerto de San Sebastián de La Gomera

Figura 56 Zonas portuarias de La Gomera.

En la isla de **El Hierro**, el Puerto de la Estaca se localiza en la parte Noreste de la isla, coincidiendo con las servidumbres aeronáuticas del aeropuerto. Este puerto podría tener afectaciones sobre posibles despliegues de energías renovables marinas basadas en eólica off-shore o undimotriz.



Figura 57 Zonas portuarias de El Hierro

4.1.5.5. Cofradías de pescadores

Las cofradías de pescadores desempeñan una importante actividad en el desarrollo local de algunos emplazamientos de Canarias. Son muchas las personas que desde hace décadas trabajan en este sector de una forma sostenible y con diferentes técnicas.

La convivencia de las energías renovables con las actividades marinas que actualmente se realizan en las islas es vital para asegurar una correcta armonía y sinergia entre el aprovechamiento de los recursos naturales, tanto energéticos como de otra índole como la alimentaria. Las actividades energéticas deberán ser respetuosa con las de la pesca de las islas y los puntos donde se lleva a cabo dicha actividad. De otra forma, se crearían conflictos que podrían entorpecer los objetivos que se persiguen en la planificación, principalmente, el de alcanzar un sistema libre de emisiones de GEI y partículas contaminantes.

Es muy importante que si prolifera la instalación de generadores para el aprovechamiento de energías marinas, se respeten los puntos de trabajo y de descarga de las actividades locales, para evitar, por ejemplo, que las redes o los cabos de estos pescadores queden atrapadas, enredadas o se rompan con las anclas o los amarres de estos dispositivos. Algunas soluciones se han estudiado ya: cómo diseñar los amarres y las anclas de forma que no se produzcan enredos y evitar así problemas e inconvenientes con las redes de los pescadores, además de un posible rechazo de estos colectivos hacia las energías renovables marinas.

También debe tenerse especial cuidado con dispositivos para aprovechamiento de la energía undimotriz y de las corrientes, ya que puede cambiar el flujo natural del agua y su acción sobre el litoral, modificando el hábitat de la vida marina y poniéndola en peligro.

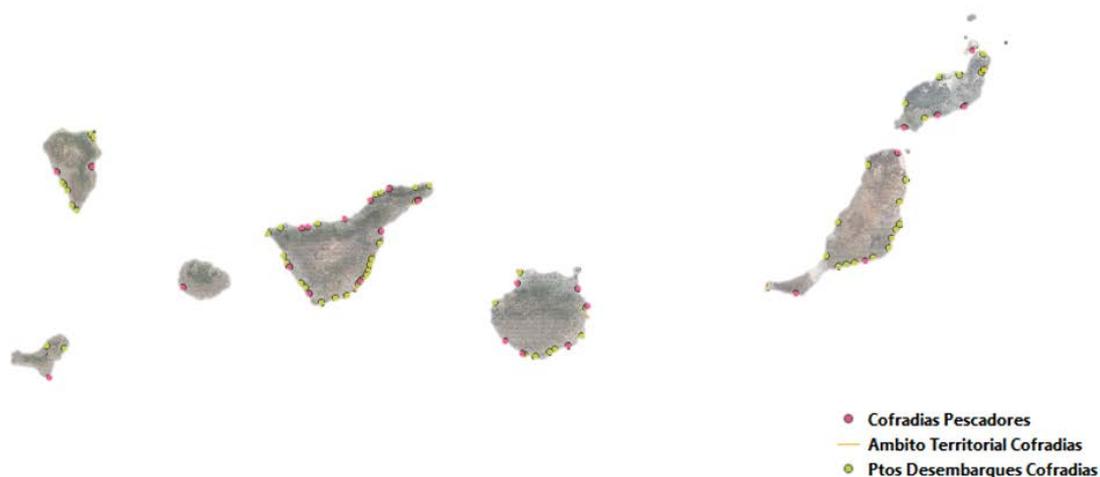


Figura 58 Cofradías de Pescadores de Canarias

Son numerosas las cofradías existentes en Canarias. Se presentan a continuación las que posee cada isla en detalle.

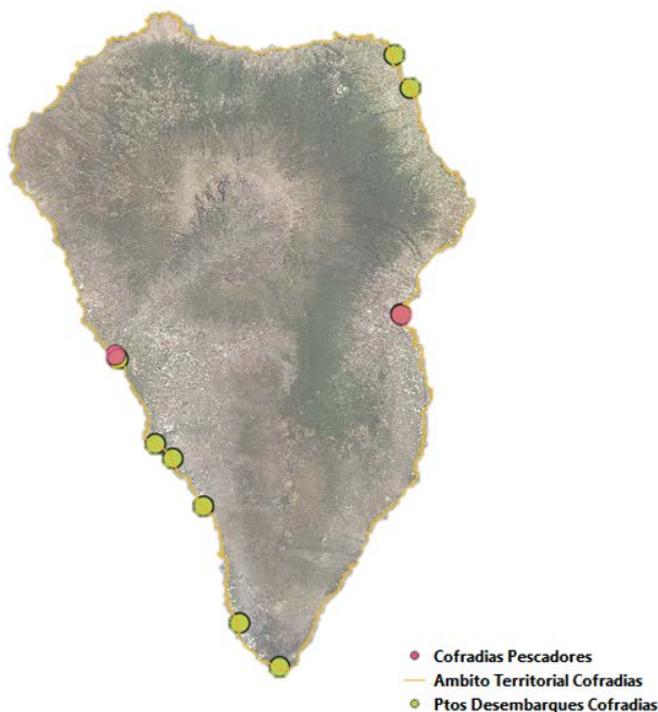


Figura 59 Cofradías de Pescadores de La Palma

La primera analizada es la isla de **La Palma**. Se aprecian dos cofradías, una en el Este y otra en el Oeste de la isla. Los puntos de desembarque se reparten a lo largo del Suroeste de la isla y dos más ubicados al Noreste. El ámbito territorial de las cofradías recorre toda la isla.

Las islas de **El Hierro y La Gomera** son las que menos cofradías tienen. En El Hierro, hay una en La Restinga y tres puntos de descarga, uno al Noreste, otro en el Norte y otro en el Sur junto con la cofradía. En La Gomera, por otro lado, hay una cofradía y un punto de descarga, ambos en el Oeste de la isla.



Figura 60. Cofradías de Pescadores de El Hierro y La Gomera

Tenerife es la isla con más cofradías del archipiélago, con 10 que se reparten a lo largo de su litoral. Asimismo, son 33 los puntos de descarga donde los pescadores profesionales pueden descargar sus capturas.

En la isla de **Gran Canaria** hay 6 cofradías y 13 puntos de descarga, repartidos en las zonas del Este, Sur y Oeste.

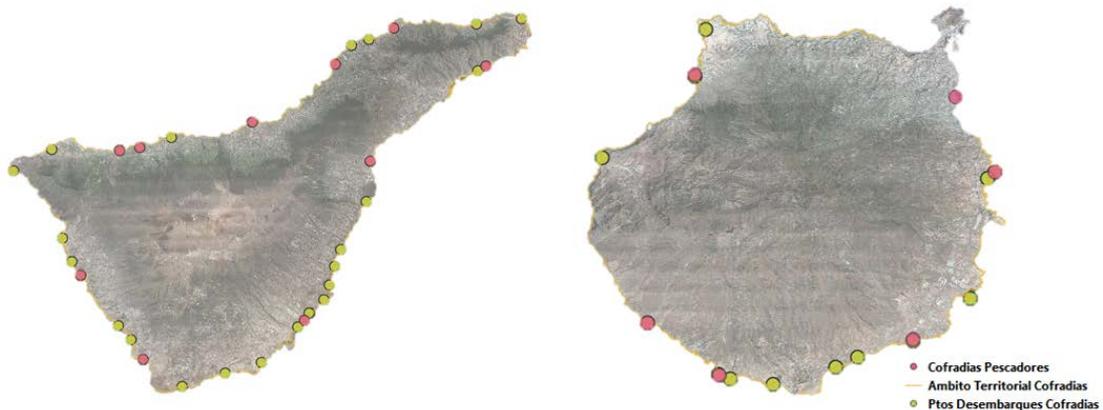


Figura 61 Cofradías de Pescadores de Tenerife y Gran Canaria

En **Fuerteventura**, las cofradías se ubican en el Norte, en el Sur y en el Sureste, una en cada punto. En cuanto a los puntos de descarga, suman un total de 16 distribuidos a lo largo de todo el territorio insular.

En **Lanzarote** existen 3 cofradías de pescadores y una en La Graciosa, con 11 puntos de descarga en Lanzarote y una en La Graciosa.

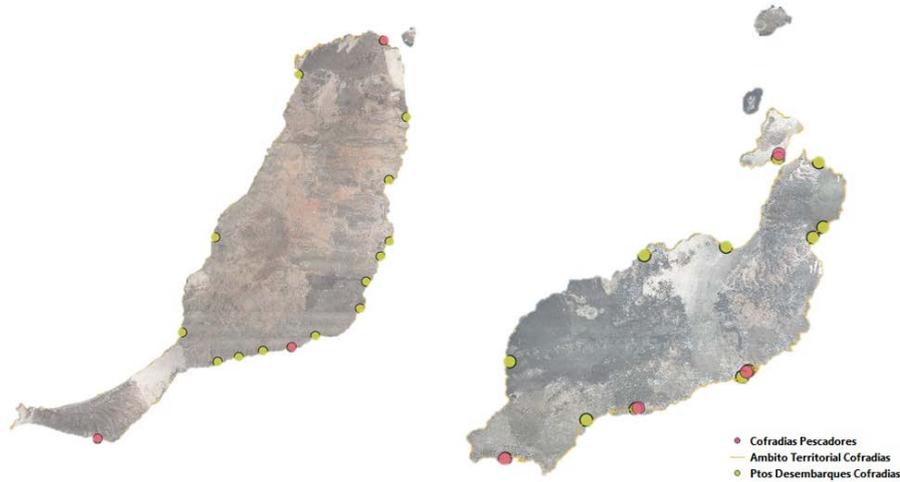


Figura 62 Cofradías de Pescadores de Fuerteventura y Lanzarote

Como conclusión, vemos que son numerosas las cofradías de pescadores existentes en Canarias, así como los puntos para descargar las capturas. Por lo tanto, se debe respetar el desarrollo de su actividad como hasta ahora, evitando conflictos y ayudando a la ciudadanía a comprender el enorme reto que supone la descarbonización de todos los sectores de la economía, incluido el pesquero.

4.1.6. Restricciones por usos complementarios

4.1.6.1. Concesiones acuícolas

En primer lugar se analizan las concesiones acuícolas otorgadas por la Delegación de Pesca del Gobierno de Canarias. En ellas se puede ver cómo el dominio público marítimo terrestre se ha zonificado según la aptitud para el desarrollo de la actividad acuícola siguiendo una serie de criterios técnicos. Se podrá desarrollar la pesca en cada zona según se especifique en la correspondiente normativa de pesca.

Asimismo, se ha creado la capa de las concesiones acuícolas vigentes en Canarias, donde se puede observar en qué puntos de las islas existen actualmente piscifactorías, permitiendo vaticinar si sería un problema o no, la instalación de dispositivos de generación de energía renovable en una zona concreta, definido por el Plan Regional de Ordenación de la Acuicultura (PROAC).

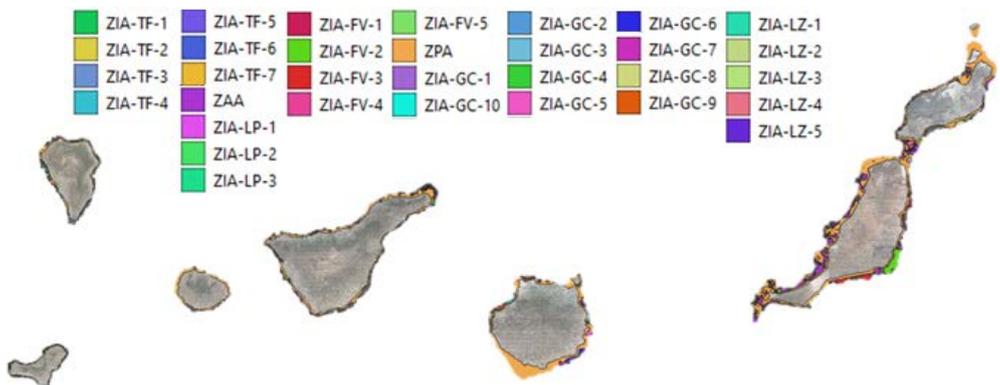


Figura 63 Zonificación PROAC y concesiones acuícolas para el territorio de Canarias

La radiación solar, las corrientes, las diferencias de temperatura, etc., son elementos que van a condicionar el adecuado desarrollo de las especies que se crían en las piscifactorías, por lo que debe tenerse en cuenta dónde se sitúan en la actualidad, y lo harán en un futuro, para no interferir en su correcto funcionamiento.

En la isla de Tenerife, la zonificación acuícola realizada por el PROAC es la representada en la parte izquierda de la figura 64. Las concesiones actuales se centran en el Suroeste de la isla, repartidas en dos ubicaciones, sumando un total de 9 (recuadro derecho de la misma figura).

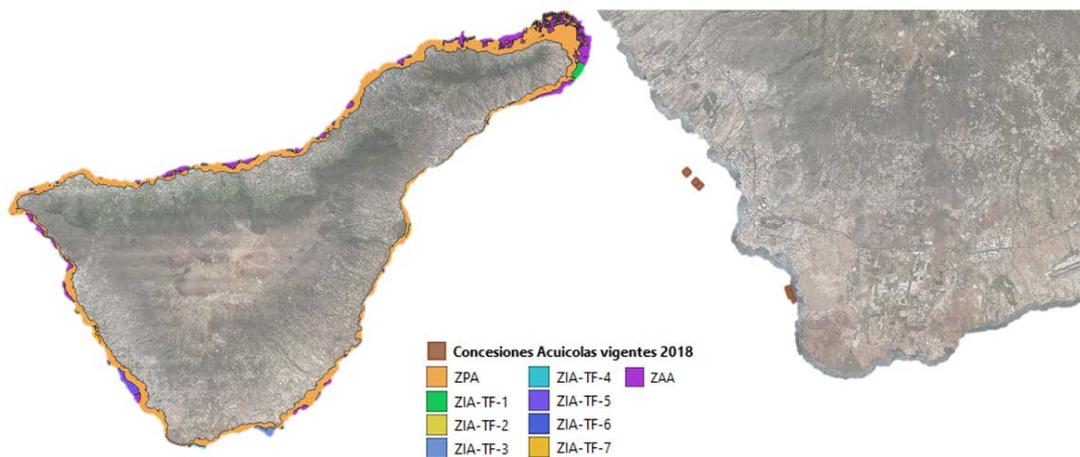


Figura 64 Zonificación y Concesiones acuícolas para la isla de Tenerife

En la Figura 65, se representa la zonificación del PROAC correspondiente Gran Canaria. Se observa una gran zona donde se podrían instalar piscifactorías en el Suroeste de la isla, aunque hasta el momento no se ha llevado a cabo ninguna actuación.

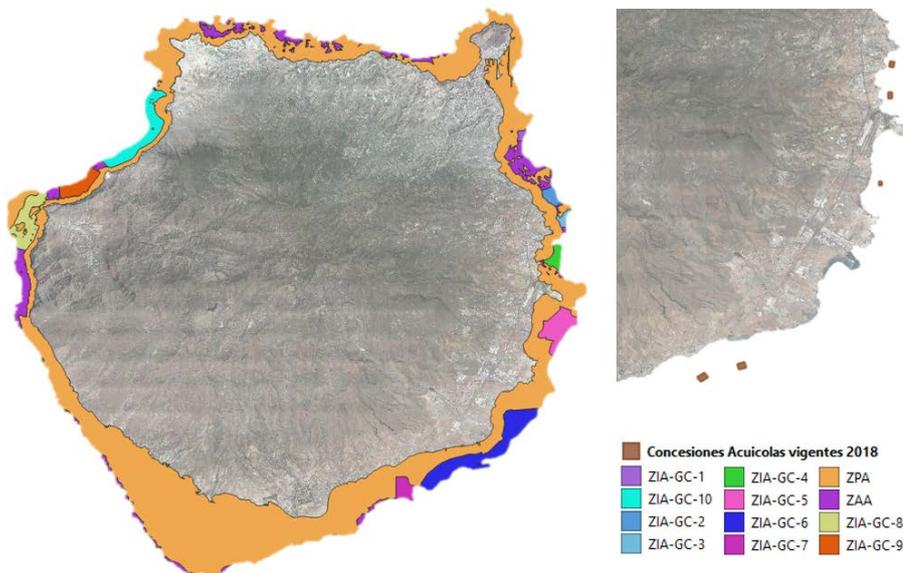


Figura 65 Zonificación y Concesiones acuícolas para la isla de Gran Canaria

Las concesiones acuícolas actuales en Gran Canaria se dividen en tres grupos, uno al Sureste y dos al Este. Al Sureste se sitúan 2 concesiones y en el Este 2 en la zona superior y 1 en la zona inferior, como muestra la Figura 65 (imagen derecha).

La zonificación acuícola del PROAC en Fuerteventura, junto con la isla de Lobos, es la representada en la Figura 66. En la actualidad, no se registran concesiones acuícolas vigentes.

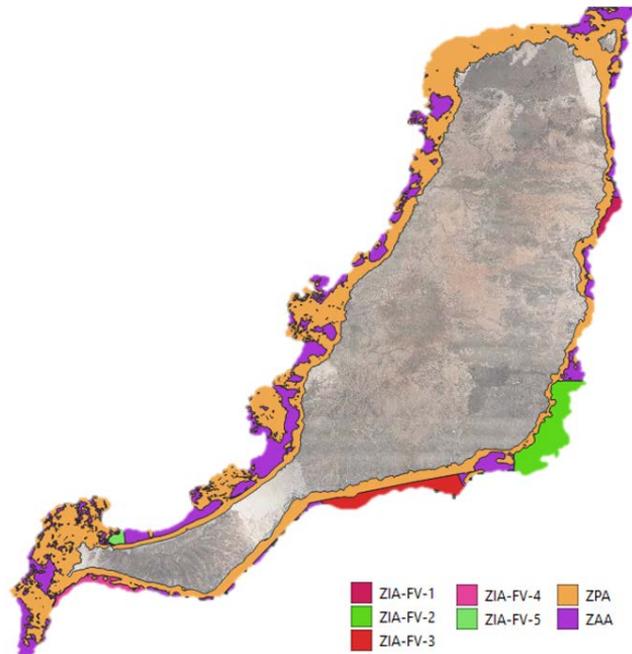


Figura 66 Zonificación pesquera para la isla de Fuerteventura

La siguiente isla a examinar es la isla de **Lanzarote** y el Archipiélago Chinijo. En el recuadro izquierdo de la Figura 67 se observa que en el Norte, la zonificación acuícola se extiende hasta La Graciosa y en el territorio más al Norte de las Islas Canarias se delimita una zona en el islote de Alegranza. Con respecto a las concesiones acuícolas actuales, en el recuadro derecho de la Figura 67 puede verse la única que posee la isla de Lanzarote, situada al Sur-Sureste de la isla.

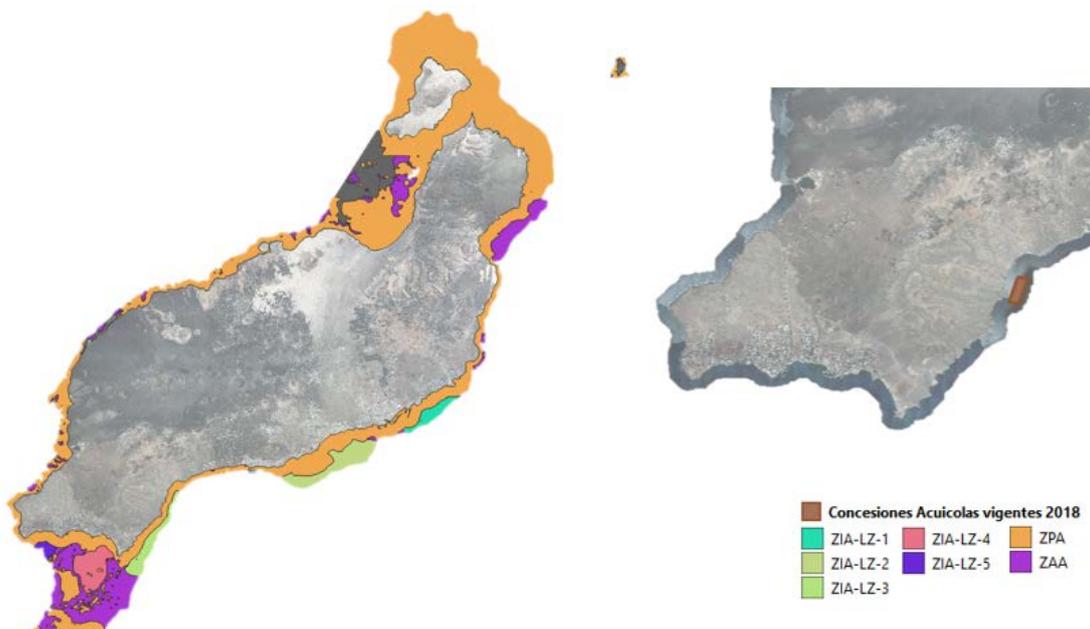


Figura 67 Zonificación y Concesiones acuícolas para la isla de Lanzarote

En el caso de **La Gomera** y **El Hierro**, la zonificación realizada por el PROAC, se muestra en la Figura 68, con El Hierro a la izquierda y La Gomera a la derecha. Con respecto a las concesiones acuícolas actuales, no se registra ninguna en estas dos islas.

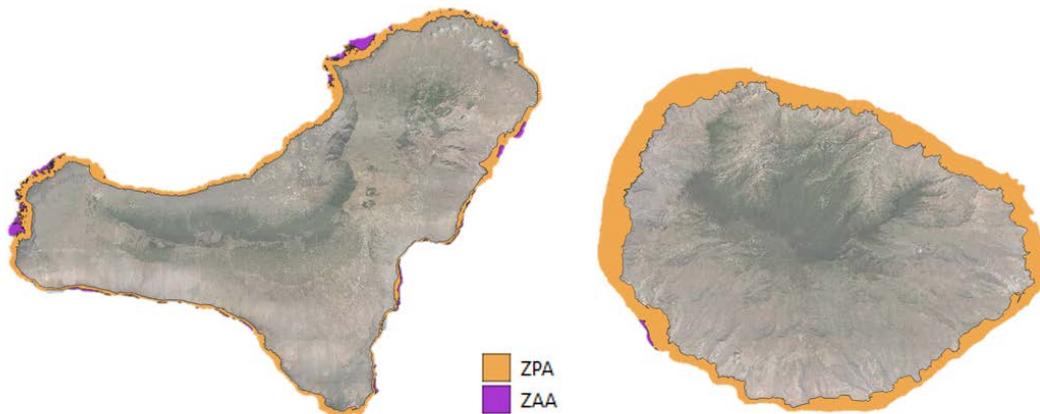


Figura 68 Zonificación y Concesiones acuícolas para las islas de El Hierro y La Gomera

Por último, en la isla de **La Palma**, la reordenación del terreno pesquero fija las zonas para acuicultura como puede verse en la Figura 69, en el recuadro de la izquierda. Respecto a las concesiones actuales, cabe mencionar una al Oeste, que es la única existente en la isla (imagen derecha de la Figura 69).

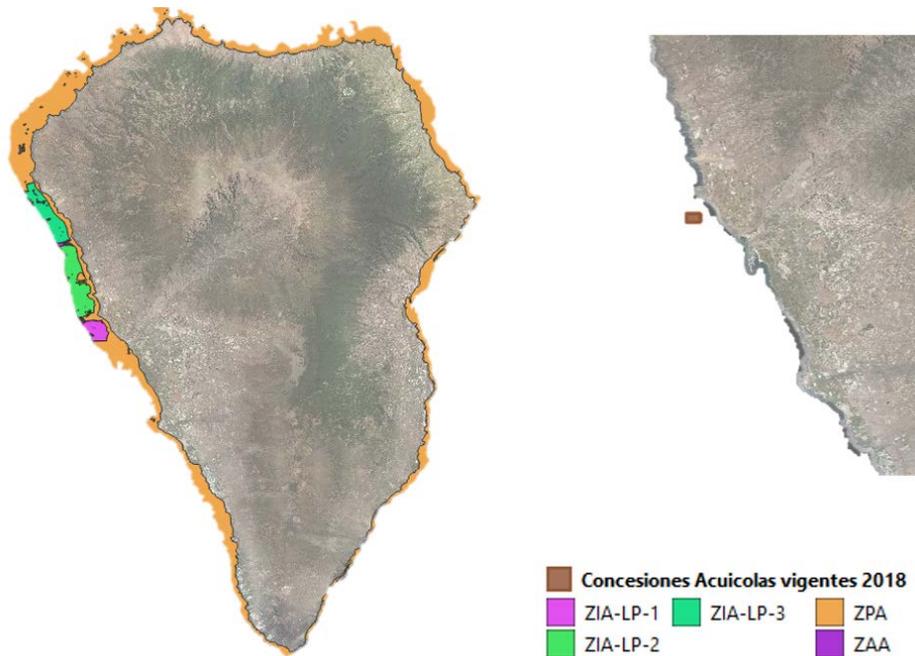


Figura 69 Zonificación y Concesiones acuícolas para la isla de La Palma

4.1.6.2. Emisarios submarinos

Algunas actividades que se desarrollan en el territorio de Canarias llevan consigo el vertido de salmueras o aguas tratadas al mar. Además de las plantas desaladoras, existen ocasiones en las que esos vertidos son realizados en centrales eléctricas las cuales utilizan el agua del mar para la refrigeración de los generadores y la vuelven a expulsar una vez ha pasado el

circuito de refrigeración. Las estaciones depuradoras de aguas residuales también expulsan el agua al mar en determinadas ocasiones como parte de su proceso. Todas estas infraestructuras requieren de un estricto control y una adecuada vigilancia para evitar posibles daños en los sistemas a los que se asocia por aspectos como el arrastre de anclas.

Para evaluar la posible afección de estas infraestructuras sobre los generadores renovables marinos, se presenta una capa en la que se identifican las localizaciones donde se encuentran los emisarios conocidos. En la Figura 70 se muestra una vista de las 8 islas que conforman el archipiélago canario y los emisarios submarinos que se encuentran en ellas.

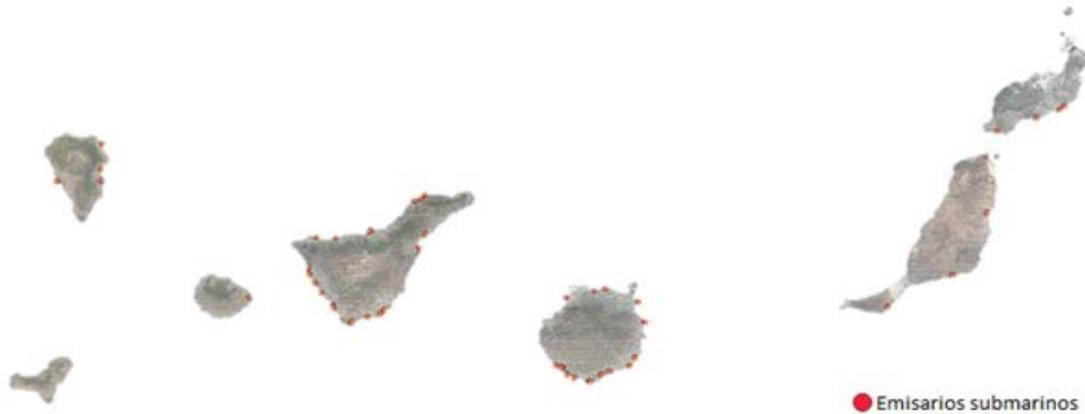


Figura 70 Emisarios submarinos en las Islas Canarias

Comenzando por Tenerife, existen 20 emisarios registrados, distribuidos principalmente en el Sur, debido probablemente a la alta ocupación de complejos hoteleros de la zona, pero también algunos en el Norte y el Este, como puede verse en la Figura 71.

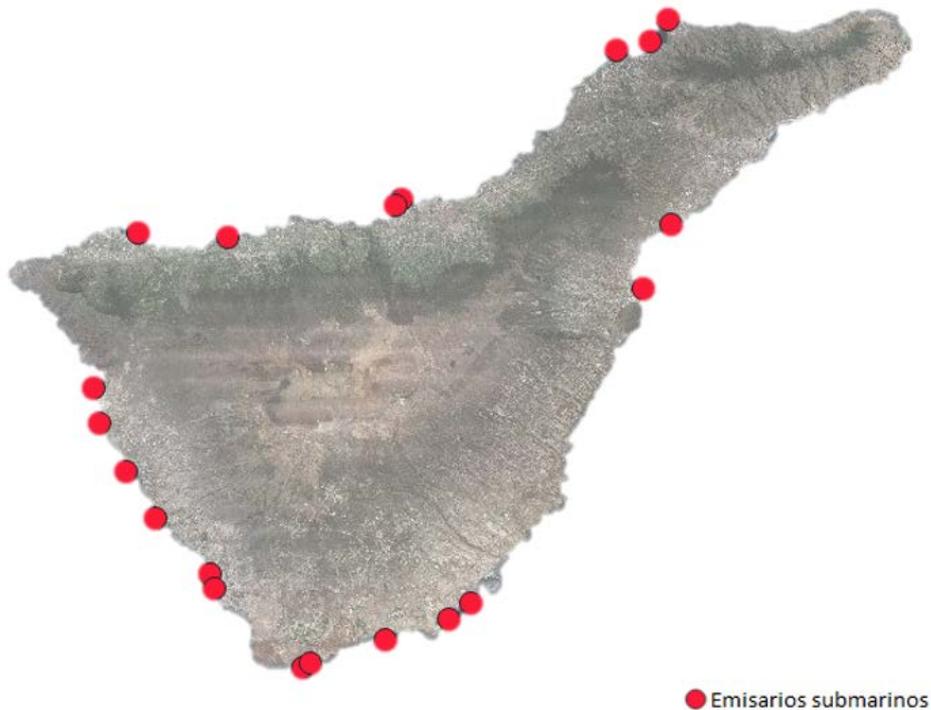


Figura 71 Emisarios submarinos detectados en la isla de Tenerife

En **Gran Canaria**, se observa, también, que la mayor parte de los 18 emisarios con los que cuenta la isla, se encuentran el Sur.

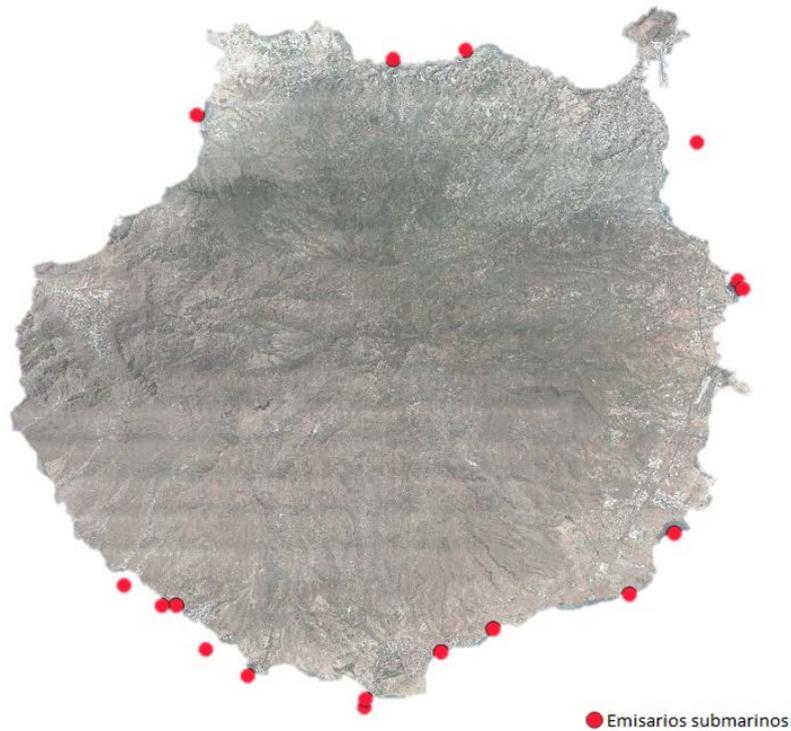


Figura 72 Emisarios submarinos detectados en la isla de Gran Canaria

La Palma cuenta con cuatro emisarios: uno en el Oeste, dos en el Este y uno en el Noreste, como puede verse en la imagen izquierda de la Figura 73, mientras que **La Gomera**, con tan sólo uno, situado en la zona oriental de la isla (imagen derecha de la Figura 73).

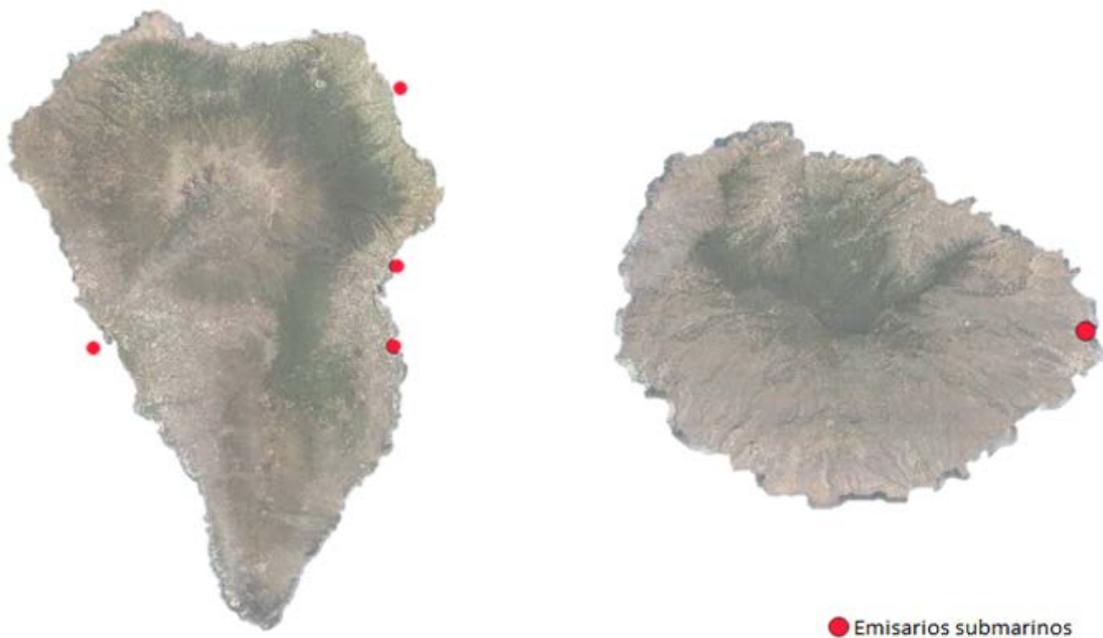


Figura 73 Emisarios submarinos detectados en las islas de La Gomera y La Palma

En la isla de **El Hierro** no se ha detectado ningún emisario submarino.

En cuanto a las islas de Lanzarote y Fuerteventura, en la Figura 74 puede verse la distribución de sus emisarios. En Fuerteventura hay cuatro situados en la cara oriental de la isla, distribuyéndose desde el Norte hasta el Sur, en las zonas en las que se concentra la mayor parte de la población insular (imagen izquierda de la Figura 74).

En Lanzarote sucede algo parecido, también hay 4 emisarios situados en la cara oriental de la isla, desde el Este hasta el Sur (imagen derecha de la Figura 74).

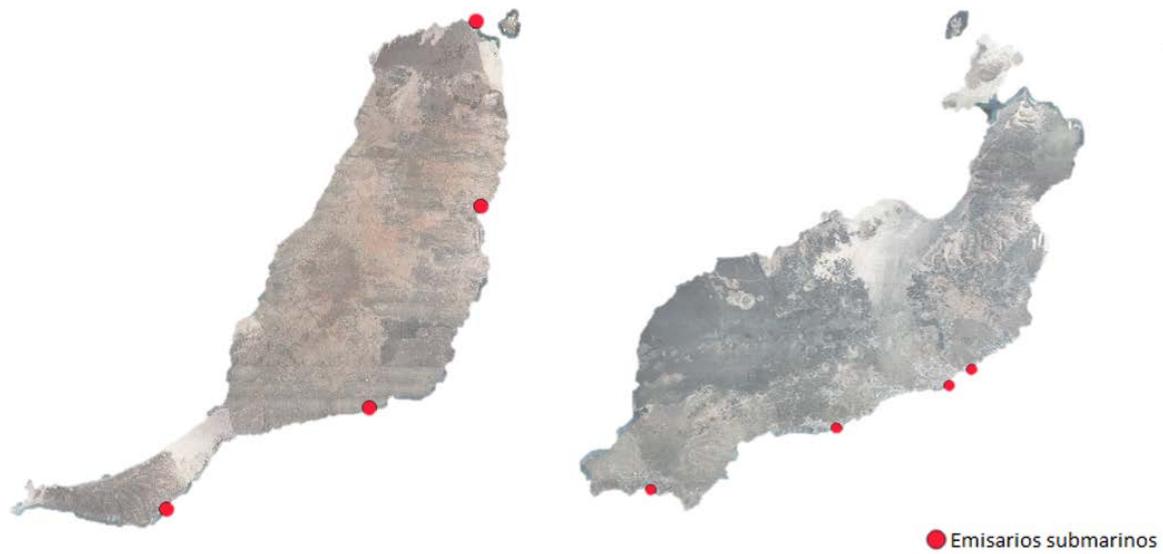


Figura 74 Emisarios submarinos detectados en las islas de Fuerteventura y Lanzarote

4.1.6.3. Zonas de recreo o interés turístico

Canarias es un paraje natural con una riqueza paisajística y cultural muy llamativa. Son muchos los turistas de diferentes partes del mundo a los que les gusta venir a Canarias, aprovechando la gran cantidad de actividades diferentes que ofrece la diversidad de su territorio.

El turismo es una de las actividades más importante en las Islas Canarias, ya que supone una gran parte del PIB de la región. Es por ello que, en las actuaciones que impliquen grandes desplazamientos, obras, cambios en las corrientes marinas, eliminación de zonas de deportes acuáticos o, en definitiva, afecciones sobre las actividades que se desarrollan en el sector turístico por la instalación de dispositivos generadores de energía renovable, deben tenerse en cuenta, y desarrollar un estudio de posibles impactos que sobre el turismo puede tener la instalación de dichas infraestructuras.

Las zonas de interés turístico, así como los yacimientos localizados en las islas, que suelen despertar un alto interés turístico, se muestran en la Figura 75.

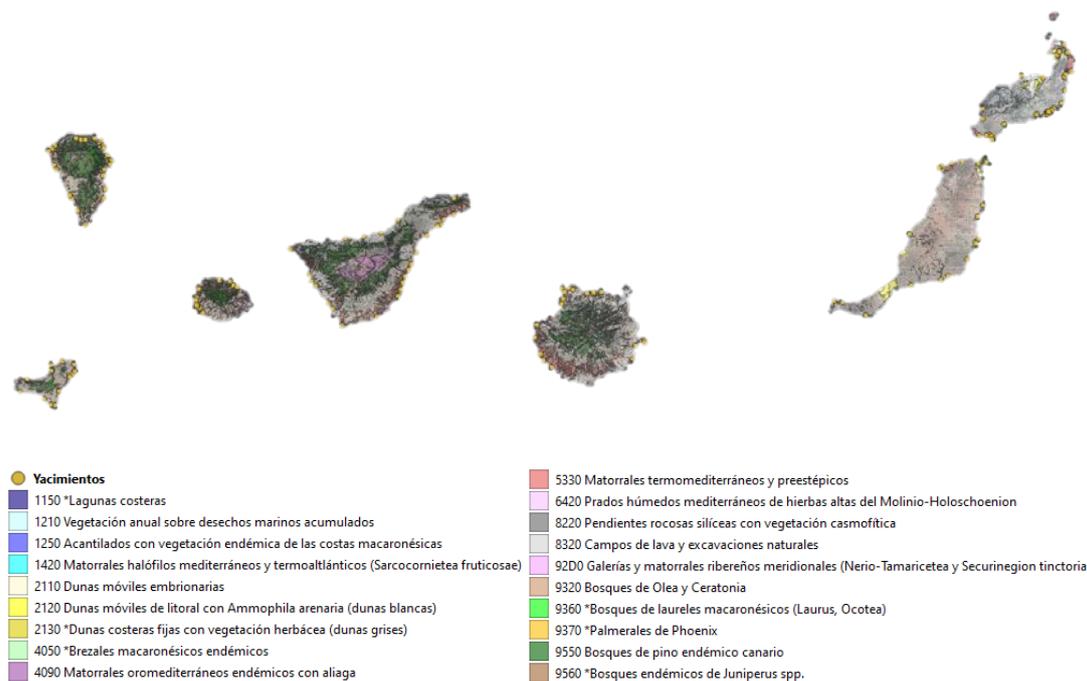


Figura 75 Zonas de interés turístico y yacimientos en las Islas Canarias

Estas zonas de interés se han localizado y marcado, dejando un registro y haciendo más fácil el estudio de la afección de los proyectos de energía marina que pretendan implantarse. Además, se han posicionado, con una serie de puntos (en una capa diferente), los yacimientos situados en las zonas costeras de las islas de modo que se evite su destrucción o deterioro.

A continuación, se analiza cada isla por separado, empezando con **Tenerife**. En la Figura 76, se observan claramente las zonas delimitadas, entre las que se encuentran distintos parajes como el Parque Nacional del Teide o la zona del macizo de Anaga. Asimismo, cuenta con 28 yacimientos de importancia, que deben ser tenidos en cuenta.

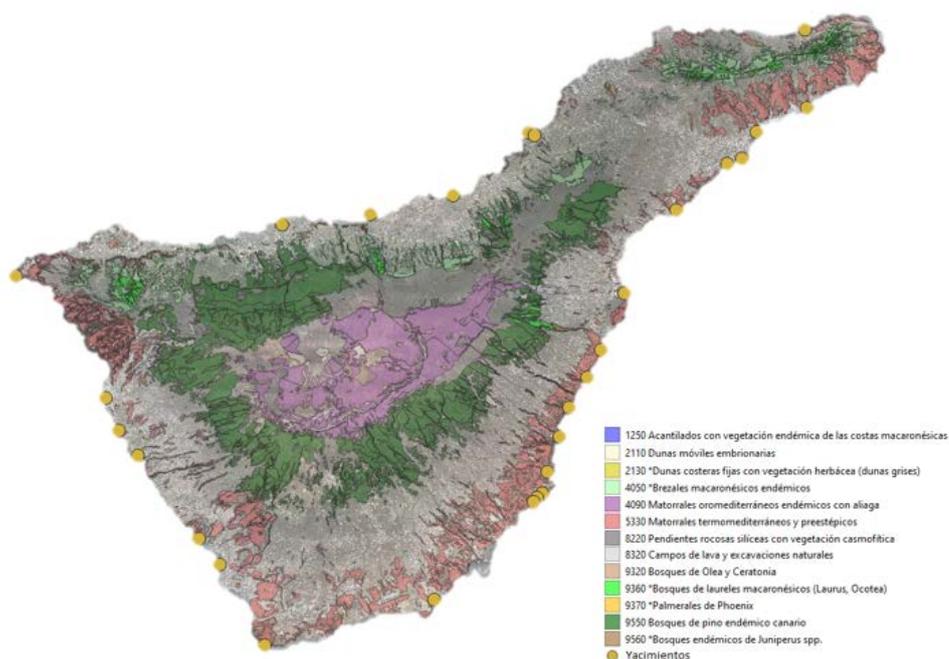


Figura 76 Zonas de interés turístico y yacimientos en la isla de Tenerife

La isla de **La Gomera** posee también una importante biodiversidad así como numerosos yacimientos. En la edición de estas zonas protegidas se puede apreciar el territorio ocupado por el Parque Nacional de Garajonay, entre otras zonas de interés (Figura 77). Los puntos donde se han encontrado yacimientos son el Oeste y el Norte de la isla, contabilizándose 14 en total, cuatro en el Norte y el resto en el Oeste.

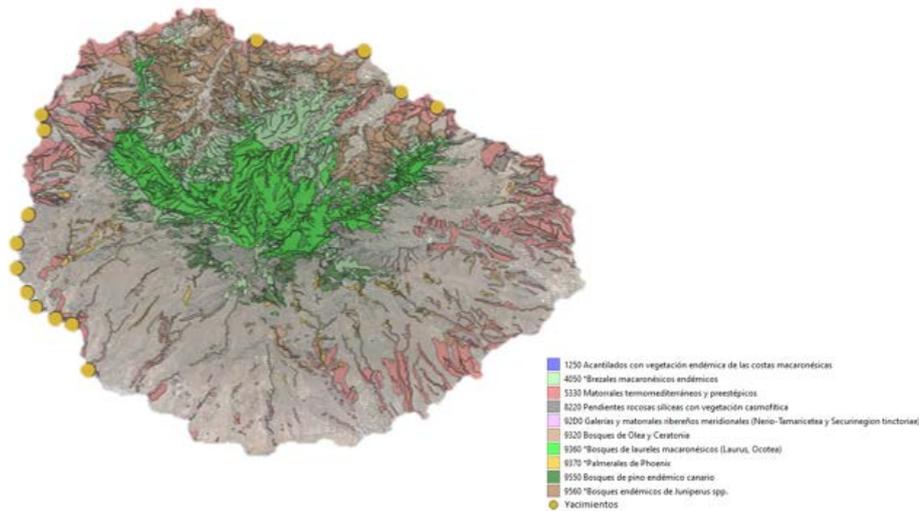


Figura 77 Zonas de interés turístico y yacimientos en la isla de La Gomera

La isla de El Hierro registró una erupción submarina en octubre de 2011, hecho que atrajo a numerosos científicos, investigadores, curiosos y turistas a la isla. Algunas de las principales zonas de interés se encuentran en el Golfo y en la Hoya del Morcillo, mientras que de entre los catorce yacimientos registrados, destaca el Parque Cultural del Julán, al Suroeste de la isla, con una gran riqueza histórica y paisajística.

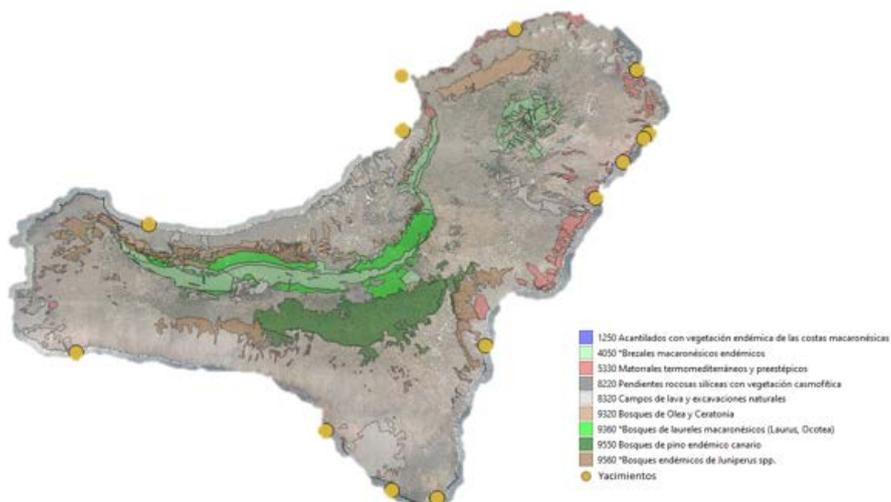


Figura 78 Zonas de interés turístico y yacimientos en la isla de El Hierro

La Palma es una de las islas más reconocidas y valoradas por los turistas. En esta isla tuvo lugar la última erupción volcánica de Canarias que comenzó en la zona de Cumbre Vieja en septiembre de 2021 y tuvo una duración de casi 3 meses. En la actualidad, esta zona, y sus inmediaciones, es uno de los puntos más visitados de la isla por los turistas que la visitan.

Antes de esto, parajes como el Parque Nacional de la Caldera de Taburiente o el Parque Natural Cumbre Vieja eran de los más frecuentados por los visitantes. En cuanto a los yacimientos existentes en La Palma, se han contabilizado 26 a lo largo del litoral de la isla, tal y como se muestra en la Figura 79. Esta isla posee grandes bosques de pinos y varios matorrales oromediterráneos endémicos con aliaga.

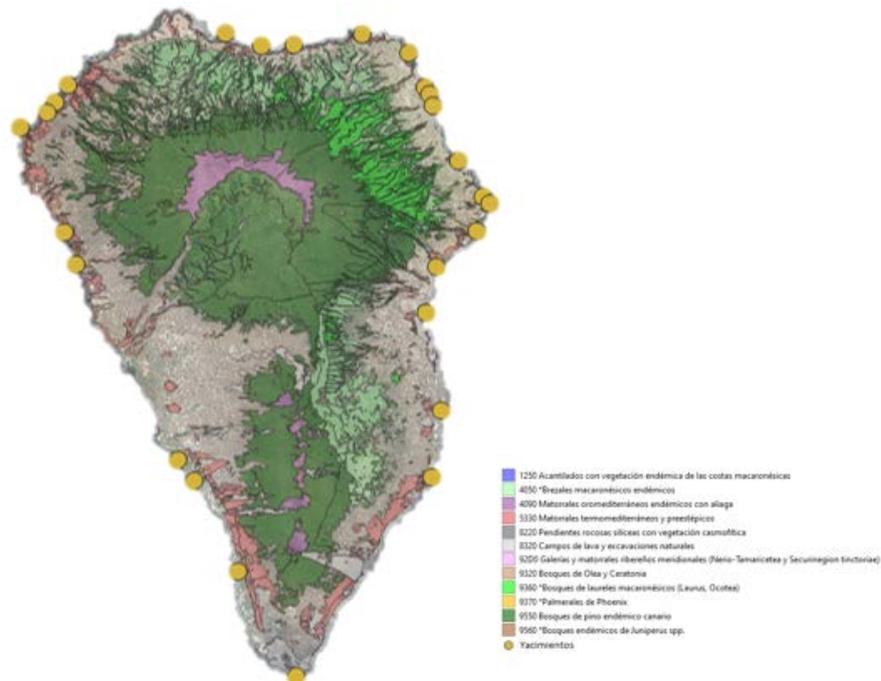


Figura 79 Zonas de interés turístico y yacimientos en la isla de La Palma

Gran Canaria posee también muchas zonas de interés. En la capa, representada en la Figura 80, se aprecia, por ejemplo, el Parque Natural de Tamadaba o el de Pilacones. En cuanto a los yacimientos que posee esta isla, se centran en el Norte, el Este y el Oeste, sumando un total de 19. Destaca una gran presencia de bosque de pino endémico canario y de matorrales termomediterráneos y preestépicos.

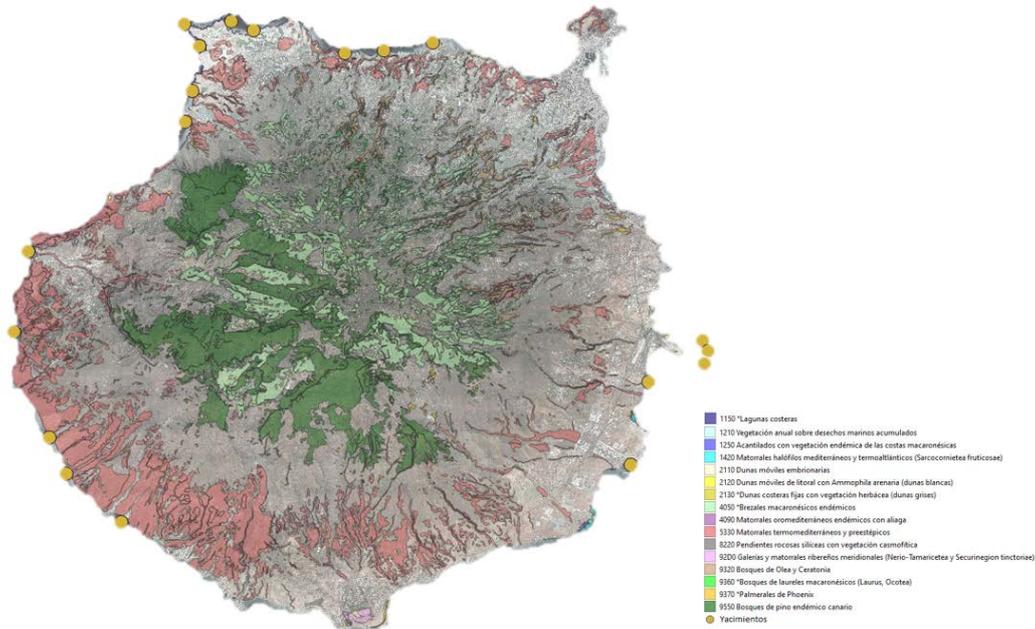


Figura 80 Zonas de interés turístico y yacimientos en la isla de Gran Canaria

Fuerteventura, posee también muchas zonas de interés, como el Parque Natural de Corralejo o el Parque Natural Punta de Jandía, sin olvidar la isla de Lobos. Los yacimientos que se han reconocido en la isla están repartidos por toda la geografía mayorera, contabilizando 17. En la Figura 81 se aprecia una visión general de estas zonas. Destacan grandes extensiones de dunas de diferentes tipologías y algunos matorrales termomediterráneos y preestépicos.

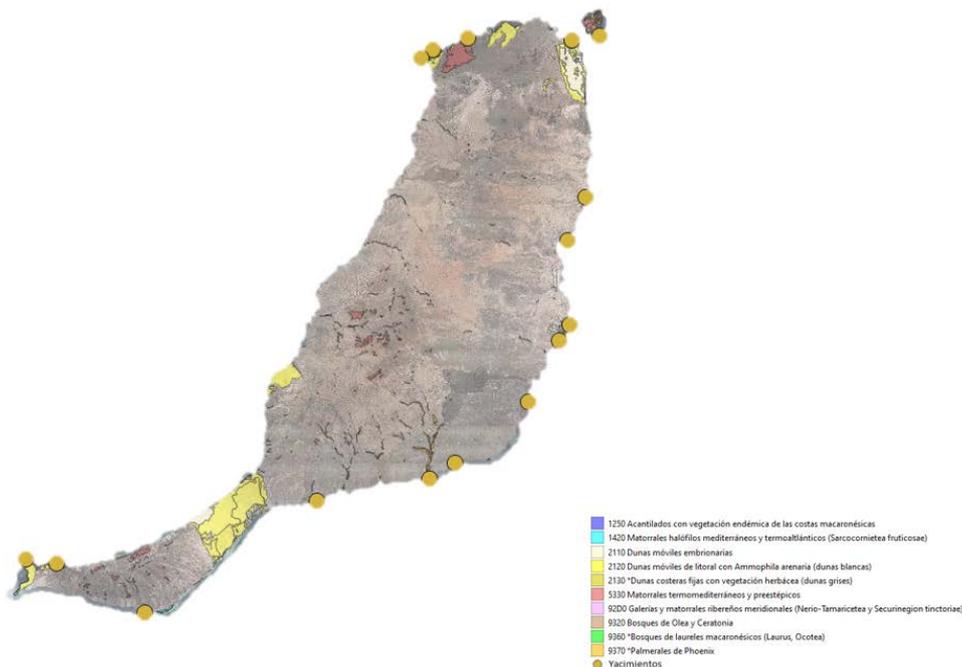


Figura 81 Zonas de interés turístico y yacimientos en la isla de Fuerteventura

En cuanto a la isla de **Lanzarote** y su archipiélago Chinijo, las principales zonas reconocidas son el Parque Nacional de Timanfaya, los islotes que emergen al Norte de la isla y la zona cerca de Peña Redonda, al Noreste de la isla.

En lo que respecta a los yacimientos, se centran sobre todo en el Sur y en el este de la isla, así como en la zona Norte en el paraje conocido como el Río, con La Graciosa al frente. Esta última tiene también 3 yacimientos y otro en el Roque del Este. En total, son 39 yacimientos los que se encuentran en la isla de Lanzarote, incluyendo el archipiélago Chinijo.

En la Figura 82 se aprecia una visión general de las zonas de interés de la isla, en la que predominan los paisajes volcánicos, sumado a algunas dunas y los mismos tipos de matorrales que los presentes en Fuerteventura y Gran Canaria.

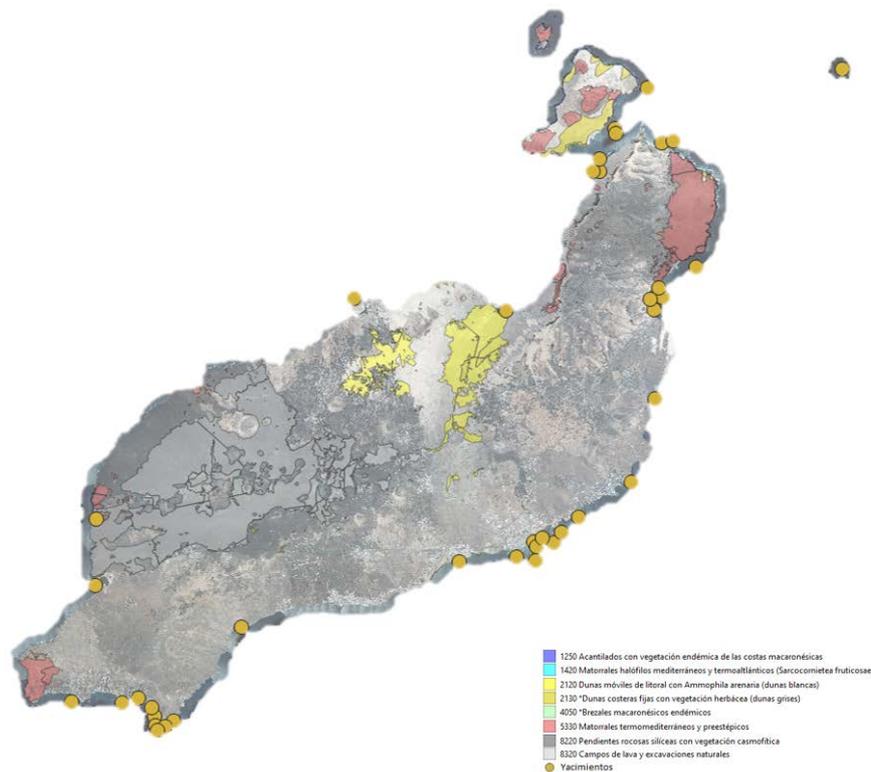


Figura 82 Zonas de interés turístico y yacimientos en la isla de Lanzarote

4.1.6.4. Cables de comunicación e interconexiones eléctricas

Canarias, por su carácter insular, presenta un territorio fragmentado en islas que, si bien no están separadas por grandes distancias, sí cuenta con profundos fondos marinos entre ellas, lo que complica las interconexiones. Pero no es así en todos los casos; por ejemplo, las islas de Lanzarote y Fuerteventura están separadas por el Estrecho de la Bocaina, un brazo de mar del Océano Atlántico de unos 14 kilómetros (distancia entre el Puerto de Corralejo en Fuerteventura y el de Playa Blanca en Lanzarote) y una profundidad de, como máximo, 30 metros. Esto facilitó, en su momento, la interconexión de los sistemas eléctricos de estas dos islas mediante un cable submarino, creando el único sistema eléctrico conjunto hasta el momento, LZ-FV.

También hay otros puntos en las islas que son propensos a realizar interconexiones, como la planificada entre La Gomera y Tenerife, y futura Gran Canaria y Fuerteventura.

Tenerife y la Gomera son las islas más cercanas entre sí después de Fuerteventura y Lanzarote. Esta conexión está en fases finales de tramitación y probablemente, se ejecutará

en el corto plazo, conectando el gran sistema eléctrico de Tenerife con el segundo más pequeño, que supone el de La Gomera, dotando de mayor robustez y calidad de suministro a esta última. La profundidad máxima del fondo marino entre La Gomera y Tenerife es de entre 1.000 y 1.500 metros, aumentando la profundidad a medida que se va yendo hacia el Sur entre estas dos islas.

Otras de las islas potencialmente interconectables son Gran Canaria y Fuerteventura. Gran Canaria, como Tenerife, posee un sistema eléctrico robusto y más grande que el de Fuerteventura, que a su vez forma parte del sistema LZ-FV. La profundidad del suelo marino que une estas dos islas es de unos 1.600 - 2.000 metros en su parte más profunda, pero gran parte de la distancia tiene una profundidad aproximada a los 600 metros, por lo que con la tecnología y soluciones adecuadas, se podrían interconectar las tres islas. Esto tendría unas grandes ventajas para la penetración de renovables, así como para la estabilidad de los sistemas, la disminución del precio de venta de la electricidad, logrando, en definitiva, avanzar hacia la descarbonización del sistema energético en Canarias.

En el futuro también podría interesar llevar a cabo una interconexión eléctrica entre las islas de Tenerife y Gran Canaria. En cualquier caso, entre estas dos regiones se alcanzan profundidades de entre 2.000 y 2.500 metros y eso supone un reto tecnológico al que no se ha podido hacer frente por el momento en la instalación de cables eléctricos submarinos. En un futuro, posiblemente, se consiga vencer este reto tecnológico, pero en la actualidad aún no hay ninguna tecnología que sea capaz de viabilizar esta solución.

Finalmente, no se consideran posibilidades de interconexión eléctrica entre las islas de El Hierro y La Palma por cuestiones tecnológicas, incluso más difíciles de vencer que para la posible interconexión entre Gran Canaria y Tenerife.

Donde sí hay mucha mayor presencia de cables submarinos en Canarias es para aplicaciones relacionadas con las telecomunicaciones. En la siguiente figura se muestra la ubicación de estos trazados.

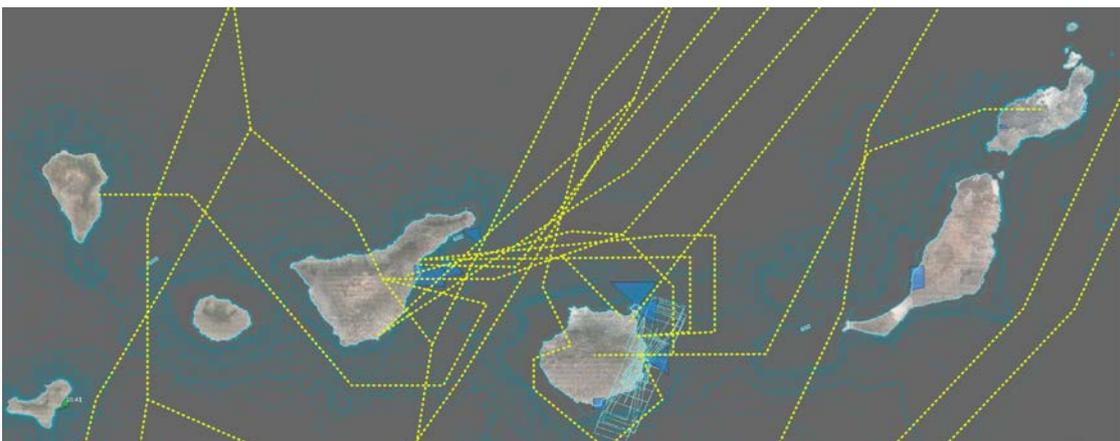


Figura 83 Capa de ubicación de cables submarinos de Canarias

De la misma forma, a continuación se indican los nombres de cada uno de los tendidos de telecomunicación existentes en el archipiélago.

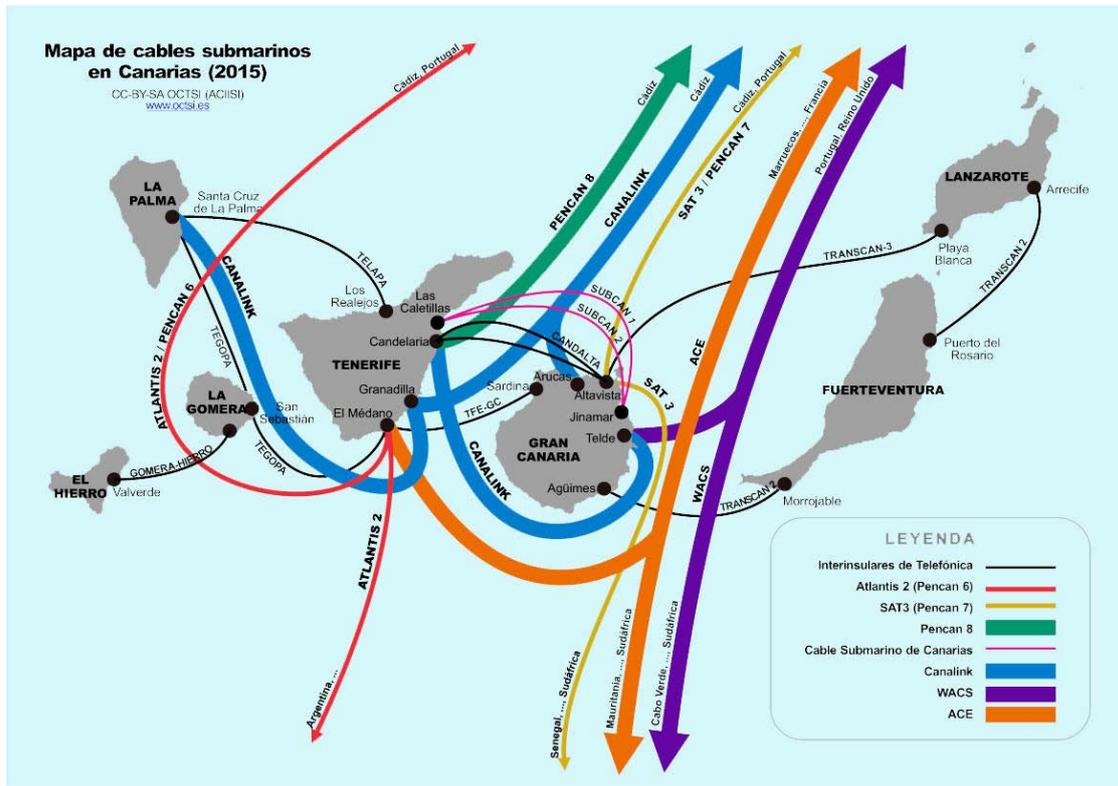


Figura 84 Mapa de cables submarinos de Canarias

Estos trazados deben tenerse en cuenta a la hora de instalar generadores renovables marinos, especialmente en las islas de La Palma, Tenerife y Gran Canaria, en las que se observa un mayor número de cables en las zonas que presentan más interés para el despliegue de infraestructuras energéticas. De forma semejante a como se justificaba en el caso de los emisarios, los anclajes de las plataformas deben ser posicionados de forma exacta evitando que los sistemas asociados al amarre de los generadores pueda provocar una rotura de los cables de interconexión eléctrica o de telecomunicaciones.

En esta estrategia se da una referencia de la ubicación aproximada de estos cables. No obstante, es importante el desarrollo de un levantamiento batimétrico y un reconocimiento visual en más detalle antes de la instalación de ningún generador, para asegurar que no se produce ninguna afección sobre los cables submarinos.

4.1.6.5. Actividad Litoral

En esta sección se explica la ocupación que presenta la costa de Canarias. En este sentido hay que destacar que la sociedad canaria, en general, ha estado, y está, muy ligada al mar, por lo que a la hora de realizar nuevas actuaciones en ese medio es necesario comprobar que no se entorpezca la actividad que se desarrolla en el mismo. La actividad litoral se define como las zonas en el litoral de Canarias donde se desarrollan acciones humanas.

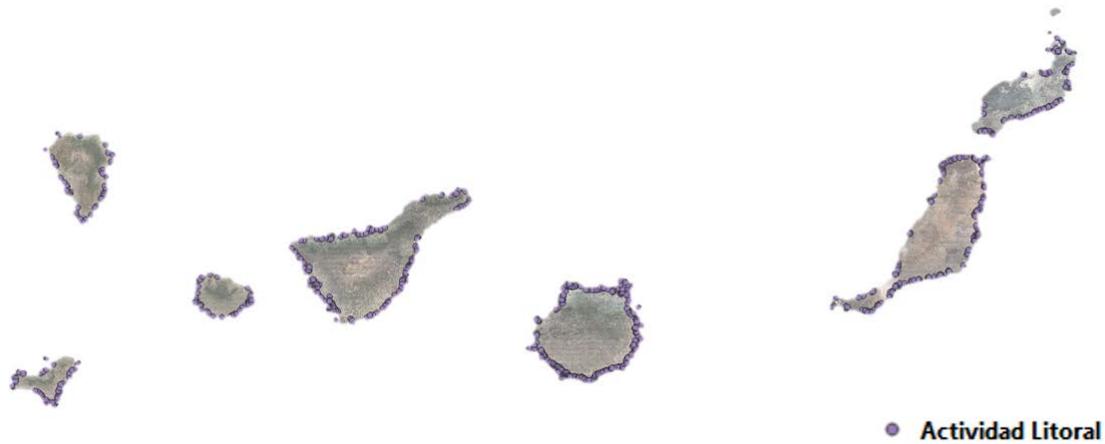


Figura 85 Actividad litoral en las Islas Canarias

Como se puede ver en la Figura 85, el litoral de Canarias tiene una actividad muy importante, sobre todo, las islas capitalinas.

Se comienza mostrando los puntos de actividad en la isla de **Lanzarote y La Graciosa**. En Lanzarote, la actividad se centra en la zona Sur y Este de la isla, pero en casi todos los puntos de la geografía lanzaroteña existen actividades relacionadas con el mar. En la isla de La Graciosa la actividad se distribuye por toda la isla, aunque con menos intensidad en la zona Oeste. En la Figura 86 se muestra este mapa para Lanzarote y La Graciosa.

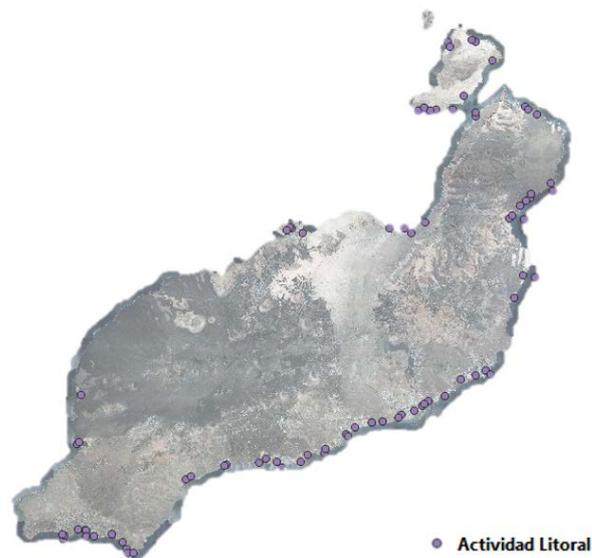


Figura 86 Actividad litoral en las islas de Lanzarote y La Graciosa

En **Fuerteventura** la actividad se concentra en el Sur, Este y Norte de la isla, y algo en el Oeste aunque con menos intensidad. En la Figura 87 se presenta esta capa de información.

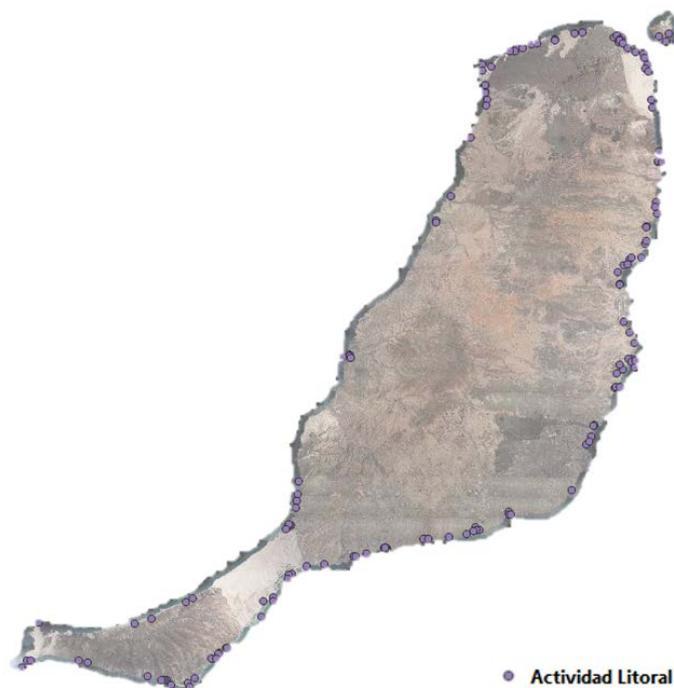


Figura 87 Actividad litoral en la isla de Fuerteventura

En la isla de **Gran Canaria** el litoral está repleto de actividades por los 4 puntos cardinales, sólo en el Oeste hay algo menos de actividad, pero aun así se registran actividades. En las zonas del Noroeste hasta el Este, cruzando por el Sur, se aprecia una gran cantidad de puntos de actividad. En la Figura 88 se puede apreciar esta capa.



Figura 88 Actividad litoral en la isla de Gran Canaria

Tenerife presenta también una alta actividad en toda su costa, a excepción de algunos puntos en el Norte, debido, probablemente, a su compleja orografía. La actividad en esta isla se concentra en el Sur, Este y Oeste de la isla. En la Figura 89 se presentan estos puntos de actividad.

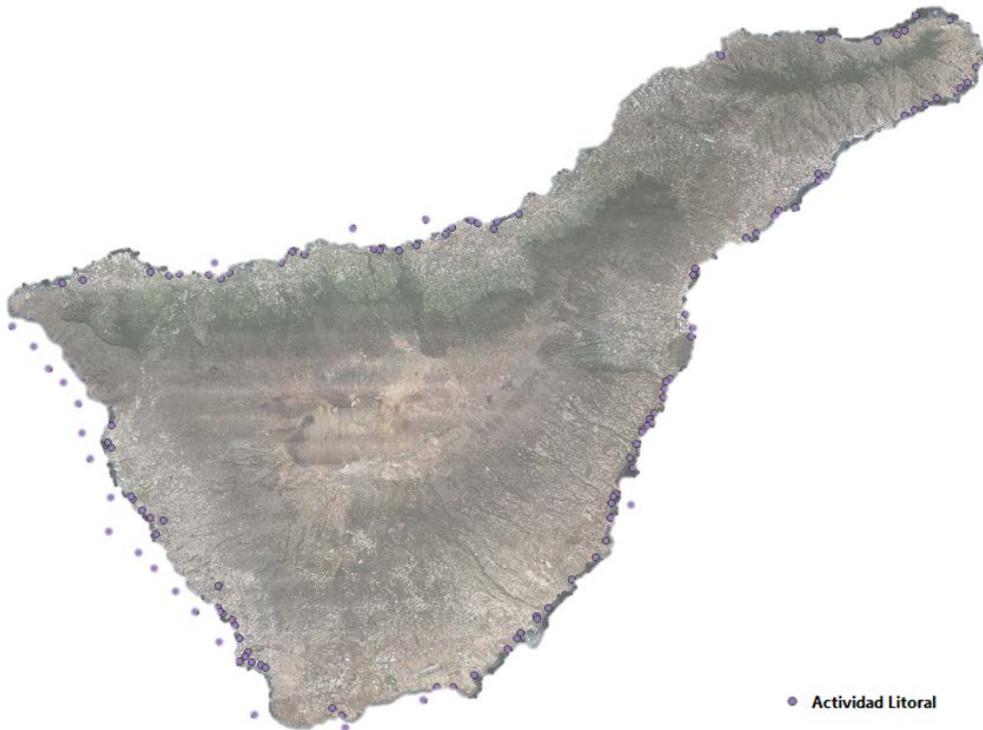


Figura 89 Actividad litoral en la isla de Tenerife

En **La Gomera** ocurre algo parecido a Tenerife, pero con menos concentración en el Sur. Los puntos de máxima actividad se dan en el Este y en el Oeste, teniendo en cuenta también varios puntos tanto en el Sur como en el Norte (Figura 90).

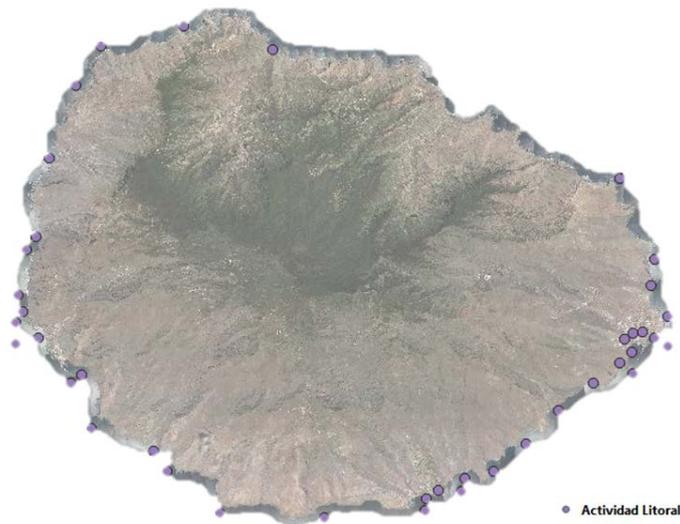


Figura 90 Actividad litoral en la isla de La Gomera

En el caso de **La Palma**, su actividad litoral se centra en puntos del Sur, Este y Oeste de la isla, con algunos también al Norte pero con menor intensidad (Figura 91).

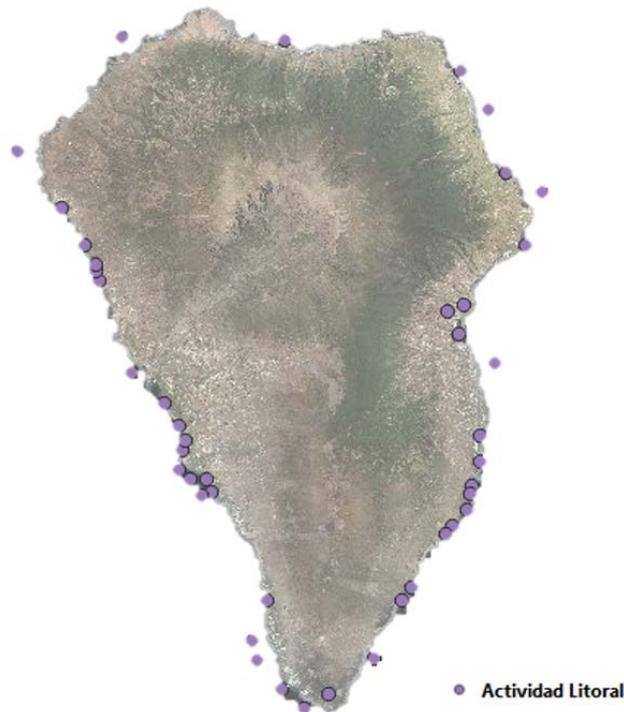


Figura 91 Actividad litoral en la isla de La Palma

Por último, la isla de **El Hierro**, la menos poblada del archipiélago, tiene casi todos sus puntos de actividad en el Sur, aunque también presenta algunos en resto de la isla (Figura 92).

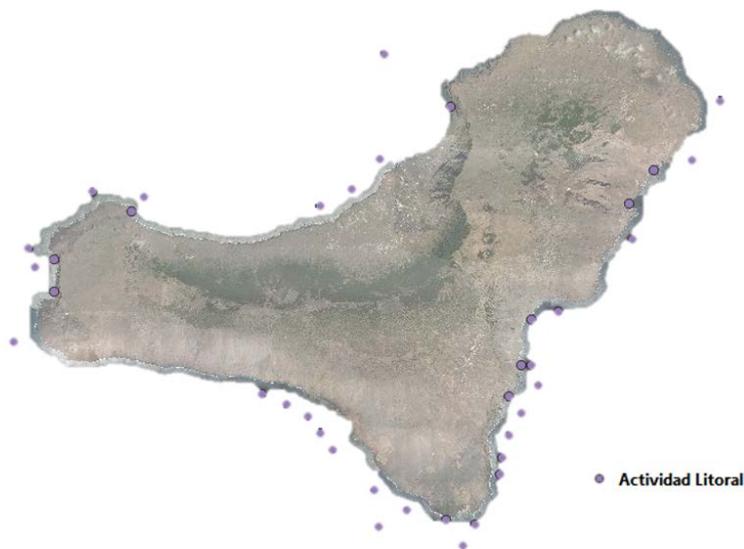


Figura 92 Actividad litoral en la isla de El Hierro

4.1.7. Otras restricciones técnicas

4.1.7.1. Proximidad a subestaciones eléctricas

Uno de los límites fundamentales a la instalación de cualquier parque de generación de energía eléctrica es la existencia de un punto de conexión para su evacuación. Las

condiciones de acceso a la red de transporte de los sistemas eléctricos de Canarias se definen en los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares. En general, para potencias superiores a los 500 kW ya es necesaria la conexión a la red de transporte, siendo imprescindible la existencia de subestaciones eléctricas con capacidad de acceso a través de las cuales se inyectaría la energía generada al sistema eléctrico.

La capacidad de las subestaciones eléctricas del archipiélago van variando con mucha frecuencia a consecuencia de las continuas solicitudes de punto de acceso que se van solicitando y otorgando. Por ello, cualquier instalación de generación debe solicitar al operador del sistema acceso definiendo éste las posibles alternativas existentes para la integración de dicha instalación en el sistema eléctrico. En algunos casos, se requiere de la construcción de una subestación eléctrica que se conectaría a otra SET ya disponible.

En el caso particular de las energías marinas, en algunos casos puede ser interesante la instalación de la subestación en condiciones off-shore. Esto se suele realizar en aquellos casos en los cuales existe una considerable distancia (superior a 15 km) respecto a la costa, tanto por criterios de pérdidas como por el cumplimiento de las condiciones de parámetros de red (como la tensión). En cualquier caso, la solución más rentable suele ser la instalación de subestaciones en tierra porque se evita la instalación de plataformas en el mar para este fin.

En la ilustración expuesta a continuación se muestran todas las subestaciones eléctricas existentes en Canarias.

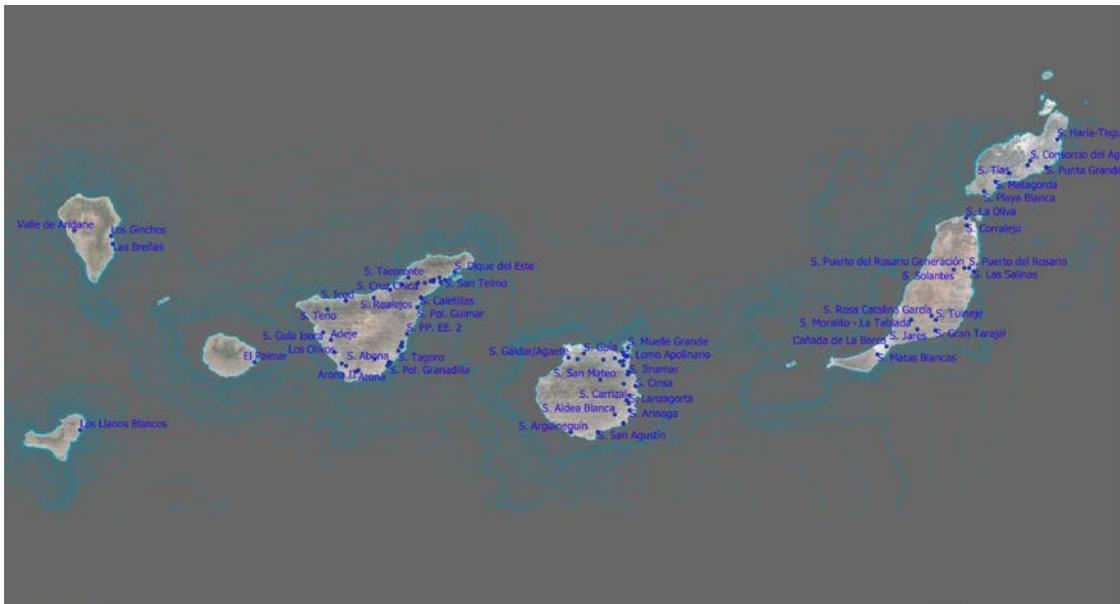


Figura 93 Subestaciones eléctricas de Canarias

Se observa que las zonas de mayor potencial para la instalación de energías renovables marinas coinciden, generalmente, con zonas cercanas a las subestaciones eléctricas existentes, ya que se trata de zonas que cuentan con un alto aprovechamiento energético renovable derivado de parques eólicos terrestres y plantas fotovoltaicas ya instaladas, y, además, son zonas densamente pobladas.

Esta capa es sobre todo interesante para conocer qué regiones, a pesar de reunir el resto de condiciones, no serían en principio explotables dado que carecen de acceso a la red eléctrica. Esto sucede por ejemplo en zonas como Punta de Jandía en Fuerteventura o la zona de La Aldea de San Nicolás en el Oeste de Gran Canaria. En cualquier caso, la aceptación de cualquier proyecto estaría supeditada a que en el momento de la solicitud, el Operador del Sistema fuera capaz de identificar posiciones de acceso en las subestaciones existentes a partir de las cuales se conectaría el parque de generación con el sistema eléctrico insular.

Por otra parte, para la conexión de dicha instalación, es requisito indispensable cumplir, entre otros, con los procedimientos de operación 9 y 12, en lo relativo a la conexión de generadores de categoría B.

4.1.7.2. Distancias desde la costa

La correcta integración de los dispositivos de generación de energía renovable mediante energías marinas se convierte en un reto por situaciones como las nombradas en el apartado 4.1.6.5, de análisis de la actividad litoral, donde se aprecia que casi la totalidad de las costas de Canarias están siendo explotadas para el desarrollo de diferentes actividades de diversa índole.

En la actualidad, la única referencia en cuanto a la posible distancia de estas infraestructuras respecto a la costa se establece en el Estudio Ambiental Estratégico del Litoral Español publicado en el año 2007 y para el caso específico de la eólica off-shore.

De acuerdo con el estudio mencionado, *“La Dirección General de Costas considera la profundidad (para evaluar alternativas de litoral) y distancia a la costa (para evitar impactos visuales) como criterios que puedan llevar a ser excluyentes para la ubicación de parques eólicos marinos. De esta manera, se establece un área restringida a dichas instalaciones en los primeros 10 metros de profundidad más próximos a la línea de costa, con una zona de amortiguación de hasta 15 metros de profundidad que podrían ser compatibles con la instalación de parques eólicos marinos, si bien sujetas a condicionantes ambientales que aseguren la minimización de los posibles impactos”*.

El texto continúa diciendo que *“asimismo, se establece un área sujeta a condicionantes medioambientales de 8 kilómetros desde la línea de costa como cuenca visual, para los cuales sería preciso realizar estudios concretos respecto a los posibles impactos de las instalaciones sobre el paisaje. Las zonas que posean títulos de ocupación del dominio público marítimo-terrestre pueden ser incompatibles con los parques eólicos marinos por lo que debe estudiarse cada caso concreto. Finalmente, propone además los yacimientos de arenas explotables para la conservación del litoral, como zonas de exclusión para la posible ubicación de parques marítimos.”*

De acuerdo con lo mencionado, la realidad es que la única restricción que no puede ser vulnerada es la instalación de parques eólicos en zonas donde la profundidad sea inferior a 10 metros. Desde ahí hasta los 8 km de la costa, no se prohíbe la instalación de un parque eólico de entrada, pero debe ser evaluado con un estudio específico.

El límite de los 8 km puede entenderse como realista e incluso adecuado para minimizar el impacto visual originado por estas instalaciones. No obstante, es importante tener en cuenta que si se aplicara de manera estricta en todas las islas, posiblemente se dejaría sin aspiraciones de despliegue de eólica off-shore a la mayor parte de ellas, ya que las pendientes batimétricas evolucionan rápidamente en proximidad de la costa y, en muchos casos, el potencial completo de la isla se encuentra únicamente a distancias inferiores de 8 km respecto a la costa (incluso haciéndose uso de plataformas flotantes).

Para los casos de energías oceánicas y fotovoltaicas flotantes, no existe ninguna referencia semejante a la descrita para los parques eólicos marinos. En cualquier caso, este tipo de infraestructuras tendría un impacto visual mucho menor, siempre y cuando se instalen de manera adecuada y aplicando criterios sensatos en cuanto a tamaños de generadores (principalmente, en el caso de la fotovoltaica off-shore).

4.1.7.3. Distancias mínimas a otras instalaciones renovables

A diferencia de lo que ocurre en tierra, el mar es totalmente de dominio público, por lo que sería viable la ordenación del espacio alcanzando la máxima producción renovable posible con el menor número de generadores.

Fundamentalmente, en el caso de la eólica off-shore y la undimotriz, una separación insuficiente entre generadores puede provocar que se produzcan pérdidas energéticas de considerable importancia que podría afectar, seriamente, a la rentabilidad de determinados parques de generación.

En este sentido, para el caso particular de la eólica off-shore, uno de los efectos indeseados que se da, en mayor o menor medida, al situar aerogeneradores relativamente cerca es el efecto estela o “wake effect”, el cual se produce cuando una turbina aprovecha parte de la energía del viento que incide sobre ella y genera turbulencias y pérdidas de velocidad temporales en ese mismo viento, además de cambios en la dirección. Cuando el viento atraviesa varias turbinas de forma consecutiva, se genera mucha menos energía de la que se produciría si estos aerogeneradores estuviesen totalmente perpendiculares a la dirección del viento, llegando a las turbinas situadas detrás un viento con menos energía, algo que podría evitarse si los aerogeneradores se colocan correctamente. Este efecto de estela es diferentes, según nos encontremos en tierra o en mar.

Otro efecto similar es el efecto bloqueo o “block effect”. Este efecto sucede cuando el viento, tras avanzar gran cantidad de kilómetros sin impedimentos, llega a las turbinas y se encuentra con un obstáculo, lo que provoca una desaceleración de este aire cuando se encuentra con la turbina en concreto y con todos los demás aerogeneradores que se encuentran en el parque; un efecto “en masa”, que es mayor que el que se da para cada turbina en singular. La corriente de aire, que fluye por la superficie del mar sin obstáculos, se encuentra en un momento determinado con el gran freno de las palas de los aerogeneradores, haciéndole experimentar una disminución de su velocidad, un aumento de la turbulencia y pequeños cambios erráticos de dirección.

De la misma forma, si los generadores se alejaran demasiado entre sí, no se producirían pérdidas energéticas entre ellos pero se desaprovecharía el espacio para la instalación de más generadores.

A efectos del estudio llevado a cabo en esta estrategia, **se plantea, en el caso de la eólica off-shore, tres supuestos en cuanto a distancia entre aerogeneradores**. Inicialmente se plantea el caso de 16D/10D (16 diámetros de rotor en dirección predominante del viento y 10 diámetros de rotor en perpendicular a la dirección predominante del viento) siguiendo el estándar utilizado a nivel europeo. También se plantea la solución de 12D/8D y 10D/6D. En el caso de Canarias puede interesar asumir la producción de unas pérdidas contenidas en un valor inferior al 10% si esto permitiera incrementar la producción global del parque de generación de la isla, de manera significativa.

En el caso de la undimotriz, se considera también el estándar de la industria con distancias entre dispositivos de 600 metros. Es importante tener en cuenta que estas distancias pueden ser diferentes en función del tipo de convertidor de ola usado. En este caso se utiliza un convertidor tipo boya.

Para el caso de la fotovoltaica flotante, estas distancias entre generadores no son necesarias, por lo cual este criterio no aplica.

4.1.7.4. Estudio de impacto visual

Los generadores renovables marinos serían instalados en zonas que generalmente tienen una importante calidad paisajística. Por ello, todo proyecto que pretenda ser instalado en el archipiélago debe tratar de minimizar, en la medida de lo posible, el impacto visual que genera sus instalaciones.

El Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos hacía referencia a la necesidad de evaluar, detalladamente, la afección en términos de impacto visual cuando la distancia de la instalación respecto a la costa era inferior a 8 km.

Este tipo de estudios deberían desarrollarse tanto de manera aislada, comprobando el impacto de esta infraestructura sobre la región en la que se instala, como de manera conjunta con todos los parques eólicos que se hubieran instalado hasta la fecha, para validar correctamente el incremento del impacto visual derivado de cada proyecto.

Determinadas medidas como priorizar aquellas instalaciones ubicadas más lejos de la costa o una correcta orientación de las filas de aerogeneradores, podría ayudar a reducir el impacto visual originado por el proyecto.

Los más sensibles al impacto visual pueden ser los parques eólicos off-shore. El hecho de instalar uno de estos parques puede suponer un gran impacto visual para algunos ciudadanos, que pueden oponerse a la instalación de estos generadores eólicos, por desconocimiento de los rigurosos estudios de impacto ambiental a los que se someten o por el efecto “not in my backyard” (NIMBY).

Por su parte, las plantas fotovoltaicas flotantes, también podrían suponer un gran impacto si los generadores tienen tamaños desmesurados o no se tratan de integrar de la forma correcta en los lugares en los que se instalan. Así pues, aunque se trate de superficies planas, la ocupación de grandes extensiones de superficie marina podría tener un efecto negativo.

Las instalaciones de generación undimotriz no suelen tener muchos problemas en relación con el impacto visual. Normalmente, se trata de infraestructuras de poco tamaño sobre el nivel del mar y de baja extensión, que no son apreciables desde la costa a menos que sean instalados muy próximos a ella.

4.2. Definición de zonas aptas para la instalación de parques eólicos off-shore

Canarias es una de las Comunidades Autónomas del territorio nacional donde mayor interés tiene el despliegue de la generación eólica off-shore. Es especialmente relevante el potencial existente en el ámbito de la eólica flotante, nicho de mercado que ha manifestado un avance extraordinario en la última década.

Siempre conscientes de que el fin último es promover el desarrollo comercial de la tecnología en el menor plazo posible, **Canarias tiene una oportunidad única para convertirse en referencia mundial en el ámbito de la energía eólica off-shore flotante**, pudiéndose considerar a este territorio como un Living Lab perfecto para la prueba de mecanismos facilitadores y tecnologías a implementar en el resto del territorio nacional.

En conexión con lo anterior, muchos promotores plantean la instalación de parques eólicos off-shore en el archipiélago como paso previo para evaluar la factibilidad de sus soluciones técnicas para su despliegue comercial en sistemas eléctricos continentales, evolucionando sus desarrollos tecnológicos de un Technology Readiness Levels 6 (TRL6) a un TRL8.

Las zonas de mayor interés se ubican en las vertientes Este y Sureste de las islas. En esas posiciones inciden los vientos alisios con componente predominante NE y de forma muy constante. Estas regiones también son muy adecuadas desde la perspectiva de conexión eléctrica ya que son las localizaciones donde mayor probabilidad existe de disponer de puntos de evacuación a la generación renovable marina. Además, están generalmente en cercanías a instalaciones portuarias (necesarias para las maniobras de mantenimiento).

Para determinar la posibilidad de instalación de aerogeneradores marinos en base a las restricciones **se ha establecido un orden de prioridades**, según el cual se clasifican las áreas en función de su interés. Las bases consideradas en esta clasificación son:

Prioridad 1 (zonas señaladas en verde): Zona apta para la instalación de parques eólicos off-shore sin límite de potencia. En estas áreas se cumplen con todas las condiciones mencionadas a lo largo del apartado 4.1.

Prioridad 2 (zonas señaladas en amarillo): Se clasifican con este código aquellas áreas donde sería posible la instalación de parques eólicos off-shore pero que presentan limitaciones en

cuanto a altura del aerogenerador por aspectos relativos a las servidumbres aeronáuticas. En este caso, se podrían instalar potencias de hasta 5 MW porque las alturas totales son inferiores a los 156 metros.

Prioridad 3 (zonas señaladas en naranja): Se agrupan las zonas en las cuales se podrían vulnerar otras limitaciones de carácter medioambiental (reservas de la biosfera, IBA, ZEPA) y zonas de paso de tráfico marítimo fundamentalmente. Por tanto, aunque no se descarte su instalación, debe prestarse especial cuidado.

4.2.1. Estudio de las zonas aptas de Gran Canaria

La zona definida para la instalación de potencia eólica off-shore en el Sureste de Gran Canaria se encuentra bajo la influencia directa de los vientos Alisios, que inciden en esta región, acelerándose debido a la forma y la orografía de la isla, lo que implica la existencia de un recurso eólico off-shore muy importante, donde las densidades de potencia a 100 metros de altura alcanzan los 800 W/m^2 , existiendo posiciones de extremado interés donde se pueden alcanzar valores de 1.200 W/m^2 . Esto convierte a esta región en una de las de mayor interés a nivel europeo para la instalación de parques eólicos off-shore. A modo de referencia, en regiones on-shore, una posición con 500 W/m^2 se considera de recurso excelente para su explotación eólica.

En lo que respecta a las batimetrías, la principal problemática detectada en la zona mencionada es la drástica caída de las batimetrías a 12 km de la costa, pasándose de 500 a 1.500 metros de profundidad en apenas 400 metros de distancia, lo que supondría ciertas dificultades para el anclaje de las plataformas flotantes que sujetarían el aerogenerador. A pesar de ello, existe en esta zona una plataforma de alrededor de 91 km^2 donde las batimetrías varían entre los 50 y los 100 metros, siendo una región ideal para la instalación de parques eólicos flotantes. Por otra parte, si se considerara como límite las batimetrías hasta los 750 metros de profundidad, el espacio hábil para la instalación de eólica off-shore ascendería a 233 km^2 . Si por el contrario se considerara como límite los 1.000 metros de batimetría, el área total válida disponible ascendería hasta los 250 km^2 .

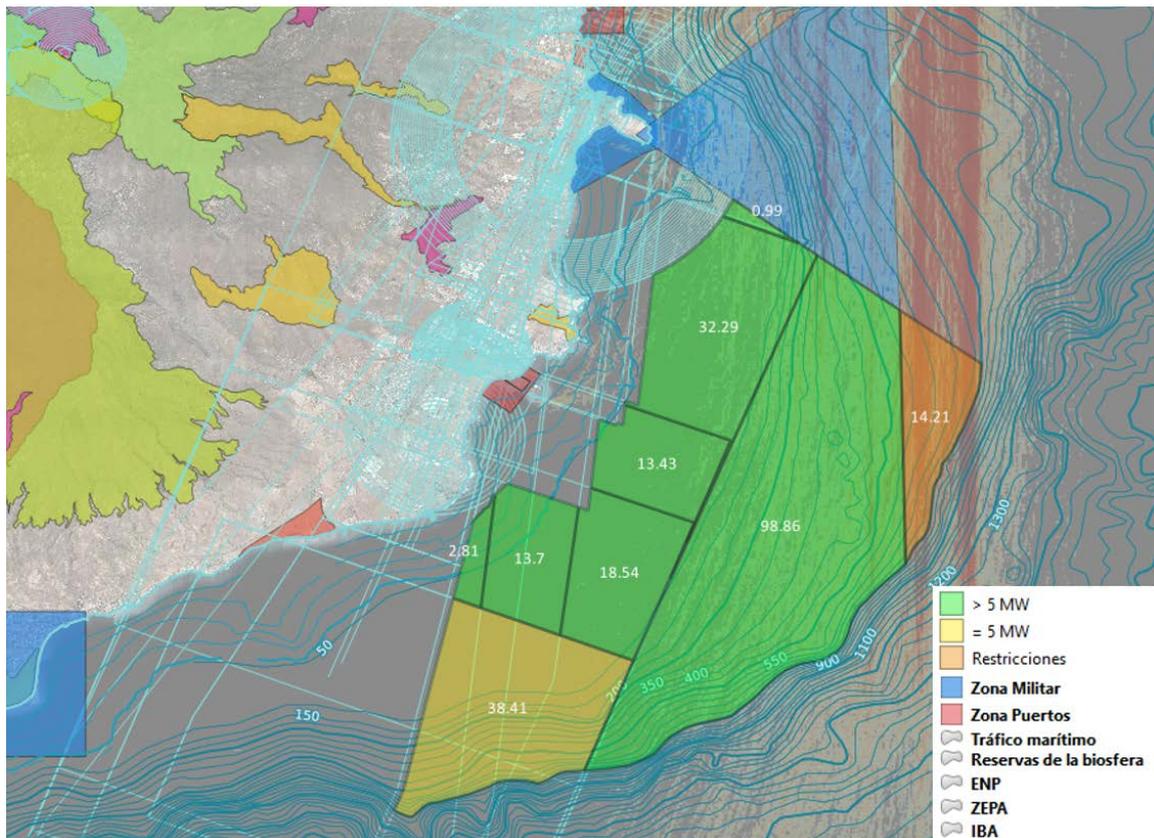


Figura 94 Detalle del área definida para la instalación de eólica off-shore y restricciones (límite 750 metros)

Se presenta en la Figura 94 la zonificación en base a la batimetría existente y el tráfico marítimo que discurre por la zona, además de las restricciones por existencia de zonas militares reservadas, las cuáles, como se puede ver en dicha figura, afectan a la zona. En este caso se asume como supuesto que las profundidades máximas admisibles para la instalación de eólica off-shore se sitúan en 750 metros.

Se detalla, en cada una de las superficies, su área en kilómetros cuadrados. En colores se presentan las zonas Reserva de la Biosfera y los espacios naturales protegidos a los que podría afectar la instalación de energías eólicas marinas, las cuales, como en todos los casos, se han respetado.

Adicionalmente, en la siguiente ilustración se presenta el mismo análisis pero asumiendo que las batimetrías máximas a las cuales se podrían instalar los parques eólicos off-shore fuera de 1.000 metros.

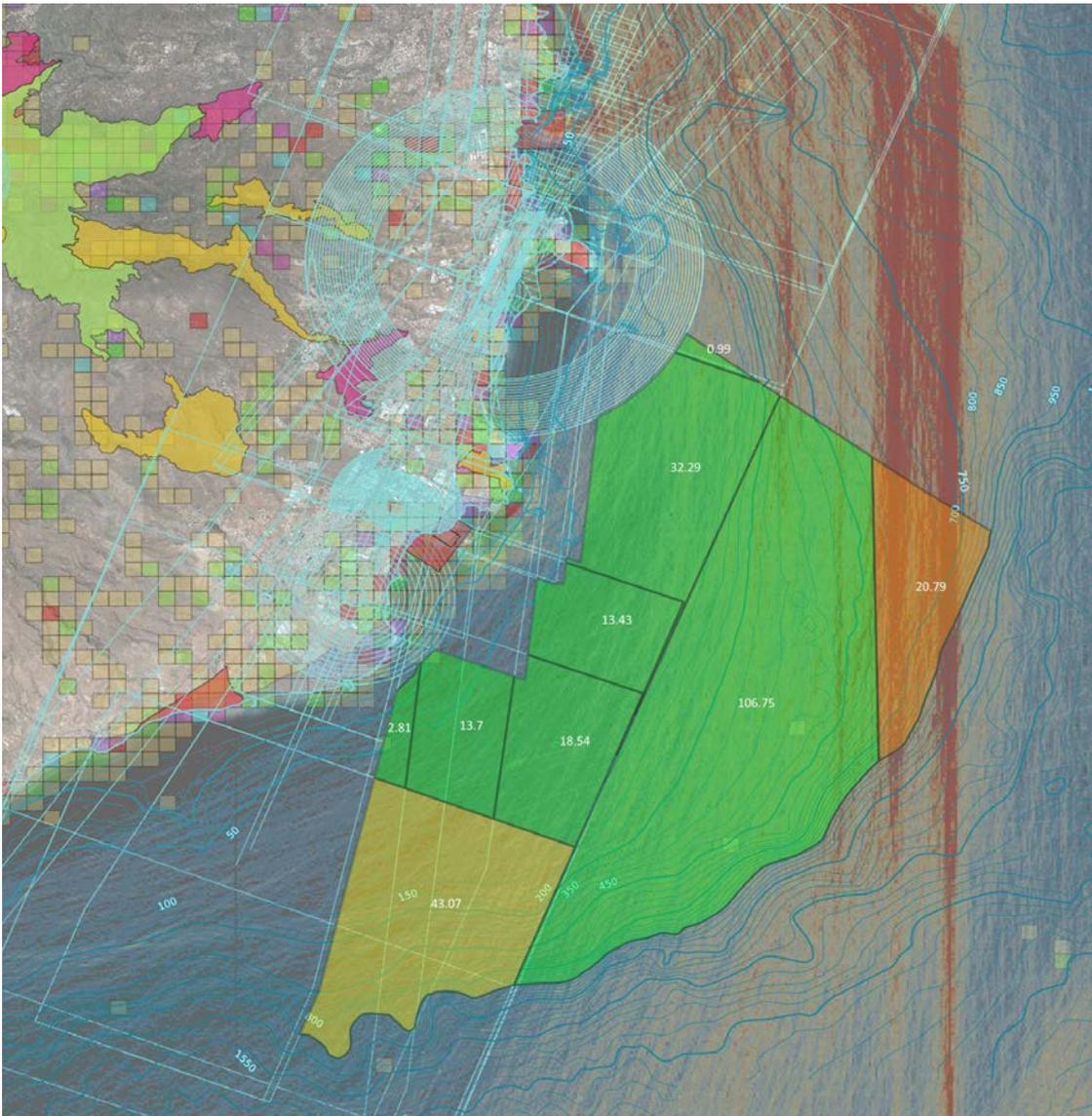


Figura 95 Detalle del área definida para la instalación de eólica off-shore y restricciones (Límite 1000 metros)

En cuanto a servidumbres aeronáuticas, la zona de mayor potencial delimita al extremo izquierdo de la región con el espacio aéreo reservado del aeropuerto de Gando. Conforme a lo establecido en el Real Decreto 417/2011, en el área de afección del cono de aproximación a los aeropuertos, existe una limitación de altura que afecta tanto a obstáculos temporales como permanentes. Estas servidumbres establecen la altura máxima de los obstáculos dentro de sus límites, por lo que los aerogeneradores que se instalen dentro de estas zonas deberán respetar los límites de altura designados en los Planes Directores.

En la zona marcada en color amarillo en la ilustración anterior, no se podrían localizar obstáculos si las alturas de los aerogeneradores son superiores a los 172 metros. Esto sucede para prácticamente la totalidad de aerogeneradores comerciales existentes en la actualidad cuya potencia supera los 5 MW. Por ello, en dicha zona se plantea su viabilidad pero condicionada a este límite de potencia.

En la ilustración anterior también se ha querido remarcar distintas porciones del área marcada en verde para señalar que se refieren a distintas zonas del cono de aproximación en

las cuales se definen distintos niveles de altura máximos. En cualquier caso, esos límites de altura son muy superiores a cualquiera de los modelos comerciales y pre-comerciales de aerogeneradores existentes en la actualidad y, por tanto, no habría afección en ese sentido.

En cualquier caso, es importante señalar que incluso no superándose la altura, es requisito indispensable que el proyecto eólico sea presentado ante la Agencia Estatal de Seguridad Aérea, debiendo este organismo emitir informe favorable para permitir la instalación del parque eólico. En algunos casos, los parques eólicos pueden provocar un efecto de apantallamiento de la señal, principalmente en las radiobalizas, que pueden perjudicar el tráfico aéreo. Por ello, es indispensable el desarrollo de un estudio de seguridad aérea.

El área fuera del cono de aproximación (zona marcada con un valor de 98,86 km²), en teoría no debería tener ningún impedimento a su instalación.

Por otra parte, la zona marcada en naranja de 14,21 km² se encontraría en mitad de una ruta náutica muy transitada. Es posible que esta zona pueda ser habilitada para la instalación de parques eólicos off-shore desplazando la ruta en aproximadamente 3 km en dirección contraria a la zona off-shore.

En lo que respecta a zonas o especies protegidas, no se detecta en esta región de la isla de Gran Canaria afecciones. No obstante, conviene señalar de la existencia de cebadales próximos a las rutas por donde podrían conectarse los parques eólicos a subestaciones en tierra, principalmente en la región de Juan Grande.

La zona principal delimitada, que en su gran mayoría cae y queda acotada por la servidumbre del Aeropuerto de Gran Canaria, presenta un recurso muy potente, de entre 9 y 11 m/s para alturas de 140 metros y delimita al Norte con la zona militar reservada de la Base Aérea de Gando.

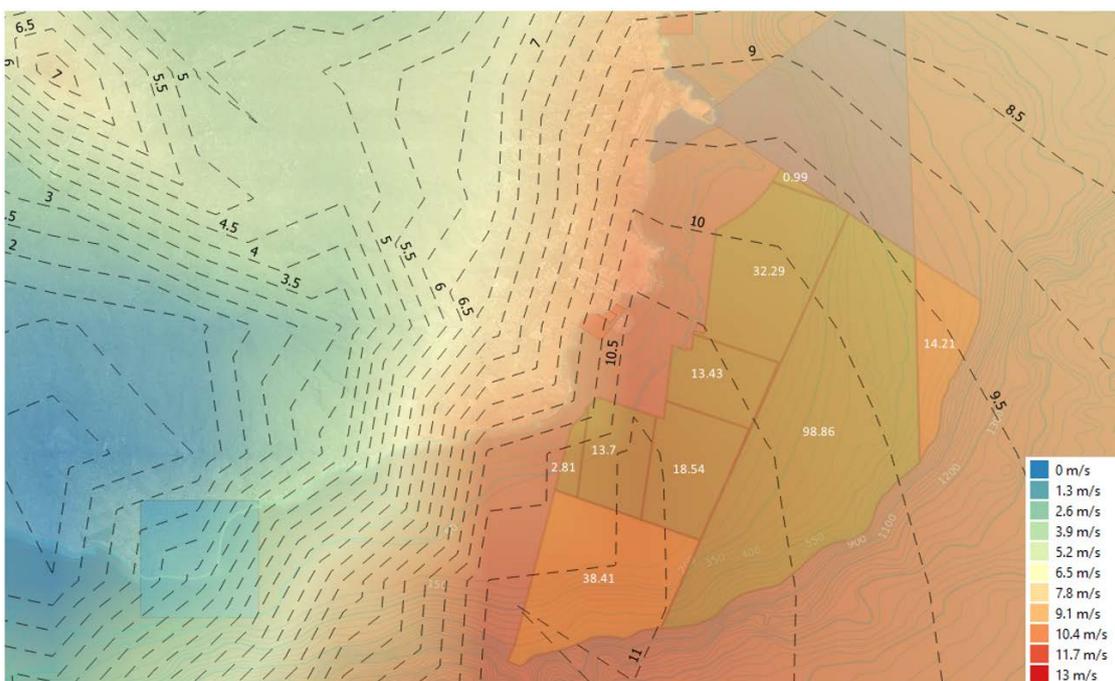


Figura 96 Recurso eólico a 140 metros de altura en la zona fijada para Gran Canaria

La zona de mayor interés disponible para la instalación de parques eólicos con cimentaciones fijas es de unos 5,45 km², con restricciones entre los 345 y los 527 metros de altura máxima (es decir, de altura de punta de pala, que en principio no supone problema para la mayoría de aerogeneradores marinos).

Zona	Prioridad	Área (Km ²)
Límite batimétrico de 750 metros		
	> 5 MW	180,62
	≤ 5 MW	38,41
	Con restricciones	14,21
Límite batimétrico de 1.000 metros		
	> 5 MW	186,51
	≤ 5 MW	43,07
	Con restricciones	20,79

Tabla 5 Áreas totales en la distribución de las zonas aptas para eólica off-shore en la isla de Gran Canaria

En cuanto a la evacuación de energía a tierra, la zona Sureste de la isla es quizás la de mayor robustez para la posible instalación de parques eólicos off-shore en la isla de Gran Canaria. Asimismo, el punto de evacuación que presenta mejores condiciones es la subestación de El Matorral, próximo a la Central Térmica Barranco de Tirajana, punto que actualmente goza de la mayor potencia de cortocircuito de la isla y donde sería más factible la evacuación de la potencia de futuros parques eólicos. En cualquier caso, esto sería un criterio a evaluar en detalle por el Operador del Sistema.

Por último, se muestra en la siguiente ilustración una simulación del impacto visual provocado por un parque eólico ubicado en esta área. En este mapa se marcan con porcentajes desde el 0% al 100% las zonas donde sería posible ver el parque de generación off-shore que pudiera ser instalado en dicha área

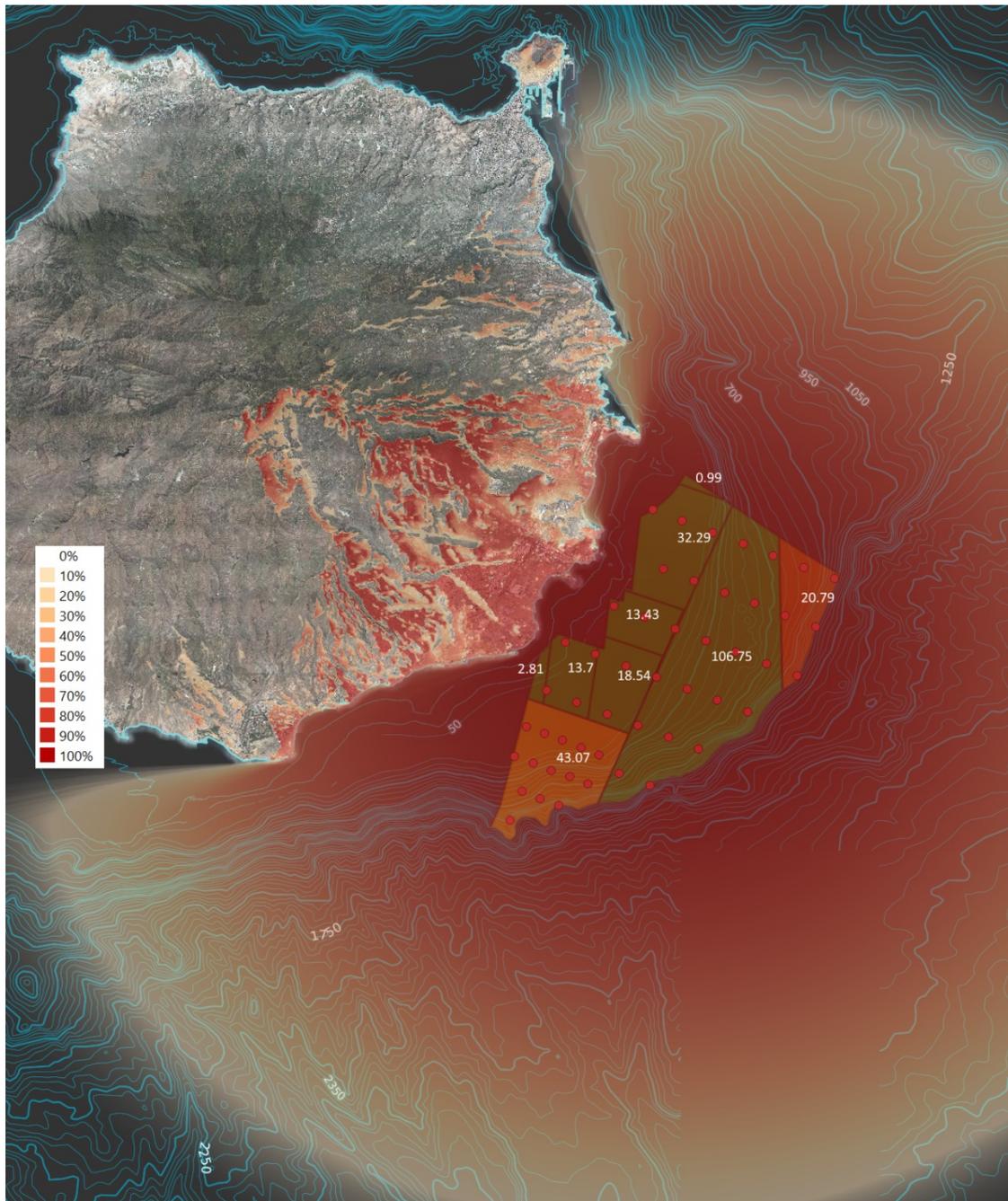


Figura 97 Estimación de la visibilidad del parque de generación eólico off-shore de Gran Canaria

4.2.2. Estudio de las zonas aptas de Tenerife

La isla de Tenerife posee tres zonas de interés para la instalación de eólica off-shore. Estas zonas se sitúan a lo largo del Este de la isla. En general, a las tres zonas les afectaría las servidumbres aeronáuticas de los Aeropuertos de Tenerife Sur y Norte aunque, claramente, la afección sería mayor para la región de Granadilla.

La zona de mayor potencial para la instalación de parques eólicos off-shore se ubica en el Sureste de la isla con densidades de potencia eólica promedio de 750 W/m^2 . No obstante, la plataforma oceánica avanza de manera rápida en esta región, habiendo menos espacio hábil para la instalación de este tipo de infraestructuras que en otras islas. Además, de instalarse

en dicha zona, debe asumirse que la distancia entre la costa y los parques eólicos sería con toda probabilidad inferior a 4 km.

Por otra parte, aunque las condiciones de recurso sean peores, con velocidades medias de entre 5 y 6,5 m/s, quizás las áreas con mayor interés desde el punto de vista de facilidades para su instalación (condiciones batimétricas, pendientes, proximidad a puertos y fuera de influencia de cono de aproximación) se encuentran entre Candelaria y Caletillas. En esta región hay un área de aproximadamente 26 km² si se establece el límite batimétrico en 750 metros donde se cumplirían todas las condiciones para la instalación de eólica off-shore en Tenerife, que delimita al Norte con la zona reservada para el Puerto de Santa Cruz y al Sur con una zona militar reservada, sin llegar a afectar al Aeropuerto Tenerife Norte. La zona Oeste de la isla quedaría descartada por la alta protección medioambiental, existiendo diversas figuras, entre ellas, la IBA Aguas de La Gomera – Teno, la zona ZEC de la Franja Marina Teno – Rasca y la zona ZEPA del Espacio marino de La Gomera - Teno. Además, no es una zona de interés desde el punto de vista del recurso ni por criterios de evacuación de energía eléctrica a la red.

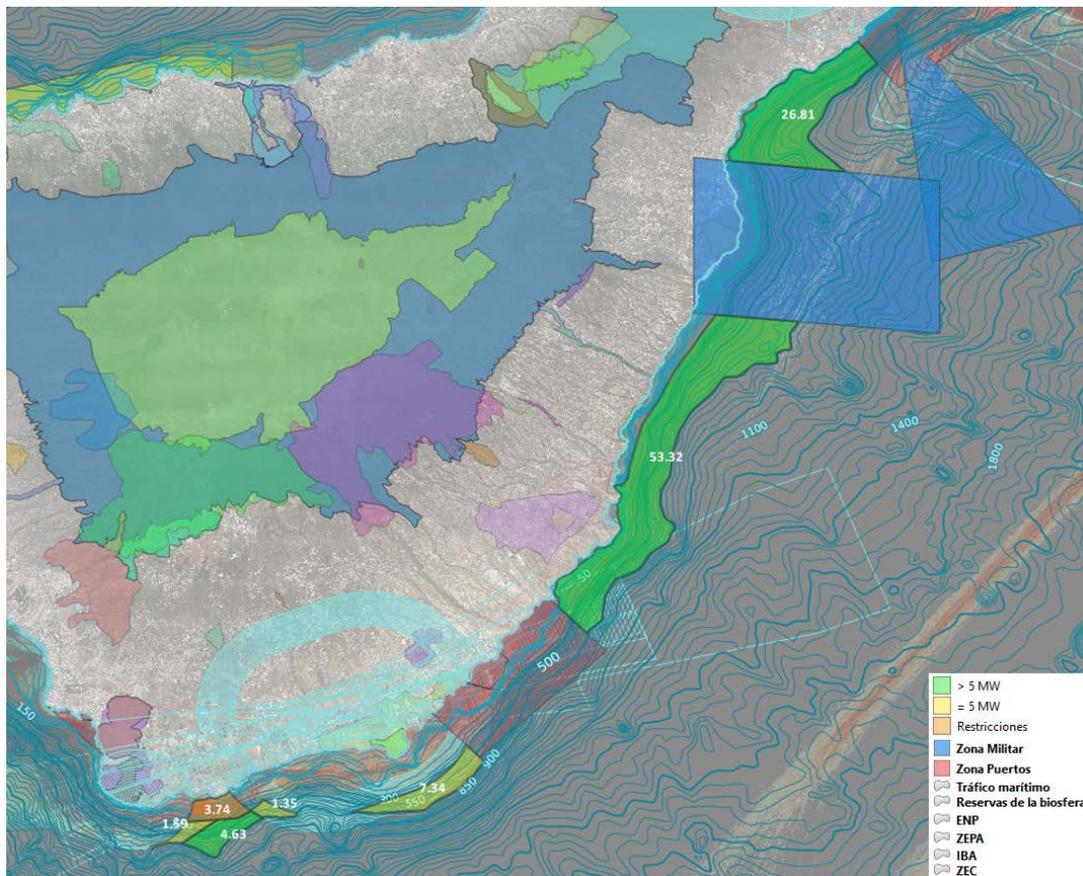


Figura 98 Detalle del área de Tenerife para la instalación de eólica off-shore y restricciones (Límite 750 metros)

Aparte de la zona superior descrita anteriormente, existe otra por debajo de la zona militar del Malpaís de Güímar, que toma toda la superficie disponible desde 20 hasta 750 metros de profundidad y llega hasta la servidumbre del Aeropuerto Tenerife Sur, dentro de la servidumbre en los puntos en los que es posible la instalación de aerogeneradores en base a la altura máxima según los datos extraídos del Plan Director del aeropuerto.

En la Figura 98 se presenta la zonificación para la isla de Tenerife y las posibles afecciones que se darían en dichas zonas cuando el límite batimétrico es fijado en 750 metros. Por su parte, en la figura 99 se presenta la misma comparativa pero en el supuesto de que el límite batimétrico se situara sobre los 1.000 metros. En la siguiente, la Figura 100, se aprecia el recurso eólico existente en la zona a 140 metros de altura, altura de buje orientativa de modelos comerciales de aerogeneradores de potencia comprendida entre los 10-15 MW.

De la comparación entre la zonificación generada para 750 metros de batimetría y la que también se ha generado para 1.000 metros, se puede extraer la conclusión de que en esta isla, si se lograra alcanzar estas profundidades, se conseguiría una mejora notable en cuanto a área disponible, casi duplicándose el espacio de las zonas de Candelaria y Caletilla. Por el contrario, para la zona de Granadilla, las diferencias no son apreciables.

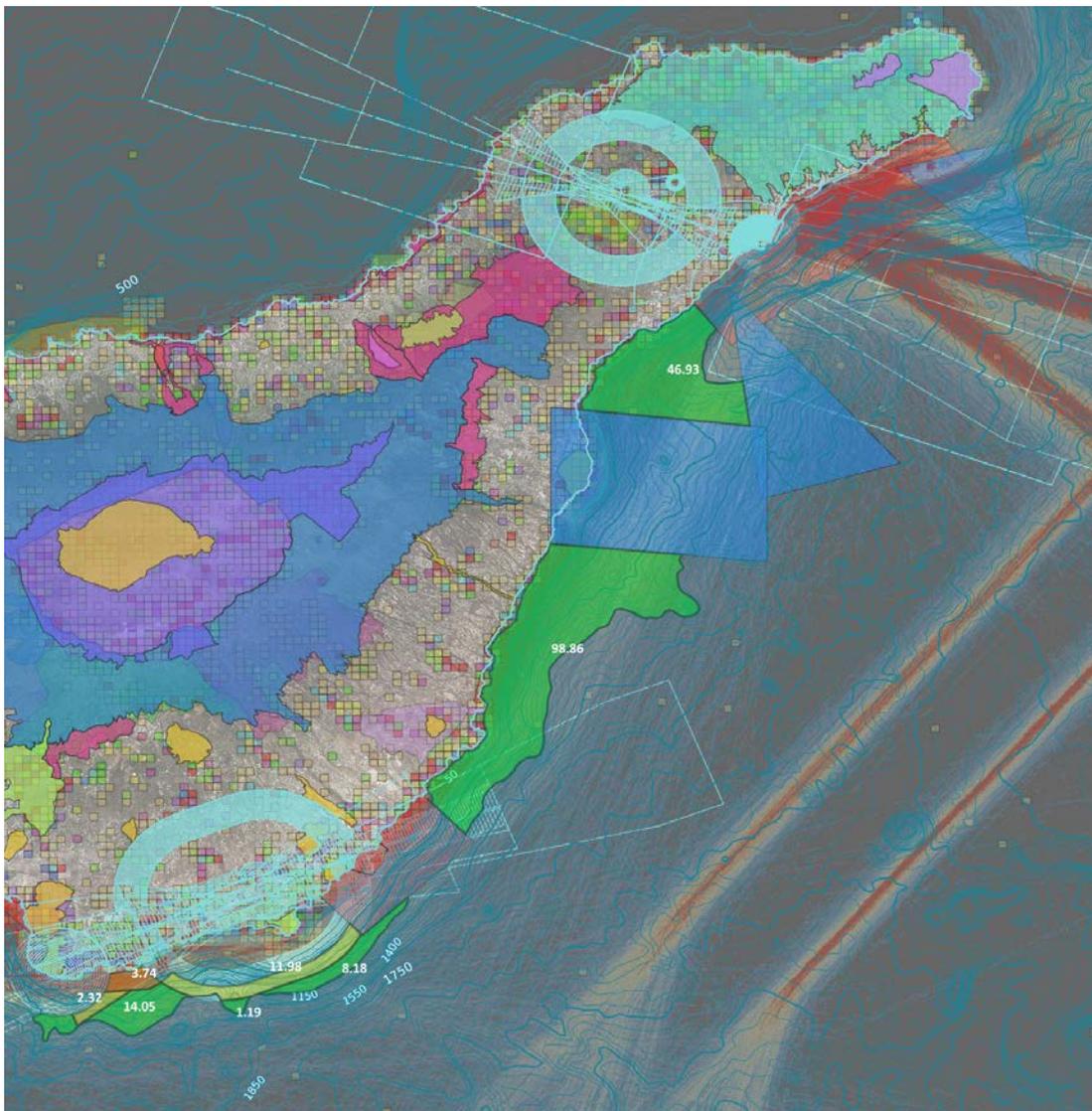


Figura 99 Detalle del área de Tenerife para la instalación de eólica off-shore y restricciones (Límite 1000 metros)

Claramente, la zona de Granadilla está muy afectada por las servidumbres aeronáuticas y también la zona portuaria. Además de esto, se debe mencionar que casi todas estas áreas en la zona Sur-Sudeste se encuentran a profundidades importantes, por encima incluso de los 250 metros. Sin embargo, la zona de 3,74 km² que linda con la costa, por la que pasa el

tráfico marítimo y la zona ZEC, sí posee profundidades aptas para parques eólicos en fondo fijo, aunque el recurso no es muy potente, situándose por debajo de los 6 m/s. En las otras zonas de esta tercera distribución el recurso es superior, sobre todo en el área más a la derecha, de 7,34 km² y que posee recurso de hasta 10,5 m/s, eso sí, con una limitación de altura variable debido a la división realizada en la servidumbre aérea, que se marca como prioridad 2.

En las zonas del Este de la isla de Tenerife se registran velocidades del viento comprendidas entre los 7 m/s en la zona de Candelaria hasta los 11 m/s en la zona de Granadilla para alturas de 140 metros. Naturalmente, se deberían priorizar las zonas donde mayor recurso eólico se registra, si bien, debido al resto de restricciones, puede que deban anteponerse otros aspectos técnicos (como las pendientes máximas) antes que el recurso.

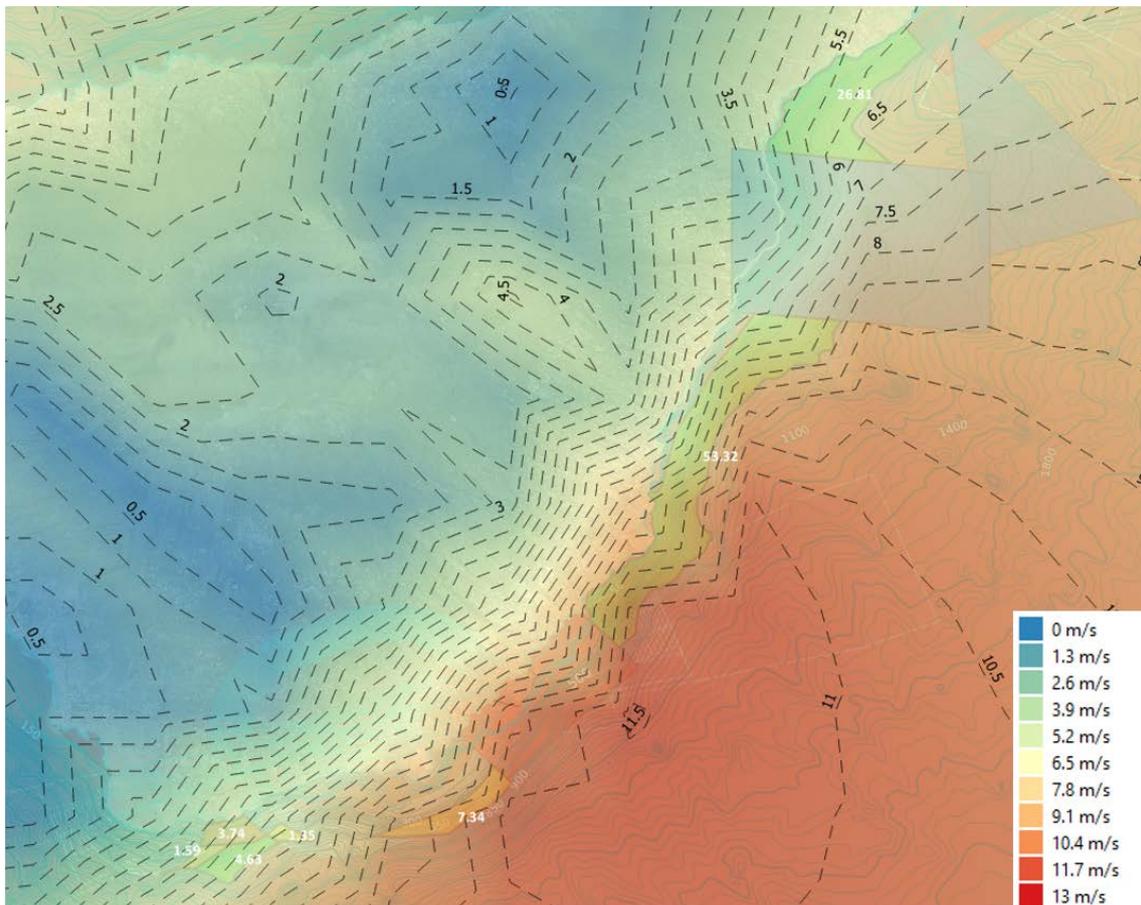


Figura 100 Recurso eólico a 140 metros de altura en la zona definida para eólica off-shore en Tenerife

Zona	Prioridad	Área (Km ²)
Límite batimétrico de 750 metros		
	> 5 MW	84,81
	≤ 5 MW	10,28
	Con restricciones	3,74
Límite batimétrico de 1.000 metros		
	> 5 MW	169,21
	≤ 5 MW	11,98
	Con restricciones	2,32

Tabla 6 Áreas totales en la distribución de las zonas aptas para eólica off-shore en la isla de Tenerife

Por último, se muestra en la siguiente ilustración una simulación del impacto visual provocado por un parque eólico ubicado en esta área. Como para la isla de Gran Canaria, en este mapa se marca con porcentajes desde el 0% al 100% las zonas donde sería posible ver el parque de generación off-shore que pudiera ser instalado en dicha área.

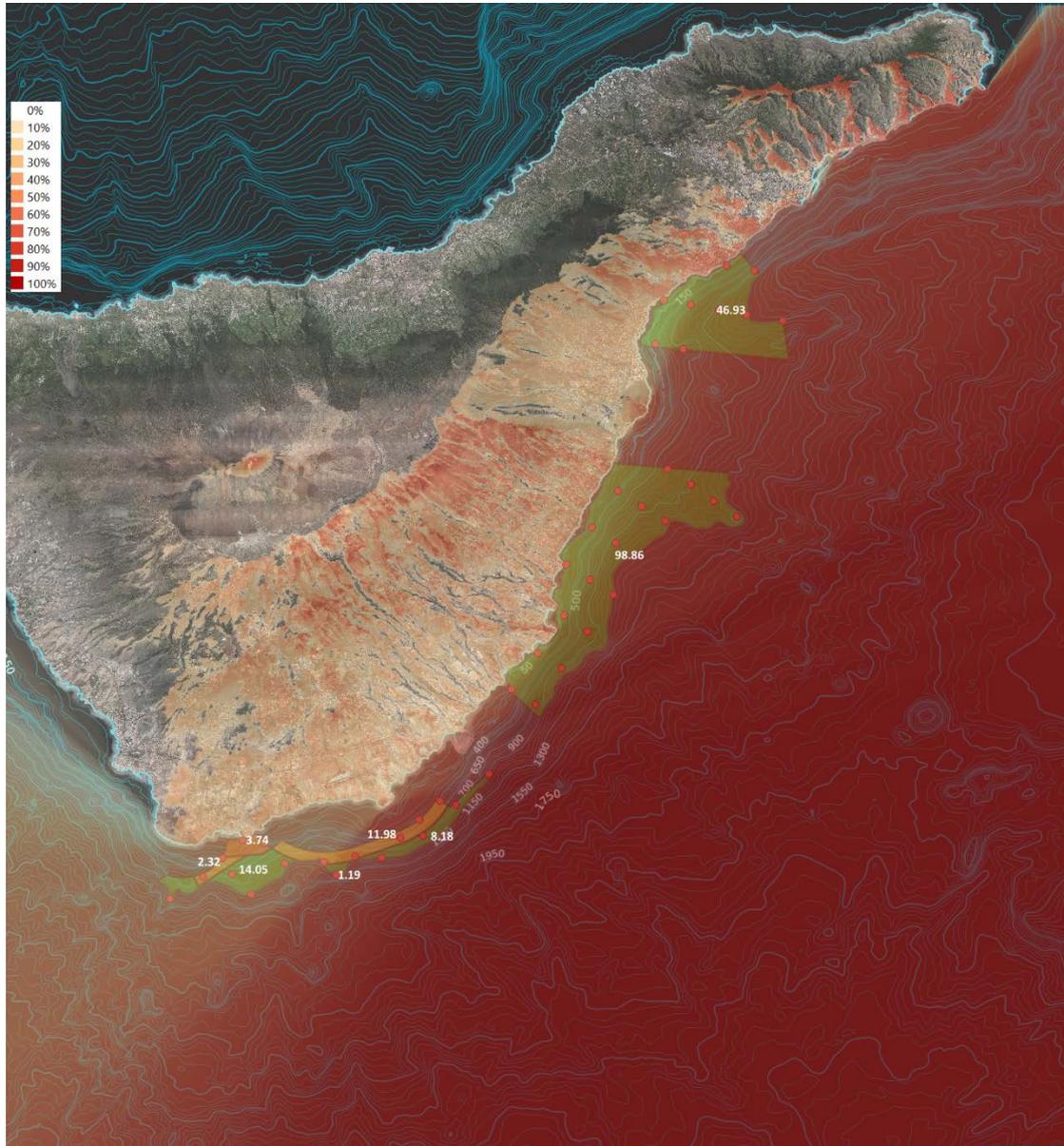


Figura 101 Estimación de la visibilidad del parque de generación eólico off-shore de Tenerife

En conclusión, existen sendas zonas en el espacio marino oriental de Tenerife para la instalación de potencia eólica off-shore, distribuidas a lo largo de la costa, de diferente grado de restricciones y recurso.

4.2.3. Estudio de las zonas aptas de Lanzarote

Lanzarote presenta dos zonas con alta aptitud, las cuales se ubican al Este y al Noroeste de la misma. Posee varios espacios naturales protegidos por diferentes categorías, como zonas ZEPA, Espacios Naturales Protegidos, Reservas de la Biosfera e Important Bird Areas.

En cuanto a las batimetrías, la zona Este de la isla presenta una plataforma situada entre los 50 y los 100 metros, donde sería interesante el despliegue de eólica marina sumando la adecuada orientación de la isla, que hace disponer a la zona de recurso eólico aprovechable. A partir de esta plataforma, el fondo marino alcanza rápidamente los 600 o 700 metros, estabilizándose en 1.300 metros en la unión con la plataforma Africana.

Al Oeste, la plataforma es mucho más favorable desde el punto de vista de condiciones del fondo marino, existiendo una zona mucho más amplia que en el Este, de profundidades entre los 150 y los 500 metros principalmente, estando las zonas de menor profundidad, menores de 50 o 60 metros, muy cercanas a la costa.

Como para los casos anteriores, se muestra en las siguientes ilustraciones las zonificaciones marinas considerando el límite de los 750 metros y los 1.000 metros de batimetría.

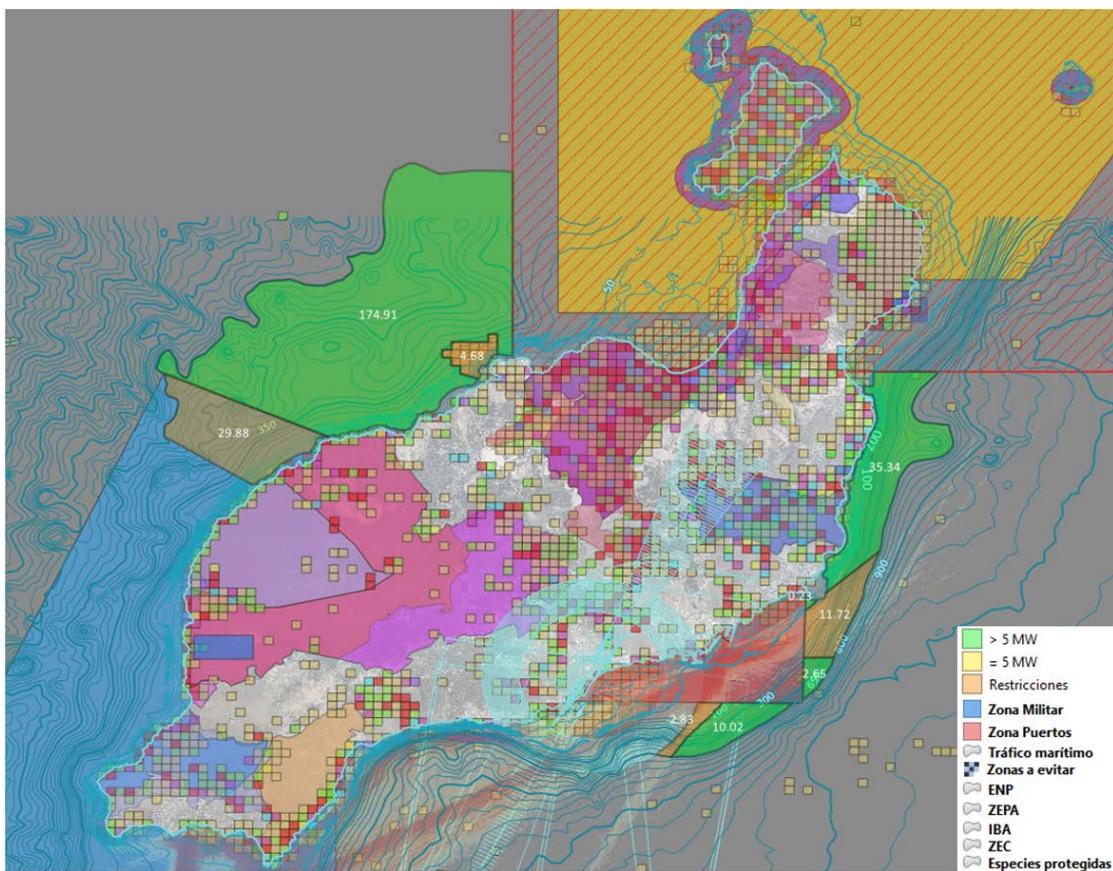


Figura 102 Detalle del área de Lanzarote para la instalación de eólica off-shore y restricciones (Límite 750 metros)

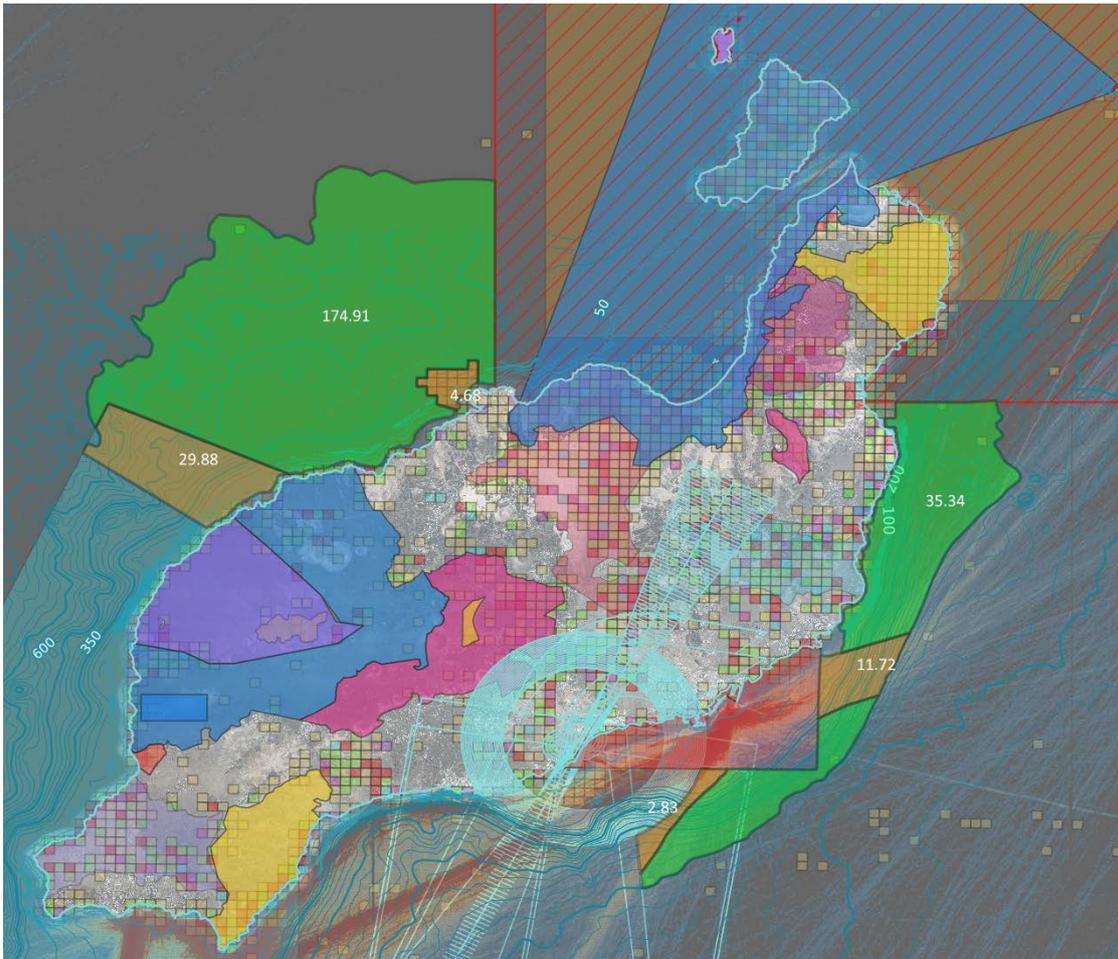


Figura 103 Detalle del área de Lanzarote para la instalación de eólica off-shore y restricciones (Límite 1000 metros)

En la zona Noroeste existen varias protecciones entre las que se destacan: i) IBA del Estrecho de la Bocaina; ii) ZEPA relativa al Archipiélago Chinijo; iii) Reserva de la Biosfera de Lanzarote; iv) Especies protegidas situadas en el espacio marcada con un área de 4,68 km² en la ilustración anterior; v) Zona a evitar por los barcos u otros elementos que pudieran ocasionar daños por vertidos de combustibles o aceites o agentes contaminantes; vi) Posible presencia de cetáceos.

Todas las restricciones mencionadas en el párrafo anterior podrían ser evitadas con el planteamiento de zonificación mencionado. No obstante, es importante señalar que en la zona del Noroeste existirían serias limitaciones para la evacuación de la energía producida ya que la red de subestaciones eléctricas se ubica en la franja Este de la isla. Por consiguiente, cualquier escenario en el cual se intente viabilizar la puesta en marcha de parques eólicos en la zona, requerirá de una inversión en una línea de media tensión de al menos 66 kV hasta la zona de La Santa donde conectaría con una subestación eléctrica para evacuar la energía generada en esta zona.

En la zona Este las principales restricciones se dan por la actividad humana, en concreto: i) Tráfico marítimo; ii) Zona reservada para el Puerto de Arrecife; iii) Restricciones debidas a la protección del espacio aéreo del Aeropuerto de Lanzarote. Estas restricciones se agravan por cómo evoluciona la batimetría en la zona y el recurso eólico favorable de dicho espacio marítimo.

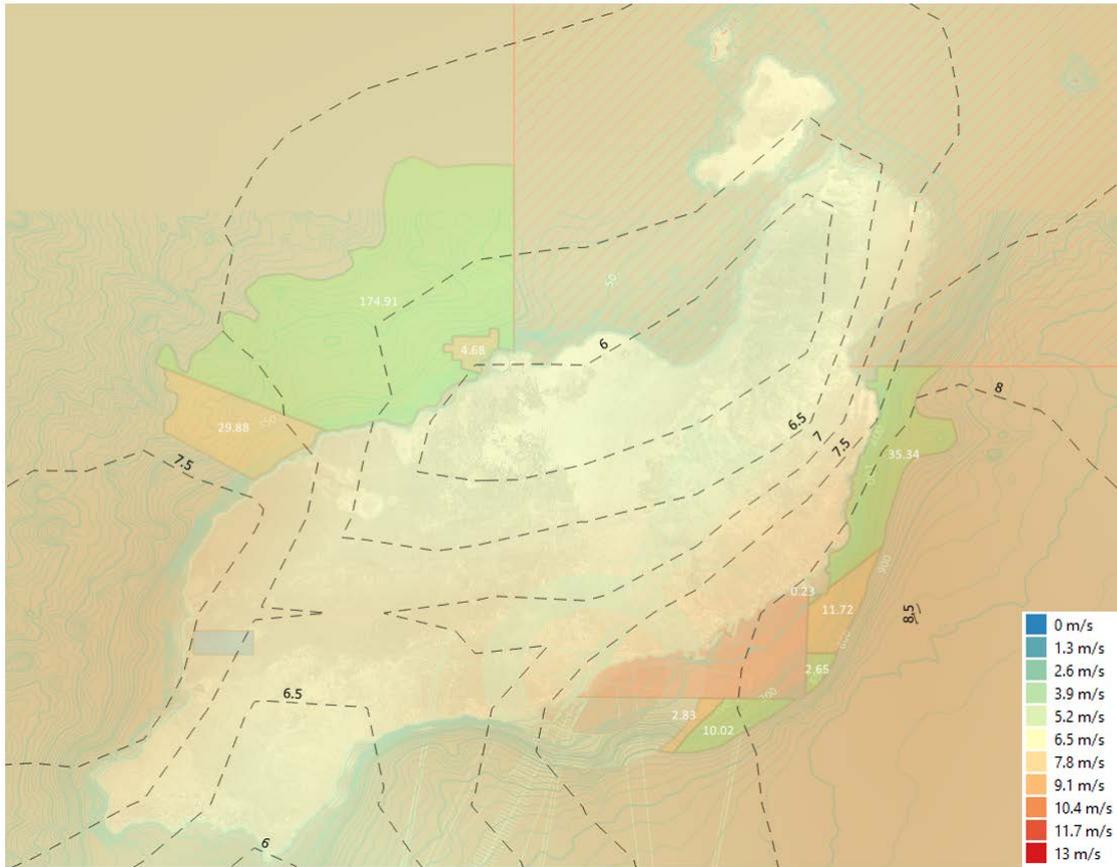


Figura 104 Recurso eólico a 140 metros de altura en Lanzarote

Se determina así una gran zona disponible para la instalación de eólica off-shore en la isla de Lanzarote, pero la superficie a menos de 50 metros de profundidad no es extensa, como sí lo es entre los 50 y los 200 metros. Por encima de tal profundidad, la superficie es mucho más amplia, dando grandes posibilidades en el futuro con el avance de la tecnología.

Zona	Prioridad	Área (Km ²)
Límite batimétrico de 750 metros		
	> 5 MW	223,15
	≤ 5 MW	-
	Con restricciones	49,11
Límite batimétrico de 1.000 metros		
	> 5 MW	242,81
	≤ 5 MW	-
	Con restricciones	49,11

Tabla 7 Áreas totales en la distribución de las zonas aptas para eólica off-shore en la isla de Lanzarote

En cuanto al recurso existente en la zona Este, se presenta entre los 7,5 y los 8,5 m/s, encontrándose de media en velocidades de 8 m/s de media, y las zonas superiores e inferiores a esta parte en los 7,5 m/s. En la zona Oeste el recurso es ligeramente menor, encontrándose la zona central y superior en los 7 m/s, la zona inferior derecha en 6,5 m/s y la zona a la izquierda en 7,5 m/s. Por lo tanto, la zona de mayor recurso es la situada al Este y a profundidades importantes.

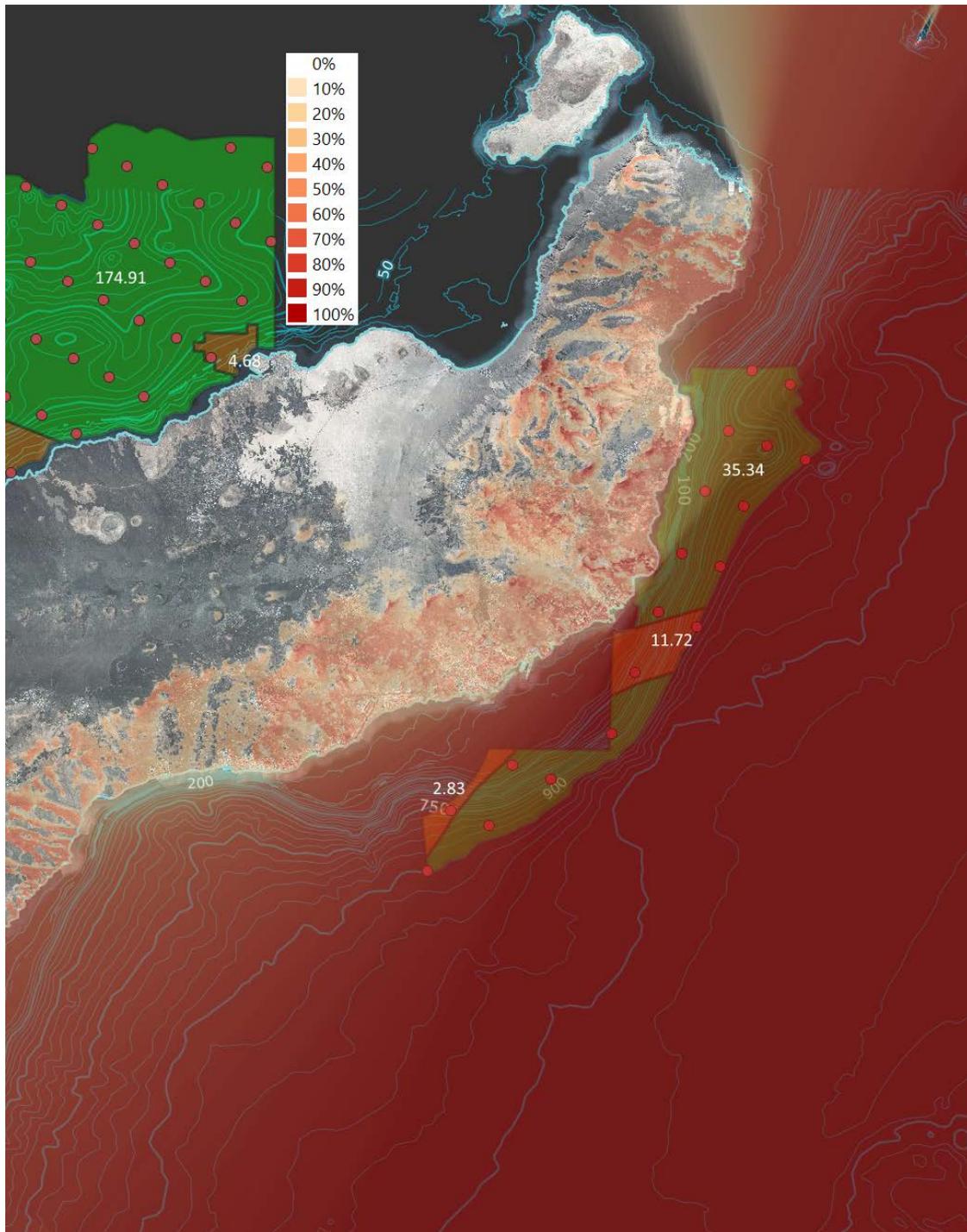


Figura 105 Estimación de la visibilidad del parque de generación eólico off-shore de Lanzarote (Zona Este)

Por último cabe señalar que estas zonas en el Este de recurso alto se encuentran próximas a la central eléctrica de Punta Grande, lo que se considera una ventaja ya que es el punto de la isla donde mayores son las potencias de cortocircuito y, por tanto, menor inestabilidad produciría un futuro parque eólico off-shore y sus aerogeneradores de potencias considerables.

En cuanto a las zonas con prioridad 3, las determinadas con restricciones, en el Este son por paso de tráfico marítimo principalmente. En el Oeste, estas restricciones se deben a la existencia una zona Important Bird Area (IBA) y una Reserva de la Biosfera para el Parque

Nacional de Timanfaya, además de una serie de especies protegidas frente a la zona de La Santa.

Se muestra en la siguiente ilustración la estimación del impacto visual que sería producido por los parques eólicos señalados para Lanzarote.

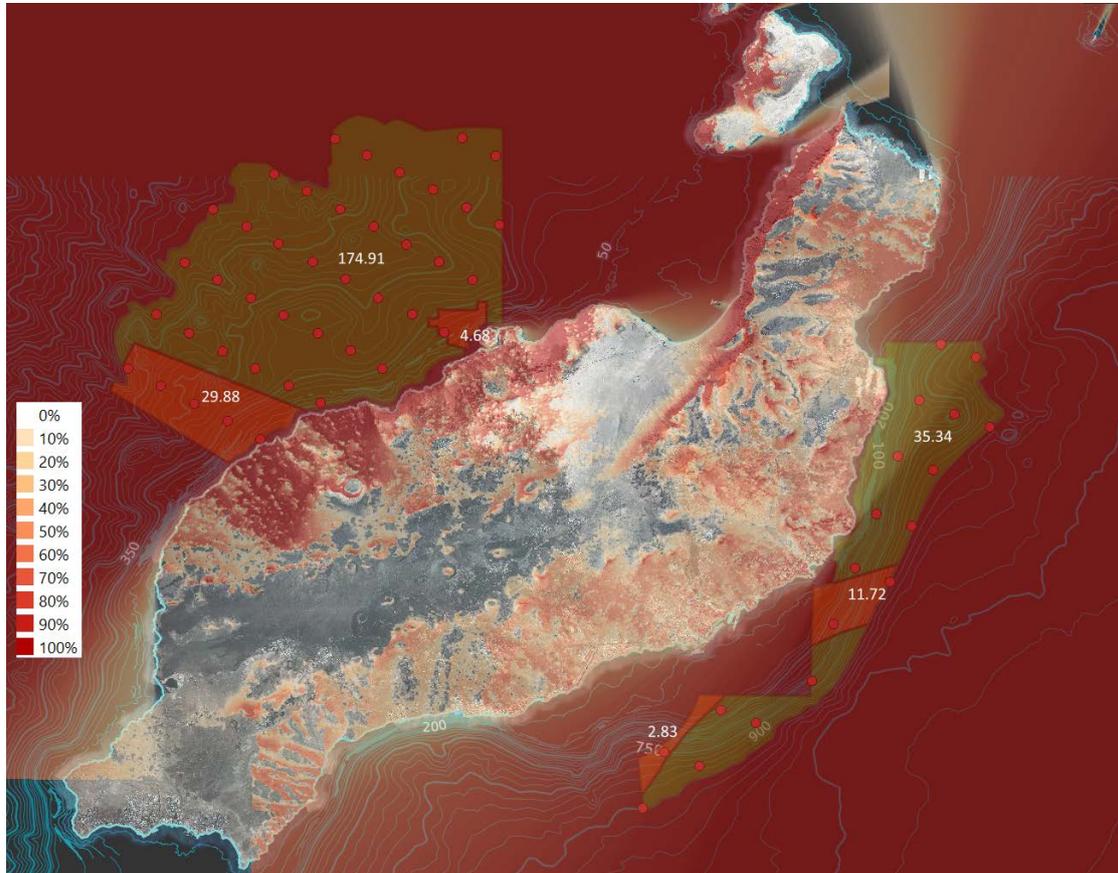


Figura 106 Estimación de la visibilidad del parque de generación eólica off-shore de Lanzarote (Zona Este y Norte)

4.2.4. Estudio de las zonas aptas de Fuerteventura

La isla de Fuerteventura posee la mayor de las superficies disponibles para la instalación de energía eólica off-shore si sólo se pone el foco en condiciones técnicas relativas a las batimetrías y condiciones del espacio marítimo en general. No obstante, las zonas de mayor potencial difícilmente podrían ser explotadas en el corto plazo de tiempo por cuestiones relacionadas con la capacidad de evacuación de la energía eléctrica a red.

En general, Fuerteventura presenta dos zonas principales, una al Este, que cae casi completamente sobre la servidumbre aeronáutica del Aeropuerto de Fuerteventura y sobre la Reserva de la Biosfera de la isla y otra en la Punta de Jandía, la plataforma disponible más extensa de Canarias, pero también con los mayores inconvenientes como se ha sugerido en el párrafo anterior.

Para este tipo de aplicación, presenta mayor interés el Sureste de Fuerteventura, tanto por recurso eólico (600 W/m^2) como por proximidad a la red de transporte. Las posiciones óptimas se encontrarían frente a la región de Gran Tarajal, por condiciones batimétricas y de evacuación de la energía a tierra. Debe comentarse que desde Las Playitas hasta Morro Jable

hay una protección marina que complicaría la conexión eléctrica (ZEC Playas de Jandía) aunque no la impediría.

En la zona Este, las batimetrías presentan una gran plataforma, con profundidades inferiores a los 100 metros, registrando, a partir de esta profundidad, pendientes que deben estudiarse en cada proyecto concreto. El recurso eólico se sitúa entre los 7 y los 8 m/s, predominando este último valor, como puede apreciarse en la Figura 109.

En la zona Sur estas plataformas son muy extensas, con grandes superficies tanto por debajo de los 50 metros, aptas para la instalación de parques eólicos off-shore en fondo fijo, como por debajo de los 100 metros, para parques flotantes.

El recurso aquí es ligeramente inferior, entre los 7 y los 7,5 m/s. A pesar de estas condiciones, favorables a priori, se debe tener en cuenta la lejanía y la carencia de infraestructura eléctrica, no disponiendo de electrificación en el tramo comprendido entre Morro Jable y la Punta de Jandía, lo que complica en gran manera la conexión de los aerogeneradores al sistema eléctrico.

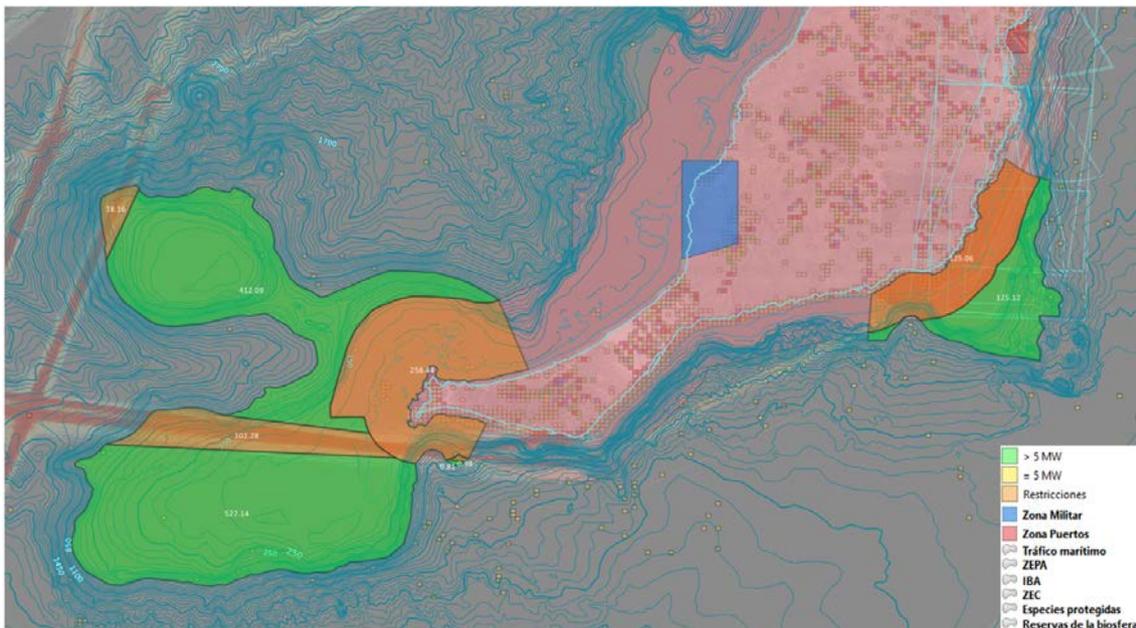


Figura 107 Detalle del área de Fuerteventura para la instalación de eólica off-shore (Límite 750 metros)

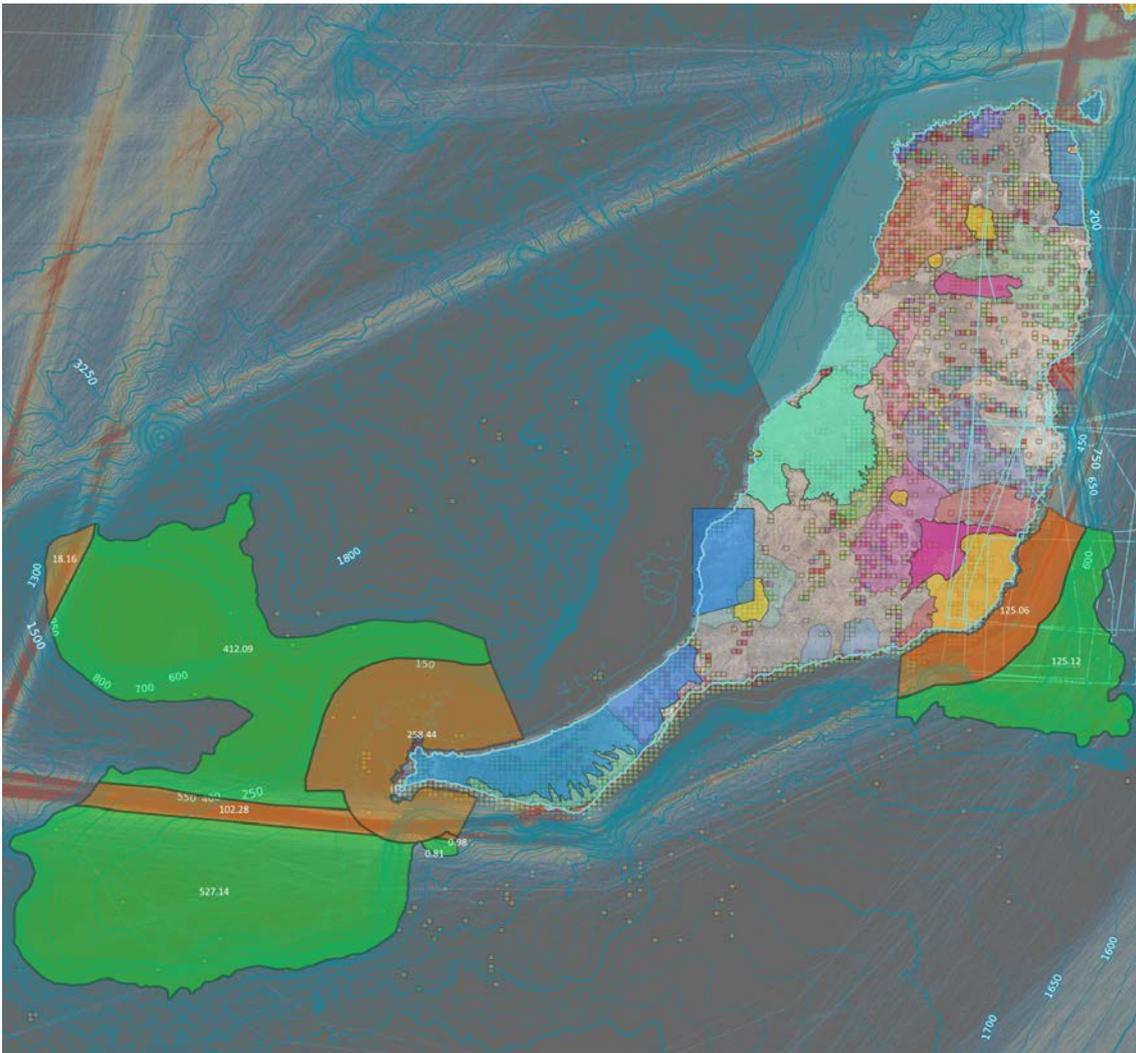


Figura 108 Detalle del área de Fuerteventura para la instalación de eólica off-shore (Límite 1000 metros)

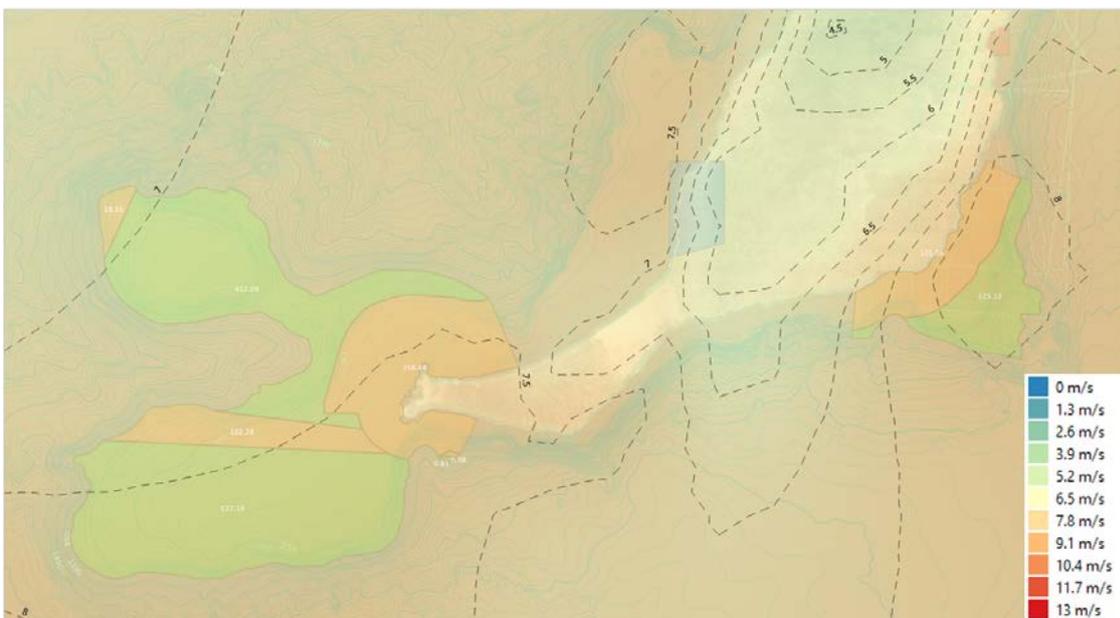


Figura 109 Recurso eólico a 140 metros de altura en Fuerteventura

Zona	Prioridad	Área (Km ²)
Límite batimétrico de 750 metros		
	> 5 MW	1.065,16
	≤ 5 MW	-
	Con restricciones	504,86
Límite batimétrico de 1.000 metros		
	> 5 MW	1.168,25
	≤ 5 MW	-
	Con restricciones	585,72

Tabla 8 Áreas totales en la distribución de las zonas aptas para eólica off-shore en la isla de Fuerteventura

Esta isla, como puede verse, ostenta las mayores plataformas oceánicas para la instalación de energía eólica off-shore, pero la zona de la Punta de Jandía tiene unas restricciones notables, como son la inexistencia de puntos de conexión y la fuerte protección medioambiental.

Sin embargo, la zona situada al Este es más favorable, ya que las restricciones existentes podrían llegar a ser salvables (Reserva de la Biosfera de Fuerteventura, paso de tráfico marítimo, una pequeña afección a la Zona de Especial Conservación Playas de Sotavento de Jandía y la servidumbre aeronáutica del Aeropuerto de Fuerteventura) y el recurso eólico es adecuado, de unos 8 m/s a 140 metros de altura.

Asimismo, existe una gran cantidad de espacio disponible para parques eólicos instalados en fondo fijo al presentar la plataforma oceánica grandes extensiones por debajo de los 50 metros, así como grandes superficies también por debajo de los 100 metros, siendo abordables con la tecnología y los costes existentes.

Además de esto, la posible interconexión del sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura con el de Gran Canaria incrementaría de forma notable la estabilidad de esos sistemas, y facilitaría la instalación de parques eólicos.

Las zonas con restricciones, de prioridad 3, son amplias en esta isla, y suponen prácticamente la mitad que las áreas sin restricciones, además de las dificultades existentes mencionadas, como las protecciones medioambientales o la dificultad para conectar los generadores a la red.

Se muestra en las siguientes ilustraciones la estimación del impacto visual que sería producido por los parques eólicos señalados para las zonas Sureste y Suroeste de Fuerteventura.

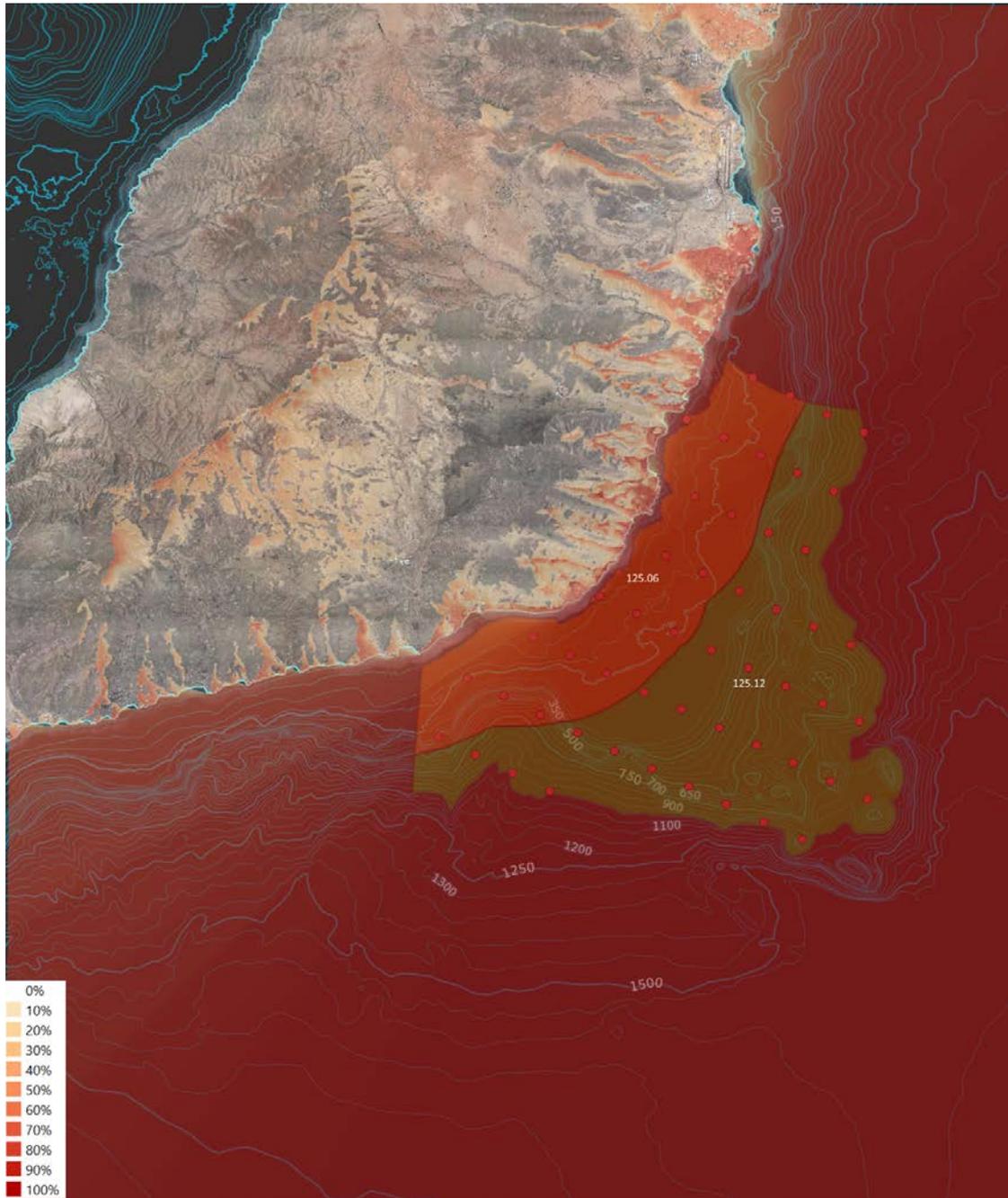


Figura 110 Estimación de la visibilidad del parque de generación eólico off-shore de Fuerteventura (Sureste)

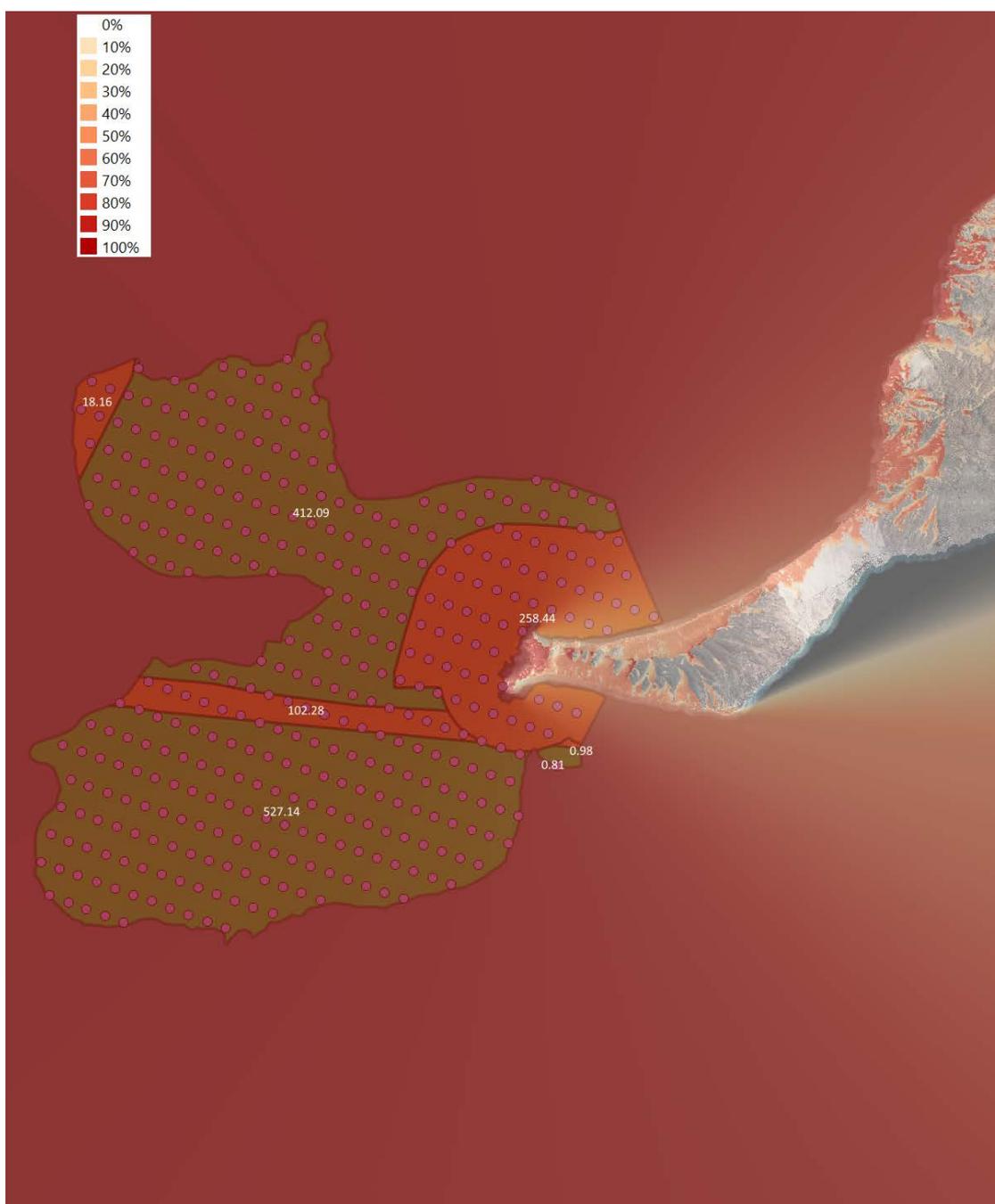


Figura 111 Estimación de la visibilidad del parque de generación eólico off-shore de Fuerteventura (Suroeste)

4.2.5. Estudio de las zonas aptas de La Palma

En La Palma existe una zona apta al Este para la tecnología existente. Dicha zona no presenta una gran superficie debido a dos restricciones fundamentales: i) El rápido aumento de la profundidad del fondo marino; ii) la servidumbre aeronáutica del Aeropuerto de La Palma. Además, si se cruzan las protecciones medioambientales con las condiciones batimétricas existentes, servidumbres aeronáuticas y los límites de la tecnología, se llega a la conclusión de que sería complejo localizar parques eólicos off-shore en esta isla. A pesar de ello, el recurso eólico existente al Este – Sureste de esta isla se encuentra entre los 5,5 y los 8 m/s para una altura de 140 metros, variando de manera significativa debido a la orografía, en forma de pico invertido hacia la dirección del viento, llegando a localizarse recurso de hasta

11 m/s al Sur-Sureste de la isla a unos 1.600 metros de profundidad. En la Figura 112 y Figura 113 se muestran las posibles zonas de interés con los límites establecidos de batimetrías a 750 y 1.000 metros.

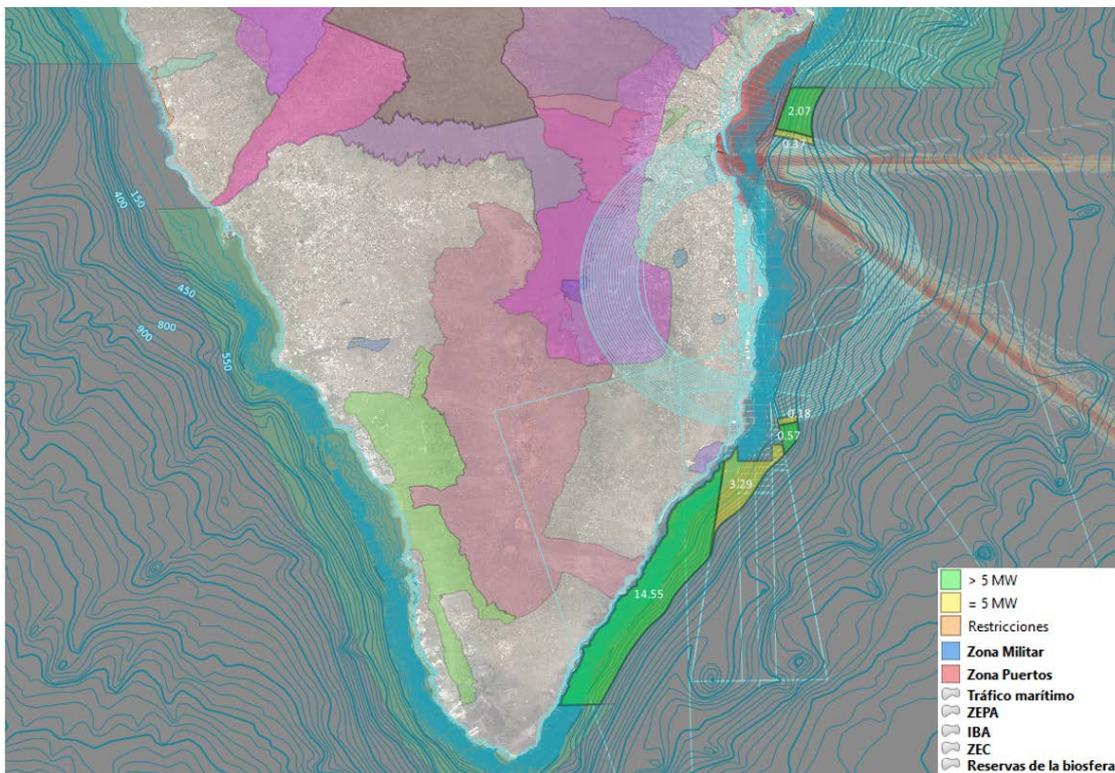


Figura 112 Detalle del área de La Palma para la instalación de eólica off-shore (Límite 750 metros)

Zona	Prioridad	Área (Km ²)
Límite batimétrico de 750 metros		
	> 5 MW	17,19
	≤ 5 MW	3,84
	Con restricciones	-
Límite batimétrico de 1.000 metros		
	> 5 MW	27,56
	≤ 5 MW	7,03
	Con restricciones	-

Tabla 9 Áreas totales en la distribución de las zonas aptas para eólica off-shore en la isla de La Palma

La isla de La Palma cuenta con importantes zonas protegidas, como una extensa IBA al Norte de la isla o la Reserva de la Biosfera de La Palma, que ocupa todo el territorio y parte del mar (la cual es evitable para la instalación de eólica off-shore). A pesar de ello, no interfieren en gran medida la zona señalada en la costa Este de la isla, de dimensiones no muy grandes debido al rápido aumento de la batimetría en la zona, llegando a alcanzar los 1.200 metros en sólo 3 kilómetros y encontrando muy pocas zonas disponibles por debajo de los 50 metros, principalmente debido a que se ha evitado la Reserva de la Biosfera, como se ha comentado.

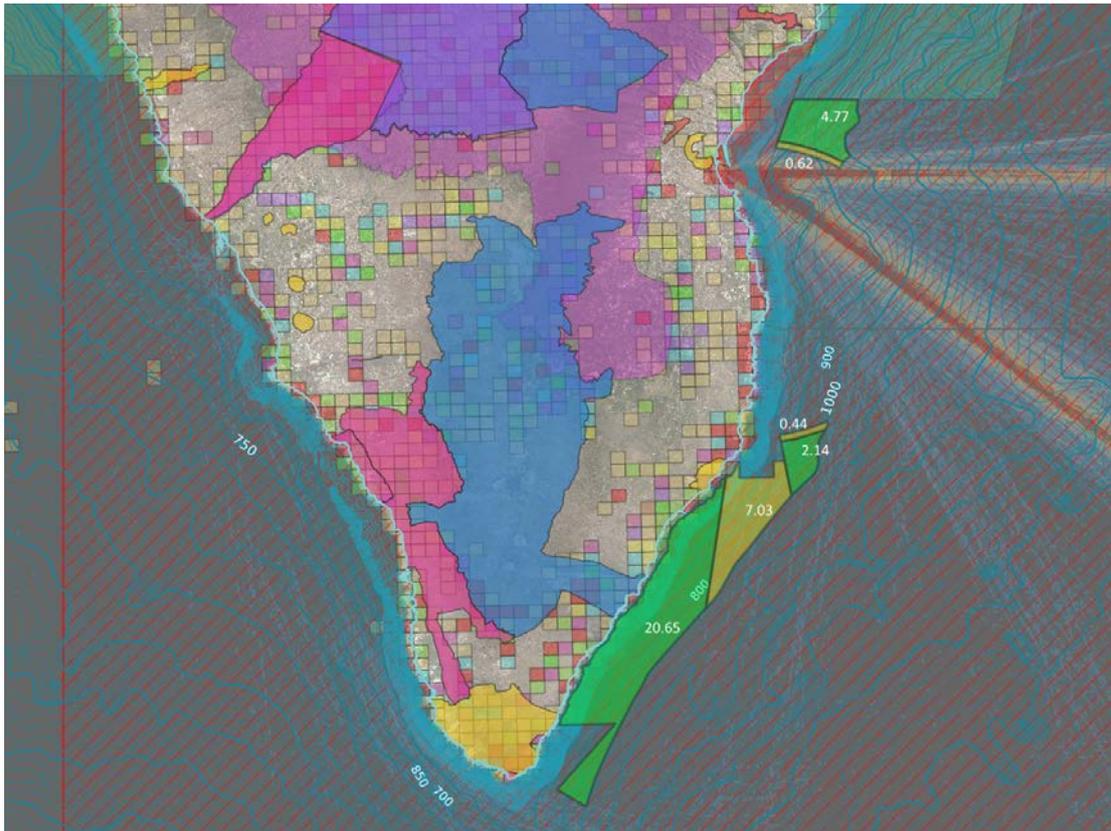


Figura 113 Detalle del área de La Palma para la instalación de eólica off-shore (Límite 1000 metros)

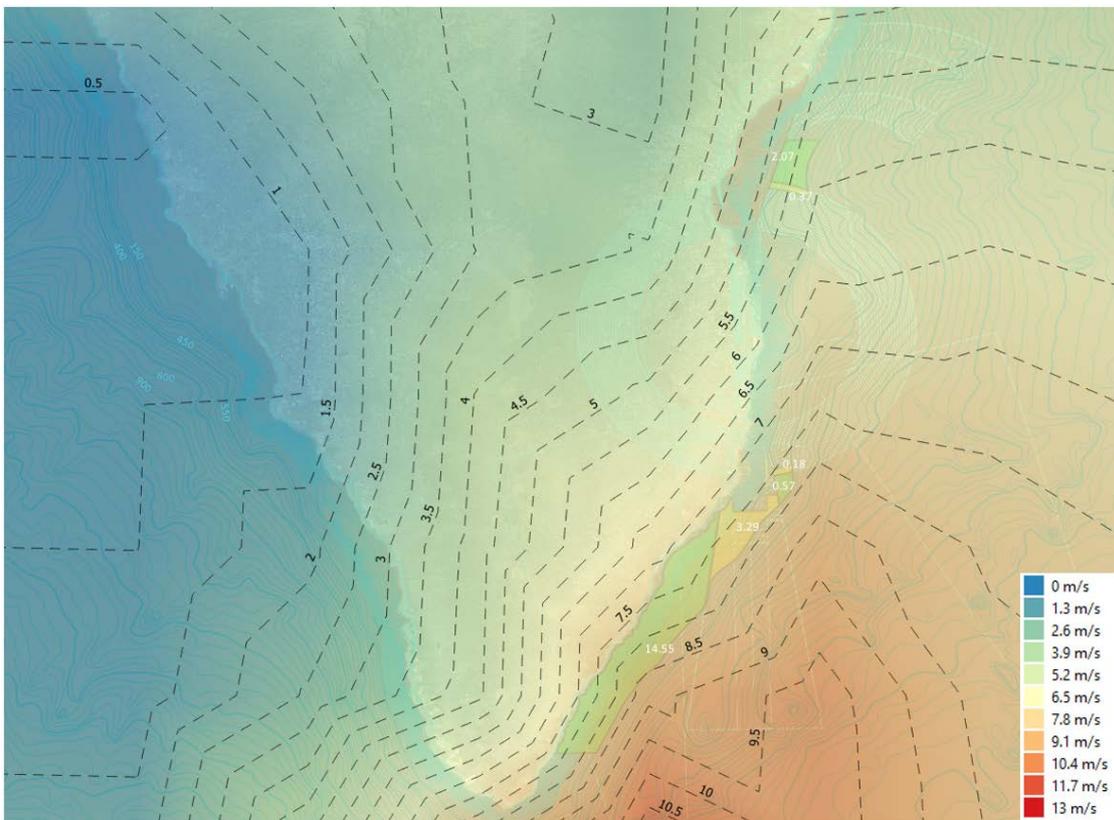


Figura 114 Recurso eólico a 140 metros para la zona Sur de La Palma

Asimismo debe mencionarse que casi la totalidad del espacio marítimo de La Palma está protegido en forma de zona a evitar para el paso de barcos, por lo que debería estudiarse a fondo la instalación de parques eólicos marinos en este aspecto en caso de permitirse.

En cuanto a las restricciones salvables, se encuentra la servidumbre aeronáutica del aeropuerto de la isla. Esta servidumbre cae exactamente sobre la zona de interés, restando gran cantidad de superficie para la instalación de potencia off-shore, aunque con medias de viento no superiores a 7,5 m/s a altura de 140 metros, por lo que, añadido a la dimensión del sistema eléctrico de La Palma y su baja capacidad de admitir potencia, no supone grandes problemas debido a que existe superficie suficiente tanto al Norte como al Sur de esta restricción.

Para la conexión de los futuros parques la isla posee infraestructura eléctrica en la costa Este. Por ello, si bien es necesario conocer su capacidad disponible para definir su viabilidad técnica, en principio muestra buenas condiciones al respecto. Además, la central térmica de los Guinchos se encuentra próxima a la zona de Santa Cruz de La Palma, por tanto, sería un punto de bastante interés.

La zona habilitada más al Norte de la servidumbre aeronáutica presenta un recurso entre los 5,5 y los 6 m/s, mientras que la zona al Sur oscila entre los 7,5 y los 8,5 m/s, aumentando cuanto más se adentra en el mar, hasta llegar a 11 m/s como máximo. Además, esta zona inferior carece de restricciones excepto por la servidumbre aeronáutica, que establece límites a los 743 y los 1.955 metros de altura, por lo que no se presentan determinantes y permitirán la instalación de parques eólicos marinos si el sistema eléctrico de La Palma lo precisase.

Finalmente, se muestra en la siguiente ilustración la distribución estimada del impacto visual tras la instalación de los parques eólicos marinos considerados para la isla de La Palma.

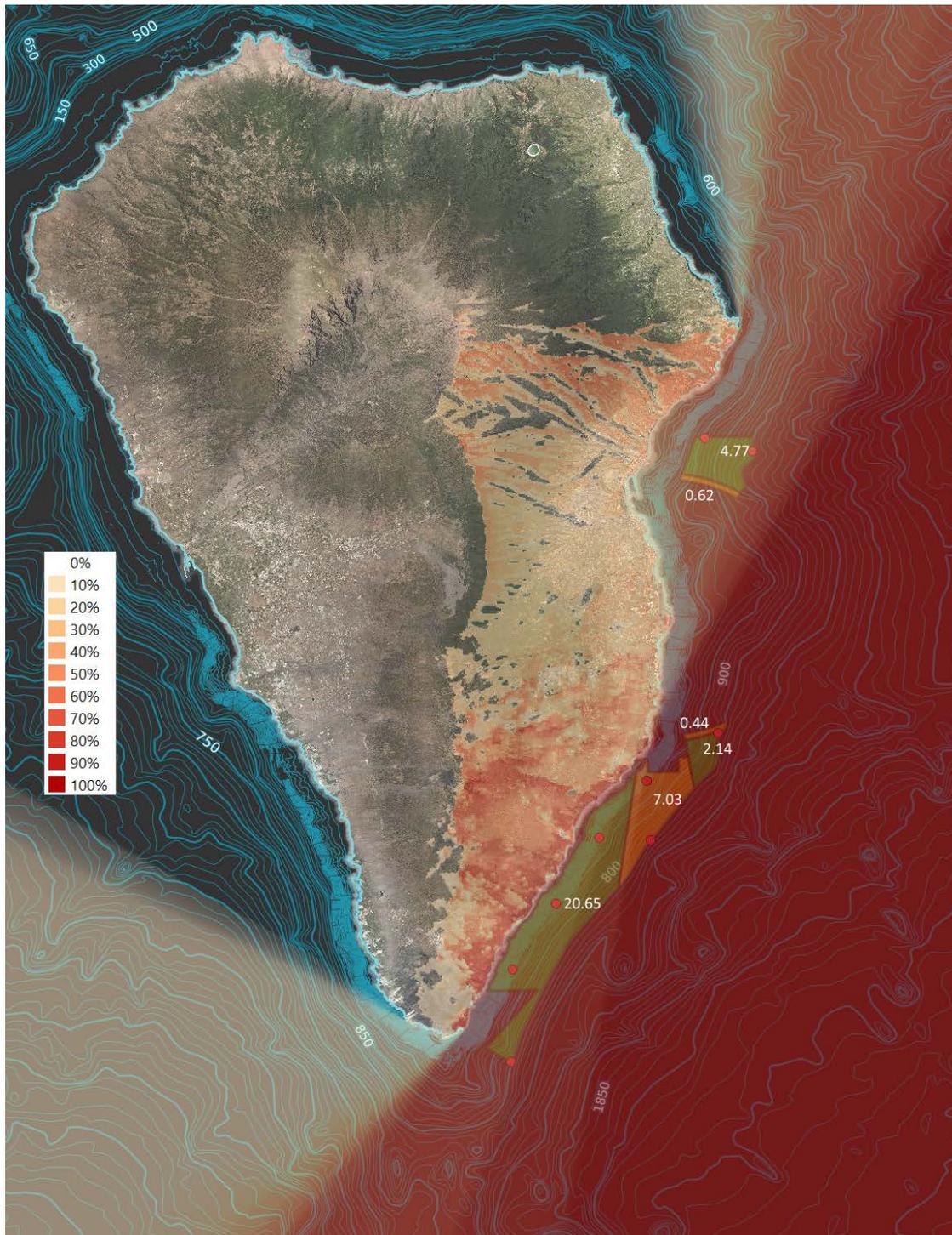


Figura 115 Estimación de la visibilidad del parque de generación eólico off-shore de La Palma

4.2.6. Estudio de las zonas aptas de La Gomera

La isla de La Gomera también presenta superficie apta para la instalación de eólica marina, aunque en el Noroeste, con profundidades superiores a los 75 metros, con restricciones de evacuación de potencia y también con restricciones ambientales como la Reserva de la Biosfera de la isla de La Gomera o una IBA y una ZEPA llamada Espacio Marino La Gomera - Teno que se emplaza en toda la isla y en el Oeste de Tenerife.

Se calcula que el área apta para aplicaciones de eólica off-shore ascendería a 122 km² en aquel supuesto en el cual se considere el límite batimétrico en 750 metros, como se recoge en la Tabla 10. En la Figura 116 y en la Figura 117 se presentan las zonas detectadas en La Gomera para límites de batimetría a 750 metros y a 1.000 metros, respectivamente.

La zona estudiada en esta isla presenta una gran plataforma desde los 100 hasta los 250 metros, y a partir de ahí avanza hasta los 750 de forma irregular. El recurso en esta extensión se mueve desde los 7,5 hasta los 9,5 m/s, aumentando a medida que se desplaza hacia el Sur dentro de la zona habilitada, como se muestra en la Figura 118.

En este caso, la servidumbre aeronáutica del aeropuerto no afecta a esta distribución en la región mencionada. No obstante, sí inhabilita la región ubicada en el extremo Sur de la isla, incluyendo la zona de San Sebastián, que presentaría las mejores condiciones para la instalación desde el punto de vista de la conexión eléctrica.

Además, existe una zona a evitar por posibles afecciones al medio marino desde el Oeste de La Gomera hasta el Oeste de Tenerife. Las únicas zonas aptas son aquellas que se ubican fuera de la Reserva de la Biosfera, a unos 3 km del extremo Noroeste de la isla.

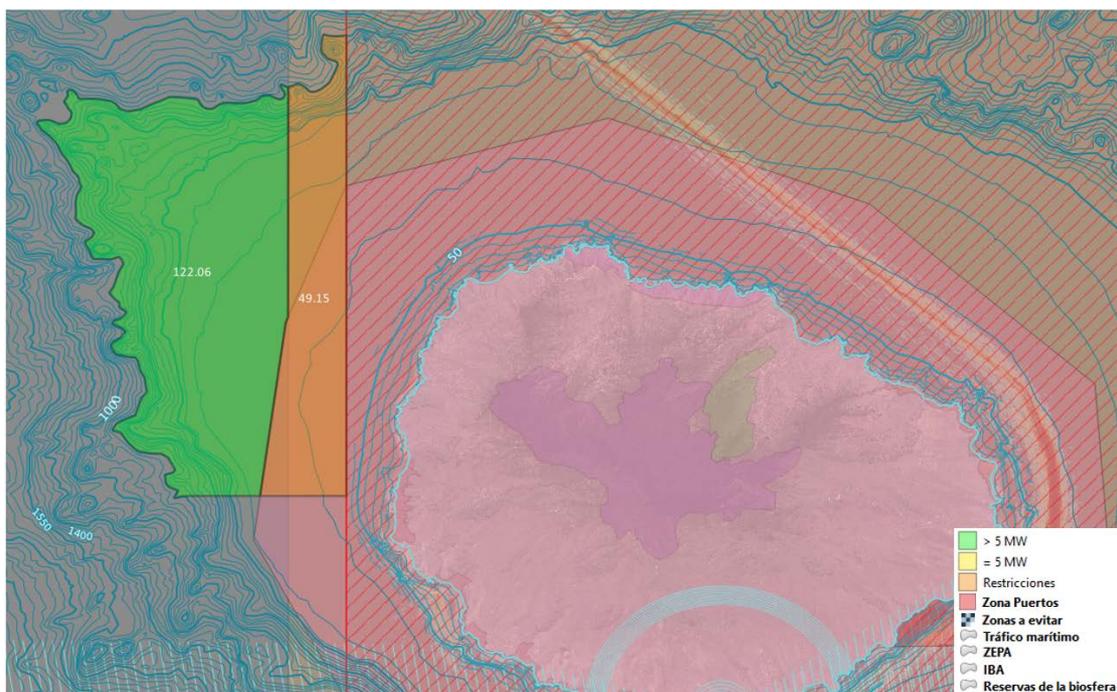


Figura 116 Detalle del área de La Gomera para la instalación de eólica off-shore (Límite 750 metros)

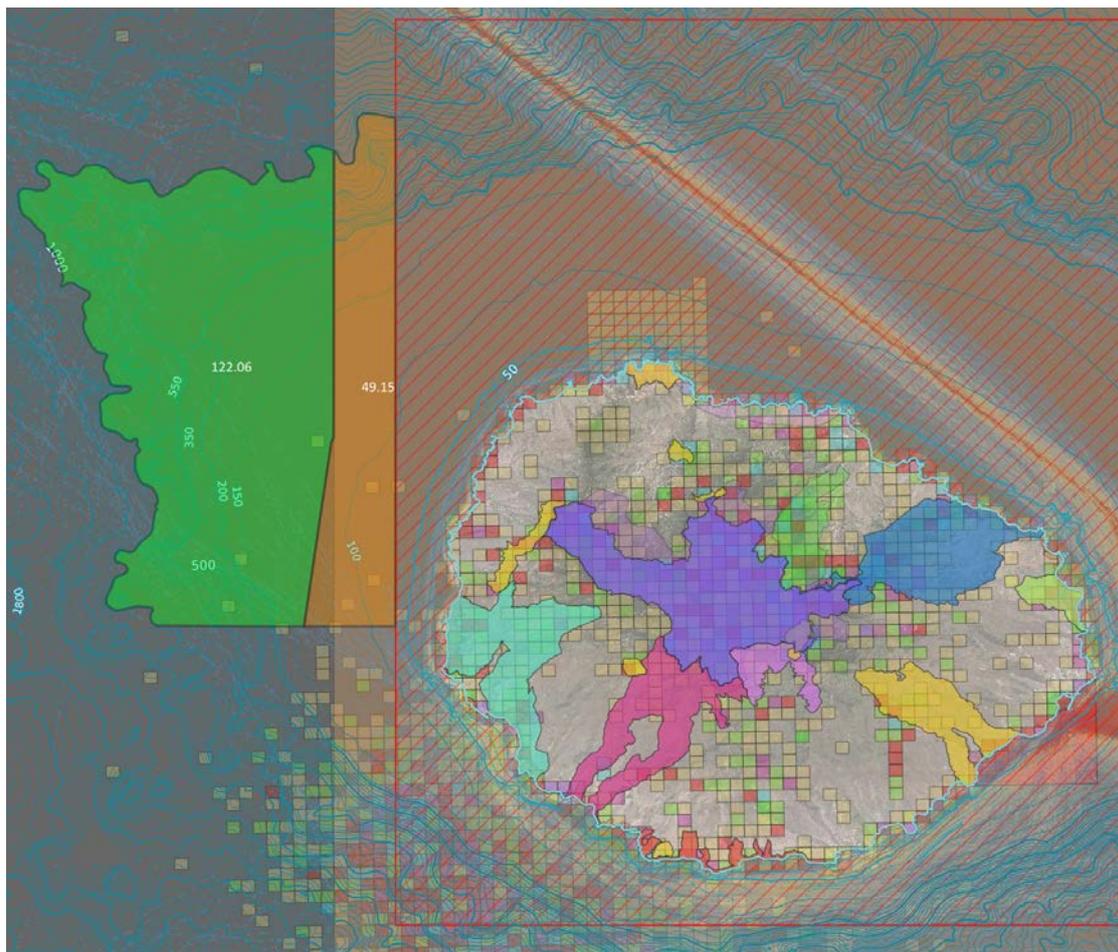


Figura 117 Detalle del área de La Gomera para la instalación de eólica off-shore (Límite 1000 metros)

En cuanto a la conexión de los posibles parques eólicos, es importante tener en cuenta que en esta isla sólo existe red de distribución a 20 kV. Además, teniendo en cuenta que el parque de generación se ubicaría en la zona Noroeste, habría que realizar un refuerzo de la línea Sur que finaliza en la región próxima a Alojera. Por tanto, aún con la interconexión eléctrica, sería necesario realizar una reestructuración del sistema eléctrico de la isla para permitir la conexión de parques eólicos en la zona. Cualquier parque eólico off-shore que se instale en la zona debería evacuar la energía generada a regiones como Alojera, en las cuales los niveles de tensión se encuentran al límite del cumplimiento.

Zona	Prioridad	Área (Km ²)
Límite batimétrico de 750 metros		
	> 5 MW	122,06
	≤ 5 MW	-
	Con restricciones	49,15
Límite batimétrico de 1.000 metros		
	> 5 MW	134,37
	≤ 5 MW	-
	Con restricciones	53,97

Tabla 10 Áreas totales en la distribución de las zonas aptas para eólica off-shore en la isla de La Gomera

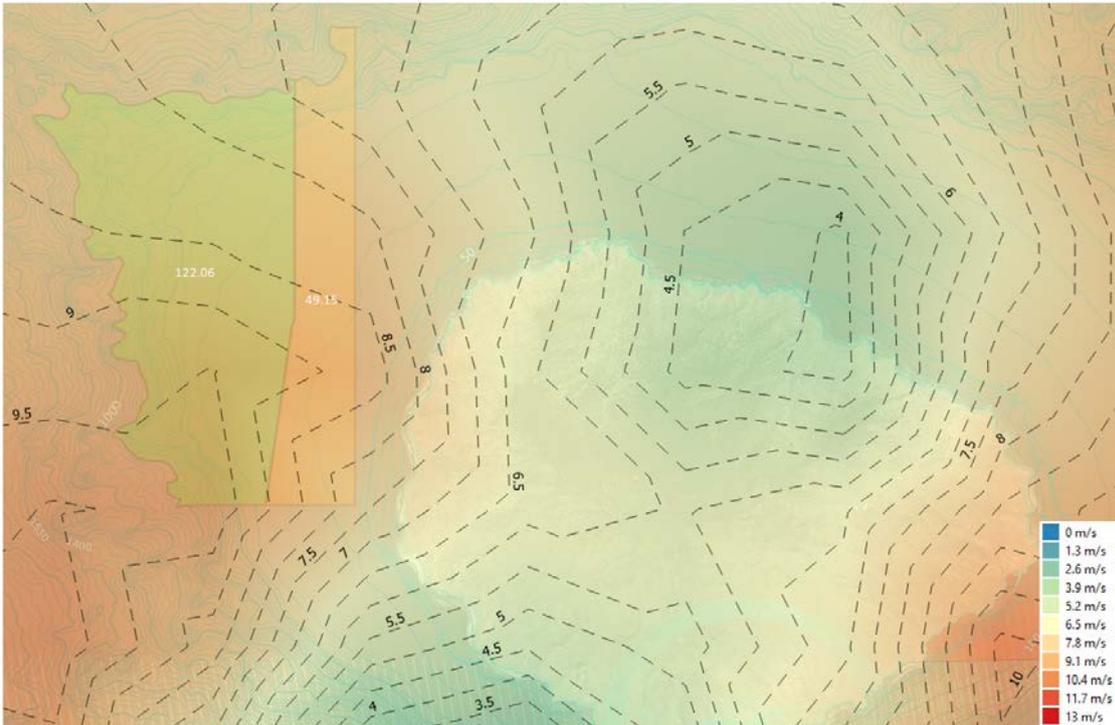


Figura 118 Recurso eólico a 140 metros en la isla de La Gomera

Finalmente, tal y como se ha hecho para el resto de islas, se muestra en la siguiente ilustración el mapa de impacto visual producido por los parques eólicos marinos a instalar al Noroeste de la isla de La Gomera.

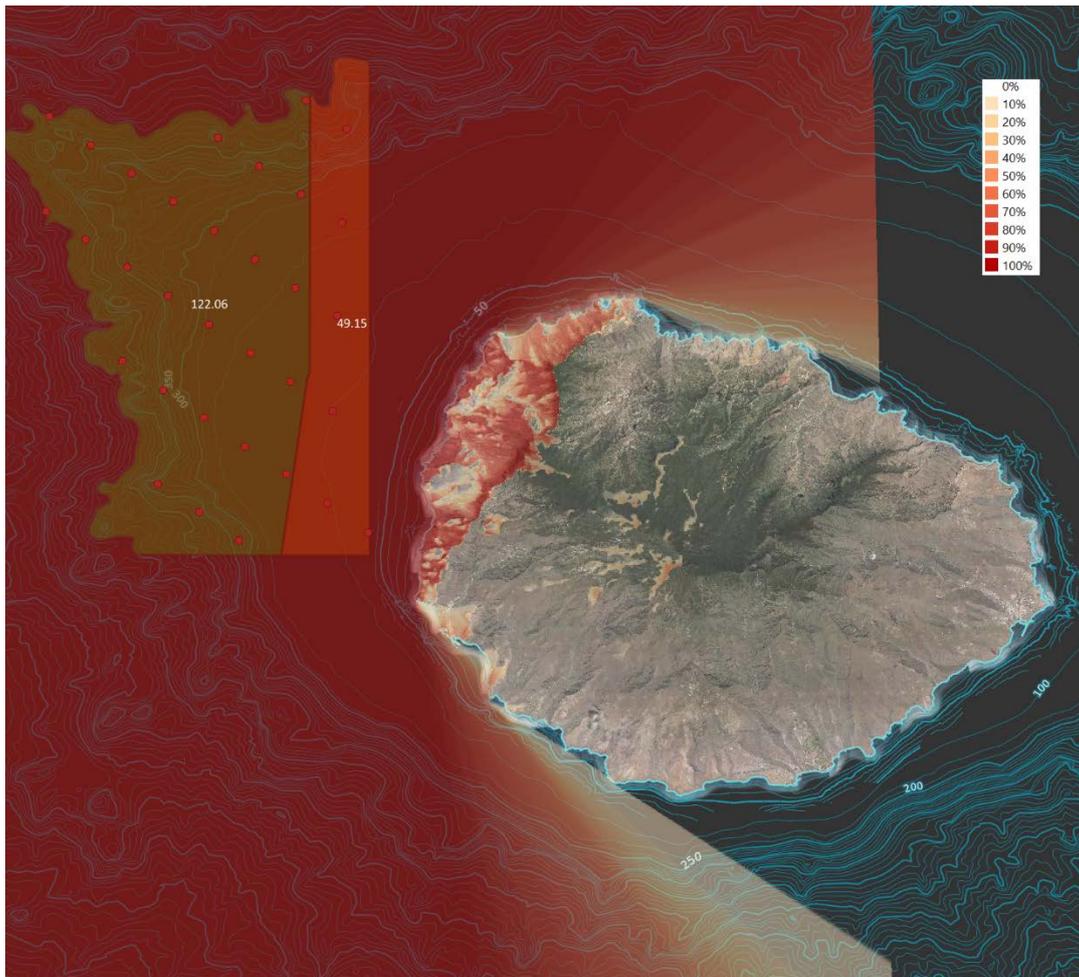


Figura 119 Estimación de la visibilidad del parque de generación eólico off-shore de La Gomera

4.2.7. Estudio de las zonas aptas de El Hierro

En la isla de El Hierro existen áreas donde las condiciones batimétricas serían favorables para la instalación de eólica off-shore. No obstante, existen limitaciones derivadas de la protección medioambiental y de proximidad a la red eléctrica que reducen el interés de la isla. En cualquier caso, se calcula que la isla cuenta con un área de unos 10 km² aptos para eólica off-shore sin restricciones importantes, clasificada como prioridad 1 cuando se establece el límite de batimetrías en 750 metros. En el caso de que el límite batimétrico se establezca en 1.000 metros, el área disponible se amplía hasta los 13 km².

Las batimetrías existentes en esta zona presentan unas pendientes importantes, alcanzándose los 1.000 metros a tan sólo 2,5 kilómetros de la costa en los puntos más desfavorables, no detectándose ninguna plataforma para la instalación de parques eólicos. Se presentan, a continuación, los resultados de la zonificación para El Hierro en ambos casos.

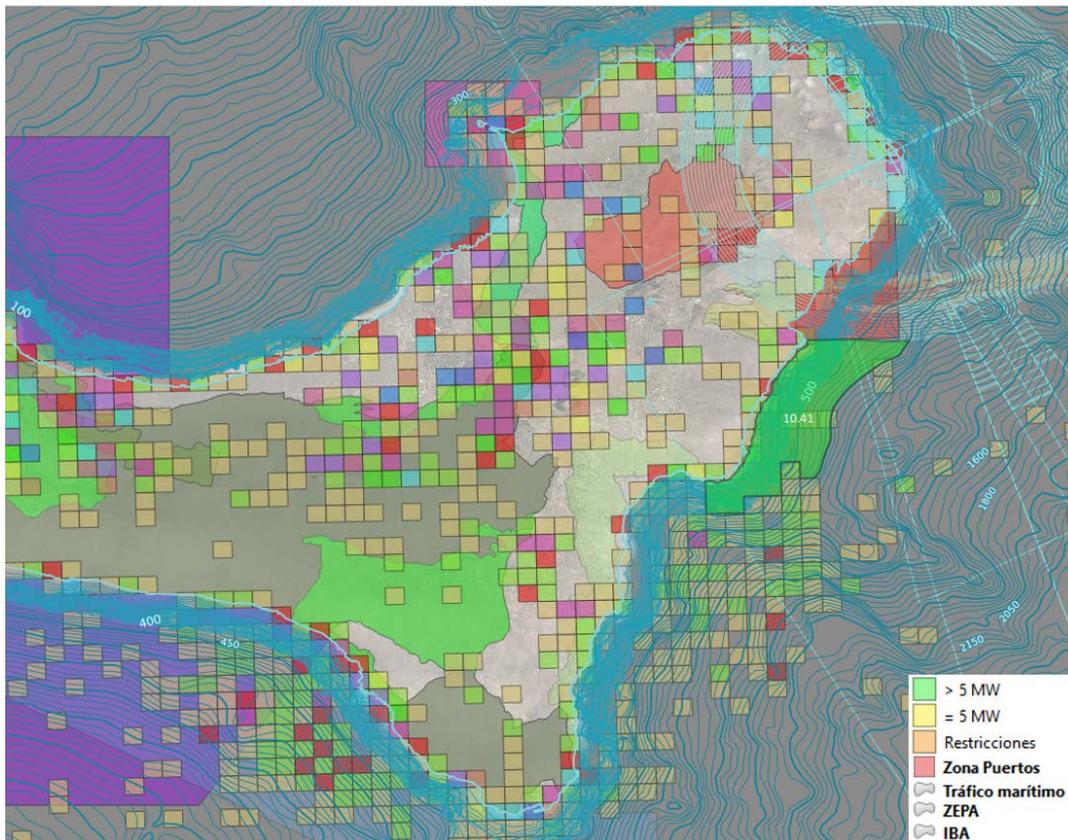


Figura 120 Detalle del área de El Hierro para la instalación de eólica off-shore (Límite 750 metros)

En cuanto a las restricciones detectadas, se puede apreciar la existencia de varias especies protegidas en una gran parte de la costa Este de la isla (zonas marcadas con píxeles en la infografía) o la servidumbre aeronáutica del aeropuerto de El Hierro, la cual queda recogida en la zona como prioridad 1 debido a que la altura máxima permitida en esta parte de la servidumbre es de 722 metros, suficientemente alta como para posibilitar la instalación de parques eólicos off-shore en cercanías al aeropuerto. Además, la zona limita en su parte superior con el espacio reservado para el Puerto de la Estaca. Se puede apreciar que la ubicación de este puerto define claramente por dónde discurren los barcos en la isla.

En cuanto a la evacuación de energía generada por los posibles parques eólicos, la zona señalada como prioritaria es quizás la mejor posición para que esto sea posible dado que el área se encuentra en proximidades a la central de Gorona del Viento, y a falta de confirmarse la capacidad de esa subestación, sería la posición donde menos problemas existirían.

Zona	Prioridad	Área (Km ²)
Límite batimétrico de 750 metros		
	> 5 MW	10,41
	≤ 5 MW	-
	Con restricciones	-
Límite batimétrico de 1.000 metros		
	> 5 MW	13,24
	≤ 5 MW	-
	Con restricciones	-

Tabla 11 Áreas totales en la distribución de las zonas aptas para eólica off-shore en la isla de El Hierro

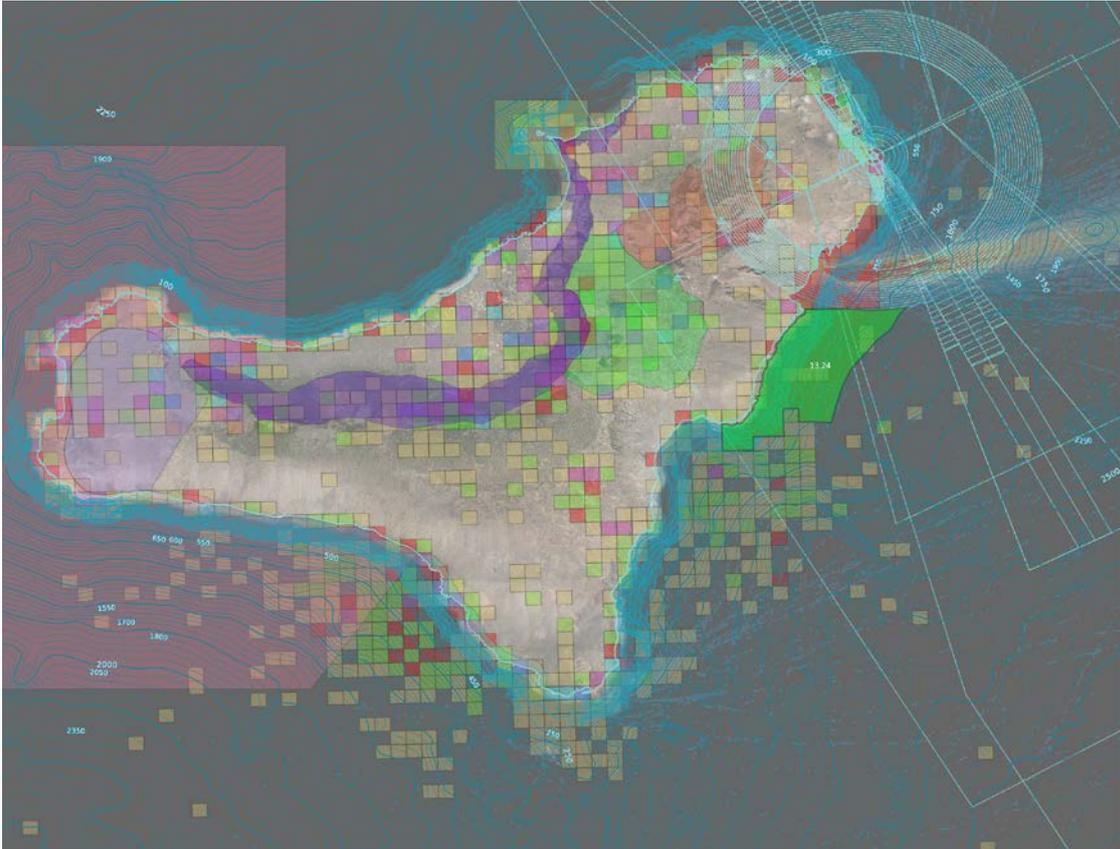


Figura 121 Detalle del área de El Hierro para la instalación de eólica off-shore (Límite 1000 metros)

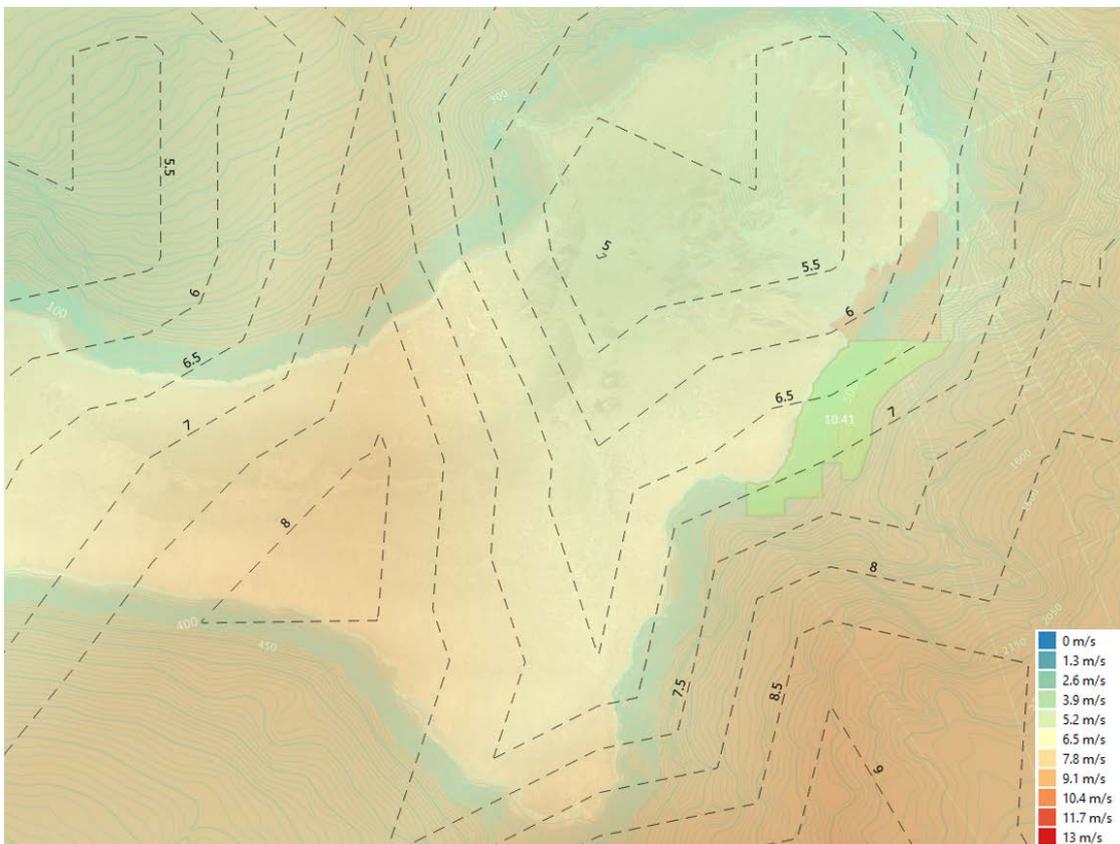


Figura 122 Recurso eólico a 140 metros en la isla de El Hierro

Finalmente, tal y como se ha procedido para el resto de islas, se muestra en la siguiente figura la estimación de la distribución espacial del impacto visual de los parques eólicos marinos propuestos para el caso de la isla de El Hierro.

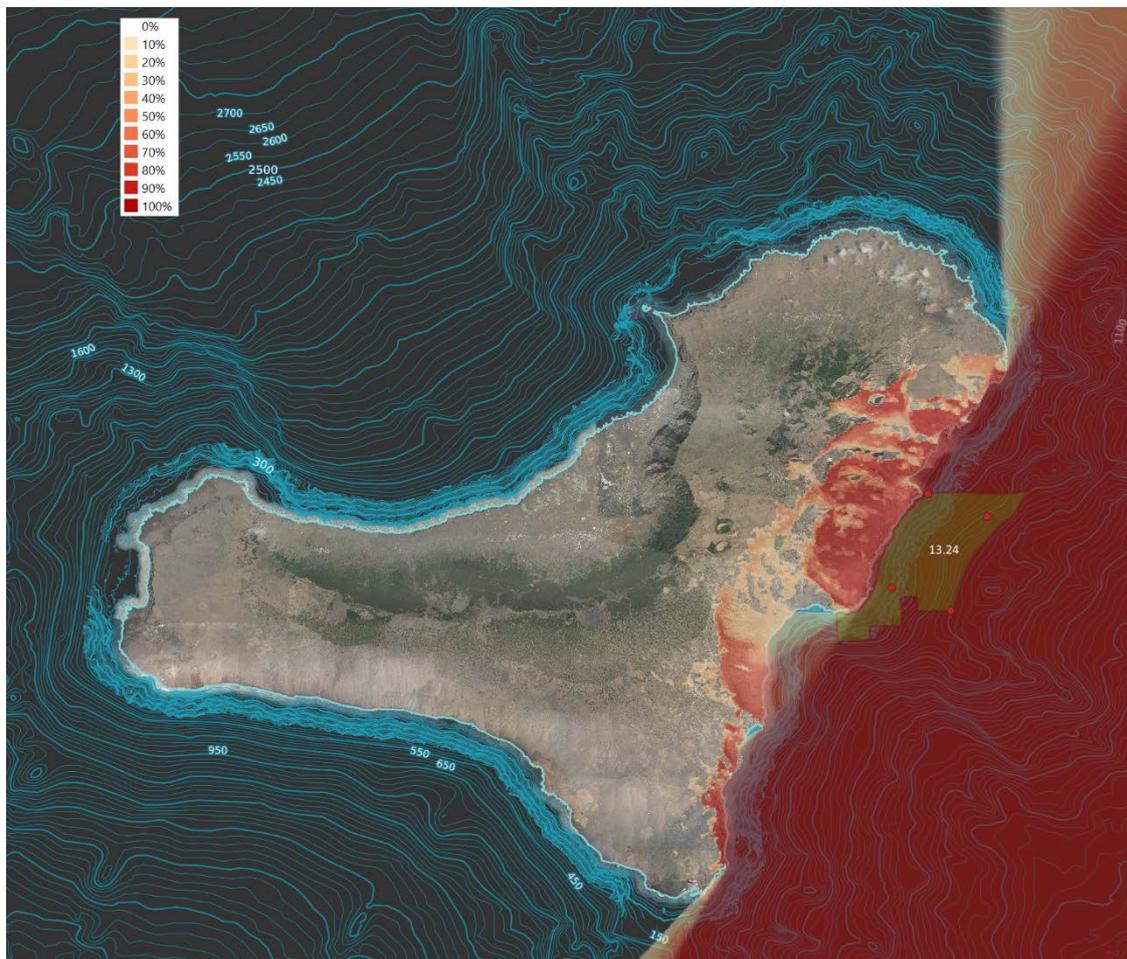


Figura 123 Estimación de la visibilidad del parque de generación eólico off-shore de El Hierro

4.2.8. Análisis de la potencia máxima instalable en la zonas aptas

En esta estimación se ha tenido en cuenta que en aquellas zonas donde la altura máxima estuviera limitada por condiciones relacionadas con las servidumbres aeronáuticas, el tipo de aerogenerador elegido debería tener una altura inferior a la altura del cono de aproximación. Esto generalmente se cumple con aerogeneradores de 5 MW en los cuales la altura total es inferior a los 156 metros. Por debajo de esa altura no se considera la instalación de aerogeneradores ya que en la práctica, debido al coste de inversión en este tipo de proyectos, la tendencia es a instalar la mayor potencia posible por plataforma para reducir el coste por MWh producido.

De la misma forma, ya al inicio de este apartado se argumentaba la importancia de realizar un análisis específico de lo que supondría la separación de aerogeneradores para evitar que se produzcan efectos de estela o de bloqueo de recurso eólico de importancia. En la práctica, cuanto más se compacta un parque eólico, más potencia sería posible instalar en una zona. No obstante, existe mayor probabilidad de que se produzcan pérdidas de considerable importancia. Por ello hay que buscar un equilibrio entre ambos factores.

En este estudio se han evaluado tres casuísticas. En el **primer caso se asume que la distancia entre aerogeneradores en dirección predominante al viento es marcada en 16 diámetros de rotor mientras que para los aerogeneradores de una misma fila la distancia es de 10 diámetros de rotor**. Éste puede ser considerado como el estándar que es seguido a nivel europeo, si bien es cierto que hasta el momento se ha implementado en regiones donde el espacio disponible para la instalación de parques eólicos off-shore es muy amplio.

Se muestran en las siguientes ilustraciones algunas de las propuestas de zonificación en base a la zonificación mencionada. Es importante mencionar que han sido seleccionados los estándares de aerogeneradores de 5 MW y 10 MW, los cuales presentan las siguientes características generales en cuanto a su envergadura. Para definir la dirección predominante del viento se utiliza como referencia los resultados de los modelos de prognosis ejecutados explícitamente para el desarrollo de esta estrategia.

Potencia	Distancias entre aerogeneradores 16D/10D		
	Diámetro rotor	Misma fila	Distinta fila
5 MW	128 metros	1.280 metros	2.048 metros
12 MW	220 metros	2.200 metros	3.520 metros

Tabla 12 Distancias entre aerogeneradores 16D/10D

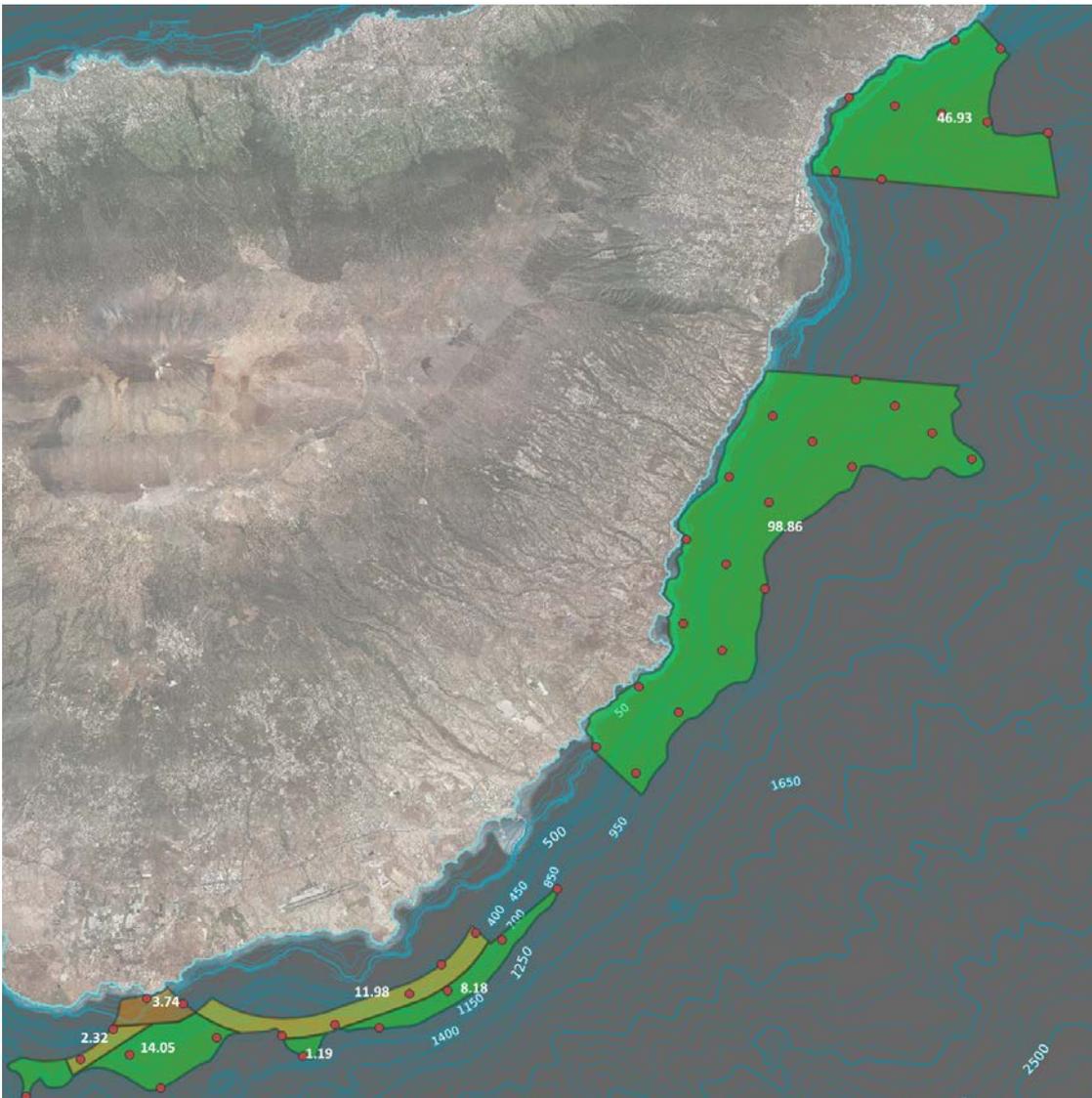


Figura 124 Distribución de aerogeneradores según criterio 16D/10D para la isla de Tenerife

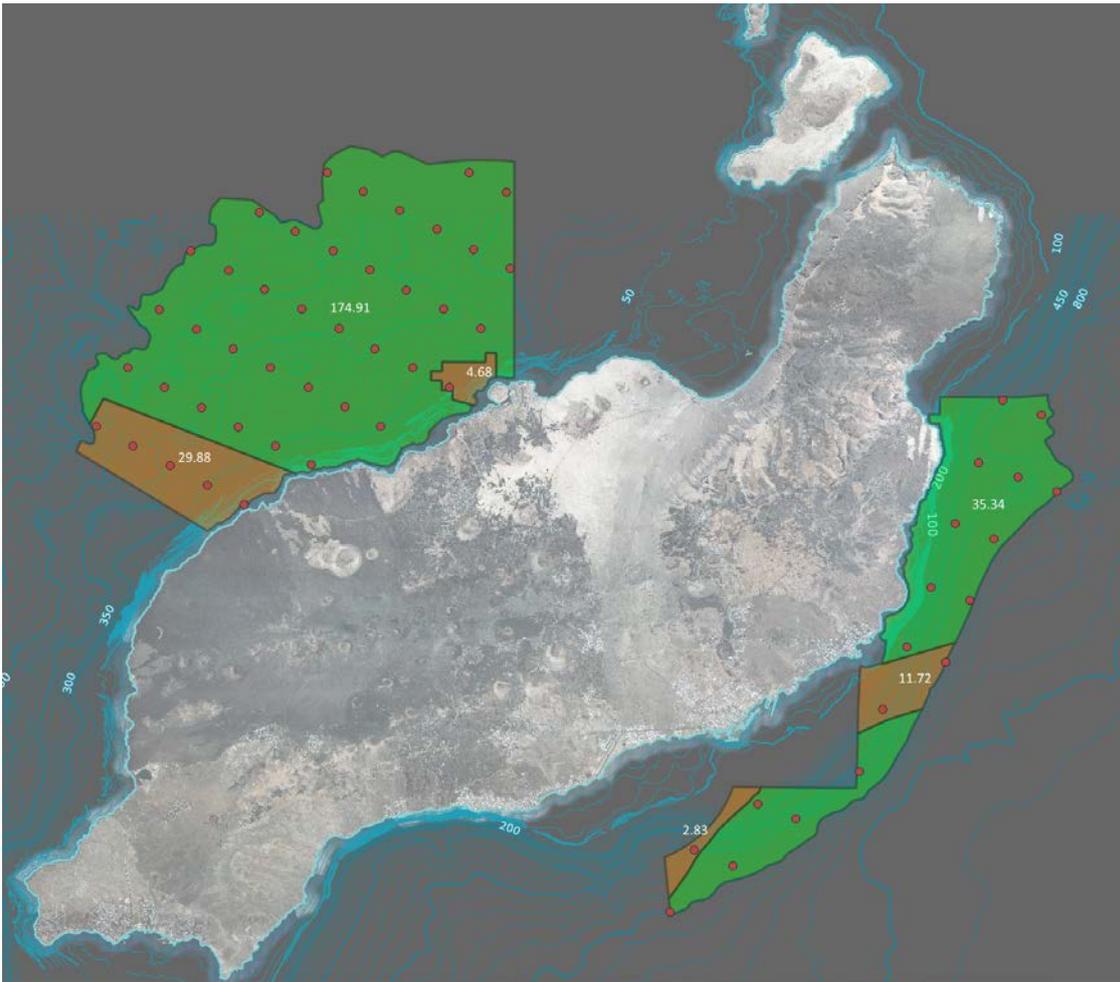


Figura 125 Distribución de aerogeneradores según criterio 16D/10D para la isla de Lanzarote

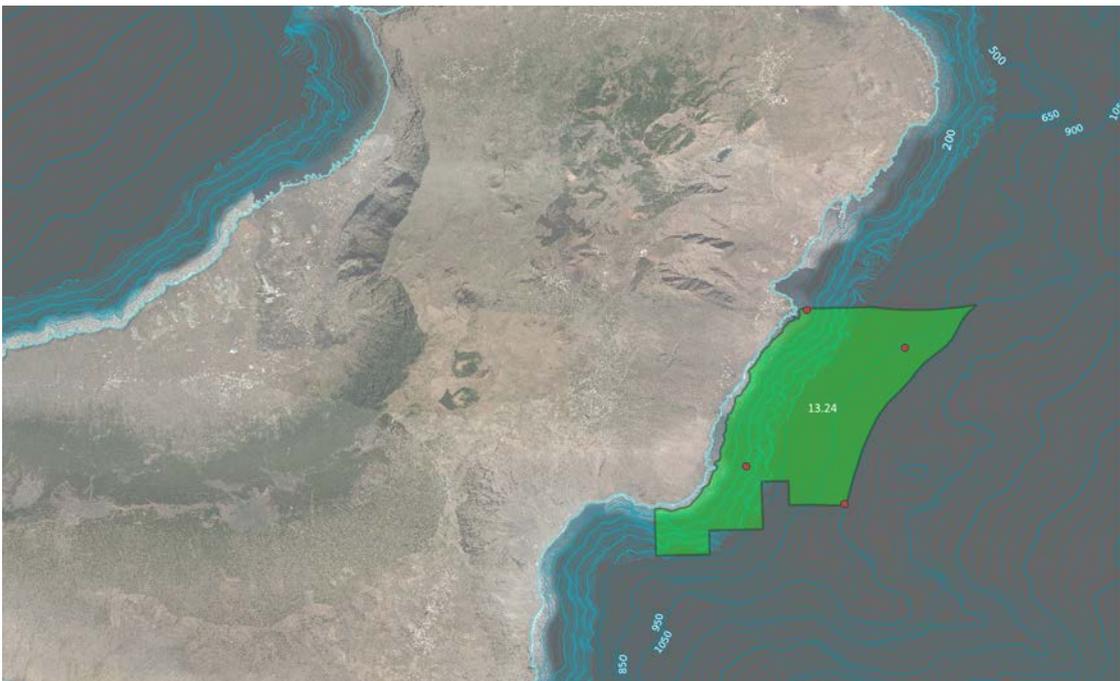


Figura 126 Distribución de aerogeneradores según criterio 16D/10D para la isla de El Hierro



Figura 127 Distribución de aerogeneradores según criterio 16D/10D para la isla de Gran Canaria

Por otra parte, también se considera una segunda alternativa donde se reduce el espacio entre filas y entre aerogeneradores de una misma fila. Así pues, se plantea una configuración en la cual la distancia **entre aerogeneradores en dirección predominante al viento es marcada en 12 diámetros de rotor** mientras que **para los aerogeneradores de una misma fila la distancia es de 8 diámetros de rotor**.

Con esta configuración las distancias entre aerogeneradores son las que se establecen en el siguiente cuadro.

Potencia	Distancias entre aerogeneradores 12D/8D		
	Diámetro rotor	Misma fila	Distinta fila
5 MW	128 metros	1.536 metros	1.024 metros
12 MW	220 metros	2.640 metros	1.760 metros

Tabla 13 Distancias entre aerogeneradores 12D/8D

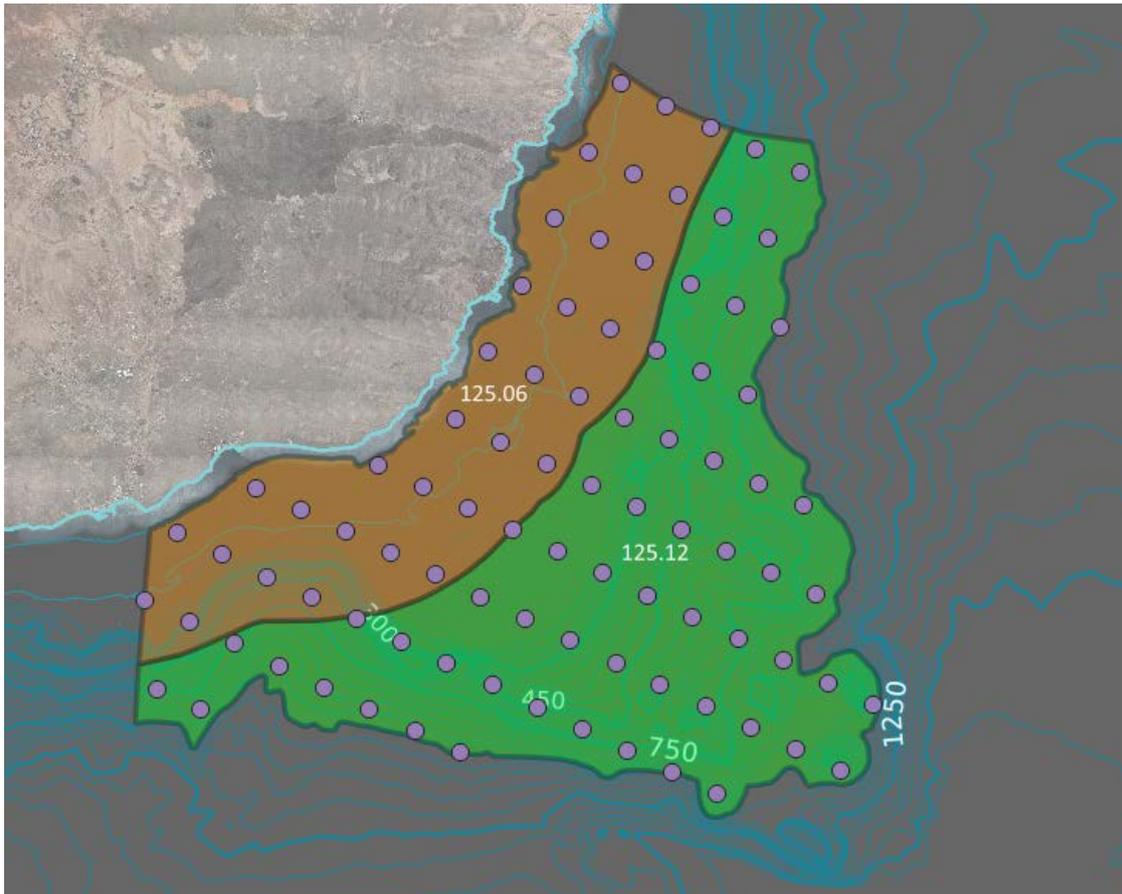


Figura 128 Distribución de aerogeneradores según criterio 12D/8D para la isla de Fuerteventura

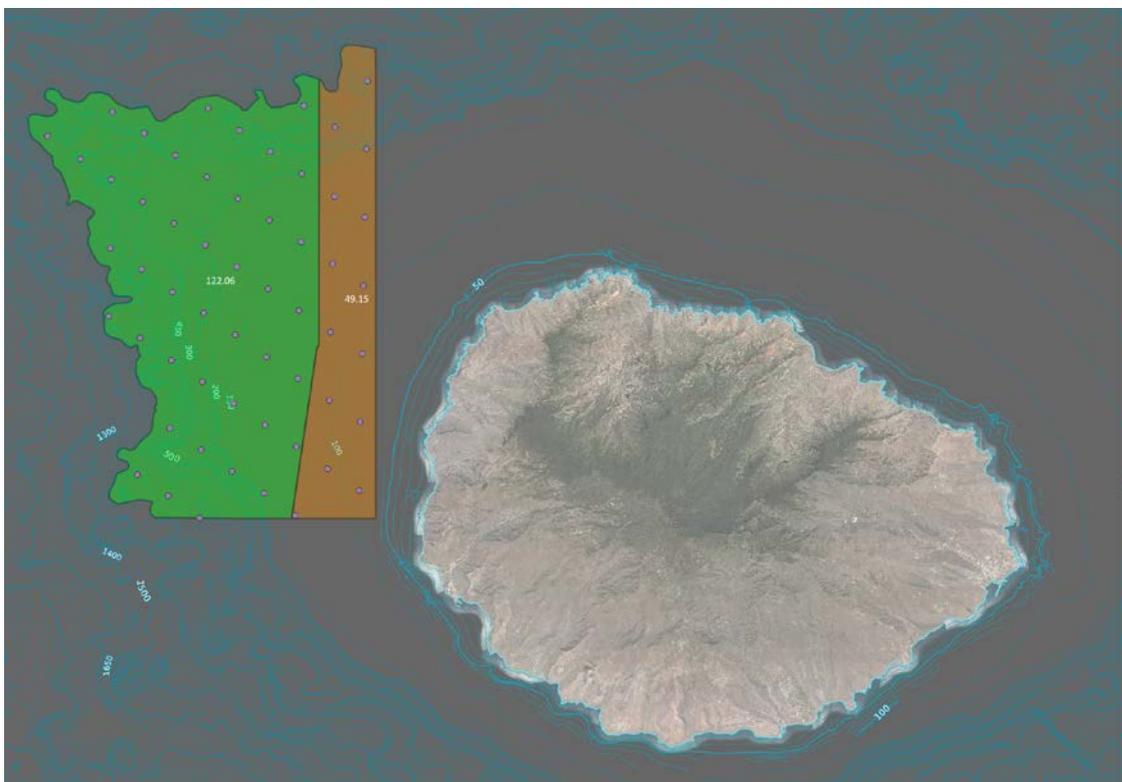


Figura 129 Distribución de aerogeneradores según criterio 12D/8D para la isla de La Gomera

Finalmente, se propone una última configuración en la cual se reduce aún más el espacio entre filas y entre aerogeneradores de una misma fila, planteándose una configuración en la cual la distancia **entre aerogeneradores en dirección predominante al viento es marcada en 10 diámetros de rotor** mientras que **para los aerogeneradores de una misma fila la distancia se establece en 6 diámetros de rotor**.

Con esta configuración las distancias entre aerogeneradores son las que se establecen en el siguiente cuadro.

Potencia	Distancias entre aerogeneradores 10D/6D		
	Diámetro rotor	Misma fila	Distinta fila
5 MW	128 metros	1.280 metros	768 metros
12 MW	220 metros	2.200 metros	1.320 metros

Tabla 14 Distancias entre aerogeneradores 10D/6D

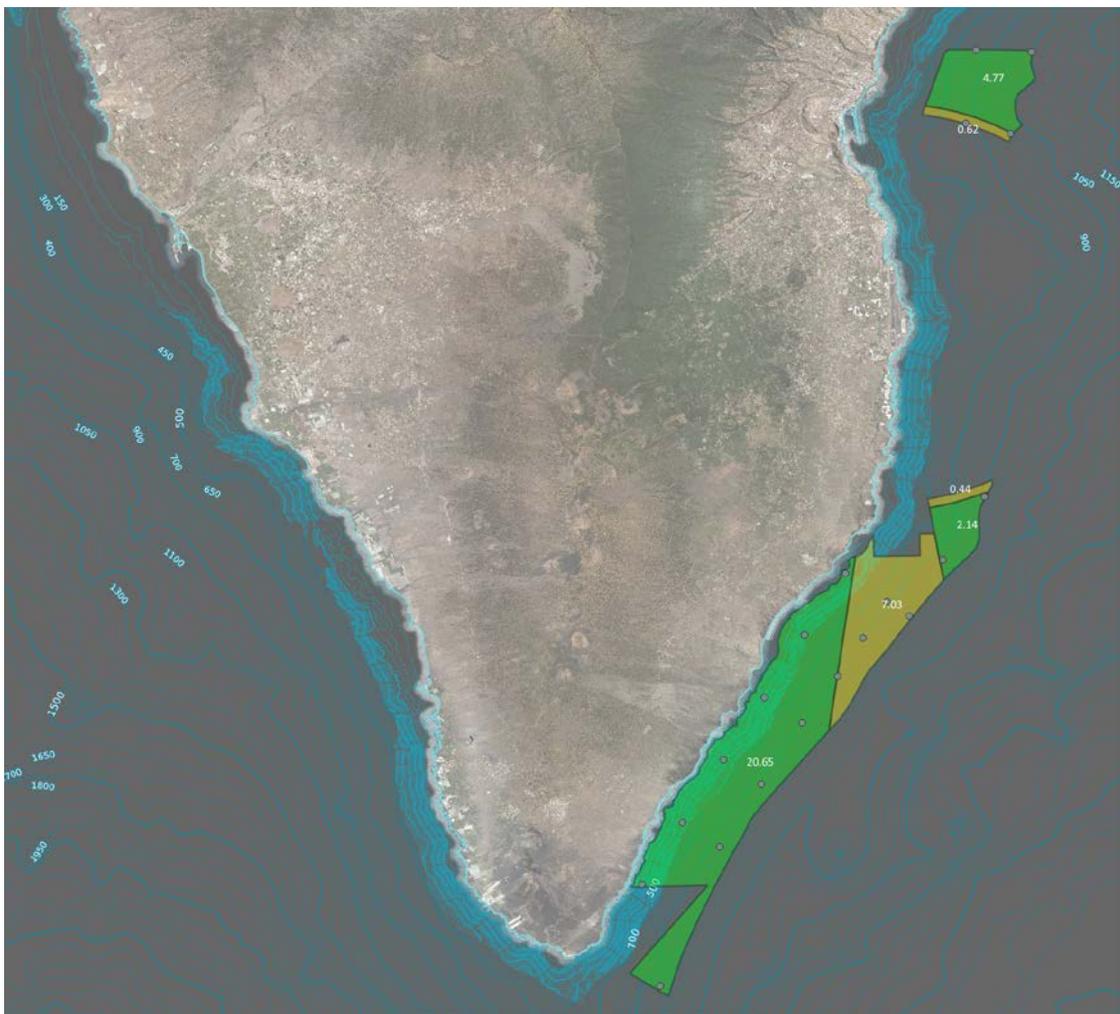


Figura 130 Distribución de aerogeneradores según criterio 10D/6D para la isla de La Palma

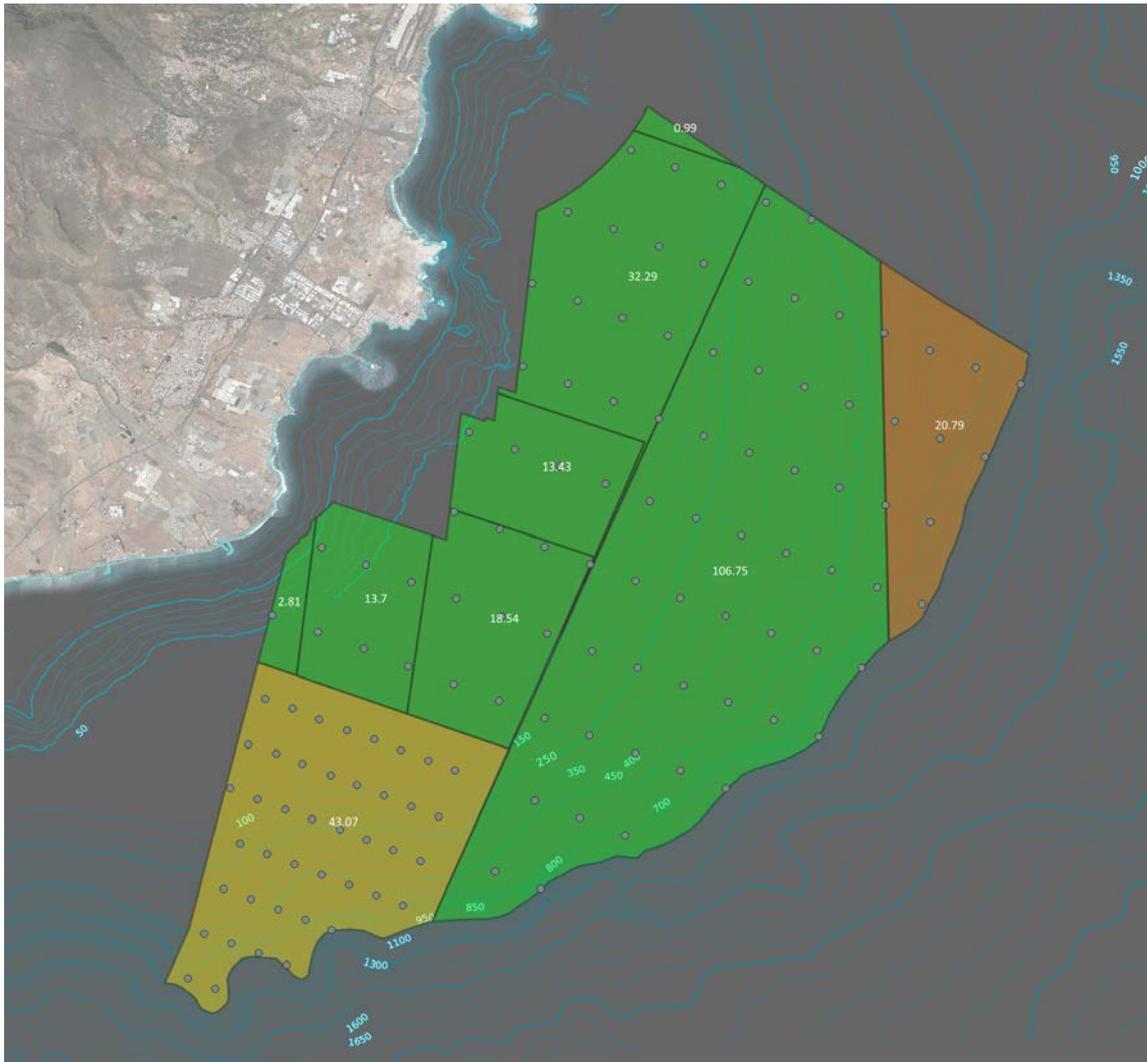


Figura 131 Distribución de aerogeneradores según criterio 10D/6D para la isla de Gran Canaria

En las tablas expuestas a continuación se presentan las cifras totales de potencia instalada para las tres variantes mencionadas. Se comienza con la solución 16D/10D.

Potencia máxima instalable según criterios espaciales y de recurso eólico en configuración 16D/10D						
Isla	Zona	Potencia unitaria (MW/unidad)	Potencia total (MW)	Tipo de zona	Potencia total (MW)	
Gran Canaria	Sureste	5	70	Sin restricciones	70	490
		12	420	Con restricciones	60	
	Noreste	12	108	Sin restricciones	108	484
		12	216	Sin restricciones	216	
Tenerife	Sureste	5	40	Con restricciones	5	484
		12	120	Sin restricciones	35	
	Este	12	216	Con restricciones	12	708
		12	492	Sin restricciones	108	
Lanzarote	Este	12	216	Con restricciones	36	708
		12	492	Sin restricciones	180	
	Noroeste	12	492	Con restricciones	420	3.312
		12	612	Sin restricciones	72	
Fuerteventura	Sureste	12	612	Con restricciones	228	3.312
	Sur	12	2.700	Sin restricciones	384	
				Sin restricciones	2.112	

Potencia máxima instalable según criterios espaciales y de recurso eólico en configuración 16D/10D						
Isla	Zona	Potencia unitaria (MW/unidad)	Potencia total (MW)	Tipo de zona		Potencia total (MW)
La Palma				Con restricciones	588	99
	Este	12	24	Sin restricciones	24	
	Sureste	5	15	Sin restricciones	15	
		12	60	Sin restricciones	60	
La Gomera	Noroeste	12	384	Sin restricciones	312	384
				Con restricciones	72	
El Hierro	Nordeste	12	48	Sin restricciones	48	48

Tabla 15 Potencia máxima instalable según criterios espaciales y de recurso eólico en configuración 16D/10D

Se presenta en la siguiente Tabla 16 la potencia obtenida tras aplicar la configuración 12D/8D.

Potencia máxima instalable según criterios espaciales y de recurso eólico en configuración 12D/8D						
Isla	Zona	Potencia unitaria (MW/unidad)	Potencia total (MW)	Tipo de zona		Potencia total (MW)
Gran Canaria	Sureste	5	252	Sin restricciones	252	912
		12	660	Con restricciones	60	
				Sin restricciones	600	
Tenerife	Noreste	12	144	Sin restricciones	144	616
		Este	12	300	Sin restricciones	
	Sureste	5	40	Con restricciones	10	
		12	132	Sin restricciones	132	
Lanzarote	Este	12	360	Con restricciones	300	1.188
				Sin restricciones	60	
	Noroeste	12	828	Sin restricciones	684	
				Con restricciones	144	
Fuerteventura	Sureste	12	1.056	Con restricciones	384	5.640
				Sin restricciones	672	
	Sur	12	4.584	Sin restricciones	3.564	
La Palma	Este	5	10	Sin restricciones	10	157
		12	24	Sin restricciones	24	
	Sureste	5	15	Sin restricciones	15	
		12	108	Sin restricciones	108	
La Gomera	Noroeste	12	672	Sin restricciones	504	672
				Con restricciones	168	
El Hierro	Nordeste	12	48	Sin restricciones	48	48

Tabla 16 Potencia máxima instalable según criterios espaciales y de recurso eólico en configuración 12D/8D

Finalmente se muestra el resultado con la configuración 10D/6D.

Potencia máxima instalable según criterios espaciales y de recurso eólico en configuración 10D/6D						
Isla	Zona	Potencia unitaria (MW/unidad)	Potencia total (MW)	Tipo de zona		Potencia total (MW)
Gran Canaria	Sureste	5	210	Sin restricciones	210	1.242
		12	1.032	Con restricciones	108	
				Sin restricciones	924	
Tenerife	Noreste	12	240	Sin restricciones	240	941
	Este	12	468	Sin restricciones	468	
	Sureste	5	65	Con restricciones	15	
				Sin restricciones	50	
				Sin restricciones	50	

Lanzarote		12	168	Sin restricciones	168	1.800
	Este	12	576	Con restricciones	84	
				Sin restricciones	492	
	Noroeste	12	1.224	Sin restricciones	1.092	
Con restricciones				132		
Fuerteventura	Sureste	12	1.596	Con restricciones	588	8.928
				Sin restricciones	1.008	
	Sur	12	7.332	Sin restricciones	5.676	
				Con restricciones	1.656	
La Palma	Este	5	10	Sin restricciones	10	198
		12	24	Sin restricciones	24	
	Sureste	5	20	Sin restricciones	20	
		12	144	Sin restricciones	144	
La Gomera	Noroeste	12	1.032	Sin restricciones	768	1.032
				Con restricciones	264	
El Hierro	Nordeste	12	96	Sin restricciones	96	96

Tabla 17 Potencia máxima instalable según criterios espaciales y de recurso eólico en configuración 10D/6D

Por tanto, se concluye que la potencia instalada podría hasta triplicarse en el caso de que la configuración elegida fuera la 10D/6D en vez del estándar europeo 16D/10D.

4.2.9. Análisis necesidades energéticas por islas

Es importante recalcar que el análisis realizado hasta este punto no tiene en cuenta la capacidad de cada sistema eléctrico para absorber la energía producida por estas instalaciones y que, adicionalmente, se mantuvieran las condiciones de calidad y garantía de suministro en las condiciones adecuadas.

En paralelo a la estrategia de energías marinas se ha llevado a cabo la estrategia de generación gestionable, que tenía como fin establecer una estrategia que permitiera la reconversión del parque de generación fósil de Canarias a otras soluciones de categoría A que fueran capaces de mantener los mismos criterios de seguridad del suministro que actualmente ofrecen estos generadores. Entre las principales conclusiones de esta estrategia se argumentaba que Canarias está en el momento adecuado para realizar dicho cambio ya que el parque de generación comienza a estar obsoleto y las necesidades de descarbonización se unen a las políticas de mantenimiento de la generación de las islas. De la misma forma, las opciones de mayor interés en Canarias para la sustitución de generación fósil por otras tecnologías de categoría A van de la mano de tres soluciones técnicas específicas, las **centrales de bombeo reversible, sistemas de almacenamiento energético basados en el hidrógeno (turbinas/motores de gas) y centrales de geotermia de alta entalpía**. Además, la electrónica de potencia está permitiendo mejorar considerablemente las capacidades de control aportadas por dispositivos como las baterías en la emulación de potencia síncrona por lo cual en el futuro sería plausible que dicha tecnología también pudiera formar parte de este grupo.

En línea con lo descrito en el párrafo anterior, se observa que la mayor parte de las opciones de categoría A propuestas para el futuro van de la mano de soluciones de almacenamiento energético. Por tanto, es importante contar con suficientes medios de generación que pudieran dar soporte al sistema eléctrico. La energía renovable producida por parques eólicos off-shore en Canarias podría ser utilizada para satisfacer directamente la demanda

eléctrica de las islas o también para almacenar la energía y utilizarla posteriormente incluso para la provisión de servicios complementarios de ajuste al sistema. De la misma forma, otra de las estrategias clave en el proceso de descarbonización es la electrificación de ciertos consumos energéticos que actualmente son atendidos directamente con combustibles fósiles como el transporte. Por consiguiente, cada vez será más necesario el uso de la energía eólica marina en Canarias, lo cual no debe suponer un freno a otras tecnologías como la eólica terrestre, sino que permite ofrecer nuevas opciones para ampliar los niveles de generación renovable en un archipiélago con serias limitaciones espaciales para el despliegue de esta tecnología.

En línea con los estudios desarrollados en la estrategia de generación gestionable, si el sistema eléctrico evolucionara de la forma mostrada en las tablas expuestas a continuación, la potencia eólica off-shore que podría ser instalada antes de 2030 podría ascender hasta los 423 MW mientras que para el año 2040, con la electrificación del vehículo eléctrico, total descarbonización del sector eléctrico y la descarbonización del sector del transporte marítimo y aéreo interinsular sería necesario contar con una potencia eólica off-shore próxima a 2.500 MW.

Configuración del parque de generación para 2030														
Isla	Eólica Onshore	PV Antropizadas	Eólica Offshore	PV Offshore	PV autoconsumo	Biomasa	Minihidráulica	Undimotriz	Termosolar	Bombeo reversible	Alm. distribuido	Alm. autoconsumo	Térmica convencional	Geotermia
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	MWh	MWh	MW	MW
Gran Canaria	565,1	264,6	200,0	10,8	224,8	7,0	0,0	1,0	0,0	0,0	37	46	468,5	0,0
Tenerife	568,5	343,2	130,0	10,8	230,7	7,0	2,4	2,0	0,0	0,0	27	49	677,1	20,0
Lanzarote	194,5	32,8	50,0	3,1	25,6	2,1	0,0	1,0	0,0	3.200,0	60	274	133,4	0,0
Fuerteventura	191,7	77,9	50,0	3,7	28,5	1,1	0,0	0,0	5,6	0,0	29	408	97,8	0,0
La Palma	56,8	28,6	0,0	0,9	10,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	8	9	54,6	10,0
La Gomera	15,1	4,5	0,0	0,9	1,7	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0	34	3,5	0,0
El Hierro	14,8	7,1	0,0	0,6	2,6	0,4	0,0	0,0	0,0	150,0	0	7	5,3	0,0
Canarias	1.606,0	758,7	430,0	30,8	524,3	18,4	2,4	4,0	5,6	3.350,0	161,0	827,0	1.440,2	30,0

Tabla 18. Configuración del parque de generación para 2030

Configuración del parque de generación para 2040														
Isla	Eólica Onshore	PV Antropizadas	Eólica Offshore	PV Offshore	PV autoconsumo	Biomasa	Minihidráulica	Undimotriz	Termosolar	Bombeo reversible	Alm. distribuido	Alm. autoconsumo	Térmica convencional	Turbinas de gas
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	MWh	MWh	MW	MW
Gran Canaria	1.672,5	658,4	1.089,7	30,6	259,5	16,9	0,0	1,0	0,0	5.000	156	761	0,0	20,0
Tenerife	1.414,1	1.316,7	505,3	27,3	519,1	16,9	2,6	1,0	0,0	5.000	74	1.131	0,0	100,0
Lanzarote	338,0	108,6	430,1	8,7	42,8	4,3	0,0	0,0	0,0	0	95	128	0,0	0,0
Fuerteventura	390,3	197,5	430,1	5,5	77,9	2,6	0,0	0,0	1,7	0	70	137	0,0	0,0
La Palma	60,0	20,0	20,0	2,0	28,5	0,9	0,0	0,0	0,0	700	0	94	0,0	20,0
La Gomera	15,0	5,0	12,0	1,5	4,5	0,9	0,0	0,0	0,0	0	21	26	0,0	0,0
El Hierro	20,0	4,0	12,0	1,0	7,1	1,3	0,0	0,0	0,0	150	1	18	0,0	0,0
Canarias	3.909,9	2.310,2	2.499,2	76,6	939,4	43,8	2,6	2,0	1,7	9.050	417,3	2.294,4	0,0	140,0

Tabla 19. Configuración del parque de generación para 2040

Poniendo el foco en los años límites de planificación, se puede comprobar cómo afectaría la configuración al cumplimiento del objetivo de balance energético en cada isla para el 2030 y para el año objetivo de descarbonización de Canarias (2040).

Isla	Comprobación de cumplimiento de condiciones según configuración elegida				
	Requerimiento 2030	Requerimiento 2040	Capacidad 16D/10D	Capacidad 12D/8D	Capacidad 10D/6D
Gran Canaria	200,0	1.089,7	490	912	1.242
Tenerife	130,0	505,3	484	616	941
Lanzarote	50,0	430,1	708	1.188	1.800
Fuerteventura	50,0	435	3.312	5.640	8.928
La Palma	0,0	20,0	99	157	198
La Gomera	0,0	12,0	384	672	1.032
El Hierro	0,0	12,0	48	48	96
Canarias	430,0	2.499,2	5.525	9.233	14.237

Tabla 20 Comprobación de cumplimiento de condiciones según configuración elegida

En la situación específica de **Gran Canaria**, no sería posible disponer de la potencia necesaria en parques eólicos off-shore si se considerara todos los objetivos de descarbonización de la economía a no ser que se reduzca la distancia entre aerogeneradores hasta 10D/6D. Puede ocurrir que antes de 2040 se pueda conseguir disponer de aerogeneradores de 20 MW, pero ya se entraría en conflicto con uno de los criterios básicos del sistema, la flexibilización. La pérdida de un único aerogenerador de 20 MW podría tener una afección importante sobre el sistema eléctrico y por ello interesa generadores que no superen los 15 MW en este sistema eléctrico. Por otra parte, según simulaciones realizadas para las distintas variantes con un programa de micrositting, las pérdidas energéticas que se producirían se encontrarían en valores de aproximadamente el 7% respecto a la situación de separación en 16D/10D.

En la isla de **Tenerife** podría bastar con una configuración 12D/8D. No obstante, esto está supeditado a que sea posible la instalación de una central geotérmica en la isla con potencia de 250 MW. En caso contrario, para sustituir la generación de categoría A habría que acudir a soluciones de almacenamiento energético a gran escala, entre ellas destacan el hidrobombeo y el hidrógeno. Naturalmente, si esto fuera así, debería recurrirse a más generación renovable no gestionable para posibilitar el uso de esas centrales que deben proveer potencia síncrona al sistema. Teniendo en cuenta lo anterior, y sabiendo que actualmente los estudios geotérmicos no han sido capaces de confirmar potencial extraíble, la solución más conservadora y recomendable es usar una configuración 10D/6D como en el caso de Gran Canaria para tener capacidad de reacción pudiendo aumentar la potencia eólica en caso de necesidad. Las pérdidas energéticas en este caso son algo superiores, estableciéndose sobre el 8,2% respecto a la situación 16D/10D.

En la isla de **Lanzarote** hay que recordar que existen dos zonas, una ubicada al Este y otra al Noroeste. La mayor parte de la potencia instalable se encontraría en el Noroeste, región en la que actualmente no es posible la evacuación de potencia porque hasta la zona no llega la red de transporte. En el caso de la configuración 10D/6D la potencia instalable en el Este puede alcanzar los 576 MW. Si por el contrario se considera la opción 16D/10D, la potencia instalable en el Este sería de tan sólo 216 MW. Por consiguiente, en el escenario de total descarbonización existen dos opciones: compactar los parques eólicos y sólo explotar los que se encuentran en el Este, o evaluar la posible ejecución de una ampliación del eje de 66 kV

hasta la zona próxima a La Santa desde la que se pudiera evacuar la potencia renovable producida por los parques eólicos en dicha zona. La primera solución parece la más factible, pero es interesante saber que existen otras opciones que incluso podrían ser importantes para otras islas (interconexión eléctrica).

En la isla de **Fuerteventura** sucede algo similar a lo descrito para Lanzarote. A pesar del gran número expuesto en la tabla anterior, la mayor potencia se podría instalar en la zona de Punta de Jandía donde actualmente es totalmente inviable la evacuación de la energía generada por falta de red para la evacuación de esa potencia. Si sólo se tuviera en cuenta la zona del Sureste, la potencia instalable sería de 612 MW para configuración 16D/10D y de 1.596 MW en configuración 10D/6D. Teniendo en cuenta que en la isla se requeriría para el escenario de total descarbonización unos 435 MW, podría bastar con la configuración 16D/10D. Lo cierto es que en esta isla el recurso eólico es menor que el que se produce en Lanzarote o en Gran Canaria. Por ello, puede interesar una configuración 16D/10D para evitar que se produzcan las menores pérdidas posibles por efectos de estela.

En la isla de **La Palma** el potencial eólico off-shore disponible es bajo en comparación con otras islas pero podría ser suficiente para sus necesidades energéticas. Con una configuración 16D/10D se podría obtener hasta 99 MW según el análisis realizado. En las modelizaciones se ha considerado que la potencia eólica off-shore debería situarse sobre los 20 MW en el escenario de total descarbonización. En esta isla también se considera la geotermia de alta entalpía con una potencia de 20 MW. Nuevamente, esto sólo es posible si en estudios de investigación se determina que ese potencial reconocido hasta el momento es aprovechable. En caso contrario, esos 20 MW deberían ser proporcionados por otras formas de categoría A que en la actualidad pasan por el almacenamiento energético. Esto provocaría un aumento de las necesidades de generación renovable no gestionable y, por lo tanto, la eólica off-shore podría ser una buena alternativa.

En la isla de **La Gomera** existiría un gran potencial para la instalación de la eólica off-shore en regiones fuera de las protecciones medioambientales y de cualquier otra tipología. Pero lo cierto es que dicha zona se encuentra próxima a la región de la isla en la que mayores problemas de estabilidad se producen. La conexión de estos parques eólicos con el sistema eléctrico de La Gomera debería producirse por un punto próximo a Alojera, donde se encuentra el final de línea de los ejes Norte y Sur. Con la interconexión eléctrica se mejoraría considerablemente en cuanto al cumplimiento de los niveles de tensión y frecuencia. Pero en cualquier caso, seguiría siendo necesario un refuerzo del eje Sur para hacer viable la evacuación de la energía generada. Además, la red eléctrica actual es de 20 kV, por lo que sería necesario al menos una red de 66 kV para plantearse el posible aprovechamiento de ese potencial evacuando gran parte de la energía generada hasta la isla de Tenerife. En esta isla, no es necesario plantear reducciones de la configuración, siendo suficiente la configuración 16D/10D. Además los generadores estarían más espaciados y el impacto visual sería menor.

En la isla de **El Hierro** también podría existir interés en la instalación de eólica off-shore que pudiera ser asociada a la central hidroeléctrica. Sólo con un aerogenerador de 12 MW se conseguiría una mejora relevante, que podría incluso asociarse con un aumento de la capacidad del depósito de menor tamaño para posibilitar disponer de mayor capacidad de

almacenamiento energético. Simplemente el aumento de la demanda previsto en el corto plazo como consecuencia de la electrificación del vehículo haría aconsejar que se considerara esta posible solución. Además, no sería muy problemático a nivel de impacto visual ya que no sería necesario explotar todo su potencial. Por todo ello, en esta isla también bastaría con una configuración 16D/10D.

Por último es importante recalcar que, **a pesar de que estos estudios se realizan desde una perspectiva energética en la que se han tenido en cuenta las necesidades de reserva del sistema eléctrico, la evacuación de la potencia renovable estaría supeditada a los análisis particulares que corresponden al operador del sistema** en cuanto al cumplimiento de las condiciones exigidas en los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares y, concretamente, en lo relativo a la estabilidad en régimen estacionario y dinámico.

Este apartado **ha demostrado la necesidad de una ordenación en la que no solo se determine el área disponible en base a usos complementarios sino que, además, tenga en cuenta otros aspectos como la separación entre aerogeneradores, posicionando cada aerogenerador de forma coordinada con independencia de quien sea el promotor.** De no seguirse unas bases coordinadas, un único parque eólico mal posicionado podría dinamitar las aspiraciones de evolución del sector de toda una isla. De la misma forma, el impacto visual sería considerablemente mayor.

4.3. Definición de zonas aptas para la instalación de generadores undimotrices

Como se argumentaba al inicio de este documento, de todas las alternativas de energía oceánicas disponibles en la actualidad, la que en principio presenta más proximidad a su despliegue comercial en las condiciones específicas de Canarias en cuanto a recurso disponible es la undimotriz.

La energía undimotriz es aquella forma de energía que puede ser producida mediante el movimiento de las olas, transformando el avance de dichas olas en un movimiento vertical que permita el accionamiento de un generador eléctrico el cual podría estar anclado a una boya o a otra estructura tecnológica habilitada para la producción de energía eléctrica. Esta tecnología se caracteriza por la no existencia de un estándar en cuanto a solución tecnológica se refiere, existiendo aproximadamente 1.500 patentes de distintos tipos de convertidores de olas con sus características específicas.

En Canarias existen zonas bajo la influencia directa del océano atlántico, por ello, a pesar de que esta tecnología no se encuentra extensamente desarrollada y probada, se ha procedido a realizar una determinación de las áreas que, en base a su localización, podrían tener recurso undimotriz suficiente para generar electricidad y hacer viable la instalación de estos sistemas generadores.

De modo semejante a como se ha procedido para la eólica off-shore, para poder definir las superficies se establece un código de colores sencillo, que indica si la zona posee restricciones por protección del medio ambiente o si, por el contrario, no posee y se pueden instalar sistemas de generación sin problemas en este ámbito.

En este caso, habrá restricciones que, aunque fueron especialmente importantes para la eólica, no lo son para el caso de la undimotriz como son las servidumbres aeronáuticas de los aeropuertos o las zonas ZEPA o IBA. Si existen otras restricciones que incluso adquieren en este caso mayor relevancia como las figuras de protección medioambiental y de ecosistemas. En algunos casos, si como efecto de la instalación de la planta de generación undimotriz se produce un gran apantallamiento, puede que se afecte a determinados ecosistemas. Por ejemplo, dichos apantallamientos pueden provocar que determinadas zonas no se oxigenen de manera correcta y no se muevan los nutrientes a zonas de cebadales. Por consiguiente, debe asegurarse que la distribución elegida no afecta al espacio donde se instala.

Debido a que la mayoría de mar de fondo que pasan por Canarias lo hacen con direcciones Norte y Noroeste, principalmente, sin dejar de mencionar el mar de viento, que es originado en muchísimos días por los vientos Alisios, las zonas que se definirían estarían localizadas en el Norte de las islas principalmente, excepto en los casos de El Hierro y La Palma, que debido a las condiciones específicas de las mismas, sus zonas para aprovechamiento de la energía undimotriz están situadas al Este de su territorio.

4.3.1. Zonas aptas para undimotriz de Tenerife

La isla de Tenerife posee grandes acantilados en su costa Norte y un mar muy vivo y agitado (siempre dependiendo de las condiciones del mar de fondo y del viento). Además, por norma general y a excepción de algunas playas y lugares protegidos, estas zonas no poseen un alto interés turístico ni interfieren con posibles zonas de baño o de práctica de surf, sobre todo teniendo en cuenta que todas estas áreas tienen como profundidad mínima los 20 metros, alejando las posibilidades de interferir con cualquier práctica deportiva no motorizada ni embarcada. Además, como se ha mencionado, estos dispositivos irán parcial o totalmente hundidos por lo que el impacto será muy bajo.

Se han detectado dos zonas principales, una al Noroeste, desde Teno hasta San Juan de la Rambla, la cual posee ciertas restricciones que serán detalladas. Además, se ha evitado interferencias para con las especies protegidas. La otra zona, al Noreste, se ubica desde el Valle Guerra hasta la región situada entre El Draguillo y Roque Bermejo, donde se encuentran varios espacios naturales y también especies protegidas principalmente en posiciones de tierra.

Las principales afecciones que se encuentran dentro de la definición de estas áreas son, comenzando por la zona definida al Noroeste, dos Zonas de Especial Conservación, la ya conocida Franja Marina Teno – Rasca y la de la Costa de San Juan de la Rambla. Se presentan las superficies determinadas para la instalación de generadores renovables de energía undimotriz en la Figura 132.

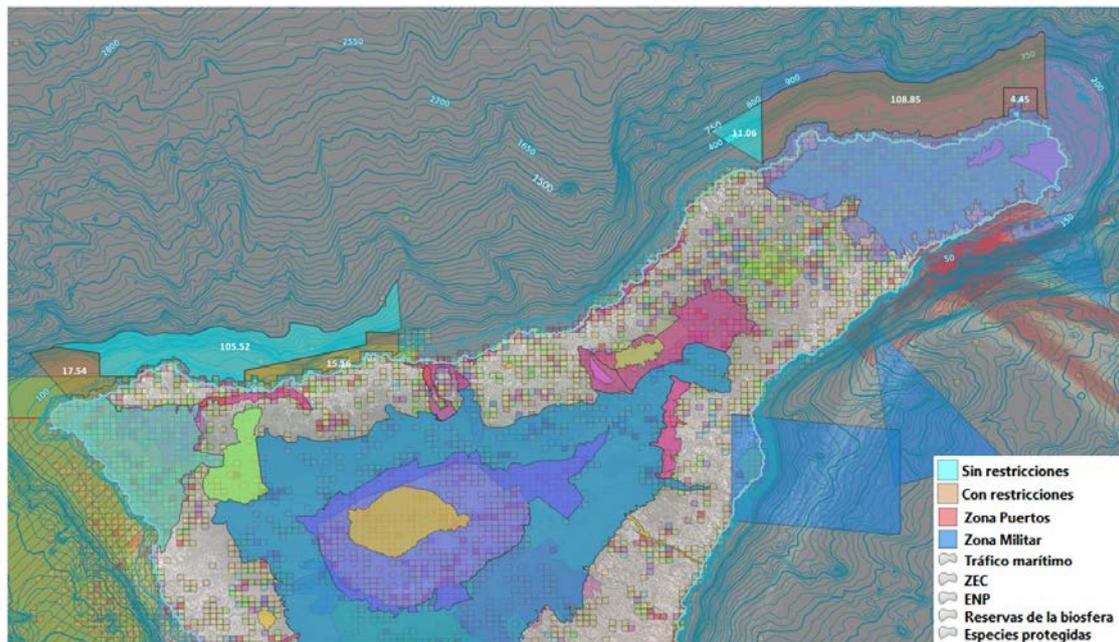


Figura 132 Zonas aptas para aprovechamiento de la energía undimotriz en Tenerife

Zona	Prioridad	Área (Km ²)
	Sin protecciones medioambientales	116,58
	Con restricciones	146,00

Tabla 21 Superficies disponibles para la instalación de parques de generación undimotrices en Tenerife

En la zona nordeste, frente al Parque Rural de Anaga, se encuentra sólo una pequeña región libre de restricciones, encontrándose la importante Reserva de la Biosfera del Macizo de Anaga, la cual abarca gran parte de la zona definida para el aprovechamiento de la energía de las olas, además de la Reserva Natural Integral de los Roques de Anaga, y varias especies protegidas, que aunque aparecen en todas las islas, en esta zona se presentan especialmente importantes, por lo cual se ha evitado debido a la riqueza natural de esta zona.

A pesar de estas restricciones, quedan varias áreas disponibles para esta tecnología libres de restricciones o protecciones, ascendiendo el espacio total disponible hasta los 116,58 km² libres de restricciones y 146 km² con algún tipo de restricción. La evacuación de la energía producida por estas instalaciones puede ser técnicamente viable, en la zona ubicada al Noroeste, existiendo redes eléctricas de media tensión y, sobre todo, subestaciones eléctricas a lo largo de esta costa donde poder llevar a cabo la conexión eléctrica.

En la zona de Anaga se antoja algo más compleja, debido a la orografía de la zona, las protecciones y la poca presencia de población y, en su defecto, de redes eléctricas, la cual está alejada y podría generar complicaciones. Por ello, aunque la zona marina es perfecta para la instalación de estos dispositivos, la realidad es que para evacuar la energía generada de estas instalaciones podría ser problemática la instalación de líneas eléctricas y subestaciones asociadas. En esta zona, podría ser necesario valorar alternativas de subestaciones off-shore por la misma razón. Se alcanzaría el objetivo, pero tratando de impactar lo menos posible sobre el suelo.

4.3.2. Zonas aptas para undimotriz de Gran Canaria

El Norte de Gran Canaria es una zona expuesta directamente a corrientes provenientes de componente Norte con alto potencial energético y presenta mucho interés para la instalación de energías oceánicas basadas en undimotriz. Con acantilados algo menos pronunciados que los de la isla de Tenerife, presenta cierta similitud a la situación en esta isla. A diferencia de en Tenerife, cuando las tormentas provengan de componente Oeste, no incidirían de una forma intensa en la zona Oeste y Noroeste de la isla de Gran Canaria, aunque sí llegaría con suficiente energía como para que dichas olas puedan ser aprovechables.

La zona detectada en esta isla recorre toda la costa Norte, desde Agaete hasta Costa Ayala, evitando, como en el caso anterior, las interferencias entre especies y espacios protegidos. Se presenta la zona definida en Gran Canaria en la Figura 133.

Esta área presenta una principal afección a la zona ZEC de la costa de Sardina del Norte, la cual coincide en la zona superior con el área determinada para el aprovechamiento de la tecnología undimotriz, quedando una zona de posibles restricciones de 7,38 km². Es de mencionar que, al Este de esta zona existe otra ZEC que afecta al Área Marina de La Isleta, la cual se ha dejado fuera de esta zona debido a que existe suficiente superficie libre de restricciones como para no entrar en ella. Además de esto, varias zonas marcadas debido a la existencia de especies protegidas han sido también evitadas, principalmente por lo comentado en el apartado anterior de modificación de corrientes marinas de las que dependerían las especies y flujos naturales de comida u otros recursos, como aguas altamente oxigenadas.

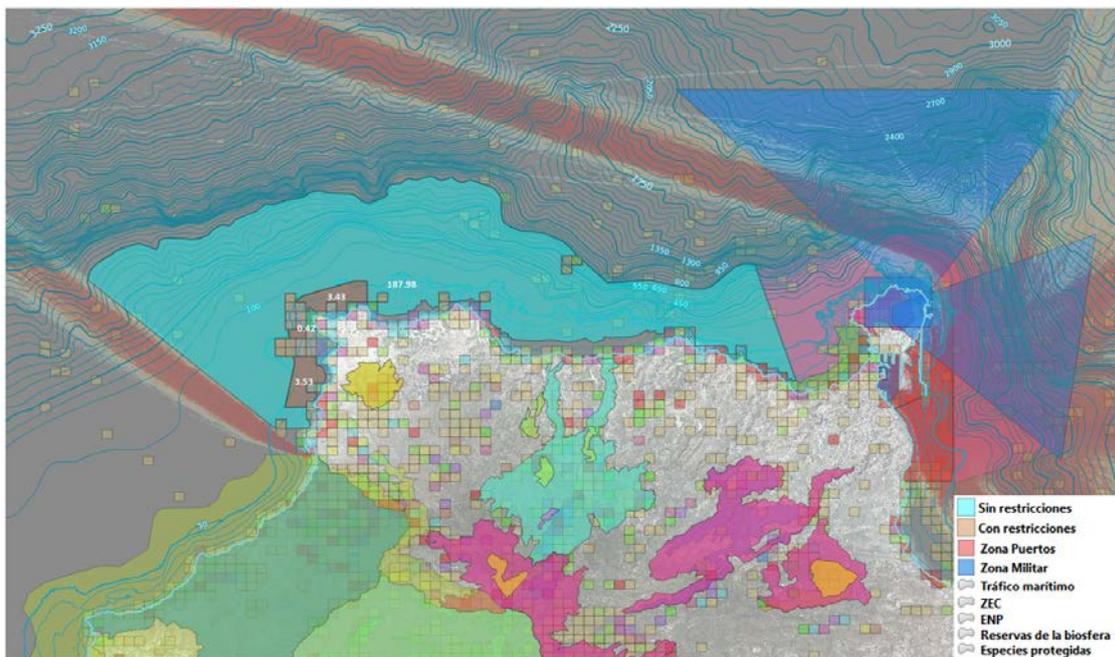


Figura 133 Zona detectada en la costa de Gran Canaria para la instalación de generadores undimotrices

Zona	Prioridad	Área (Km ²)
	Sin protecciones medioambientales	187,98
	Con restricciones	7,38

Tabla 22 Áreas disponibles para aprovechamiento de la energía de las olas en Gran Canaria

Queda, de esta forma, una zona libre de restricciones de 187,98 km² apta para instalar generadores undimotrices. En cuanto a la conexión a la red eléctrica, puede decirse que es viable evacuar la energía en esta costa, existiendo una demanda considerable en la zona y otras instalaciones de parques eólicos y plantas fotovoltaicas las cuales se conectan al sistema mediante subestaciones ubicadas en la zona.

Por otra parte, la potencia de estos dispositivos suele ser baja en comparación con un parque eólico, razón por la cual esta tecnología afectaría mucho menos al sistema eléctrico que otros métodos de generación renovable.

4.3.3. Zonas aptas para undimotriz de Lanzarote

La isla de Lanzarote posee una amplia plataforma oceánica al Norte de su territorio. En esta zona el océano posee un potencial energético muy alto, una de las mejores zonas de Canarias. Por ello se propone una región apta para el aprovechamiento de energía undimotriz. Sin embargo, aunque existe una gran zona con amplia superficie sin restricciones, existe otra zona adyacente que sí está protegida, incluso por varias figuras de protección.

Aunque el oleaje proveniente del Norte y del Noroeste batiría con fuerza estas zonas, el potencial extraíble del Nordeste tendría menor intensidad, ya que podría quedar apantallado por la isla de La Graciosa. Aun así, las olas provenientes de esta dirección también incidirían en esta costa, bordeando las masas de agua la isla de La Graciosa y llegando a las costas de Famara. A continuación se presenta en la Figura 134 el detalle del zonificado realizado.

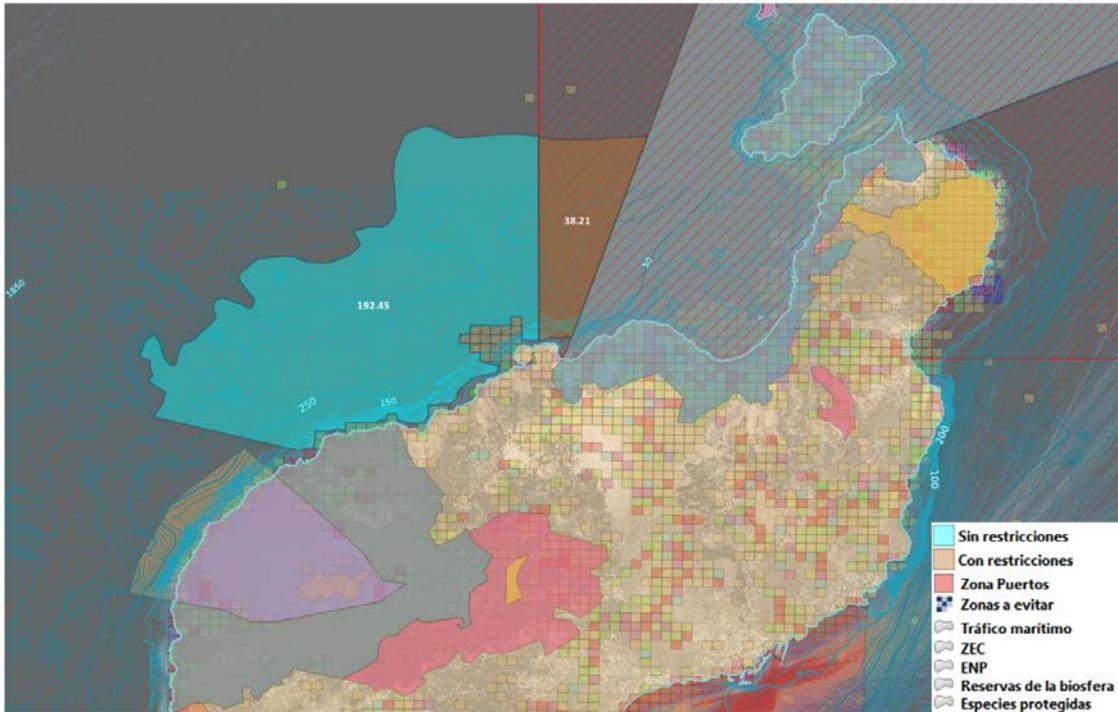


Figura 134 Zonas aptas para la instalación de dispositivos de aprovechamiento de energía undimotriz

Zona	Prioridad	Área (Km ²)
	Sin protecciones medioambientales	192,45
	Con restricciones	38,21

Tabla 23 Áreas aptas para aprovechamiento de la energía de las olas en Lanzarote

Estas zonas, que recorren la costa Norte de Lanzarote, desde el volcán Caldera Blanca hasta la Playa de Caleta Caballo, en La Santa, poseen un total de 230,66 km², de los cuáles 38,21 km² estarían sujetas a protecciones relacionadas con las zonas a evitar de tráfico marítimo.

Las principales restricciones a las que se enfrenta la undimotriz en la isla es la gran cantidad de especies protegidas existentes en la región, que se han tratado de evitar en la medida de lo posible, el Espacio Natural Protegido del Archipiélago Chinijo y la Reserva de la Biosfera de Lanzarote. Además, esta zona está marcada como región a evitar por grandes barcos que lleven cantidades importantes de combustibles y que pudiesen derramarse en estos parajes, así como interceptar posibles cetáceos que se encuentren circulando de manera natural por la zona. Por ello, a la hora de instalar convertidores de ola en esta zona de restricciones es necesario estudiarlo con sumo cuidado.

La zona frente al Parque Nacional de Timanfaya se ha habilitado en cierta parte debido a que la instalación de dispositivos en esta área no supondría ninguna afección a esta reserva, realizándose la evacuación de la energía por la región de La Santa.

La principal problemática de la explotación para energía undimotriz es la evacuación de la potencia generada por dichas instalaciones. El eje de media tensión se ubica en la zona Este de la isla de Lanzarote no existiendo ninguna línea de tensión superior a los 20 kV que discurra por la zona comprendida entre Famara y La Santa. Esta región tendría, por tanto, la misma problemática a la comentada para el caso de la eólica off-shore.

4.3.4. Zonas aptas para undimotriz de Fuerteventura

La isla de Fuerteventura presenta las plataformas más extensas de todas las Islas Canarias, poseyendo, como ya se evaluó en el análisis de las zonas habilitadas para instalación de eólica off-shore, unas grandes extensiones de fondo marino a alturas no acentuadas.

Esta plataforma comienza avanzando muy lentamente desde los 0 hasta los 100 metros, aumentando más rápidamente a partir de esta profundidad. Ello implica una facilidad, al menos, en el aspecto del anclaje de los dispositivos.

La zona que se ha determinado está también en el Norte de la isla, tomando una cierta parte en el Noroeste, encerrando el área con mayor recurso undimotriz identificado en la isla. Esta zona es adecuada desde el punto de vista del recurso disponible, incidiendo el mar de fondo intensamente en esta parte de la costa.

Como se puede apreciar en la Figura 135, la gran mayoría del espacio definido como apto se encuentra con restricciones. Esto se debe a la Reserva de la Biosfera anteriormente comentada, que ocupa todo el litoral y entra en conflicto con esta zona. Asimismo, debido al bajo impacto que podría suponer la instalación de estos dispositivos y el aprovechamiento de este recurso en posiciones alejadas de la costa. Del mismo modo es necesario mencionar el tráfico marítimo existente al Norte de la región, el cual debe también tenerse en especial consideración, aprovechando la superficie fuera de este trayecto o modificando la ruta si fuese necesario, algo que en principio y para el desarrollo que tiene hoy en día esta tecnología no parece adecuada.

De acuerdo con lo anterior queda un total de 2,9 km² libres de restricciones y un total de 120,86 km² con posibles restricciones. La evacuación de energía podría realizarse tanto por la zona de El Cotillo como en Corralejo, siendo esta última un punto de mayor interés dado que en ese punto se produce la interconexión entre los dos sistemas eléctricos y, además de la red de 66 kV se contaría con conexión a 132 kV.



Figura 135 Zona determinada para aprovechamiento de energía undimotriz en el Norte de Fuerteventura.

Zona	Prioridad	Área (Km ²)
	Sin protecciones medioambientales	2,90
	Con restricciones	120,86

Tabla 24 Áreas definidas para el aprovechamiento de la energía de las olas en Fuerteventura

4.3.5. Zonas aptas para undimotriz de La Palma

En la isla de La Palma se detecta una zona apta para la instalación de generadores undimotrices. Esta región está orientada al Este y trataría de captar la fuerza de las olas y los temporales provenientes del Norte y del Nordeste, los cuales incidirían con fuerza en esta costa debido a la localización de la isla, que se encuentra en una posición más al Norte que las islas vecinas, situándose sólo Lanzarote más al Norte y evitando así que las islas vecinas paren o desvíen la fuerza de las olas.

Esta zona queda definida desde la Punta de los Guinchos, lindando al Norte con el Puerto de Santa Cruz de La Palma, tratando de evitar la interferencia con el tráfico marítimo, hasta el aeropuerto de la misma isla, teniendo una superficie de 19,4 km² libre de obstáculos o de restricciones (teniendo en cuenta que todo el espacio marítimo de la isla está bajo la protección de zona a evitar).

La isla posee una protección de Reserva de la Biosfera que recorre todo su territorio y una parte del espacio marítimo, la cual se ha evitado, tomando esta zona a una mayor profundidad mínima para evitar la afección con este espacio protegido. Asimismo, se ha evitado la interferencia con las especies marinas protegidas.

La zona mencionada se encuentra en la localización más favorable desde el punto de vista del sistema eléctrico por proximidad a un gran centro de demanda de la isla como por cercanía a la central térmica de la isla, la cual le otorga la mayor potencia de cortocircuito de la isla de La Palma.

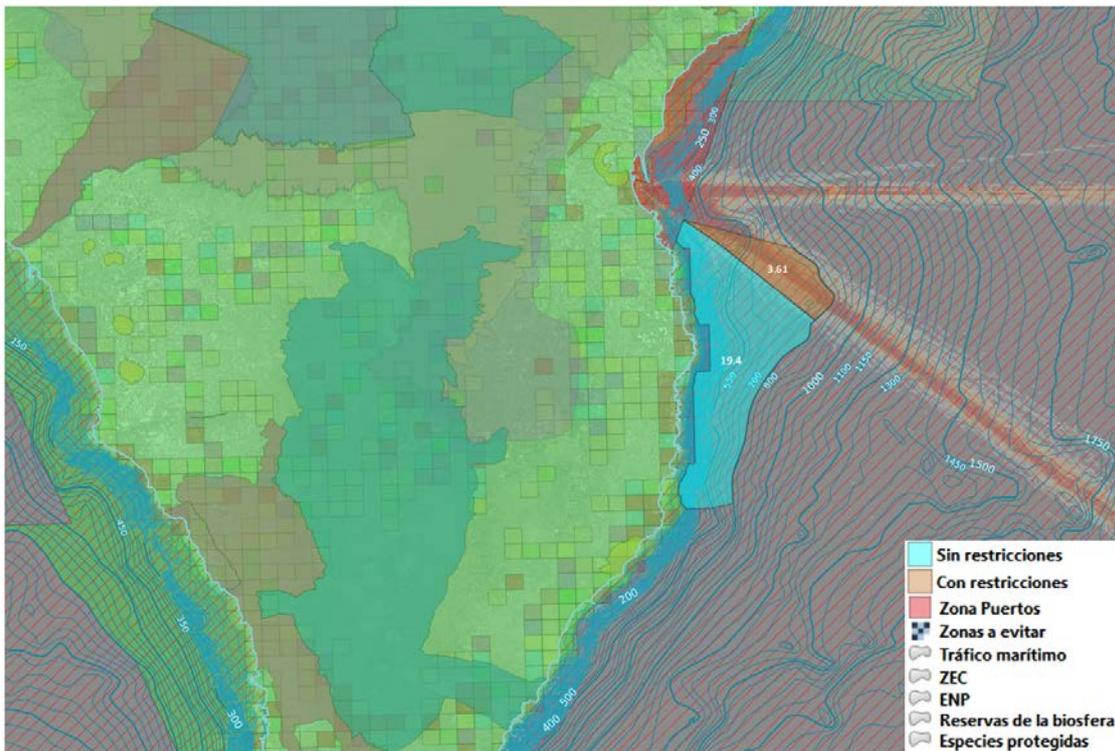


Figura 136 Zona definida para la generación undimotriz en La Palma

Zona	Prioridad	Área (Km ²)
	Sin protecciones medioambientales	19,40
	Con restricciones	3,61

Tabla 25 Áreas definidas para el aprovechamiento de la energía de las olas

Debido a que este área se encuentra situada muy cerca del Puerto de Santa Cruz de La Palma, se da una pequeña interacción entre el tráfico marítimo y la instalación de generadores undimotrices, que se marca como zona de prioridad 2 y de color marrón, lo que quiere decir que posee ciertas restricciones que deben ser analizadas en caso de proyectar la instalación de estos tipos de generadores. Esta zona consta de 3,61 km² y posee un tráfico marítimo relativamente intenso, conectado con las islas de Tenerife, La Gomera y El Hierro, tanto para tránsito de pasajeros como para transporte de diferentes bienes y mercancías, así como combustibles.

4.3.6. Zonas aptas para undimotriz de El Hierro

El área definida para la instalación de dispositivos de aprovechamiento de energía de las olas en la isla de El Hierro se sitúa al Este, coincidiendo en algunos puntos con la zona definida para la instalación de eólica off-shore, existiendo recurso para ambas tecnologías y pudiendo instalarse de manera conjunta aprovechando ambos recursos en una misma área.

En esta zona de El Hierro habita una gran cantidad de especies protegidas, las cuales han sido excluidas del área seleccionada, sobre todo teniendo en cuenta la riqueza en biodiversidad marina que posee esta isla.

La plataforma sobre la que se define dicha zona no posee una extensión muy grande y las pendientes son considerables, por lo que no es muy favorable en este punto, aunque teniendo en cuenta la dimensión del sistema eléctrico herreño, de la que ya se ha hablado, puede

decirse que no se precisará de grandes cantidades de potencia, por lo que con las localizaciones más idóneas podría ser suficiente, nunca olvidándose de la central hidroeléctrica. A continuación se muestra dicha zona concreta en la Figura 137.

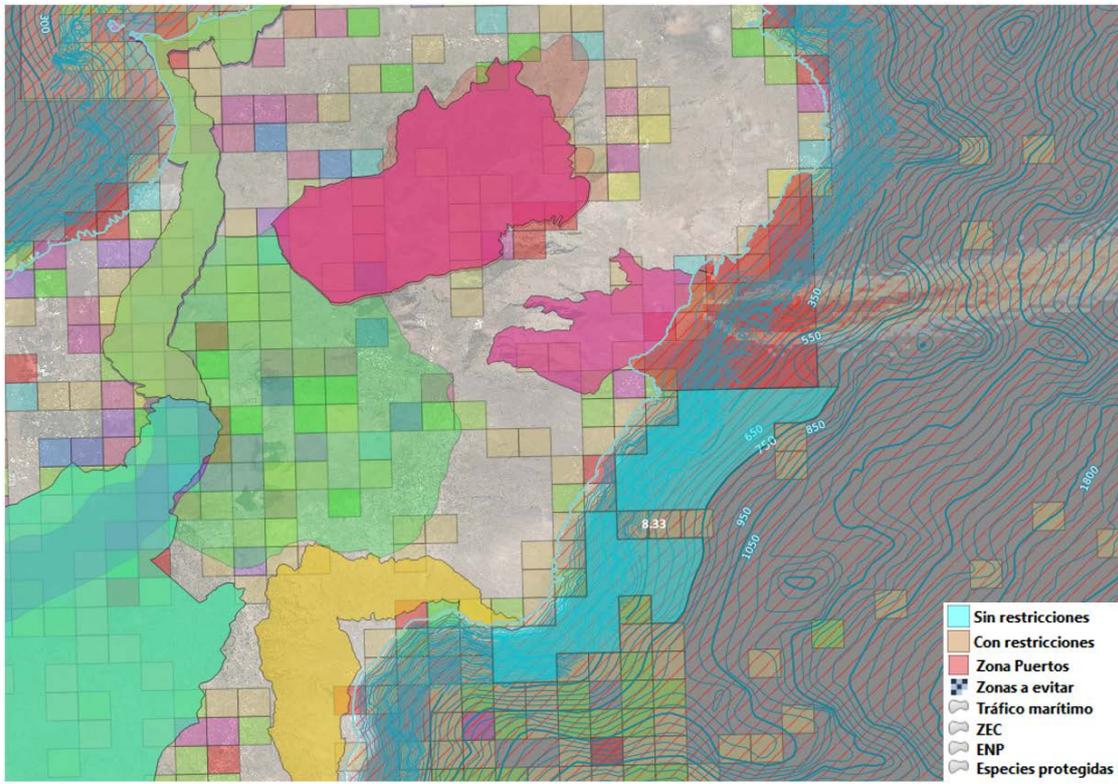


Figura 137 Zona detectada apta para la colocación de dispositivos de generación undimotriz

Zona	Prioridad	Área (Km ²)
	Sin protecciones medioambientales	8,33
	Con restricciones	-

Tabla 26 Áreas aptas para la instalación de tecnología de aprovechamiento de la energía undimotriz

Debe mencionarse que todo el espacio marítimo de esta isla se encuentra definida como una zona a evitar por barcos que pueda generar vertidos o afectar a la biodiversidad marina, como los grandes cetáceos (algo semejante a lo que sucedía en una parte de la isla de Lanzarote).

Esta zona definida para la energía undimotriz se encuentra entonces en una situación delicada, teniendo que asegurarse por parte de aquellos promotores que quieran instalar este tipo de tecnología que no se afecte ni en el presente ni en el futuro a las especies y la vida marina herreña, a pesar de que, en principio, la región definida no presenta ninguna afección a reservas naturales.

En lo que respecta a la evacuación de electricidad, la zona de Timijiraque se presenta idónea, por proximidad a la central hidroeléctrica de Gorona del Viento, punto de mayor potencia de cortocircuito de la isla y donde menores problemas de estabilidad existirían.

4.3.7. Zonas aptas para undimotriz de La Gomera

La isla de La Gomera se encuentra en una situación parecida a la isla de El Hierro, pero posee una plataforma mucho más extensa localizada en el Noroeste de la isla, entre los 100 y los 200 metros con una longitud de unos 7 kilómetros con estas profundidades.

Sin embargo, esta plataforma es aún más grande, pero no puede ser aprovechada del todo debido a varias restricciones. La primera de ellas es la zona a evitar, que se presenta, como en el caso de la isla de El Hierro, en todo el espacio marítimo de la isla y que en este caso se ha podido excluir debido a que es posible localizar una zona sin afectar a la zona de protección. Se presenta en la Figura 138 el zonificado realizado para La Gomera.

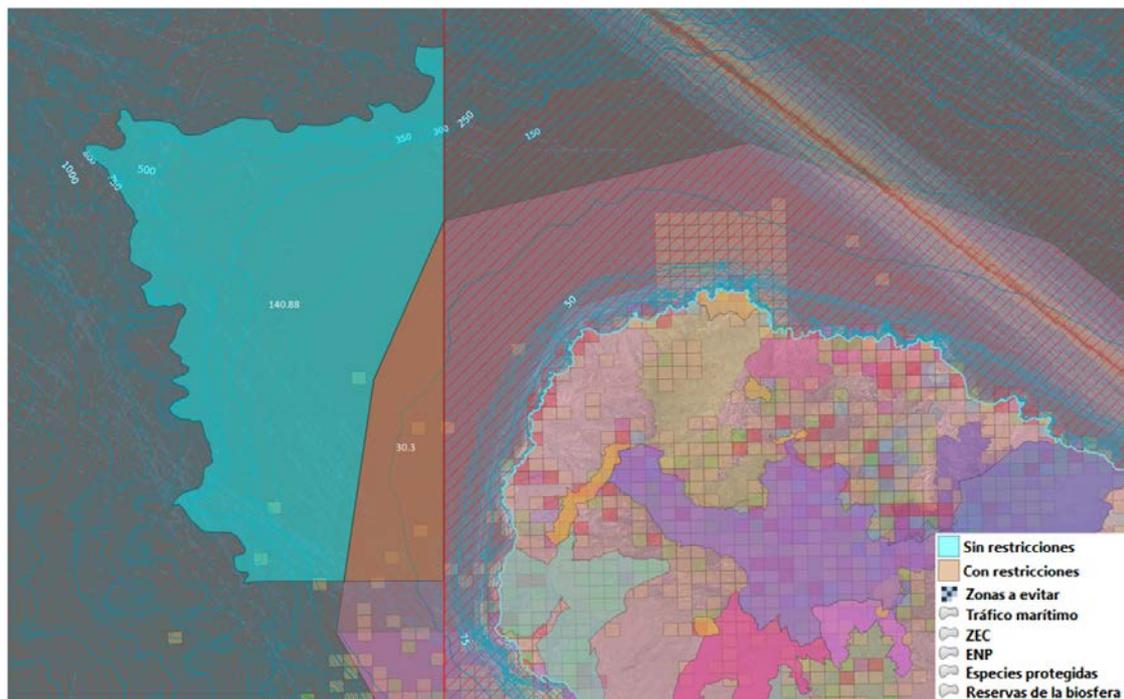


Figura 138 Zonas aptas para aprovechamiento de la energía undimotriz en La Gomera

A pesar de ello, se ha declarado una zona donde se afecta a tres espacios protegidos, que son la Reserva de la Biosfera de La Gomera, una IBA y una Zona de Especial Protección de Aves. Esta zona se vería bajo la influencia de las olas ya que, a pesar de encontrarse con La Palma al Noroeste y Tenerife en el Este, la fuerza de la ola vendría con mucho potencial energético por el Noroeste de La Gomera, bordeando la isla de La Palma en caso de temporales del Noroeste e incidiendo sin impedimento cuando las olas provengan del Norte o del Nordeste.

La fuerza del mar proveniente del Este quedaría bloqueada por Tenerife, pero esta dirección de ola es poco usual y no muy enérgica. Las tormentas que provengan del Sur también incidirían en esta zona, por lo que en lo referente a recurso, esta zona se presenta apta.

Zona	Prioridad	Área (Km ²)
	Sin protecciones medioambientales	140,88
	Con restricciones	30,3

Tabla 27 Superficies aptas para la instalación de tecnología de aprovechamiento de la energía de las olas

Esta zona es casi idéntica a la definida para la instalación de energía eólica off-shore, pero al igual que en el caso anterior de El Hierro, ambas tecnologías podrían convivir, más aun cuando esta zona posee una superficie de 140,88 km², teniendo en cuenta que en para esta tecnología las zonas de protección de aves no se ven afectadas.

Algunas especies protegidas quedan dentro de la zona denominada “sin restricciones”. Es importante mencionar que esos píxeles hacen referencia generalmente a avistamientos y no necesariamente debe coincidir con especies que vivan permanentemente en esas localizaciones. No obstante, estas capas se consideran útiles porque da señal de dónde hay que prestar especial cuidado.

En cuanto a la evacuación de energía, al igual que los parques eólicos off-shore, los generadores undimotrices deberían evacuar la energía en la región de Alojera. La interconexión planificada de los sistemas eléctricos de Tenerife y La Gomera propiciaría el aumento de la estabilidad de la red eléctrica y un mayor aumento de la capacidad de generación aunque, como ya se mencionaba para la eólica, debe llevarse a cabo un refuerzo de la red eléctrica principalmente en el eje ser para poder permitir la conexión de los parques de generación undimotrices en la isla.

4.3.8. Análisis de la potencia máxima en energía undimotriz

Al igual que en la eólica off-shore, en la energía undimotriz también se pueden dar efectos que, como consecuencia de la posición relativa de convertidores de ola con respecto a otros dispositivos de los mismos o distintos parques de generación, produzcan apantallamientos que derivarían en una pérdida energética al bloquearse el frente de ola que es aprovechado para producir energía eléctrica. Por tanto, es importante evaluar este asunto de una forma lo más exacta posible asumiendo criterios aceptados por la comunidad técnica.

En el caso de la undimotriz, existe una mayor variabilidad de soluciones técnicas que pueden ser implantadas, existiendo una cantidad inmensa de distintas propuestas en función de sus características constructivas y potencia instalada. A modo general, se reconocen las siguientes variaciones tipológicas:

Punto de absorción: Consiste en una estructura flotante que absorbe la energía de todas las direcciones del oleaje a través de sus movimientos en la superficie del agua. El movimiento del cuerpo flotante superior se convierte en energía eléctrica al desplazarse con respecto a la base fija.

Diferencial de presión: Este tipo de dispositivos se instala en cercanías a la costa, fijándose al fondo marino. El movimiento de las olas hace que el nivel del mar suba y baje por encima del dispositivo, lo que induce una diferencia de presión en el mismo (sobre una membrana). La variación de presión bombea fluido a través de un sistema que permite generar electricidad.

Columna de agua oscilante: En este caso existe una estructura hueca que se encuentra parcialmente sumergida. Esta se dispone abierta al mar por debajo de la línea de agua, haciendo que se encierre una columna una columna de agua y encima de esta una columna de aire. Por ello, las olas hacen que se mueva la columna de agua, lo que a su vez comprime y descomprime la columna de aire. Por todo ello, el aire atrapado fluye hacia y desde la

atmósfera a través de una turbina, que tiene la capacidad de girar independientemente de la dirección del flujo de aire. La rotación de la turbina se utiliza para generar electricidad.

Convertidor oscilante: Este modelo captura la energía del movimiento superficial que generan las olas durante el movimiento (movimiento circular de las partículas). El brazo que se encuentra montado sobre una articulación pivotante oscila como un péndulo como consecuencia del movimiento de las olas.

Atenuador: Es un dispositivo flotante que opera en dirección paralela a la ola. En este caso el dispositivo captura la energía a través del movimiento de unos brazos que producen un movimiento relativo respecto a la ola cuando ésta intenta sobrepasarla.

Dispositivo de desbordamiento: Este dispositivo captura el agua cuando las olas rompen en un depósito de almacenamiento. Cuando se devuelve el agua al mar, se pasa a través de una turbina la cual es la encargada de generar energía.

Giroscopio: Existen dos versiones en función del movimiento relativo de la ola respecto al dispositivo. Una sería debida al movimiento de un peso excéntrico y otra por el uso de un giróscopo. En ambas alternativas, el movimiento está acoplado a un generador eléctrico en el interior del dispositivo.

La variación en cuanto a potencia extraíble por convertidor y necesidades de distanciamiento entre dispositivos para no afectar a otros generadores ubicados por detrás de estos según el frente de ola es muy amplia. En cuanto a potencias, cada convertidor suele tener una potencia comprendida entre los 250 kW y 750 kW.

Por otra parte, tomando como referencia los convertidores de punto de absorción, la distancia entre dispositivos debe rondar los 900 metros. Teniendo en cuenta estos parámetros, se lleva a continuación una estimación preliminar de la potencia que podría ser extraída con estos sistemas según el espacio disponible.

Potencia máxima instalable en undimotriz							
Isla	Tipo de zona		Nº Dispositivos	Convertidores 250 kW		Convertidores 750 kW	
Tenerife	Sin restricciones	116,58	144	36 MW	81 MW	108 MW	243 MW
	Con restricciones	146	180	45 MW		135 MW	
Gran Canaria	Sin restricciones	187,98	232	58 MW	60 MW	174 MW	181 MW
	Con restricciones	7,38	9	2 MW		7 MW	
Lanzarote	Sin restricciones	192,45	238	59 MW	71 MW	178 MW	214 MW
	Con restricciones	38,21	47	12 MW		35 MW	
Fuerteventura	Sin restricciones	2,9	4	1 MW	38 MW	3 MW	115 MW
	Con restricciones	120,86	149	37 MW		112 MW	
La Palma	Sin restricciones	19,4	24	6 MW	7 MW	18 MW	21 MW
	Con restricciones	3,61	4	1 MW		3 MW	
El Hierro	Sin restricciones	8,33	10	3 MW	3 MW	8 MW	8 MW
	Con restricciones	0	0	0 MW		0 MW	
La Gomera	Sin restricciones	140,88	174	43 MW	53 MW	130 MW	159 MW
	Con restricciones	30,3	37	9 MW		28 MW	

Tabla 28 Potencia máxima instalable en undimotriz

La tabla muestra la potencia máxima instalable en cumplimiento con las condiciones relativas a la vertiente espacial, sin poner aún el foco en lo que realmente necesitaría el sistema eléctrico para atender a los consumos previstos a medio plazo (horizonte a 2030 y 2040).

Si se contabiliza únicamente aquellos generadores que podrían ser instalados en áreas donde no existen restricciones, podría alcanzarse los 206 MW frente a los 313 MW totales donde entran en juego las zonas con restricciones en el caso de que se utilizara como referencia convertidores de ola de 250 kW. Si por el contrario se utilizara como referencia los convertidores de ola de 750 kW, la potencia instalable podría alcanzar los 619 MW para toda Canarias en zonas sin restricciones.

Es importante tener en cuenta que, tal como se ha venido justificando en este apartado, determinadas zonas como en las áreas de Lanzarote o La Gomera, la instalación no sería posible a menos que se haga una importante inversión en el refuerzo de la red eléctrica.

A nivel de modelo energético para los escenarios a 2030 y 2040 no se ha considerado en la estrategia de generación gestionable un aumento muy significativo de la potencia en energía undimotriz ya que la escasa madurez del sector hace que los costes de inversión se aproximen a 9.000 €/kW. Por consiguiente, los proyectos que previsiblemente se instalaran en Canarias en años venideros muy probablemente se centren en las fases de investigación pasando de TRL5-6 a TRL8. A medida que esta tecnología vaya alcanzando esa madurez, los dispositivos irán reduciendo costes e interesará cada vez más su utilización.

Esta tecnología tiene una ventaja competitiva frente a otras como la eólica en lo que se refiere a tamaño de dispositivo. Con las potencias mencionadas, cubren un nicho de mercado que comienza a liberarse para otras tecnologías como la eólica (cada vez con mayor potencia por unidad de superficie). Es por tanto una solución muy válida asociada a autoconsumos en zonas costeras o para sistemas eléctricos de menor tamaño como los que supone las islas de La Gomera, El Hierro o incluso La Palma. Además el impacto visual es considerablemente menor al que se produciría con otro tipo de instalaciones, siendo apreciables como una boya que posiblemente no sería visible a simple vista desde la costa.

4.4. Definición de zonas aptas para la instalación de plantas fotovoltaicas off-shore

Uno de los planteamientos básicos en la estrategia de descarbonización es tratar de aprovechar todas las oportunidades posibles para la producción de energía eléctrica mediante energías renovable. En este sentido, una alternativa que viene planteándose de extendida principalmente en países asiáticos es el uso de la fotovoltaica flotante, la cual se ha centrado especialmente en aguas en calma como en lagos o fiordos.

Uno de los principales problemas de la tecnología fotovoltaica es la gran necesidad de espacio para su instalación. No obstante, existen ciertas localización en el archipiélago donde sería viable la puesta en marcha de plantas fotovoltaicas en posiciones cercanas a la costa haciendo uso de un espacio que actualmente no está siendo aprovechado y destinándolo a la producción de energía eléctrica. Quizás las zonas de más interés para esta tecnología se ubican

en puertos. Así pues, una instalación fotovoltaica flotante podría ser usada para paliar en cierta medida la demanda que se produce en las áreas portuarias del archipiélago.

Los generadores fotovoltaicos se ubicarían en la lámina de agua, soportados por una estructura flotante, de diferentes tecnologías, que permita aprovechar la irradiancia solar que incide sobre el mar y transformar una parte de la misma en energía eléctrica.

El éxito de esta tecnología se encuentra por el momento supeditado a la instalación en zonas donde exista un cierto abrigo de las olas ya que los generadores sufren de manera importante en zonas donde las alturas de ola y sus frecuencias son grandes, produciéndose fatigas en los paneles e incluso motivando la desconexión de parte de los generadores.

Son ya varias las iniciativas que están realizando varias empresas e instituciones para probar las necesidades de anclaje y sujeción de estas estructuras para que puedan soportar los módulos y aguantar la embestida de las mareas, las olas, los vientos y cualquier fenómeno meteorológico que pueda afectarle, pero a día de hoy no se contempla la instalación de instalaciones fotovoltaicas off-shore en mar abierto en Canarias sino para proyectos de investigación. De la misma forma, es necesario plantearse que a pesar de que el impacto visual sería reducido para generadores de pequeño tamaño (ocupación semejante a la que existiría en una jaula de piscifactoría), si estas instalaciones ocuparan una amplia zona, podría suponer un problema en cuanto al impacto visual que se produciría.

Todas las islas de archipiélago poseen numerosos puertos y muelles que sirven para el transporte, el aprovisionamiento, la pesca y otras actividades. Estas instalaciones se realizan para cubrir cierta parte de la necesidad de energía eléctrica, llevando a cabo un estudio de los puertos y muelles de Canarias en los que sería posible un aprovechamiento de espacios marítimos que permanecen sin uso, actual ni previsto a futuro, al resguardo de oleajes o cerca de escolleras que sujeten y faciliten la colocación de instalaciones fotovoltaicas flotantes.

Estas áreas han tratado de colocarse en lugares donde no generen ningún impacto sobre las actividades realizadas actualmente y, debido a su pequeño tamaño y su carácter flotante, no supondrán ningún impacto para la biodiversidad y especies marinas, aunque sí debe tenerse en cuenta en las instalaciones de grandes superficies que se taparán los rayos de sol que entran al agua y podría verse modificado el ecosistema submarino de la región. A pesar de ello, la gran mayoría de estas instalaciones no taparán de luz de sol al fondo debido a su localización en diques y a que no poseerán grandes extensiones.

De acuerdo a las afecciones en las que podrán incurrir las áreas definidas, se estudian las Reservas de la Biosfera, los Espacios Naturales Protegidos y las Zonas de Especial Conservación. Las zonas ZEPA e IBA no se analizan en este caso debido al nulo impacto que tienen estas instalaciones en las aves. Las prioridades de estas zonas se clasificarán en base a si las áreas se encuentran dentro de las zonas protegidas mencionadas o no. Las zonas con afecciones se presentarán en color violeta y las zonas sin restricciones en color naranja. En cada caso, se mostrarán una serie de figuras donde se podrán ver algunos ejemplos para cada isla a modo orientativo.

4.4.1. Zonas aptas para fotovoltaica flotante en Tenerife

La isla de Tenerife posee una gran cantidad de puertos, diques y muelles en los que se podría instalar plantas fotovoltaicas flotantes. Se ha detectado un total de 25 zonas en las que sería viable la instalación de estos dispositivos, entrando varias zonas en tramos de paso de barcos, por lo que es necesario que aquellas instituciones, tanto públicas como privadas, realicen un estudio, en conjunto con la autoridad portuaria competente, que permita discernir el lugar donde la instalación fotovoltaica flotante sería más adecuada y quedaría mejor integrada. Esto será aplicable para todas las islas. La zonificación realizada se presenta en la Tabla 29.

Zona	Prioridad	Afección	Área (m ²)
Puerto Industrial de Granadilla I	1	-	67.875,7
Puerto de St. Cruz de Tenerife, Dique del Este	2	Reserva de la Biosfera del Macizo de Anaga	32.519,7
Puerto Industrial de Granadilla III	1	-	21.477,9
Puerto Industrial de Granadilla IV	1	-	15.636,6
Puerto Industrial de Granadilla II	1	-	10.639,6
Escollera frente al Castillo San Andrés	2	Reserva de la Biosfera del Macizo de Anaga	8.383,1
Puerto de Los Cristianos	2	ZEC Franja marina Teno Rasca	8.104,1
Escollera a espaldas del Auditorio Adán Martín	1	-	7.985,1
Zona Puerto Deportivo Radazul	1	-	7.028,8
Puerto Deportivo Marina Tenerife	2	Reserva de la Biosfera del Macizo de Anaga	6.774,4
Toma de agua de refrigeración de la CTCC Granadilla	1	-	6.697,9
Puerto Colón	2	ZEC Franja marina Teno Rasca	6.549,7
Puerto Deportivo San Miguel de Abona	2	ZEC Seadales Sur de Tenerife	6.276,6
Puerto de Las Galletas	2	ZEC Seadales Sur de Tenerife	4.324,4
Muelle Playa de San Juan	2	ZEC Franja marina Teno Rasca	4.101,4
Zona Punta Margallo	1	-	3.911,9
Puerto Deportivo Los Gigantes	2	ZEC Franja marina Teno Rasca	3.557,7
Club Náutico Puerto de St. Cruz de Tenerife	2	Reserva de la Biosfera del Macizo de Anaga	3.315,7
Muelle Deportivo Puertito de Güímar	2	Zona militar de tiro "El Socorro"	2.362,9
Exterior del Muelle de Añaza	1	-	2.270,2
Puerto de Candelaria	1	-	2.243,6
Muelle de Garachico	1	-	2.074,8
Muelle del Puerto de La Cruz	1	-	1.423,6
Muelle Deportivo Pocito Santo	1	-	1.024,8
Muelle Deportivo San Miguel de Abona	2	ZEC Seadales Sur de Tenerife	1.019,6
Puerto Deportivo Radazul	1	-	990,4
TOTAL			231.845,3

Tabla 29 Áreas para instalación de fotovoltaica flotante en puertos de Tenerife

Estas zonas, que se extienden a lo largo de toda la isla, suman un total de 231.845,3 m² de superficie para la instalación de fotovoltaica flotante, en algunos casos en zonas interiores de puertos y muelles y en otros en zonas exteriores pegados a las escolleras y evitando entorpecer la actividad existente. En las siguientes líneas se mostrarán algunas de las zonas a modo orientativo, encontrándose todas las zonas en el trabajo realizado en el software GIS.



Figura 139 Área en el Muelle Deportivo de Güímar

En el Puertito de Güímar no se ha definido ninguna zona debido a la exposición directa de su escollera al oleaje y el poco espacio disponible en los alrededores. Sin embargo, en el Muelle Deportivo, situado al Sur del anterior, se detecta una pequeña zona en la punta de la escollera, llamada Punta de los Tarajales, donde el campo fotovoltaico quedaría relativamente a resguardo y se emplazaría en una zona de protección militar, aunque a priori, debido a su pequeña e integrada situación, no parece interferir con dicha actividad, permitiendo incluso la pesca de orilla a lo largo de dicha escollera, puede verse en la Figura 139, de 2.362,9 m².

El Puerto Industrial de Granadilla posee una extensión considerable además de registrar una baja ocupación en cuanto a tráfico marítimo y usos en sus dominios, por lo que se presenta idóneo para este fin. Se detectan un total de 4 zonas, además de una quinta en la admisión de agua salada para refrigeración de la CTCC de Granadilla. En la Figura 140 pueden apreciarse dichas zonas. Dos de las zonas quedan totalmente a resguardo, además de la presente en la CTCC. Las 2 restantes se sitúan a sotavento del puerto, quedando por lo tanto a resguardo de las tormentas y oleajes provenientes del Norte. En total, estas zonas suman un área de 122.327,7 m².

Un aspecto importante de estas instalaciones es que pueden ser desplazadas en caso de necesidad. Por tanto, si bien en un momento determinado puede que interese su instalación, si se detectara otra actividad que requiera el uso de ese espacio, la planta podría ser desplazada a una nueva región.

La siguiente zona se ubica en Puerto Colón, al Oeste de Tenerife. Esta área se ubica en la escollera principal del muelle, en la zona orientada al Suroeste, evitando los temporales Norte y Noroeste, aunque podrían incidir los provenientes del Sur, que debido a la profundidad de la zona, no se vería afectada en gran manera por estos mares. En la Figura 141 puede verse el área de 6.549,7 m², que se encuentra afectada por la ZEC Franja marina Teno - Rasca.



Figura 140 Zonas detectadas en el Puerto Industrial de Granadilla

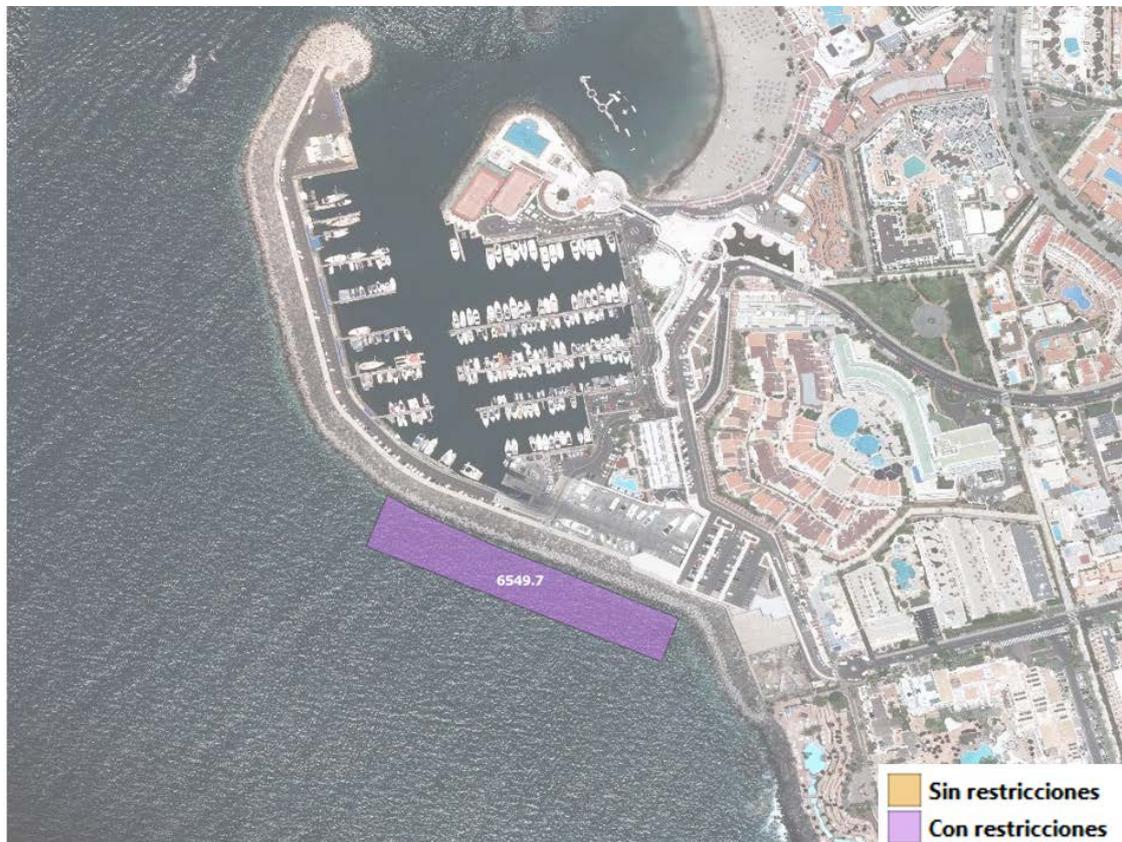


Figura 141 Zona definida en el Puerto Colón

La siguiente zona es el Puerto de Garachico, el cual no presenta zonas al exterior de su escollera debido a la directa exposición al Norte y al oleaje. Sin embargo, debido a su actual uso para barcos de recreo de pequeño tamaño, se habilita una zona en su interior de 2.074,8 m², evitando la interferencia con la entrada de embarcaciones y manteniendo zonas de amarre libres. Puede verse en la Figura 142.



Figura 142 Zona propuesta en el Muelle de Garachico

Por último se muestran tres de las zonas definidas en el Puerto de Santa Cruz de Tenerife. Las dos zonas más pequeñas, en el extremo inferior izquierdo de 3.315,7 m² y en el extremo superior derecho de 6.774,4 m², en la Figura 143, se encuentran a resguardo de la marea, sin embargo, la zona más grande, de 32.519,7 m² se orienta al Este - Sureste y queda expuesta a la marea, pero debido a que el oleaje en esta zona normalmente no será extremadamente agitado, con una sujeción correcta se podrá aprovechar el recurso fotovoltaico off-shore. Estas zonas están protegidas por la Reserva de la Biosfera del Macizo de Anaga.



Figura 143 Parte de las zonas del Puerto de Santa Cruz de Tenerife

4.4.2. Zonas aptas para fotovoltaica flotante en Gran Canaria

La isla capitalina de la provincia de Las Palmas de Gran Canaria posee numerosos puertos, muchos de los cuales son compatibles con la instalación de parques fotovoltaicos flotantes. En total son 23 zonas en esta isla, las cuales se muestran en la Tabla 30.

Zona	Prioridad	Afección	Área (m ²)
Puerto de Arinaga	1	-	56.982,9
Muelle de León y Castillo, Puerto de La Luz	1	-	49.052,4
Muelle de la CTCC Barranco de Tirajana	1	-	36.349,1
Dique Este, Muelle Deportivo de Las Palmas de Gran Canaria	2	Zona militar, arsenal de munición	19.744,8
Admisión de agua de la CTCC de Jinámar y la Desaladora Las Palmas III	1	-	16.723,3
Puerto de Mogán	1	-	9.444,5
Contradique La Esfinge, Puerto de la Luz.	2	Zona militar "Jirafa"	8.654,2
Puerto de Salinetas	1	-	7.512,16
Dársena Deportiva del Muelle Deportivo de Las Palmas de Gran Canaria	1	-	7.125,3
Escollera de la playa de Amadores	1	-	6.570,1
Puerto de Taliarte, zona exterior	1	-	5.508,3
Muelle de Puerto Rico	1	-	5.426,6
Muelle de Anfi, zona interior	1	-	4.303,1
Puerto de Arguineguín, zona exterior	1	-	4.218,8
Canal entre la escollera de la playa y el muelle deportivo de Puerto Rico	1	-	4.010,1
Muelle deportivo de Puerto Rico	1	-	3.279,4
Muelle de Pasito Blanco	1	-	3.217,4
Muelle de Anfi, Aquamarina	1	-	2.804,9
Muelle del Castillo Del Romeral	1	-	2.435,9

Zona	Prioridad	Afección	Área (m ²)
Puerto de Taliarte, zona interior	1	-	1.781,3
Muelle de Pasito Blanco, zona interior	1	-	1.438,5
Canal del Barranco de Mogán	1	-	1.126,5
Puerto de Las Nieves	1	-	450,1
TOTAL			258.159,6

Tabla 30 Zonas detectadas para instalación de fotovoltaica off-shore en puertos de Gran Canaria

El muelle de San Cristóbal se descarta debido a la escasa longitud de su escollera y la poca superficie disponible en sus aguas. Además, por la zona exterior la batida del mar podría ser mayor de la soportada por las estructuras flotantes que mantendrán a flote los módulos.

Comenzando por el Puerto de La Luz y de Las Palmas, se detectan 4 zonas principalmente, todas ellas a buen resguardo de las mareas y que evitan en gran manera la incidencia con cualquier actividad previa existente. Estas áreas suman un total de 84.576,70 m² y podrían suplir de energía al puerto en un cierto porcentaje. En la Figura 144 puede apreciarse la distribución. Las afecciones en estos casos se dan por encontrarse dentro de zonas militares.



Figura 144 Zonas detectadas en el Puerto de La Luz y de Las Palmas

Otra zona muy interesante es la situada en las escolleras realizadas para la admisión de agua de mar de refrigeración para la CTCC Barranco de Tirajana, que cuenta con una superficie ausente de usos de otros tipos de 36.349,1 m².

Además se mantiene habilitado un espacio en la punta de la escollera principal, de unos 65 metros, para casos de atraque de buques de emergencia. La zona puede verse en la Figura 145.

La siguiente región a exponer será la existente en el muelle de Puerto Rico, en el cual se detectan 3 zonas aptas para la instalación de la presente tecnología. Dos de estas zonas se encuentran en el exterior de las escolleras, tanto del Muelle Deportivo como del Puerto, y una tercera en el canal que queda entre las escolleras del Puerto y de la playa de Puerto Rico. En total son 12.716,15 m², que pueden verse en la Figura 146.



Figura 145 Puerto CTCC Barranco de Tirajana



Figura 146 Zonas detectadas en la zona portuaria de Puerto Rico

La última zona que se mostrará para Gran Canaria será la existente en el Puerto de Agaete, delicado debido a la maniobra que debe hacer el buque que realiza numerosos traslados al día con la isla vecina de Tenerife. El área determinada posee 450,1 m² y se encuentra perfectamente integrada, evitando afección a las actividades portuarias.



Figura 147 Zona habilitada en el Puerto de Las Nieves

4.4.3. Zonas aptas para fotovoltaica flotante en Lanzarote

La isla de Lanzarote posee multitud de puertos, muelles y escolleras para protección de litoral de playas que presentan espacios sobre la lámina de agua que podrían ser aprovechables para la obtención de energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Lanzarote, como el resto de islas orientales, posee un recurso solar muy energético y estas plantas flotantes darían una producción muy alta. Además, la mayoría de estas infraestructuras marítimas se orientan de modo que quedan a resguardo de tormentas de dirección predominante, como sería el Norte o el Noroeste, siendo idóneo para la instalación de estos dispositivos. Se habilitan 16 zonas, mostradas en la Tabla 31.

Zona	Prioridad	Afección	Área (m ²)
Salinas de Janubio	2	Reserva de la Biosfera de Lanzarote y Espacio Natural Protegido "Janubio"	148.907,9
Puerto Deportivo Marina Rubicón	1	-	19.894,1
Boca de Puerto Naos, zona exterior	1	-	14.866,8
Puerto Calero, zona exterior	1	-	9.845,2
Zona anegada dentro del Puerto Naos	1	-	7.479,2
Punta del dique de Puerto Naos	1	-	7.127,3

Zona	Prioridad	Afección	Área (m ²)
Punta del dique del Puerto de Los Mármoles	1	-	4.936,7
Puerto del Carmen	2	ZEC "Cagafrecho"	3.433,4
Muelle Playa Blanca, zona Oeste exterior	1	-	2.937,2
Dique de la Punta de Tope, Playa de Las Cucharas, zona exterior	1	-	2.111,7
Dique Este Playa Flamingo	1	-	1.662,2
Muelle Playa Blanca, zona exterior Sur	1	-	1.584,8
Dique Oeste Playa Dorada	1	-	1.422,3
Puerto de Órzola	1	-	1.213,6
Puerto Calero, zona interior	1	-	1.202,9
Dique Oeste Playa Flamingo	1	-	1.064,9
TOTAL			233.878,3

Tabla 31 Zonas habilitadas para la instalación de módulos fotovoltaicos flotantes en Lanzarote

La zona del Muelle de Playa Blanca se encuentra, en fase de ampliación, por lo que se definen 2 áreas, las cuales podrían cambiar en el futuro tras la finalización de la obra. Estas zonas se muestran en la Figura 148, con un total de 4.522 m².



Figura 148 Zonas habilitadas en el Muelle de Playa Blanca

En El Lago, La Santa, existe una gran charca donde se podría instalar un gran campo solar fotovoltaico flotante, pero se desiste debido al interés turístico de la zona. A pesar de ello, las actividades de generación de electricidad renovable y la turística podrían convivir, gracias a la gran superficie existente.

La zona del Islote de Fermina, la Isla del Francés y de Punta de La Lagarta presenta zonas aptas, pero debido a la cercanía a Puerto Naos y al de Los Mármoles, existiendo en ambos de zonas

aptas, se descartan debido al impacto, principalmente visual, que generarían los parques fotovoltaicos flotantes.

Los Puertos de Los Mármoles y Naos presentan un total de 4 zonas aptas para la colocación de módulos fotovoltaicos flotantes en lugares donde no interfieren ningún tipo de actividad, mostradas en la Figura 149. 3 de estas zonas se encuentran en el Puerto Naos, con un total de 29.473,30 m² y una cuarta en el Puerto de Los Mármoles de 4.936,7 m².



Figura 149 Zonas habilitadas en el Puerto Naos y en el de Los Mármoles

La Laguna de Janubio (pese a no ser un puerto ni un muelle) también presenta una gran superficie disponible para la instalación de la tecnología ya mencionada, a pesar de que presenta cierto interés turístico por estar emplazado dentro del paraje de las Salinas de Janubio y no es zona marina. Se designa una zona que queda a expensas de los actores medioambientales y de los propietarios de las salinas la decisión de la instalación de los módulos. En la siguiente Figura 150 se presenta la zona determinada.



Figura 150 Zona propuesta en las Salinas de Janubio

4.4.4. Zonas aptas para fotovoltaica flotante en Fuerteventura

La isla de Fuerteventura no posee un alto número de puertos y muelles, pero aun así se han detectado ciertas zonas que, a priori, parecerían aptas para la instalación de módulos fotovoltaicos en estructuras flotantes que aprovechen zonas anegadas que estén cerca de infraestructuras que permitan la evacuación de energía. Se detecta un total de 6 áreas en esta isla, las cuales se presentan en la Tabla 32.

Zona	Prioridad	Afección	Área (m ²)
Puerto del Rosario, zona exterior	2	Reserva de la Biosfera de la Isla de Fuerteventura	11.905,3
Puerto de Morro Jable	2		11.408,9
Muelle de Gran Tarajal	2	Reserva de la Biosfera de la Isla de Fuerteventura y zona ZEC "Playas de Sotavento de Jandía"	8.661,0
Puerto del Rosario, punta del dique	2	Reserva de la Biosfera de la Isla de Fuerteventura	7.044,0
Puerto Deportivo Caleta de Fuste	2		6.109,3
Escollera Norte de Playa Chica	2		1.913,2
TOTAL			47.041,7

Tabla 32 Zonas propuestas para instalación de fotovoltaica flotante en puertos de Fuerteventura

En el Puerto de Corralejo no se detecta ninguna zona debido a la exposición al oleaje que presenta la parte Norte de su escollera y a la alta ocupación y tránsito que presenta este puerto. Si se materializase la ampliación de dicha infraestructura podría existir alguna zona.

El puerto pesquero de El Cotillo tampoco presenta zonas aptas para instalación de fotovoltaica flotante, debido a su reducido tamaño y la fuerte exposición en la zona Noroeste al oleaje.

En el Puerto de Gran Tarajal sí existe una zona apta, la cual queda abrigada de las mareas del Norte y del Noreste, aunque los temporales muy potentes del Sur podrían afectarle, no le

ocasionaría daños. Esta zona dispone de 8.661 m² y presenta afección, como todas las zonas de Fuerteventura, a la Reserva de la Biosfera de la isla.



Figura 151 Zona habilitada en el Puerto de Gran Tarajal

Las siguientes 3 áreas se encuentran en el Puerto del Rosario, una de ellas en el dique Norte de Playa Chica, con 1.913,2 m² y que no parece afectar ningún tipo de actividad, ni profesional ni de recreo. Las otras dos, resguardadas por la Punta del Gavioto, suman un total de 18.949,3 m². En la Figura 152 pueden apreciarse dichas zonas.



Figura 152 Zonas propuestas en Puerto del Rosario y Playa Chica

4.4.5. Zonas aptas para fotovoltaica flotante en La Palma

La Palma posee dos puertos principales, el Puerto de Santa Cruz de La Palma, al Este, y el Puerto de Tzacorte, al Oeste. En ambos puertos se han detectado zonas para la instalación de paneles solares flotantes. En total son 3 zonas, las cuales quedan bajo la afección de la Reserva de la Biosfera de La Palma.

Zona	Prioridad	Afección	Área (m ²)
Zona entre los dos diques principales del Puerto de Tzacorte	2	Reserva de la Biosfera de La Palma y zona ZEC Franja marina de Fuencaliente	7.565,8
Dique Sur de la Playa de Santa Cruz de La Palma	2	Reserva de la Biosfera de La Palma	7.470,3
Zona exterior del Muelle Deportivo del Club de Vela Latina del Puerto de Santa Cruz de La Palma	2		2.294,0
TOTAL			17.330,1

Tabla 33 Áreas detectadas en La Palma para fotovoltaica flotante

La zona exterior del dique principal del Puerto de Santa Cruz de La Palma no se selecciona debido a su fuerte exposición al oleaje. En su lugar se habilita una zona, al Norte de Este puerto que queda al resguardo, en un dique realizado para la playa de Santa Cruz de La Palma, donde no se aprecia actividad ni aprovechamiento de dicho espacio marítimo, por lo que se señala como zona apta con 7.470,3 m².

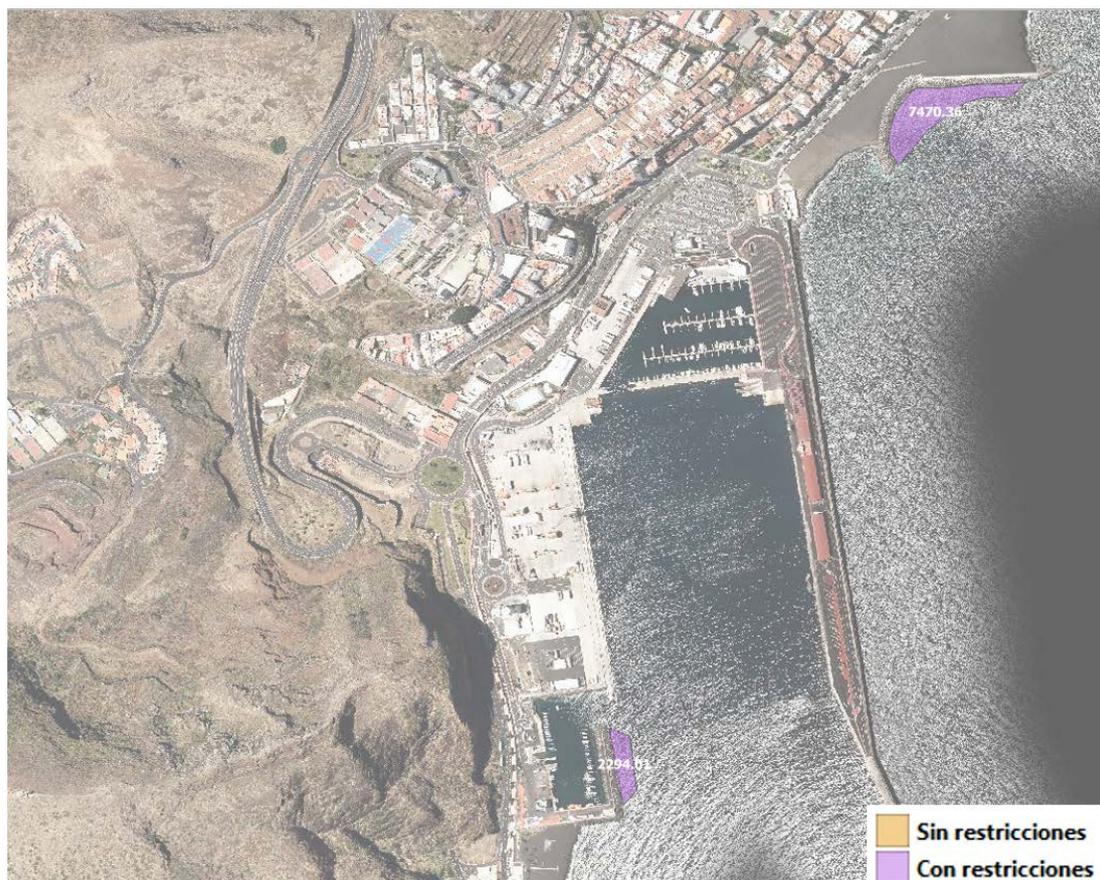


Figura 153 Zonas habilitadas en los dominios del Puerto de Santa Cruz de La Palma

De la misma forma, en la cara exterior del dique del Muelle Deportivo de Vela Latina del mismo puerto, se advierte un área que tampoco parece ser utilizada para ningún fin, por lo que señala, con un área de 2.294 m². En la Figura 153 pueden apreciarse dichas superficies.

El Puerto de Tzacorte presenta menos actividad que el anterior, además de ser un puerto más nuevo en cuanto a su situación actual, lo que facilita la localización de una zona entre los dos principales diques de este puerto, de 7.565.8 m². Además, es necesario mencionar que además de la Reserva de la Biosfera de la isla, esta área queda dentro de la Zona de Especial Conservación de la Franja Marina de Fuencaliente, visible en la Figura 154.



Figura 154 Superficie habilitada en el Puerto de Tzacorte

4.4.6. Zonas aptas para fotovoltaica flotante en La Gomera

La isla de La Gomera posee 3 puertos, el Puerto de San Sebastián de La Gomera al Este, el Puerto de Playa Santiago en el Sur, cerca del aeropuerto, y el Puerto de Valle Gran Rey, en el Oeste. Se perciben una serie de zonas aptas para instalar módulos fotovoltaicos flotantes a resguardo del fuerte oleaje y pegados a las escolleras para disminuir su impacto y poder anclarlos de forma segura. Se detectan 5 zonas principalmente, todas afectadas por la Reserva de la Biosfera de La Gomera.

Zona	Prioridad	Afección	Área (m ²)
Zona exterior del Puerto de San Sebastián de La Gomera	2	Reserva de la Biosfera de La Gomera	4.996,5
Puerto de Playa Santiago	2	Reserva de la Biosfera de La Gomera y ZEC Franja Marina Santiago - Valle	7.470,4

Zona	Prioridad	Afección	Área (m ²)
Puerto Valle Gran Rey	2	Gran Rey	2.294,0
Exterior del Puerto de San Sebastián de La Gomera	2	Reserva de la Biosfera de La Gomera	2.516,0
Exterior del pantalán del Puerto de San Sebastián de La Gomera	2		2.493,8
TOTAL			19.770,7

Tabla 34 Áreas habilitadas en la isla de La Gomera

El Puerto de San Sebastián de La Gomera posee 3 de estas 5 zonas. La primera de ellas se sitúa en el exterior del puerto, a resguardo de la punta de La Gila. La siguiente zona, en la esquina del dique del muelle, a resguardo del oleaje, queda una zona apropiada para instalar fotovoltaica flotante, así como en la escollera del muelle deportivo, donde se propone la tercera zona. En total suman 10.006,3 m².



Figura 155 Áreas definidas en el Puerto de San Sebastián de La Gomera

La siguiente zona se ubica en el Puerto de Playa Santiago, con un total de 3.590,1 m² y pegada a la escollera principal del Muelle, quedando a resguardo de los temporales del Norte y nordeste, así como del Oeste y Suroeste. No se aprecian signos de actividad alguna en esta región, por lo que se propone como apta para la instalación de dichos módulos sobre estructura flotante. Esta área, además de presentarse sobre la Reserva de la Biosfera de La Gomera, se enclava también dentro de la Zona de Especial Conservación de la Franja Marina Santiago - Valle Gran Rey.



Figura 156 Zona habilitada en el Puerto de Playa Santiago



Figura 157 Área definida en el Puerto de Valle Gran Rey

La última área propuesta en La Gomera se sitúa en el Puerto de Valle Gran Rey, donde debido a la existencia de dos grandes escolleras, queda un hueco, de 2.914,9 m² entre ambas, que no

parece tener actividad y podría ser válida para la ya mencionada tecnología. Se presenta en la Figura 157.

4.4.7. Zonas aptas para fotovoltaica flotante en El Hierro

La isla de El Hierro posee dos puertos, el Puerto de La Restinga al Sur, donde se encuentra el punto más al Sur de Europa, y el Puerto de La Estaca al Este. Se han localizado tres zonas en estos dos puertos:

Zona	Prioridad	Afección	Área (m ²)
Puerto de La Restinga	2	Reserva de la Biosfera de El Hierro	11.242,6
Puerto de La Restinga, dique Oeste	2		4.436,7
Puerto de La Estaca	1	-	4.399,2
TOTAL			20.078,5

Tabla 35 Superficies propuestas para la instalación de fotovoltaica flotante en la isla de El Hierro

En el Puerto de La Restinga se habilitan dos zonas, ambas en las dos escolleras del muelle en la zona exterior, que quedan expuestas a mareas provenientes del Sur principalmente. El área ubicada en la escollera Oeste posee 4.436,7 m², mientras que la situada al Este es mayor, con 11.242,6 m². Ambas zonas están afectadas por la Reserva de la Biosfera del Hierro y no se detectan mayores afecciones a priori. En la Figura 158 puede observarse dichas áreas.



Figura 158 Zonas propuestas en el Puerto de La Restinga.

La última de estas superficies se ubica al Este, en el Puerto de La Estaca, la cual no presenta afecciones a ningún tipo de reserva medioambiental. Esta zona posee 4.399,2 m² y no afecta a ningún tipo de actividad, localizándose en la esquina que crea la escollera de dicho muelle en la parte exterior, quedando además abrigada del oleaje por la punta de La Mojara. En la Figura 159 se puede apreciar dicha zona y su situación concreta.



Figura 159 Superficie habilitada en el Puerto de La Estaca

4.4.8. Análisis de la potencia máxima instalable para fotovoltaica flotante

Existen distintas soluciones estructurales para la instalación de paneles fotovoltaicas sobre plataformas flotantes, pero en general se pueden clasificar en dos tipos, los que instalan sus paneles en ángulo inclinado y los que, por el contrario, lo instalan en ángulo horizontal. A priori, la instalación de paneles en ángulo inclinado consigue mayor cantidad de energía producida por dispositivo alcanzándose aumentos de la producción respecto a la solución en plano horizontal de entre el 7-9%. No obstante, el espacio ocupado por estas instalaciones incrementa notoriamente, pasándose de los 8.500 m²/MW a los 12.200 m²/MW.

Por consiguiente, en este tipo de infraestructuras no es descabellado pensar que la solución más adecuada sea la instalación en superficie horizontal. De la misma forma, la instalación en ángulo inclinado implica que la orientación debiera ser ajustada para que los paneles se instalen al Sur (Azimut a 0°) mientras que con plano horizontal no importaría a dónde se orientaran los generadores, haciéndola una opción más versátil. A nivel de costes también existen diferencias entre ambas disposiciones dado que no se necesitan estructuras adicionales para el soporte de los paneles. En la siguiente tabla se presenta el conjunto de áreas reconocidas y la potencia estimada obtenible.

Estimación de la potencia instalable en plantas fotovoltaicas flotantes en Canarias					
Zona	Prioridad	Afección	Área (m ²)	Ángulo inclinado (22°)	Ángulo horizontal (0°)
Tenerife					
Puerto Industrial de Granadilla I	1	-	67.875,70	5,56 MW	7,99 MW
Puerto de St. Cruz de Tenerife, Dique del Este	2	Reserva de la Biosfera del Macizo de Anaga	32.519,70	2,67 MW	3,83 MW

Estimación de la potencia instalable en plantas fotovoltaicas flotantes en Canarias					
Zona	Prioridad	Afección	Área (m ²)	Ángulo inclinado (22°)	Ángulo horizontal (0°)
Puerto Industrial de Granadilla III	1	-	21.477,90	1,76 MW	2,53 MW
Puerto Industrial de Granadilla IV	1	-	15.636,60	1,28 MW	1,84 MW
Puerto Industrial de Granadilla II	1	-	10.639,60	0,87 MW	1,25 MW
Escollera frente al Castillo San Andrés	2	Reserva de la Biosfera del Macizo de Anaga	8.383,10	0,69 MW	0,99 MW
Puerto de Los Cristianos	2	ZEC Franja marina Teno Rasca	8.104,10	0,66 MW	0,95 MW
Escollera a espaldas del Auditorio Adán Martín	1	-	7.985,10	0,65 MW	0,94 MW
Zona Puerto Deportivo Radazul	1	-	7.028,80	0,58 MW	0,83 MW
Puerto Deportivo Marina Tenerife	2	Reserva de la Biosfera del Macizo de Anaga	6.774,40	0,56 MW	0,80 MW
Toma de agua de refrigeración de la CTCC Granadilla	1	-	6.697,90	0,55 MW	0,79 MW
Puerto Colón	2	ZEC Franja marina Teno Rasca	6.549,70	0,54 MW	0,77 MW
Puerto Deportivo San Miguel de Abona	2	ZEC Seadales Sur de Tenerife	6.276,60	0,51 MW	0,74 MW
Puerto de Las Galletas	2	ZEC Seadales Sur de Tenerife	4.324,40	0,35 MW	0,51 MW
Muelle Playa de San Juan	2	ZEC Franja marina Teno Rasca	4.101,40	0,34 MW	0,48 MW
Zona Punta Margallo	1	-	3.911,90	0,32 MW	0,46 MW
Puerto Deportivo Los Gigantes	2	ZEC Franja marina Teno Rasca	3.557,70	0,29 MW	0,42 MW
Club Náutico Puerto de St. Cruz de Tenerife	2	Reserva de la Biosfera del Macizo de Anaga	3.315,70	0,27 MW	0,39 MW
Muelle Deportivo Puertito de Güímar	2	Zona militar de tiro "El Socorro"	2.362,90	0,19 MW	0,28 MW
Exterior del Muelle de Añaza	1	-	2.270,20	0,19 MW	0,27 MW
Puerto de Candelaria	1	-	2.243,60	0,18 MW	0,26 MW
Muelle de Garachico	1	-	2.074,80	0,17 MW	0,24 MW
Muelle del Puerto de La Cruz	1	-	1.423,60	0,12 MW	0,17 MW
Muelle Deportivo Pocito Santo	1	-	1.024,80	0,08 MW	0,12 MW
Muelle Deportivo San Miguel de Abona	2	ZEC Seadales Sur de Tenerife	1.019,60	0,08 MW	0,12 MW
Puerto Deportivo Radazul	1	-	990,4	0,08 MW	0,12 MW
Total Tenerife			231.845,30	19,00 MW	27,28 MW
Gran Canaria					
Puerto de Arinaga	1	-	56.982,90	4,67 MW	6,70 MW
Muelle de León y Castillo, Puerto de La Luz	1	-	49.052,40	4,02 MW	5,77 MW
Muelle de la CTCC Barranco de Tirajana	1	-	36.349,10	2,98 MW	4,28 MW
Dique Este, Muelle Deportivo de Las Palmas de Gran Canaria	2	Zona militar, arsenal de munición	19.744,80	1,62 MW	2,32 MW
Admisión de agua de la CTCC de Jinámar y la Desaladora Las Palmas III	1	-	16.723,30	1,37 MW	1,97 MW
Puerto de Mogán	1	-	9.444,50	0,77 MW	1,11 MW
Contradique La Esfinge, Puerto de la Luz.	2	Zona militar "Jirafa"	8.654,20	0,71 MW	1,02 MW
Puerto de Salinetas	1	-	7.512,16	0,62 MW	0,88 MW
Dársena Deportiva del Muelle	1	-	7.125,30	0,58 MW	0,84 MW

Estimación de la potencia instalable en plantas fotovoltaicas flotantes en Canarias					
Zona	Prioridad	Afección	Área (m ²)	Ángulo inclinado (22°)	Ángulo horizontal (0°)
Deportivo de Las Palmas de Gran Canaria					
Escollera de la playa de Amadores	1		6.570,10	0,54 MW	0,77 MW
Puerto de Taliarte, zona exterior	1	-	5.508,30	0,45 MW	0,65 MW
Muelle de Puerto Rico	1	-	5.426,60	0,44 MW	0,64 MW
Muelle de Anfi, zona interior	1	-	4.303,10	0,35 MW	0,51 MW
Puerto de Arguineguín, zona exterior	1	-	4.218,80	0,35 MW	0,50 MW
Canal entre la escollera de la playa y el muelle deportivo de Puerto Rico	1	-	4.010,10	0,33 MW	0,47 MW
Muelle deportivo de Puerto Rico	1	-	3.279,40	0,27 MW	0,39 MW
Muelle de Pasito Blanco	1	-	3.217,40	0,26 MW	0,38 MW
Muelle de Anfi, Aquamarina	1	-	2.804,90	0,23 MW	0,33 MW
Muelle del Castillo Del Romeral	1	-	2.435,90	0,20 MW	0,29 MW
Puerto de Taliarte, zona interior	1	-	1.781,30	0,15 MW	0,21 MW
Muelle de Pasito Blanco, zona interior		-	1.438,50	0,12 MW	0,17 MW
Canal del Barranco de Mogán	1	-	1.126,50	0,09 MW	0,13 MW
Puerto de Las Nieves	1	-	450,1	0,04 MW	0,05 MW
Total Gran Canaria			258.159,60	21,16 MW	30,37 MW
Lanzarote					
Salinas de Janubio	2	Reserva de la Biosfera de Lanzarote y ENP "Janubio"	148.907,90	12,21 MW	17,52 MW
Puerto Deportivo Marina Rubicón	1	-	19.894,10	1,63 MW	2,34 MW
Boca de Puerto Naos, zona exterior	1	-	14.866,80	1,22 MW	1,75 MW
Puerto Calero, zona exterior	1	-	9.845,20	0,81 MW	1,16 MW
Zona anegada dentro del Puerto Naos	1	-	7.479,20	0,61 MW	0,88 MW
Punta del dique de Puerto Naos	1	-	7.127,30	0,58 MW	0,84 MW
Punta del dique del Puerto de Los Mármoles	1	-	4.936,70	0,40 MW	0,58 MW
Puerto del Carmen	2	ZEC "Cagafrecho"	3.433,40	0,28 MW	0,40 MW
Muelle Playa Blanca, zona Oeste exterior	1	-	2.937,20	0,24 MW	0,35 MW
Dique de la Punta de Tope, Playa de Las Cucharas, zona exterior	1	-	2.111,70	0,17 MW	0,25 MW
Dique Este Playa Flamingo	1	-	1.662,20	0,14 MW	0,20 MW
Muelle Playa Blanca, zona exterior Sur	1	-	1.584,80	0,13 MW	0,19 MW
Dique Oeste Playa Dorada	1	-	1.422,30	0,12 MW	0,17 MW
Puerto de Órzola	1	-	1.213,60	0,10 MW	0,14 MW
Puerto Calero, zona interior	1	-	1.202,90	0,10 MW	0,14 MW
Dique Oeste Playa Flamingo	1	-	1.064,90	0,09 MW	0,13 MW
Total Lanzarote			233.878,30	19,17 MW	27,52 MW
Fuerteventura					
Puerto del Rosario, zona exterior	2	Reserva de la Biosfera Fuerteventura	11.905,30	0,98 MW	1,40 MW
Puerto de Morro Jable	2		11.408,90	0,94 MW	1,34 MW
Muelle de Gran Tarajal	2	Reserva de la Biosfera Fuerteventura y zona ZEC "Playas de Sotavento de Jandía"	8.661,00	0,71 MW	1,02 MW

Estimación de la potencia instalable en plantas fotovoltaicas flotantes en Canarias					
Zona	Prioridad	Afección	Área (m ²)	Ángulo inclinado (22°)	Ángulo horizontal (0°)
Puerto del Rosario, punta del dique	2	Reserva de la Biosfera Fuerteventura	7.044,00	0,58 MW	0,83 MW
Puerto Deportivo Caleta de Fuste	2		6.109,30	0,50 MW	0,72 MW
Escollera Norte de Playa Chica	2		1.913,20	0,16 MW	0,23 MW
Total Fuerteventura			47.041,70	3,86 MW	5,53 MW
La Palma					
Zona entre los dos diques principales del Puerto de Tazacorte	2	Reserva de la Biosfera de La Palma y zona ZEC Franja marina de Fuencaliente	7.565,80	0,62 MW	0,89 MW
Dique Sur de la Playa de Santa Cruz de La Palma	2	Reserva de la Biosfera de La Palma	7.470,30	0,61 MW	0,88 MW
Zona exterior del Muelle Deportivo del Club de Vela Latina del Puerto de Santa Cruz de La Palma	2		2.294,00	0,19 MW	0,27 MW
Total La Palma			17.330,10	1,42 MW	2,04 MW
La Gomera					
Zona exterior del Puerto de San Sebastián de La Gomera	2	Reserva de la Biosfera de La Gomera	4.996,50	0,41 MW	0,59 MW
Puerto de Playa Santiago	2	Reserva de la Biosfera de La Gomera y ZEC Franja Marina Santiago - Valle Gran Rey	7.470,40	0,61 MW	0,88 MW
Puerto Valle Gran Rey	2		2.294,00	0,19 MW	0,27 MW
Exterior del Puerto de San Sebastián de La Gomera	2	Reserva de la Biosfera de La Gomera	2.516,00	0,21 MW	0,30 MW
Exterior del pantalán del Puerto de San Sebastián de La Gomera	2		2.493,80	0,20 MW	0,29 MW
Total La Gomera			19.770,70	1,62 MW	2,33 MW
El Hierro					
Puerto de La Restinga	2	Reserva de la Biosfera de El Hierro	11.242,60	0,92 MW	1,32 MW
Puerto de La Restinga, dique Oeste	2		4.436,70	0,36 MW	0,52 MW
Puerto de La Estaca	1	-	4.399,20	0,36 MW	0,52 MW
Total El Hierro			20.078,50	1,65 MW	2,36 MW
Canarias					
Total Canarias			828.104	67,88 MW	97,42 MW

Tabla 36 Estimación de la potencia instalable en plantas fotovoltaicas flotantes de Canarias

Conforme al análisis realizado, en Canarias existiría potencia para la instalación de este tipo de generadores marinos en un área equivalente a 828.104 m², la cual sería suficiente para instalar hasta 67,9 MW si los paneles se instalaran en plataformas flotantes habilitadas para que éstos estuvieran en superficie inclinada o 97,4 MW en el caso de que los paneles se instalaran en ángulo horizontal.

Si se atendiera por niveles de prioridad, se observa que para el caso de paneles inclinados, 37,8 MW podrían instalarse en ubicaciones catalogadas como de prioridad 1 al no localizarse ninguna afección que pudiera impedir su instalación. Las instalaciones clasificadas como de categoría 2, generalmente por su proximidad o pertenencia a un espacio de reserva de la biosfera, ascenderían a 30,2 MW. Hay que tener en cuenta que islas como La Gomera o Fuerteventura son consideradas al completo como una Reserva de la Biosfera. Esto no tiene

por qué impedir la instalación de este tipo de sistemas, máxime cuando el objetivo es aprovechar zonas ya antropizadas principalmente en muelles, diques y puertos del archipiélago.

Cuando los sistemas se instalan en ángulo horizontal, las infraestructuras clasificadas como de categoría 1 ascenderían a 54,3 MW, mientras que las de categoría 2 serían 43,3 MW. Para finalizar, se realiza en la siguiente tabla una comparativa entre las potencias de fotovoltaica flotante incluidas en el modelo energético desarrollado para la estrategia de generación gestionable y la que podría ser obtenida con las propuestas de instalación anunciadas a lo largo de este apartado.

Cumplimiento de los objetivos de descarbonización en fotovoltaica flotante				
Isla	Objetivo 2030	Objetivo 2040	Ángulo inclinado	Ángulo horizontal
Tenerife	10,8 MW	27,00 MW	19,00 MW	27,28 MW
Gran Canaria	10,8 MW	30,60 MW	21,16 MW	30,37 MW
Lanzarote	3,1 MW	8,70 MW	19,17 MW	27,52 MW
Fuerteventura	3,7 MW	5,00 MW	3,86 MW	5,53 MW
La Palma	0,9 MW	2,00 MW	1,42 MW	2,04 MW
La Gomera	0,9 MW	1,50 MW	1,62 MW	2,33 MW
El Hierro	0,6 MW	1,00 MW	1,65 MW	2,36 MW
Canarias	30,8 MW	75,80 MW	67,88 MW	97,42 MW

Tabla 37 Cumplimiento de los objetivos de descarbonización en fotovoltaica flotante

Se observa que tanto isla a isla como para el total de Canarias, la potencia instalable es mayor que los objetivos a 2030 y 2040 siempre y cuando se adopte como solución técnica la compactación de los generadores usando plataformas flotantes que instalen sus paneles de horizontal. Como la solución de paneles en ángulo inclinado sí se cumpliría los requerimientos para el año 2030 pero no para el año 2040.

En cualquier caso, es importante recalcar que otras soluciones de fotovoltaica flotante podrían ser valoradas en el futuro como las que suponen las plantas fotovoltaicas asociadas a generadores de eólica off-shore o incluso en determinadas piscifactorías siempre y cuando esto no altere las condiciones de operación de dichas infraestructuras. Por lo tanto, si bien se considera que el ahorro del espacio generalmente va a favor de reducir el impacto sobre el dominio público marítimo terrestre, en determinados casos puede que esto no sea la prioridad.

Por otra parte, a efectos de modelo energético, si cualquiera de estas infraestructuras no fuera posible ejecutarlas, podría plantearse otras soluciones más asociadas a la instalación de paneles solares con los métodos tradicionales, en zonas sobre cubierta o en superficies antropizadas.

4.4.9. Análisis de la fotovoltaica flotante en condiciones off-shore para Canarias

En primer lugar se debe mencionar que este tipo de energía renovable marina no es una prioridad para Canarias, pues su emplazamiento requiere de emplear un extenso espacio marino, el cual posee gran interés en Canarias, no sólo por las actividades que se desarrollan en él sino por la multitud de especies y la biodiversidad que alberga. Con los demás tipos de generación renovable podría llegar a cumplirse los objetivos teniendo, además, en cuenta que

esta tecnología carece de unos soportes con una madurez consolidada y no existen instalaciones que precedan para poder estimar el conocimiento de las estructuras flotantes de tal índole en las aguas de Canarias.

A pesar de ello, se ha evaluado a nivel de estrategia esta posibilidad ya que, en un futuro, es probable que instalaciones de este tipo proliferen, aunque no sin estudios previos y de dimensiones contenidas, ya que las aguas de Canarias son limitadas y están muy protegidas por diferentes tipos de restricciones. Se han analizado una serie de baremos que determinan la viabilidad o no de la instalación de esta tecnología. Ello se ha realizado, de la misma manera que los demás tipos, mediante un software GIS y las capas de restricciones, radiación global sobre la superficie marina y especies protegidas, entre otras, las cuales se detallan a continuación.

Como primera restricción se analiza la batimetría de la zona. Esta no debe ser superior a 100 metros de profundidad ni inferior a 15 metros, las zonas que no entren dentro de este baremo se descartarán. Del mismo modo, los Espacios Naturales Protegidos (ENP) tampoco podrán ser invadidos con estas instalaciones, así como las Áreas de Especial Conservación, las especies protegidas y las reservas de la biosfera.

En cuanto a las actividades ya existentes, deberán respetarse totalmente las zonas destinadas a áreas militares y las reservadas para puertos, debido al gran impacto, en lo que a ocupación de suelo se refiere, que generaría una instalación de estas características.

Para dar una idea de cómo quedaría el zonificado realizado se presentan dos ejemplos, para la isla de Gran Canaria, donde se pueden apreciar las zonas propuestas y las restricciones que hacen limita las áreas no seleccionadas. En la Figura 161 puede apreciarse dicho ejemplo. En la siguiente, Figura 162, se aprecian las restricciones que se han tenido en cuenta a la hora de realizar el estudio. Del mismo modo, se presenta una tabla donde se recogen las áreas disponibles para cada una de las islas y la localización relativa que posee.

Áreas disponibles para fotovoltaica off-shore (km ²)				
Isla	Norte	Sur	Este	Oeste
Tenerife	70,76	4,56	12,54	-
Gran Canaria	67,73	183,50	38,91	89,87
Lanzarote	41,01	72,29	30,18	26,29
Fuerteventura	-	198,04	33,61	22,24
La Palma	6,97	-	4,79	7,26
La Gomera	7,32	-	-	3,03
El Hierro	4,99	1,16	1,05	1,41
Canarias	198,78	459,55	121,08	150,10

Figura 160 Áreas disponibles para instalación de fotovoltaica off-shore en Canarias

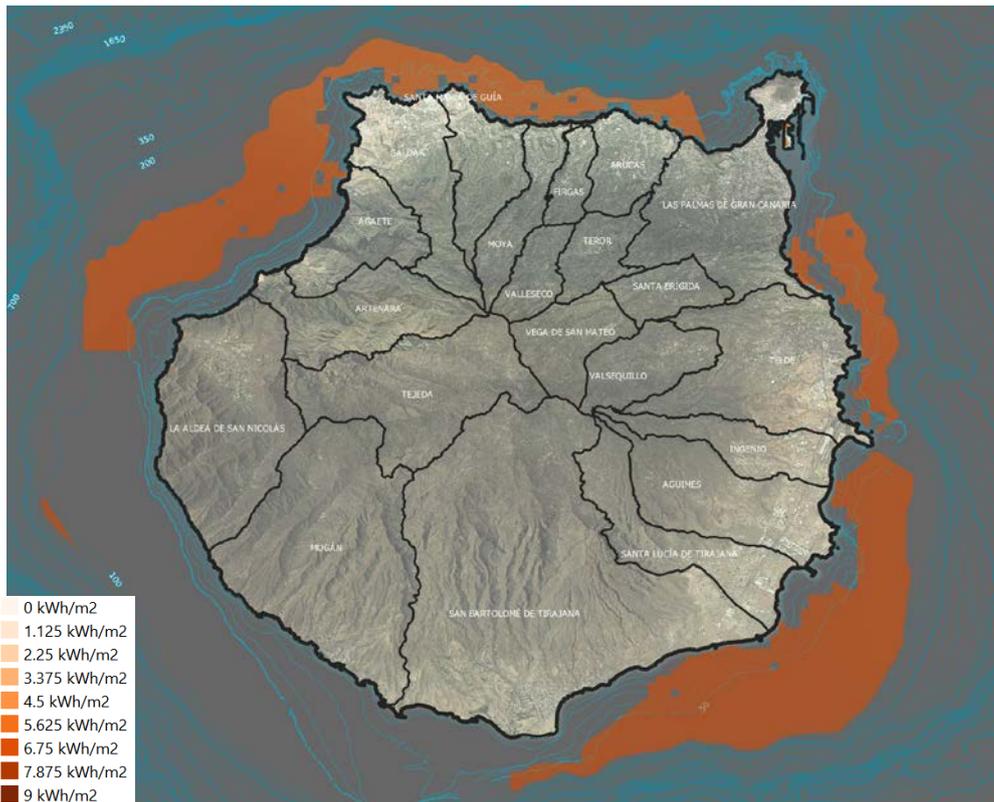


Figura 161 Zonificación propuesta como ejemplo para fotovoltaica off-shore.

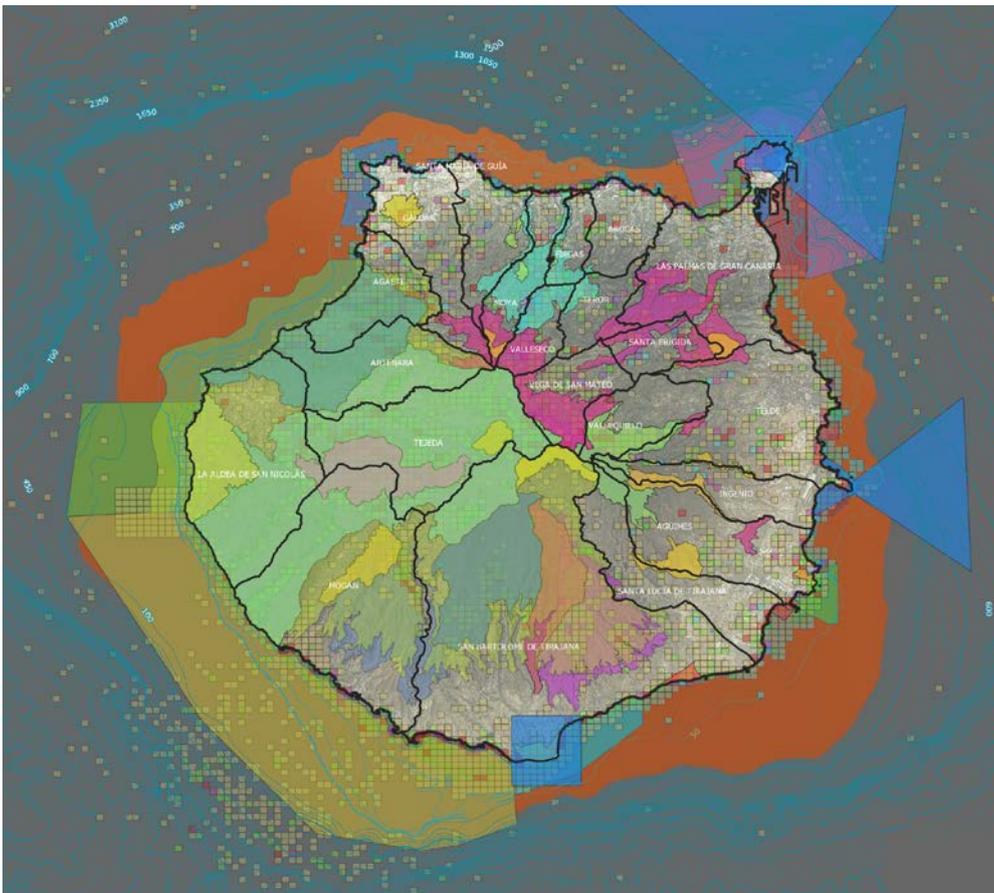


Figura 162. Restricciones para la zonificación propuesta para fotovoltaica off-shore, Gran Canaria.

5. SITUACIÓN DEL SECTOR DE LAS ENERGÍAS MARINAS

5.1. Marco general de desarrollo de las energías marinas

5.1.1. Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM)

En el año 2014 se aprobaba la directiva 2014/89/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de julio de 2014, por la que se establecía un marco para la ordenación del espacio marítimo. Esta norma fomentaba el crecimiento sostenible de las economías marítimas, el desarrollo sostenible de los espacios marinos y el aprovechamiento sostenible de los recursos marinos y también indicaba que había que tener en cuenta las interacciones entre tierra y mar y la mejora de la cooperación transfronteriza. Posteriormente, en el año 2017 esta norma se trasponía al derecho español mediante el Real Decreto 363/2017. La norma establecía que se deberían elaborar cinco planes de ordenación, uno por cada una de las cinco demarcaciones marinas establecidas en la Ley 41/2010, de protección del medio marino. Además, se definía la siguiente propuesta para su elaboración:

- Los Departamentos ministeriales afectados, en coordinación con las comunidades autónomas, deberían realizar un inventario de las actividades y usos existentes y futuros y remitirlo a la Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y del Mar.
- La Dirección General de Sostenibilidad de la Costa y el Mar recopilaría la información de base necesaria para la elaboración de los planes, considerando los datos recogidos dentro de las estrategias marinas de España.
- A continuación, la misma Dirección elaboraría la propuesta del plan de ordenación para cada demarcación marina, se consultaría a los Comités de Seguimiento de las Estrategias Marinas, a las comunidades autónomas, al Consejo Asesor de Medio Ambiente y a los departamentos ministeriales afectados, y se remitiría a la Comisión Interministerial de Estrategias Marinas para su valoración e informe.
- Posteriormente se enviaría a la Comisión Europea y a los Estados Miembros interesados copias de los planes de ordenación del espacio marítimo.
- Cabe mencionar que se fija un periodo mínimo de diez años entre revisiones, en las que se tiene en cuenta las actualizaciones pertinentes de las estrategias marinas. Los ministerios afectados que aquí se nombran son:

Ministerios de Fomento.

Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

Ministerio de Transición Ecológica – S.E Energía.

Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación – S.G Pesca.

Otros departamentos de la Administración Estatal.

Durante el mes de junio 2021, se abrió a Audiencia e información pública el Proyecto de Real Decreto por el que se aprueban los planes de ordenación del espacio marítimo de las cinco demarcaciones marinas española hasta el 31 de agosto de 2021, en virtud del artículo 133.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las

Administraciones Públicas y el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno.

De la misma forma, desde el 8 de Julio 2021 y hasta el 8 de septiembre de 2021, el mismo texto, junto el estudio ambiental estratégico, se ha sometido al proceso de consulta a las Administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas que viene estipulada en el artículo 22 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

En el ámbito de la energía, la aprobación de los POEM permitirá definir las áreas prioritarias y las de uso potencial para la producción de energía renovable marina si bien su zonificación sólo marca zonas sin realizar un ordenamiento de las posiciones o una optimización del aprovechamiento energético, tratando de maximizar la energía producida pero con el menor impacto sobre el medio marítimo.

A fecha de elaboración de este documento ya existen tanto una cartografía como unos borradores publicados, estando sujetos a cambios dado que no se trata de versiones definitivas. La concreción de esta alternativa está por definir y requiere de un análisis jurídico-administrativo en detalle que considere también posibles aspectos competenciales sobre las aguas territoriales por parte de la entidad ostentadora de la autoridad (nuevo Estatuto de Autonomía). Naturalmente, deberán **agilizarse en la medida de lo posible** dichos trámites, pudiendo perder la posición estratégica en Canarias si los tiempos de elaboración se dilatan en exceso.

5.1.2. Real Decreto 1028/2007 y sucesivos

En el año 2007 se publica el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica ubicadas en mar territorial. Tras la modificación efectuada en el año 2015, el citado Real Decreto 1028/2007 regulaba dos procedimientos para la autorización de instalaciones renovables marinas: un procedimiento simplificado para las instalaciones eólicas marinas con potencias de hasta 50MW y para las instalaciones de energías del mar; y otro general, en concurrencia competitiva, para los parques eólicos marinos de potencia superior a 50 MW.

Asimismo, en el marco del citado Real Decreto, en el año 2009 se llevó a cabo un “Estudio estratégico ambiental del litoral español”, con el objeto de determinar las zonas del dominio público marítimo-terrestre que, a efectos ambientales, reúnen condiciones favorables para la instalación de parques eólicos marinos. Dicho estudio estableció tres zonas diferenciadas (zonas aptas, zonas aptas con limitaciones y zonas de exclusión) para las solicitudes de reserva de zona por parte de promotores de parques eólicos marinos de más de 50 MW.

En junio de 2021 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico sometía al trámite de audiencia e información pública el proyecto de real decreto por el que se aprueban los planes de ordenación del espacio marítimo (POEM) de las cinco demarcaciones marinas españolas existentes. Esto motivaba que a día 24 de junio de 2021 el Gobierno de España aprobara el Real Decreto – Ley 12/2021 por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de

regulación y de la tarifa de utilización del agua, mediante el cual se estipulaba **no admitir nuevas solicitudes de autorización administrativa y de reserva de zona en el mar territorial al amparo del Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, hasta el desarrollo del nuevo marco que ajuste el procedimiento actual a la ordenación del espacio marítimo que resulte de la tramitación de los POEM y al contenido de la Hoja de Ruta.**

Por todo ello, el procedimiento establecido en el Real Decreto 1028/2017 y sucesivos ya no sería de aplicación y cualquier promotor que no hubiera sido autorizado con anterioridad a la suspensión de la norma estaría bajo el nuevo procedimiento que se dictamine en coherencia con lo definido según el POEM y la hoja de ruta de las energías marinas de España.

5.2. Modelo de explotación

En la fecha de elaboración de esta estrategia, los países que se caracterizan por políticas de éxito para la promoción las tecnologías eólicas marinas son Dinamarca, Holanda, Alemania y Reino Unido. Además, existen solamente dos parques eólicos marinos flotantes en funcionamiento comercial:

HYWIND Scotland, consiste en el primer parque eólico marino flotante de la historia, operativo desde octubre de 2017. Compuesto por cinco turbinas de 6 MW, con una capacidad total instalada de 30 MW, y un voltaje de transmisión de 33 kV. Se sitúa a 25 km de la costa, al Este de Peterhead, en el mar del Norte de UK, en un área de profundidad de entre 95-120 m. La velocidad de viento promedio en dicha región es 10 m/s, mientras que la altura de las olas promedio es 1,8 m. El proyecto se instaló llevando a cabo un procedimiento poco convencional, ya que el promotor (Equinor) negoció directamente con las autoridades escocesas, con ausencia de concurrencia pública/competitiva. Actualmente pertenece 75% a Equinor y 25% a Masdar (Abu Dhabi Future Energy Company).

Windfloat Atlantic, compuesto por 3 aerogeneradores de 8,4 MW, con una capacidad total instalada de 25 MW, está en funcionamiento desde junio de 2020. En este caso se trata del primer parque eólico semisumergible del mundo, y el primer parque flotante de la península ibérica. En la costa portuguesa de Viana do Castelo, se sitúa en una región de 100 metros de profundidad. El proyecto pertenece al consorcio WindPlus, formado conjuntamente por EDP Renováveis (54,4%), ENGIE (25%), Repsol (19,4%) y Principle Power (1,2%), y se apoyó de la financiación del Gobierno de Portugal (6 M€ Fondo Português de Carbono), la Comisión Europea (29,9 M€ NER300) y el Banco Europeo de Inversiones (60 M€ InnovFin). Otras compañías que han hecho posible la realización del proyecto son la joint-venture Navantia/Windar, el grupo A. Silva Matos, Bourbon, el proveedor de turbinas MHI Vestas y el proveedor de cables dinámicos JDR Cables.

A parte de estos dos parques en funcionamiento comercial, existen varios proyectos precomerciales y demostrativos de los que se puede aprender:

Parques eólicos flotantes pre-comerciales y demostrativos			
Nombre	Ubicación	Capacidad total instalada (MW)	Estado
Kincardine	Aberdeen, Escocia	50 MW	En ejecución
Forthwind Fase 1	Methil, Escocia	29,9 MW	Autorizado
EolMed	Gruissan, Francia	24,8-30 MW	Instalación prevista en

			2021
Les Eoliennes Flottantes de Groix & Belle-Île	Groix & Belle-Île, Francia	28,5 MW	Instalación prevista en 2022
EFGL	Lion, Francia	30 MW	Instalación prevista en 2022
Hywind Tampen	Tampen, Noruega	88 MW	Instalación prevista en 2022

Tabla 38 Proyectos pre-comerciales y demostrativos de parques eólicos marinos en la actualidad

A continuación se analizan los modelos de explotación utilizados tanto en los proyectos aquí enumerados como en otros proyectos de energía eólica marina (véase tabla 39), con el fin de estudiar sus puntos fuertes y débiles, y adaptar su estructura al caso del desarrollo de las tecnologías off-shore en la región de Canarias.

Proyectos de energía eólica marina flotante		
Proyectos operacionales (fase de demostración y prueba)	Proyectos en construcción o que se esperen construidos en 2025 (fase pre-comercial)	Proyectos anunciados en desarrollo y puesta en marcha en 2030 (fase comercial)
Hywind Demo, Noruega (2.3 MW)- 2009	EolMed project, Francia (24.8 MW)- 2021	JERA, ademe and Ideol project (2000 MW)- Japón
WindFloat 1 Prototype, Portugal (2 MW)- 2011	Provence Grand Large floating, Francia (25.2 MW)- 2021	Equinor & KNOC floating projects (800MW)- Corea del Sur
Kabashima Floating, Japón (2 MW)- 2013	DemoSATH, España (2 MW)- 2021	Ulsan 1GW floating (1000 MW)- Corea del Sur
Fukushima FORWARD, Japón (2 MW)- 2013	Hywind Tampen, Noruega (88 MW)- 2022	Equinor floating project (300 MW)- Grecia
Fukushima FORWARD, Japón (7 MW)- 2016	Atlantic Marine Energy Test Site, Irlanda (30MW)- 2022	FLAGSHIP Iberdrola (10 MW)- Noruega
Hywind Scotland, UK (30 MW)- 2017	Les Éoliennes Flottantes du Golfe du Lion, Francia (30 MW)- 2023	Erebus demonstration (TOTAL) project (96 MW)- UK
Floatgen, Francia (2 MW)- 2017	Groix Belle Ile wind farm, Francia (28.5 MW)- 2023	Parque Eólico Gofio (50 MW)- España
Fukushima FORWARD, Japón (5 MW)- 2017	CTG first floating tender, China (10 MW)- 2022	Industry proposed floating projects (1000 MW)- Noruega
Kincardine, UK (2 MW testing)- 2018	Aqua Ventus, USA (12 MW)- 2023	Celtic Sea Floating (1000 MW)- UK
Hibikinada KitaKyushu Demo, Japón (3 MW)- 2019	Goto (GCS) Floating, Japón (21MW)- 2023	French floating auctions (750MW)- Francia
PLOCAN's Test Site, España (0.2 MW)- 2019	Celtic Sea Floating, UK (32MW)- 2024	
WindFloat Atlantic, Portugal (25.2 MW)- 2020	Equinor floating Canary Islands, España (200 MW)- 2025	
Nezzy2 Floating, Alemania (testing-1.5 MW)- 2020	Donghae 1, Corea del Sur (200 MW)- 2024	
Kincardine, UK (48MW)- 2020	Redwood Coast off-shore wind project, USA (150 MW)	
TetraSpar Demo, Noruega (3.6 MW)- 2020e	Sicilian Channel TetraSpar floating project, Italia (250MW)- 2025	

Tabla 39 Proyectos de energía eólica marina en operación y desarrollo a nivel global (Fuente: GWEC Market Intelligence, junio 2020)

5.2.1. Alternativas de modelos de explotación

Desde los 2 GW de potencia instalados en 2009 hasta los casi 30 GW en 2019, la energía eólica marina ha crecido de forma exponencial durante la última década gracias a los avances tecnológicos, los costes descendentes y los fuertes esquemas de apoyo aplicados por diferentes países. Aunque la mayor parte de este crecimiento se ha centrado en el Reino Unido, Alemania, China continental, Dinamarca, Bélgica y Países Bajos, actualmente el mercado de eólica marina está despegando en Asia y Estados Unidos, con desarrollos prometedores además en el Pacífico, América Latina y África a medio y largo plazo.

A lo largo de la última década, la estabilidad política, los esquemas de apoyo financiero y los grupos de innovación han mejorado la economía y escalabilidad de la energía eólica marina, trasladándola de una etapa de tecnología emergente a un estado crítico en el escenario de descarbonización global. **De forma general, comenzando con esquemas de apoyo a proyectos pilotos, el sector ha evolucionado hacia mecanismos del tipo Contract for Difference (CfD), e incluso hacia ofertas de subsidio cero en algunos mercados.** En la tabla 40 se muestran los modelos de explotación utilizados por los países que lideran el mercado de energía eólica marina.

Esquemas de apoyo en los mercados clave de energías eólicas marinas			
Mercados clave	Esquemas pasados	Esquemas actuales	Futuros esquemas
RU	ROC	CfD	-
Dinamarca	DIP	DIP / CfD	CfD
Alemania	FIT	AZ	CA
Países Bajos	FIT / FIP	PTTS	-
Taiwán	DIP	ROC / CB	PPA con T-REC
China	FIT	RA	AZ
Japón	FIT	CB	-

Tabla 40 Esquemas de apoyo en los mercados clave de eólica marina (Fuente: GWEC Market Intelligence, junio 2020). ROC: Renewables Obligation Contract, CfD: Contract for Difference, DIP: Demonstration Incentive Program, FIT: Feed-in Tariff, AZ: Auctions with Zero-subsidy, CA: Centralised Auctions, FIP: Feed-in Premium, PTTS: Premium Tariff through Tendering System, CB: Competitive Bidding, PPA: Power Purchase Agreement, T-REC: Taiwan Renewable Energy Certification, RA: Auction with ceiling price regulated.

5.2.1.1. The Crown Estate

El modelo de explotación de mayor éxito en la implantación de las energías eólicas marinas es el desarrollado por Reino Unido a través del organismo público The Crown Estate (TCE). A pesar de que pertenece al monarca “en derecho de La Corona”, el TCE no es propiedad privada del mismo, pero tampoco pertenece al Gobierno, sino que es gestionado por un Consejo especial, y el excedente de ingresos que obtiene se ingresa anualmente al Tesoro, para el beneficio de las finanzas de la nación, salvo el 15% que se ingresa a la Reina.

Así pues, en la práctica se trata de una plataforma gestionada por el Estado en la que participan los actores más relevantes del país, incluyendo organismos públicos, desarrolladores, fabricantes de aerogeneradores y otras empresas del sector privado interesadas en el desarrollo de las energías renovables.

El TCE posee la propiedad del fondo marino hasta la zona de 12 millas, así como el derecho de uso de los recursos de la plataforma continental del país británico, sin incluir el petróleo y el gas. Además, tras el Energy Act (2004) el TCE es responsable de la generación eléctrica renovable dentro de la Zona Exclusiva Económica de UK. Entre otras, el TCE se encarga de:

Administrar todo un conjunto de activos rurales, costeros y marinos, así como algunas propiedades comerciales.

Alquilar tierras y propiedades a 2.000 individuos y empresas, trabajando junto a ellos para facilitar el éxito de los proyectos.

Apoyar la acuicultura, la agricultura, la silvicultura, el turismo y las energías renovables en alta mar a través del arrendamiento, la investigación y otras actividades.

Invertir en instalaciones de ocio marino para apoyar a las comunidades costeras.

En concreto, los promotores que quieran desarrollar proyectos de energía eólica marina deben firmar un contrato por el cual se alquila una zona eólica marina. Por su parte el TCE no sólo define los términos del contrato, sino que además coopera en la implementación del proyecto, trabajando en la puesta en marcha de las instalaciones, planteando nuevos modelos de planificación de zonas, reducción de riesgos, creación de estrategias de aceleración en la puesta en marcha de proyectos, reducción de trámites burocráticos, entre otras tareas.

Adicionalmente, el TCE participa en la cadena de valor del suministro en el Reino Unido, desarrollando campañas de divulgación y eventos de concienciación para informar tanto a empresas que tengan la potencialidad de invertir en este tipo de negocios como al público en general (ciudadanía).

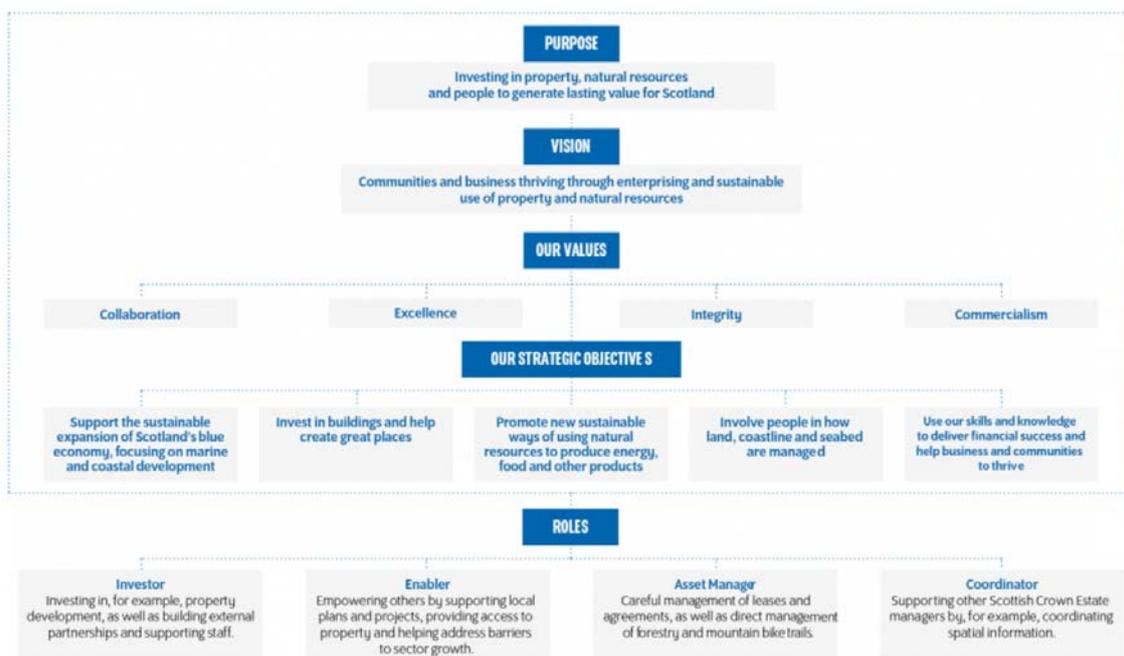


Figura 163 Visión estratégica de The Crown Estate

Por otro lado, el TCE concede derechos para la instalación de tecnologías basadas en las energías undimotriz y mareomotriz, desde prototipos a pequeña escala a zonas de demostración, en toda una variedad de condiciones de localizaciones. Ofrece oportunidades para proyectos de undimotriz de hasta 3 MW, o proyectos de corrientes de marea de hasta 30 MW, y trabaja en conjunto con la industria y los socios para explorar el potencial de desarrollo de los recursos energéticos marinos en UK.

En definitiva, The Crown Estate es un organismo público, que unifica y facilita todos los trámites necesarios para poner en marcha proyectos de parques eólicos marinos a través del arrendamiento de parcelas en la costa de Reino Unido. La clave de su éxito radica en que es responsable de agrupar a todos los actores involucrados en el proyecto, apoyando a su vez de forma activa a los promotores en diversas tareas.

5.2.1.2. Rijkswaterstaat

El Rijkswaterstaat (Departamento de Vías Navegables y Obras Públicas, RWP) es la agencia ejecutiva del Ministerio de Infraestructuras y Gestión del Agua de Países Bajos, dedicado a promover la seguridad, movilidad y calidad de vida en dicho país.

Es el organismo público responsable, entre otras cosas, de gestionar y mantener el Mar del Norte. Más allá de su trabajo principal de protección frente a inundaciones, **se encarga de evaluar y otorgar permisos para la construcción de parques eólicos marinos**. En concreto, el RWP se involucra en:

Plan de construcción y puesta en marcha. Encargado de la localización, el tipo y el diseño de: Cimientos.

Protección frente a la erosión.

Protección frente a la corrosión.

Torres y turbinas.

Instalaciones eléctricas.

Orientación del cableado y cobertura del suelo.

Plan de trabajo operacional. Descripción de las actividades:

Desde inspecciones hasta la instalación del generador de la turbina.

Planificación horaria.

Despliegue de embarcaciones.

Medidas relativas al tráfico marítimo.

Salud, Seguridad, Protección y Medio ambiente (HSSE).

Operaciones simultáneas (SIMOPS).

Comunicación con la guardia costera.

Plan de certificación.

Integridad técnica del parque eólico durante su vida útil.

Activos relacionados: cimientos, subestructuras, torres, turbinas, cableado.

Fases relacionadas: diseño, construcción, transporte e instalación, contratación.

Declaración de experto independiente (NEN-EN-ISO/IEC 17020/17065, o equivalente).

Documentación.

Marcas de identificación y plan de iluminación.

Plan de respuesta de emergencia.

Plan de desmantelamiento.

Plan de construcción inclusiva de la naturaleza.

Por otra parte, en 2016 el Rijkswaterstaat inició un programa de investigación central y de largo término de parte del Ministerio de Economía y Clima llamado **Wozep** (Programa de Eólica Marina Ecológica del Gobierno Holandés), cuya duración se espera hasta 2023, con una extensión probable hasta 2030. Hasta la fecha, la investigación **ha generado resultados prometedores relativos a cómo los parques eólicos marinos afectan a las aves, murciélagos y mamíferos marinos**. Se puede encontrar más información en la página oficial del Programa: <https://www.noordzeeloket.nl/en/functions-and-use/off-shore-wind-energy/ecology/off-shore-wind-ecological-programme-wozep/>.

A pesar de que el Rijkswaterstaat es una entidad menos activa que The Crown Estate, ha demostrado su utilidad en la incentivación de proyectos de energías eólicas marinas, evaluando y otorgando permisos a los proyectos que cumplan las características idóneas. Así, es importante para el desarrollo de la eólica marina la existencia de **una entidad pública cuya responsabilidad sea la de velar por el éxito de los proyectos de este sector, independientemente del esquema de ayudas financieras que se utilice.**

5.2.1.3. Feed-in-Tariff

El esquema Feed-in-Tariff (FIT) es un habitual incentivo para las energías renovables. **Se basa en un sistema de primas constantes pagadas por cada MWh producido en adición al precio del mercado, o bien un pago fijo independiente del nivel del precio de energía.** Además el FIT puede limitarse en el caso de que el precio de mercado y las subvenciones combinadas superen un cierto valor, que es por ejemplo la estrategia utilizada por Dinamarca y Países Bajos. También se tiene el esquema Feed-in-Premium (FIP), que se diferencia en que en este caso se tiene un subsidio por unidad de electricidad generada a partir de renovables, añadido al precio de mercado. A pesar de que fue un sistema muy utilizado en los proyectos de eólica marina, tal como se aprecia en la tabla 40, **los países están desplazando este modelo por otras alternativas.**

En Alemania, desde abril de 2000, las tarifas TIF las regula la Ley de Energías Renovables (EEG). La remuneración inicial para parques eólicos marinos puestos en marcha en 2020 es de 14,4 ct/kWh, siendo la remuneración básica 3,9 ct/kWh (figura 164). La EEG estipula la tarifa inicial durante doce años, después de este periodo, la TiF se reduce a la tarifa básica. En el caso de proyectos puestos en marcha antes del 1 de enero de 2021, se aplica una tarifa de 15,4 ct/kWh para los 12 primeros años, y 3,9 ct/kWh hasta el 20º año de operación. Los parques eólicos puestos en marcha antes del 1 de enero de 2020 podían solicitar una tarifa inicial incrementada durante un periodo de ocho años, lo que se denominó modelo comprimido.

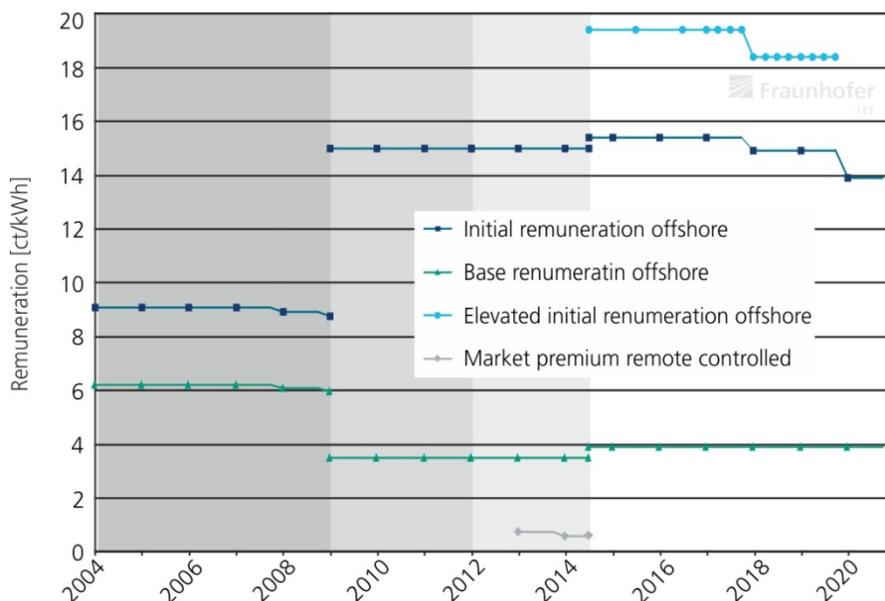


Figura 164 Remuneración Feed-in para la electricidad generada off-shore en Alemania (Fuente: EEG 2017)

5.2.1.4. Renewables Obligation

El Renewables Obligation (RO), también conocido como renewable portfolio standard (RPS) fue uno de los mecanismos de apoyo principales para proyectos de energías renovables a larga escala en el Reino Unido. **El esquema RO se sustituyó en 2017 por el esquema Contract for Difference (CfD) en dicho país.**

El esquema RO consiste básicamente en **obligar a los proveedores de electricidad a generar un porcentaje de la potencia suministrada a través de fuentes renovables.**

Periodo de obligación (1 abril – 31 marzo)	Precio de adquisición	Obligación para Inglaterra, Gales y Escocia (ROCs/MWh)	Obligación para Irlanda del Norte (ROCs/MWh)
2010-2011	£36.99	0.111	0.0427
2011-2012	£38.69	0.124	0.055
2012-2013	£40.71	0.158	0.081
2013-2014	£42.02	0.206	0.097
2014-2015	£43.30	0.244	0.107
2015-2016	£44.33	0.290	0.119
2016-2017	£44.77	0.348	0.142
2017-2018	£45.58	0.409	0.167
2018-2019	£47.22	0.468	0.185
2019-2020	£48.78	0.484	0.190
2020-2021	£50.05	0.471	0.185

Tabla 41 Valores ROC fijados en Reino Unido para el periodo 2010-2021

El sistema de ROC se implementa a través de una estructura bien definida:

Se fijan los valores de obligación y se publican el 1 de octubre del año anterior al que hace efecto. Para el año financiero que comienza el 1 de abril de 2021, los valores RO se publicaron el 1 de octubre de 2020. Algunos valores se muestran en la tabla 41, donde se aprecia que se incrementan cada año, a excepción de este último periodo 2020-2021 en el que los valores de obligación bajaron de 0.484 a 0.471 ROCs/MWh para Inglaterra, Gales y Escocia, y de 0.190 a 0.185 ROCs/MWh para Irlanda del Norte, a pesar de que el precio de adquisición continuó en aumento.

Los generadores de electricidad informan mensualmente de las cantidades de electricidad generadas a través de energías renovables a la Oficina de Gas y Mercados Eléctricos (Ofgem). La Ofgem emite certificados Renewable Obligation Certificates (ROCs) a los generadores de electricidad en función de la electricidad renovable generada.

Los generadores venden sus ROCs a los proveedores, lo que les permite recibir una prima en adición al precio de mercado. Los precios de los ROCs no son fijos y dependen de la negociación entre el proveedor y el generador.

Los proveedores presentan sus ROCs ante la Ofgem. Los que no lo hagan deben pagar una penalización (denominado “precio de adquisición”).

Las cantidades recolectadas por la Ofgem se redistribuyen proporcionalmente a los proveedores que presentaron los certificados.

5.2.1.5. Tax Credit

Los Tax Credits no son más que incentivos fiscales habitualmente utilizados para el desarrollo de proyectos de parques eólicos.

Siguiendo como ejemplo el modelo estadounidense, puede diferenciarse el Production Tax Credit (PTC), que permite a los propietarios y desarrolladores de instalaciones de parques eólicos reclamar **un crédito de impuesto sobre la renta por cada kilovatio-hora generado anualmente, por un periodo de 10 años**, antes de que la instalación sea puesta en servicio.

De forma alternativa, se tiene el Investment Tax Credit (ITC), **un crédito del 12-30% de los costes de inversión al comienzo del proyecto**, y que es de especial importancia para los parques eólicos marinos, ya que dichos proyectos son más intensivos en capital y se benefician de los beneficios fiscales iniciales.

Nueve países de la UE con esquemas nacionales de apoyo a las energías renovables que cubren a la eólica marina (Dinamarca, Alemania, Irlanda, Grecia, Francia, Italia, Países Bajos, Polonia y Finlandia) han optado por esquemas FIPs, mientras que Bélgica y Suecia conceden certificados verdes intercambiables (TGCs, similares al esquema RO). Sin embargo, en la práctica se tiene que cinco de dichos países nunca han asignado FIPs a un parque eólico marino (Irlanda, Grecia, Italia, Polonia y Finlandia), mientras que Suecia no posee ningún proyecto off-shore que se beneficie de los TGCs. El periodo de apoyo financiero garantizado por las FIPs también varía en cada país: 20 años en Alemania, 15 años en Países Bajos, y sólo 12 años en Dinamarca. En estos países europeos, así como en RU, el precio de subasta de los proyectos de eólica marina ha bajado de forma continuada en los últimos años, haciendo esta tecnología más competitiva respecto a otras renovables, así como respecto a algunos combustibles fósiles.

País	FiT	RO	Tax credits
Australia	✓	✓	✓
Canadá	✓	✓	✓
China	✓	✓	✓
Dinamarca	✓	✗	✗
Alemania	✓	✗	✓
Irlanda	✓	✗	✗
Italia	✓	✓	✓
Países Bajos	✓	✗	✗
Noruega	✗	✓	✗
Suecia	✗	✓	✗
RU	✓	✓	✗
EEUU	✓	✓	✓

Tabla 42 Resumen de esquemas de subvenciones aplicados a las energías eólicas en diferentes países (Fuente: Deloitte Establishing the investment case Wind power 2014)

5.2.1.6. Contract for Difference

Los Contracts for Difference (CfDs) son mecanismos que apoyan a proyectos novedosos bajos en carbono. Están diseñados para atraer nuevas fuentes de financiación y reducir el coste de

capital, proporcionando a los generadores la certeza de ingresos de precios futuros a cambio de que soporten los riesgos de desarrollo y construcción.

Un generador todavía tendrá que firmar un contrato para la venta de su producción de energía real (PPA), y se le pagará por esa potencia de acuerdo con el acuerdo comercial que negocia. Sin embargo, paralelamente, **el CfD garantiza al generador que recibirá una cantidad igual al "precio de ejercicio" de CfD por su potencia generada.** Si el "precio de referencia" del CfD (es decir, el precio de mercado que teóricamente el generador debería poder obtener por su salida) es inferior al precio de ejercicio del CfD, el generador recibe un pago por parte del CfD igual a la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio de referencia. Si el precio de referencia es más alto que el precio de ejercicio, entonces es el generador el que paga la diferencia a la contraparte del CfD por cada MWh que se vende.

Un riesgo importante para el generador bajo la aplicación de este esquema surge si existe un desajuste entre el precio pagadero bajo la ruta hacia mercado PPA y bajo el precio de referencia del CfD. Es decir, para cualquier periodo en el que el precio de referencia del CfD sea mayor que el precio PPA, los ingresos del generador serán menores que el precio de ejercicio. Cualquier pérdida de ingresos con respecto a dichos períodos puede o no ser mitigada por los ingresos adicionales resultantes de los períodos en los que el precio de referencia CfD es inferior al precio PPA.

5.2.2. Recomendación para la situación particular de Canarias

Aprendiendo de la experiencia de los países europeos líderes en el desarrollo de las energías marinas, puede ser interesante la existencia de **una figura pública que se encargue de la evaluación y otorgamiento de permisos, así como del apoyo, supervisión e implicación activa** en los proyectos de este sector. Es importante que el organismo responsable sea capaz de **unificar y agilizar los trámites necesarios para la puesta en marcha de los proyectos**, asegurando en cualquier caso la rentabilidad y la minimización de impactos medioambientales.

Una vez evaluados los diferentes trámites y procedimientos llevados a cabo en países que han implantado la eólica marina de manera exitosa, se sugiere, con el objeto de definir el modelo de explotación/gestión óptimo de Canarias, aspirar a la consecución de **un esquema similar al establecido por The Crown Estate, que replique la colaboración público-privada de manera parecida a cómo se hace en el Reino Unido.** Idealmente, el máximo organismo regulador, por sí mismo o a través de una entidad pública, tendría la "propiedad" o "concesión" de las regiones de interés para la explotación de energías marinas. Esta entidad ofrecería zonas off-shore repercutiendo los beneficios obtenidos de esa actividad en fomentar el desarrollo de otros proyectos relacionados con las energías renovables en la región, en especial el almacenamiento energético, que está llamado a ser un elemento clave en la integración de las EERR en red y la consecución de los objetivos de descarbonización del sistema eléctrico. Los fondos recabados de la explotación de esta actividad serían reinvertidos de nuevo en otras medidas que ayuden a potenciar el despliegue de tecnologías renovables en el archipiélago, afrontando de una mejor forma el reto de la descarbonización.

En el marco del análisis jurídico sugerido, **se podrían considerar como referencias otros modelos de colaboración público-privada ya implantados en Canarias en el ámbito de las**

energías renovables, como Megaturbinas Arinaga (empresa pública que pone a disposición de un tecnólogo una concesión demanial en terreno portuario para realizar ensayos de aerogeneradores) o Gorona del Viento (empresa público-privada que ha promovido y explota una planta de generación de energía renovable y que ha logrado, en negociaciones con la AGE, conseguir un régimen retributivo específico que rentabilice dicha planta (Orden IET 1711/2013)).

Por otro lado, analizando la evolución en los últimos años de los esquemas de apoyo financiero utilizados en el sector de las energías marinas, y más concretamente en la energía eólica marina, **se tiende a implementar modelos del tipo Contract for Difference (CfD)**, ya que éstos garantizan al generador una cantidad igual al "precio de ejercicio" de CfD por su potencia generada. No obstante, existen muchos otros modelos de explotación utilizados de forma exitosa por varios países tanto de la UE como de otras partes del mundo, **entre los que destacan el esquema de Renewables Obligation Contracts (ROCs) y la implementación de diferentes tipos de Feed-in Tariff o Feed-in Premium.**

5.3. Cadena de valor del suministro de Canarias

Un elemento clave en el desarrollo de las tecnologías renovables marinas en la región de Canarias es el establecimiento de un plan conciso que posibilite el desarrollo de **una cadena de valor eficiente que reduzca los riesgos de los proyectos y disminuya los costes de implementación.**

Las energías marinas deben, además, tratar con un conjunto de retos técnicos y regulatorios propios, en particular en referencia a la planificación marina y al desarrollo de una infraestructura en tierra que participe tanto en la fabricación y construcción, como en el suministro y distribución de la potencia generada en el mar y otras actividades de operación y mantenimiento, además de en el posterior desmantelamiento.

Para el desarrollo de una cadena de valor eficiente, se necesitan conexiones entre todos los actores involucrados en las distintas fases de los proyectos. **El organismo regulador mandatario tiene aquí un papel central para facilitar el arranque de las tecnologías**, debiendo demostrar un compromiso claro con los objetivos de energías renovables que proporcionen suficiente seguridad a la industria para obtener una línea de proyectos adecuada respaldada a través del establecimiento de una estrategia clara, como por ejemplo la referencia al manejo de las conexiones de la red y la realización de subastas. Estas medidas deben generar seguridad en la cadena de valores de la industria, donde la estandarización de los equipamientos y operaciones ayuda a reducir costes y perseguir objetivos más alentadores de eficiencia, aprovechando al máximo las sinergias con otras industrias.

En adición a la sincronización física de las tecnologías marinas, la energía oceánica se puede beneficiar de las sinergias a través de la transferencia de conocimiento. Diversos mercados off-shore, como los del petróleo y gas off-shore, así como el de energía eólica marina, están mucho más desarrollados y han superado barreras similares a las que se enfrentan las energías oceánicas actualmente. Los actores bien establecidos en dichos sectores no sólo poseen el conocimiento en la ingeniería y desarrollo, sino que además poseen experiencias a lo largo de

la cadena de valor (evaluación de recurso e impacto, cadena de suministro, instalación, operación, etc).

En concreto, se espera que la experiencia adquirida en industrias ya desarrolladas se transmita en mayor medida a los siguientes eslabones de la cadena de valor:

Agentes de conocimientos: Centros de I+D+i, universidades y centros tecnológicos que participen en proyectos de desarrollo de tecnología y conocimiento en áreas como la energía, ingeniería y marítima aplicables a este subsector.

Promotores: Agentes encargados de promover la construcción y la propiedad de las plantas energéticas, así como responsables de trabajos de diseños, análisis socioeconómicos, impacto medioambiental, ingeniería y obra civil, diseños básicos de los parques y logística. Su involucración en la cadena es de gran importancia, ya que sin este eslabón se atascan el resto de actores de la cadena.

Diseño y fabricación de elementos en los parques: Empresas y actores involucrados en el diseño y fabricación de equipos, elementos y sistemas, tales como aerogeneradores, cimentación, conexión a la red eléctrica, subestaciones off-shore, telemando y control.

Servicios y equipamientos marítimos: Responsables de las actividades de diseño y construcción de barcos de instalación y otras embarcaciones auxiliares (barcazas Jack-up, plataformas, entre otros), así como de servicios marítimos y auxiliares de transporte (remolques, seguridad marítima, etc.).

Instalación de los parques: En este eslabón se agrupan las actividades de instalación de los parques energéticos o dispositivos, tales como los servicios de transporte e instalación de cables submarinos, aerogeneradores, cimentación, subestación off-shore, obra civil off-shore y servicios.

Operación y mantenimiento: Todas las actividades que impliquen servicios de operación y control del parque, servicios meteorológicos, mantenimiento y reparación eléctrico-mecánico, así como servicios auxiliares para las actividades de operación y mantenimiento, transporte de materiales y personas, reciclaje y desmantelamiento.

Cada una de estas etapas puede descomponerse a su vez en un conjunto de tareas interconectadas. Por ejemplo, si se considera la fabricación del aerogenerador, se pueden distinguir tres actividades principales:

Suministro de materiales para la fabricación de los componentes.

Fabricación de componentes y sistemas principales.

Fabricación y ensamblaje del aerogenerador.

El desarrollo de las energías marinas en Canarias necesita actualizar las habilidades adquiridas de la economía marítima desarrollada hasta la fecha. En la nueva industria marítima no sólo son necesarios científicos e ingenieros altamente especializados, sino además se necesita de soldadores o electricistas con nuevas habilidades enfocadas en el sector. En este sentido, es

importante que **las administraciones reguladoras, tanto a nivel estatal como autonómico, contribuyan dando respuesta a los desafíos presentes.**

Los mercados emergentes en el sector no sólo lograrán electricidad de bajo costo que favorezca la descarbonización, sino que también establecerán sus propias cadenas de valor para beneficiar sus economías. Sin embargo, **la existencia de requerimientos inflexibles a nivel local podría frustrar el desarrollo económico de la cadena**, debido a aumentos en el coste de la electricidad y/o la existencia de proveedores locales ineficientes e incapaces de competir en el mercado nacional o global.

El empleo en los sectores de fabricación, instalación, operación y mantenimiento relacionados con los sistemas de energías marinas, especialmente eólica off-shore, ha experimentado un fuerte crecimiento en los últimos años, estimado en **150.000 puestos de trabajo** en toda Europa. El crecimiento explosivo en la instalación de parques eólicos marinos y parques de convertidores oceánicos **tendrá un impacto directo en la creación de empleos de calidad relacionados con conocimientos de alto valor añadido**, con un potencial de 5,4 millones de puestos de trabajo en el sector marítimo y un valor añadido bruto de casi 500.000 millones de euros anuales. El GWEC estima que se creen 17,3 trabajos directos (definidos como un trabajo a tiempo completo durante un año para una persona) por cada MW de capacidad de generación a lo largo de un tiempo de operación de 25 años de un proyecto de energía eólica marina. Además, supondrá la creación de un tejido productivo exportable a otros lugares del mundo como fuente de creación de negocio.

A la hora de definir la cadena de valor, es necesario realizar un enfoque en tres dimensiones principales:

Estructura de entradas y salidas: se trata del conjunto de productos y servicios vinculados de forma ordenada a través de una secuencia de actividades de agregación de valor.

Territorialidad: la distribución espacial de las redes de producción y distribución, consistentes en empresas de diferentes tamaños y tipos, que forman la cadena de valor. En este caso, se tienen empresas a nivel regional (Canarias), a nivel estatal (España) y a nivel internacional (Unión Europea y resto de países).

Estructura de gobernanza: no es más que el conjunto de relaciones de autoridad que determina la asignación y flujo de los recursos financieros, materiales y humanos que fluyen en una cadena.

Se suelen diferenciar cinco posibles patrones de gobernanza de la cadena de valor en función de tres factores, la complejidad de la información involucrada en las transacciones; la posibilidad de codificar dicha información; y la competencia o capacidad de los proveedores:

Cadenas Jerárquicas: Son cadenas integradas verticalmente, con transacciones complejas, difíciles de codificar y con proveedores caracterizados por su baja competencia, dependientes de la empresa líder.

Cadenas Cautivas: Se identifican por la baja competencia de los proveedores, dependientes de grandes compradores que ejercen un alto grado de control. Las transacciones y la habilidad para la codificación son de alta complejidad.

Cadenas Relacionales: Se tienen transacciones complejas y baja habilidad para codificar transacciones. Existen relaciones de carácter idiosincrático difíciles de establecer con nuevos socios. En este caso existe alta competencia entre los proveedores.

Cadenas Modulares: Cadenas con transacciones complejas y altamente codificadas a través de estándares técnicos. Los proveedores fabrican según las especificaciones de los clientes, pero con total responsabilidad sobre el proceso y con alta competencia entre ellos.

Cadenas de Mercado: Caracterizadas por una baja complejidad de transacciones, especificaciones de los productos codificadas de forma simple y fácil, y proveedores competentes. En este tipo de cadenas las empresas dispersan horizontalmente su rango de actividades, hacia la búsqueda de menores costos de producción.

Un ejemplo de la cadena de valor del sector en Canarias es el que se muestra en la figura 165. Se basa en el estudio desarrollado por la Sociedad Canaria de Fomento Económico (PROEXCA) en el año 2019, para lo que se contrataron los servicios del Clúster Marítimo de Canarias (CMC). **En dicho estudio se analiza la cadena de valor y suministro de RU, como modelo de éxito a seguir, y la de Canarias a través de entrevistas realizadas a directivos con amplia experiencia en el sector eólico.**

Promoción y gestión del proyecto

La promoción y gestión incluye todas las actividades esenciales para asegurar el planeamiento y la evaluación de impacto medioambiental, así como las actividades necesarias para la definición del diseño y la ingeniería del proyecto.

Este eslabón abarca todas las actividades ejecutadas antes del cierre financiero o la contratación para la construcción del parque eólico. Se diferencian aquí tres tipos de actores involucrados: cross, consultoría y consultoría, ingeniería costera y temas medioambientales.

Cross

En esta categoría entran las grandes empresas que llevan a cabo la promoción y gestión del desarrollo del proyecto en su totalidad, subcontratando a empresas especializadas en cada una de las fases del mismo.

Consultoría

Grandes consultoras internacionales especialistas en diseños de proyectos de innovación.

Consultoría, ingeniería costera y estudios medioambientales

Empresas especializadas en ejecutar la fase de ingeniería y diseño (FEED), antes de la adquisición, contrato y construcción del proyecto, así como en determinar los posibles impactos medioambientales en la localización y alrededores del parque eólico a través de los estudios ambientales pertinentes, entre los que se encuentran:

Estudios ambientales bénticos, determinan las especies que habitan en el fondo marino y en los sedimentos.

Estudios de peces y mariscos, se establecen qué especies habitan en la columna de agua bajo la localización de interés y sus alrededores.

Estudios ambientales ornitológicos, definen la presencia y comportamiento de las aves en el área del parque eólico y las áreas circundantes.

Estudios ambientales de mamíferos marinos, analizan la biodiversidad de los cetáceos en el área de la localización. Estos estudios deben comenzar dos años antes de la instalación y ejecutarse mensualmente para establecer correctamente las variaciones estacionales y anuales.

Estudios ambientales on-shore, investigan los posibles impactos del cableado y las subestaciones terrestres en su entorno ambiental.

Estudios de impacto humano, donde se evalúan los impactos provocados en la comunidad de habitantes del área costera más cercana a la ubicación del parque eólico.

Diseño y fabricación de los elementos del parque eólico

Turbina

La turbina es el componente que posibilita la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica trifásica en corriente alterna. En el diseño y fabricación de este elemento se sigue la siguiente cadena de acciones:

Diseño y fabricación de la torre.

Ingeniería y proceso instrumental del desarrollo tecnológico.

Proceso de diseño y fabricación de la góndola y el rotor.

Diseño y fabricación de los componentes para la conversión de energía.

Ensamblaje o montaje, consiste en unir todos los componentes de la turbina para formar el conjunto completo.

Ensayos no destructivos

Los métodos de ensayo no destructivos se basan en la aplicación de técnicas no invasivas que posibilitan la identificación y caracterización de los materiales, así como la determinación de su integridad y medición de características de interés sin dañarlos.

Cimentación

La cimentación, además de dar el apoyo necesario a la turbina transfiriendo las cargas a la parte inferior de la torre en el lecho del mar, proporciona la conducción para los cables eléctricos así como el acceso para el personal desde las embarcaciones.

En el caso de las plataformas flotantes, para su correcta operación se necesitan sistemas de fijación al lecho marino formados por líneas tensas o catenarias y anclajes para fijar la posición.

Conexión a la red eléctrica y subestación

Se incluyen aquí todas las componentes necesarias para la evacuación a tierra de la potencia generada en el parque eólico, entre las que se encuentran:

Cableado:

- Núcleo de los cables.
- Exterior del cable.
- Accesorios.
- Juntas y pruebas.
- Abrazaderas.
- Protecciones.

Subestación off-shore:

- Sistema eléctrico.
- Sistema HVAC.
- Sistema HVDC.

Subestación on-shore:

- Edificios, acceso y seguridad.

Telemando y control

El sistema de telemando y control posibilita la supervisión remota y el control de carga y potencia activa con el fin de optimizar la vida de la turbina y adaptar la generación según las necesidades del momento.

Seguridad y control

La seguridad y control del parque eólico se ejecutan a través de la base de operaciones, que apoya la operación, mantenimiento y servicio (OMS) del parque eólico.

Es de práctica habitual que el propietario del parque eólico escoja a una compañía local para la construcción de la base de operaciones.

Instalación de los parques eólicos off-shore

Entran en esta categoría todas las actividades relacionadas con la instalación y puesta en marcha del balance de planta y las turbinas, incluyendo las actividades en tierra y mar. Estas actividades comienzan con el transporte de los componentes desde el puerto más cercano al lugar de fabricación hasta el puerto de construcción o bien directamente a la zona de actuación, y finalizan cuando el parque entra en funcionamiento y los activos son entregados al equipo operacional. La cadena de actividades actual es la que sigue:

Instalación de la cimentación, consistente en el transporte y anclaje de la cimentación hasta su posición definitiva.

Construcción de la subestación off-shore, consistente en la ejecución de la infraestructura y la instalación de los equipos eléctricos.

Construcción de la subestación on-shore.

Instalación del cable de exportación on-shore, para lo que las embarcaciones de tendido sitúan los cables entre las estaciones off-shore y on-shore.

Instalación del cable off-shore, que se trata del conjunto de cables que permite la conexión entre las turbinas y la subestación off-shore.

Instalación de la turbina, lo que implica el transporte e instalación de todas sus componentes desde el puerto de construcción hasta el punto de soporte o instalación.

Construcción del puerto, base para el pre-ensamble y construcción del parque eólico. Su ubicación es crítica debido a los efectos del tiempo empleado en el transporte por su sensibilidad a las ventanas climáticas.

Logística off-shore, que se basa en la coordinación y apoyo de las actividades de instalación y puesta en marcha off-shore.

Certificadoras y calidad

Es de interés el conjunto de empresas responsables de la certificación de componentes y turbinas, certificación de los proyectos off-shore, control de calidad durante el proceso de fabricación de los componentes, supervisión de la construcción, gestión de integridad de los componentes, servicios de seguridad, salud y medio ambiente, estudios de extensión de vida de los aerogeneradores y clasificación de los buques necesarios para el proceso de instalación, operación y mantenimiento de los parques eólicos marinos.

Operación y Mantenimiento

Las acciones de operación y mantenimiento (O&M) comienzan formalmente la fecha de puesta en funcionamiento del parque eólico, y son todas aquellas que apoyan las operaciones en curso de las turbinas, balance de planta y transmisión de activos asociados.

El objetivo de estas actividades es asegurar la operación, mantener la integridad física de los activos y optimizar la generación eléctrica.

Operación

En concreto, las tareas de operación se relacionan con la gestión de activos relativos al estado, seguridad, control y operación, incluyendo turbinas, balance de planta, seguimiento remoto y ambiental, ventas de electricidad, administración, supervisión de operaciones marítimas, embarcaciones de operación e infraestructuras del muelle y tareas administrativas. Se pueden clasificar en:

Formación.

Logísticas on-shore.

Logísticas off-shore.

Embarcaciones de traslado de personal.

Embarcaciones de operación.

Embarcaciones de acceso a turbina.

Helicópteros.

Inspecciones de seguridad y salud.

Equipamiento de seguridad y salud.

Mantenimiento y servicio

Por otro lado, las actividades de mantenimiento y servicio deben garantizar la integridad operacional de las turbinas, así como el balance de planta, incluyendo los planes de mantenimiento y los servicios de respuesta ante fallos, tanto proactivos como reactivos. Las tareas concretas dentro de este eslabón son:

Mantenimiento y servicio de turbina, asegurando la productividad a largo plazo.

Inspección y reparación de palas.

Componentes principales de renovación, reemplazamiento y reparación.

Mantenimiento y servicio del balance de la planta, garantizando la operación y fiabilidad de todos los activos que no sean las turbinas, incluyendo las subestaciones, cimentación, cableado, entre otros.

Inspección y mantenimiento de cimentaciones.

Inspección y reparación de cables.

Gestión y monitoreo de registros.

Servicio y mantenimiento de subestaciones.

Servicios marítimos y equipamientos

El servicio marítimo auxiliar, complementario al transporte marítimo, está destinado a atender la carga, nave, tripulación, pasajeros o instalaciones marítimas portuarias.

Astilleros

Donde se lleva a cabo la construcción y reparación de barcos, buques o cualquier otro tipo de embarcación o dispositivo cuyo medio sea el mar.

Servicios marítimos

Servicios que atienden la carga, nave, tripulación, pasajeros o instalaciones marítimas portuarias.

Se diferencian en este grupo:

Servicios subacuáticos.

Trabajos verticales.

Logística y transporte.

Calibración de equipo.

Antifouling.

Administraciones y sociedades de promoción

Este eslabón agrupa a todas las administraciones y organismos públicos responsables de toda clase de iniciativas públicas y/o privadas de la eólica off-shore.

Agentes del conocimiento

Se incluyen aquí a todos los actores involucrados de forma activa en el desarrollo y aplicación del conocimiento, un proceso que se inicia en la generación de ideas y finaliza en la difusión de éstas.

Aseguradoras

Son compañías de seguros, que en el sector de la eólica off-shore ofrecen coberturas de riesgo en las fases de construcción y montaje, operación, lucro cesante anticipado/retraso de puesta en marcha/pérdida de beneficios, responsabilidad civil y avería de maquinaria.

Inversión y financiación.

Los agentes encargados de la inversión y financiación de los proyectos de parques eólicos off-shore.

La figura 165 esquematiza la cadena de valor y suministro analizada por PROEXCA en su estudio.

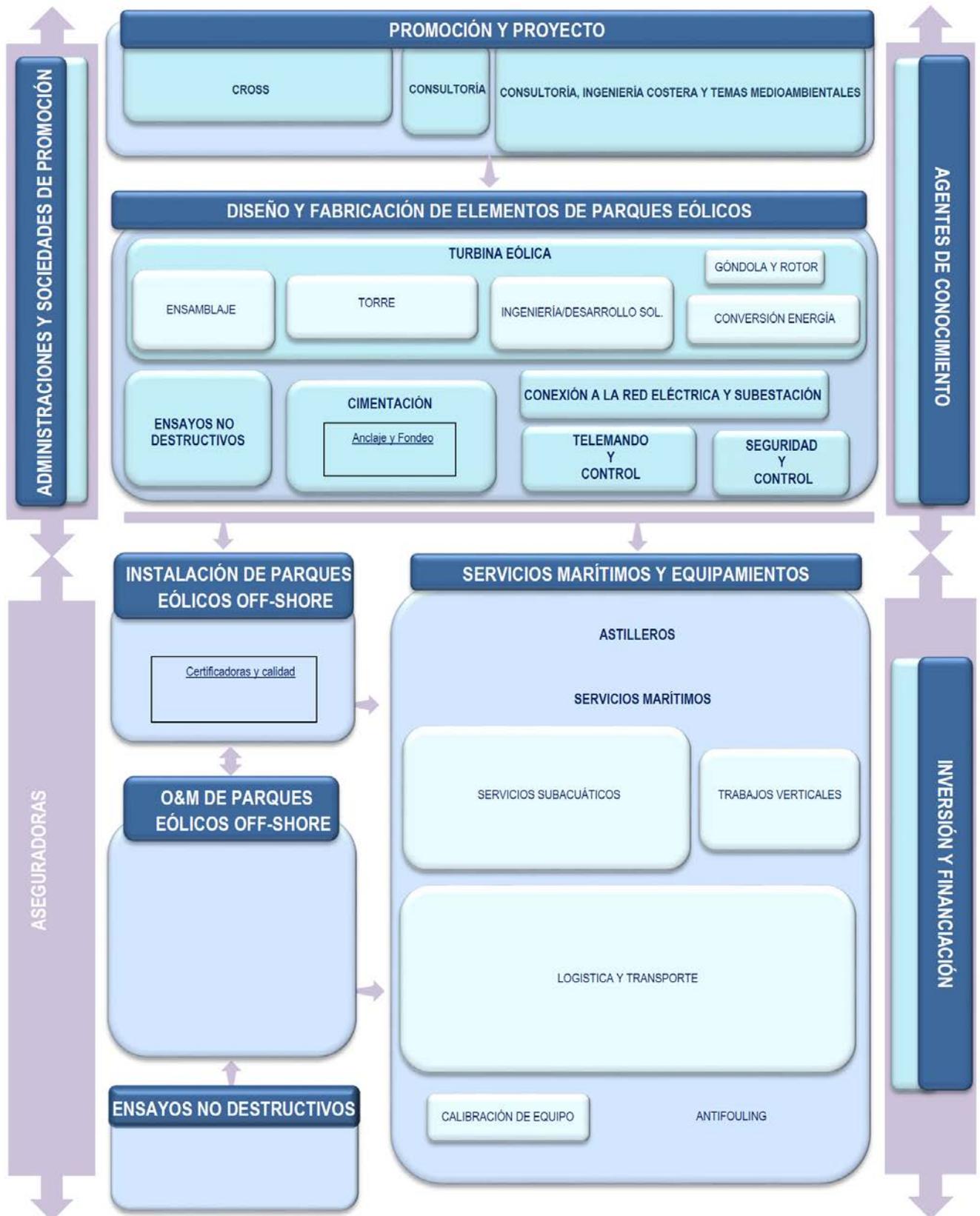


Figura 165 Cadena de valor de la energía eólica marina de Canarias (Fuente: PROEXCA 2019)

En la parte final del documento de PROEXCA se enumeran una serie de recomendaciones a seguir para la optimización de la cadena de valor del sector de la energía eólica marina:

Revisar las políticas energéticas y adaptar la regulación vigente a los avances tecnológicos, con el objetivo de mejorar la coordinación con las políticas de innovación, para conseguir incluirlas dentro de los Planes de Ordenación del Espacio Marino (POEM).

Es recomendable **garantizar por ley las condiciones y el precio a los que se venderá la energía producida por el parque**, ya que en estos momentos existe una problemática con la incertidumbre de la tarifa de venta de la energía.

Difundir y diseminar, a los inversores interesados, las actuales líneas de financiación existentes en la Comisión Europea. Hasta final del año 2020 se encuentra activo el Plan de Inversiones para Europa (Plan Juncker) que ofrece El Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas (FEIE) junto con el Grupo del Banco Europeo de Inversiones (Grupo BEI). Para el periodo 2021-2027, se contará con el Programa InvestEU, el cual agrupará bajo un mismo techo el Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas y otros 13 instrumentos financieros de apoyo a la inversión, con lo que facilitará el acceso a la financiación de la UE e incrementará su eficacia.

Para acrecentar la rentabilidad económica de la instalación de un parque eólico off-shore es necesario **apostar por el desarrollo de las actividades de I+D+i**, con tres objetivos principales: disminuir tanto el CAPEX como el OPEX; aumentar la generación de energía para mejorar la eficiencia del parque; y aumentar la vida útil de los aerogeneradores.

Con el propósito de alcanzar los objetivos marcados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC 2021-2030) es necesario **adaptar el sistema eléctrico en las Islas Canarias para aumentar la penetración de las energías renovables**, incrementando, a su vez, el almacenamiento y mejorando la red de transporte para asegurar el suministro de electricidad a todos los usuarios. Siendo, además, de gran importancia minimizar la pérdida de energía.

Promover la realización de **un estudio que analice las diferentes administraciones que intervienen en la puesta en marcha de un parque eólico off-shore en aguas canarias**, donde se analicen los tiempos previstos para las tramitaciones de todos los permisos necesarios.

Promover a las **empresas del sector de reparación naval de los puertos canarios la diversificación de sus actividades hacia las energías renovables off-shore**, ya que supone un nuevo nicho de negocio que, además, contribuirá a crear nuevos empleos, tanto de forma directa como indirecta.

Considerando la importancia de **minimizar al máximo el impacto ambiental** que generaría la instalación de un parque eólico off-shore, sería de gran utilidad la **elaboración de un manual de recomendaciones** para la elaboración de una Evaluación Ambiental de Parques Eólicos Marinos, que permitiera servir de guía de buenas prácticas a los consultores que realicen la Evaluación Ambiental de los futuros proyectos.

Elaborar un mapa de perfiles profesionales para implantar programas formativos específicos que cualifiquen el sector de instalación y mantenimiento de los parques eólicos.

Incentivar la investigación para aprovechar la plataforma del aerogenerador y poder llevar a cabo otras actividades marítimas en él, es decir, fomentar el desarrollo de plataformas multipropósito.

Promover actividades de difusión para incrementar la aceptación social de la energía eólica off-shore dando a conocer los beneficios que las mismas proporcionan en territorios insulares.

5.4. Evolución de costes de las energías marinas

5.4.1. Evolución de costes de infraestructuras de producción de energía marina

5.4.1.1. Energía eólica marina

De acuerdo con el estudio realizado por la organización de investigación BloombergNEF, **el LCOE global promedio de la energía eólica marina ha caído un 67,5% a 84 USD/MWh desde 2012**. Se espera que la reducción de costes continúe descendiendo hasta los **58 USD/MWh en 2025** gracias a la escalada prevista por los proyectos de nivel GW, los nuevos tipos de turbinas de gran tamaño y la reducción en los costos de capital.

Siguiendo el último informe de costes de generación de energía renovable publicado por la IRENA (2019), **el LCOE promedio global de la eólica marina bajo un 29% entre 2010 y 2019, de 0,161 a 0,115 USD/kWh**. Además, la agencia sugiere que el coste se fijará en torno a **0,05 y 0,10 USD/kWh en 2023** y podrá lograrse incluso en los mercados relativamente nuevos.

Los resultados de las últimas subastas muestran que la eólica marina ya se ha vuelto competitiva en algunos mercados maduros de Europa (por ejemplo, se han completado subastas de subsidio cero en Alemania y Países Bajos), incluso en algunos mercados menos maduros (Francia) se sitúa en la cúspide de la competitividad.

Por otro lado, **los costes totales de instalación disminuyeron de 4.650 USD/kW en 2010 a 3.800 USD/kW en 2019, lo que supone una reducción del 18%**. Este descenso se vio dominado por los esfuerzos en reducir los costes totales de electricidad de los proyectos, lo que produjo una serie de factores que subieron los componentes individuales de los costes, mientras que otros se redujeron al mismo tiempo. El claro ejemplo de este mecanismo es la tendencia a utilizar turbinas de grandes dimensiones en el sector de la eólica marina. A pesar de que por unidad de kW éstas tienden a ser algo más caras, **se ahorra en costes de instalación y de Operación y Mantenimiento (O&M)**, además de aumentar los factores de capacidad.

Tal y como se aprecia en la figura 166, **los costes totales de instalación hasta el 2013 aumentaron en algunos casos debido al aumento de gastos en la instalación, cimentación y conexión a la red**, consecuencia de la implementación de proyectos más alejados de la costa y en aguas más profundas, a los que se le añade que la cadena de suministros estaba en un estado de escalado inicial. Actualmente, la mayoría de estos factores se han estabilizado o están comenzando a generar reducciones de costes, como consecuencia de la economía de escala y la competición en las cadenas de suministros, con centros logísticos optimizados para

para zonas con parques eólicos de múltiples GW, además de una mayor experiencia de los promotores.

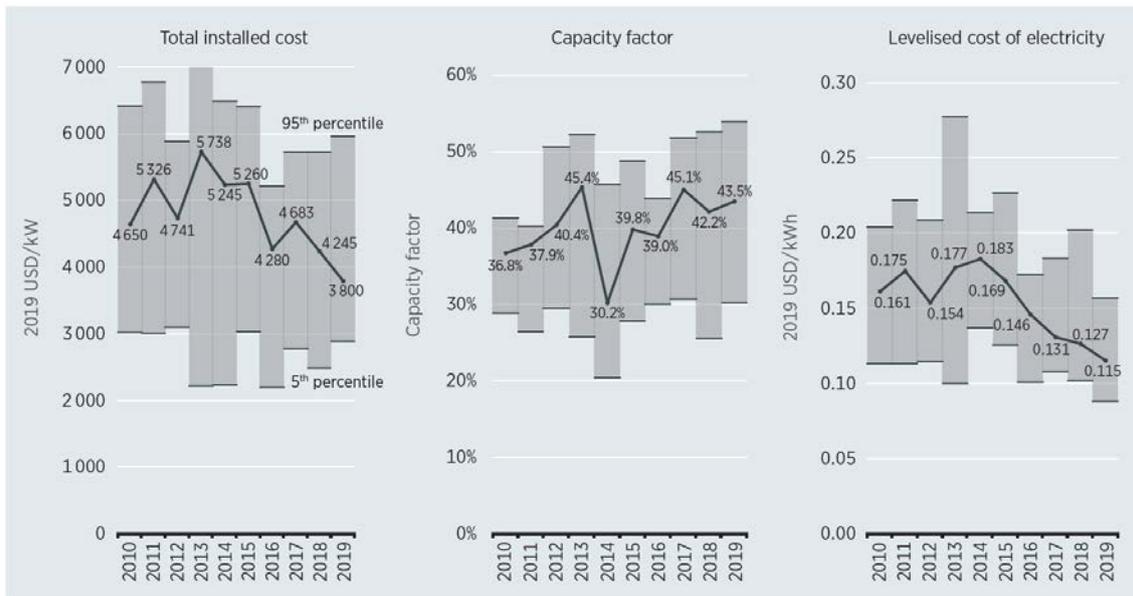


Figura 166 Valores globales promedios de costes totales de instalación, factores de capacidad y LCOE para la energía eólica marina para el periodo 2010-2019 (Fuente: IRENA Renewable Cost Database)

Por otra parte, focalizando el análisis a los sistemas flotantes, la disponibilidad de datos de costes y rendimientos de los proyectos pre-comerciales y en planificación (cuyas dimensiones varían de 2 a 400 MW) todavía no es completa, pero muestra información acerca de la evolución de los costes de la eólica marina flotante.

Debido a que el conjunto de datos es de proyectos pre-comerciales y de demostración, debe analizarse con especial cuidado, ya que **no representa los costes comerciales reales**. Los datos apuntan a que los costes totales de instalación podrían caer a 4.310 USD/kW en 2024, lo que significaría una disminución del 70% respecto al año 2010, donde se situaron en 14.161 USD/kW.

El LCOE se estima sobre los 0,13 USD/kWh para los proyectos construidos en 2024. Si los resultados de estos datos se confirman a través de más proyectos, **los valores deben considerarse muy favorables ya que se espera que a partir de 2022 se pongan en marcha proyectos comerciales relativamente más pequeños**.

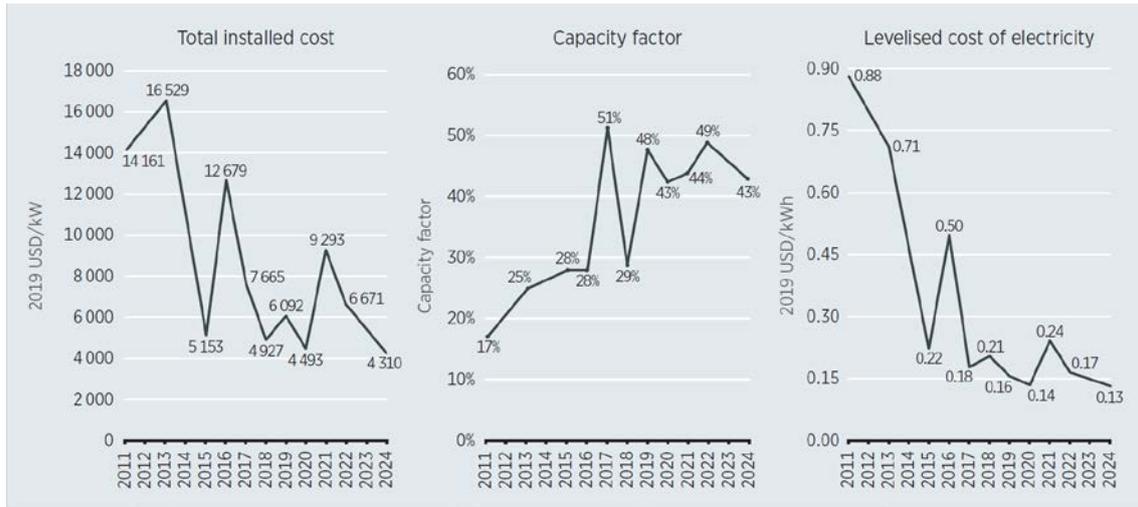


Figura 167 Valores promedio globales de los costes totales de instalación, factores de capacidad y LCOE para las instalaciones de energía eólica marina flotante para el periodo 2010-2024 (Fuente: IRENA Renewable Cost Database)

En este sentido, en los últimos años se están acelerando los mecanismos de apoyo a la comercialización de los sistemas flotantes. Como ejemplo, actualmente está en marcha por parte de la International Electrotechnical Commission (IEC) el trabajo de desarrollo de estándares internacionales que contribuyan a mitigar algunos de los riesgos técnicos asociados a estas tecnologías.

Es interesante el análisis de costes que realiza el centro de investigación inglés Off-shore Renewable Energy Catapult, estimando el capital necesario para realizar un proyecto de características típicas (tabla 43). El desglose detallado de los costes promedio se muestra en la tabla 44. A pesar de que en Canarias se plantean proyectos con otras características, el desglose hace posible una estimación a priori de la inversión necesaria en un proyecto de eólica off-shore.

Parámetro	Valor
Potencia del parque eólico (MW)	1000
Potencia de aerogenerador (MW)	10
Batimetría (m)	30
Velocidad de viento promedio anual a 100m (m/s)	10
Distancia a la costa, red, puerto (km)	60
Fecha de la decisión de inversión financiera para proceder (FID)	2019
Fecha de puesta en marcha	2022

Tabla 43 Parámetros principales de un proyecto típico implementado en Reino Unido

Categoría	Coste promedio (£/MW)	Coste promedio (€/MW)
1. Desarrollo y gestión del proyecto	120.000	139.200
1.1 Desarrollo y servicios de consentimiento	50.000	58.000
Evaluación de impacto medioambiental	8.000	9.280
Otros (incluye contratación del personal de desarrollo y otros trabajos subcontratados)	42.000	48.720
1.2 Mediciones medioambientales	4.000	4.640
Estudios bentónicos	450	522
Estudios de peces y mariscos	400	464
Estudios ornitológicos	1.000	1.160
Estudios de cetáceos	1.000	1.160
Estudios de biología terrestre	550	638
Estudios de impactos humanos	350	406
1.3 Evaluación del recurso y condiciones	4.000	4.640

Categoría	Coste promedio (£/MW)	Coste promedio (€/MW)
meteoceánicas		
Estructura	3.000	3.480
Sensores	650	754
Mantenimiento	300	348
1.4 Mediciones geológicas e hidrológicas	4.000	4.640
Mediciones geofísicas	700	812
Mediciones geotécnicas	2.500	2.900
Mediciones hidrográficas	800	928
1.5 Ingeniería y consultoría	4.000	4.640
1.6 Otros (incluye los proyectos perdidos que incurren en gastos de desarrollo)	54.000	62.640
2. Turbina	1.000.000	1.160.000
Góndola	400.000	464.000
Rotor	190.000	220.400
Torre	70.000	81.200
Otros (incluye ensamblaje, instalación y puesta en marcha, beneficios y garantía)	340.000	394.400
3. Balance de la planta	600.000	696.000
3.1 Cables	170.000	197.200
Cable de evacuación	130.000	150.800
Cable de matriz	35.000	40.600
Protección de los cables	2.000	2.320
3.2 Cimentación de las turbinas	280.000	324.800
Pieza de transición	100.000	116.000
Protección contra la corrosión	20.000	23.200
protección contra la socavación	10.000	11.600
3.3 Subestación off-shore	120.000	139.200
Sistema eléctrico	45.000	52.200
Instalaciones	20.000	23.200
Estructura	60.000	69.600
3.4 Subestación onshore	30.000	34.800
Edificación, acceso y seguridad	8.000	9.280
Otros (incluye equipamiento eléctrico y sistemas)	22.000	25.520
3.5 Base de operaciones	3.000	3.480
4. Instalación y puesta en marcha	650.000	754.000
4.1 Instalación de las cimentaciones	100.000	116.000
4.2 Instalación de la subestación off-shore	35.000	40.600
4.3 Instalación de la subestación onshore	25.000	29.000
4.4 Instalación del cable de evacuación onshore	5.000	5.800
4.5 Instalación del cable off-shore	220.000	255.200
Enterramiento del cable	20.000	23.200
Configuración de cables	7.500	8.700
Testeo y terminación eléctrica	6.500	7.540
Otros (incluye embarcación de tendido de cables, trabajos de mediciones, autorización de ruta, sistemas de protección de cables)	186.000	215.760
4.6 Instalación de turbinas	50.000	58.000
4.7 Logística off-shore	3.500	4.060
Apoyo marítimo	2.500	2.900
Coordinación marítima	850	986
Predicción meteorológica y datos meteoceánicos	300	348
4.8 Otros (seguros, contingencias y gestión de la construcción del proyecto)	212.000	245.920
5. Operación, mantenimiento y servicio (por año)	75.000	87.000
5.1 Operaciones	25.000	29.000
Entrenamiento	500	580

Categoría	Coste promedio (£/MW)	Coste promedio (€/MW)
Logísticas onshore	450	522
Logísticas off-shore	1.600	1.856
Inspecciones de salud y seguridad	400	464
Otros (seguros, estudios medioambientales y pagos compensatorios)	22.000	25.520
5.2 Mantenimiento y servicio	50.000	58.000
Mantenimiento y servicio de la turbina	33.000	38.280
Balance del mantenimiento y servicio de la planta	18.000	20.880
6. Desmantelamiento	330.000	382.800
6.1 Desmantelamiento de las turbinas	45.000	52.200
6.2 Desmantelamiento de los cimientos	75.000	87.000
6.3 Desmantelamiento de los cables	140.000	162.400
6.4 Desmantelamiento de la subestación	65.000	75.400

Tabla 44 Desglose detallado de costes típicos para un proyecto estándar en Reino Unido (Fuente: Catapult 2021)

5.4.1.2. Energías undimotriz y mareomotriz

El análisis de los valores de coste de la energía undimotriz es un buen indicador del estado de desarrollo y progresión necesaria para cumplir con los objetivos del Strategic Energy Technology Plan (SET Plan) y transformarse en una energía competitiva en el sistema energético de la UE. **En 2015, el LCOE de la energía undimotriz varió entre 0,47 EUR/kWh y 1,4 EUR/kWh, con un valor de referencia de 0,72 EUR/kWh.** Tres años más tarde, con una capacidad instalada de 8 MW en 2018, se esperaba que el LCOE disminuyera a 0,56 EUR/kWh. Una de las razones por las que el desarrollo de la energía undimotriz está por detrás del de la mareomotriz es que las tecnologías implicadas son más caras. A pesar de ello, algunos expertos estiman que el coste de estos sistemas caerá por debajo de los objetivos del SET Plan a un ritmo más rápido del esperado.

El LCOE de los proyectos de energía mareomotriz instalados hasta la fecha muestra un rango amplio de valores, debido a la gran variedad de localizaciones y diseños en los dispositivos utilizados en diferentes etapas del desarrollo tecnológico. Siguiendo el análisis desarrollado por ORE Catapult, centro de investigación líder en innovación tecnología de energías renovables en Reino Unido, en su informe publicado en 2018, **el LCOE representativo de la energía mareomotriz a fecha de 2018 y dándole más peso a los proyectos más actuales, es aproximadamente 300 £/MWh**, con una previsión de reducciones a 150 £/MWh por 100 MW instalados, 130 £/MWh por 200 MW instalados, y 90 £/MWh por 1GW instalados. **El estudio remarca que pueden producirse disminuciones más pronunciadas en dichos valores** a través de reducciones aceleradas iniciales (principalmente en las economías de escala, tamaño de turbina, volumen y aprendizaje acelerado), aprendizaje industrial (a través de resultados de pruebas relativas a la tecnología, cadena de valores, O&M, datos meteorológicos, familiarización de localizaciones, etc.) y a través de la innovación (viabilidad, amarres, conexiones eléctricas y costes marinos).

Por otra parte, el proyecto OceanSET, financiado a través del Horizon 2020 y en el que participan diversas plataformas, entre las que se encuentra PLOCAN, y que se enfoca en la implementación de acciones para el desarrollo de las energías oceánicas, fijó unos valores objetivos de LCOE a cumplir a través de una propuesta de Plan de Implementación:

Desarrollo de tecnologías de energías oceánicas competitivas con alto potencial de mercado en Europa

Reducir el LCOE para la energía mareomotriz al menos a:

0,15 EUR/kWh en 2025

0,10 EUR/kWh en 2030

Reducir el LCOE para la energía undimotriz a:

0,20 EUR/kWh en 2025

0,15 EUR/kWh en 2030

0,10 EUR/kWh en 2035

Para cumplir dichos objetivos, según el análisis de deficiencias desarrollado bajo el marco del proyecto OceanSET y publicado en su primer informe anual de abril 2020, son necesarias las acciones técnicas materializadas a través del plan de implementación plasmado en la tabla 45, con unas fechas límites de 2025 para la energía mareomotriz y 2030 para la energía undimotriz.

Resumen de acciones técnicas en el plan de implementación de las energías oceánicas				
Acción	Detalles	Periodo temporal	Propuesta de fondos	Fondos para 2018
1.1: Desarrollo de tecnologías de energía mareomotriz y aumento del conocimiento hasta un nivel TRL 6	Sistemas innovadores y subcomponentes: tecnologías mareomotrices	2018-2025 2018-2025	145 M€	~18 M€
1.2: Demostraciones de sistemas de energía mareomotriz (dispositivos y matrices) y conocimiento de construcción en entornos operacionales (TRL 7-9)	3 x demostraciones de dispositivos a escala real 4 x matrices 10 MW	2019-2022 2020-2025	395 M€	0
1.3: Energía undimotriz – desarrollo de dispositivos, incluyendo avances en demostraciones y conocimiento hasta TRL 6	Sub-sistemas novedosos y conceptos: tecnologías undimotrices TRL 4-6	2018-2030	222,5 M€	17 M€
1.4: Energía undimotriz – demostración de dispositivos y sistemas de matrices en instalaciones a escala real y demostraciones tempranas a escala de matriz que conduzcan al desarrollo a gran escala	Demostración de dispositivos a escala real Implementación de hasta 4 matrices	2018-2025 2025-2030	335 M€	12,5 M€
1.5: Instalación, logísticas e infraestructuras de prueba, así como desarrollo de la cadena de suministros para los sectores undimotriz y mareomotriz	Infraestructura para apoyar a las energías oceánicas Desarrollo de la cadena de suministros	2018-2030	100 M€	12,5 M€
1.6: Desarrollo de métricas stage-gate (líneas de actuación y estándares técnicos) para la evaluación de la tecnología undimotriz	Definición e implementación de métricas stage-gate unificadas para la energía undimotriz de la UE	2018-2019	6,5 M€	3,25 M€
Total			1.204 M€	63,2 M€

Tabla 45 Acciones técnicas propuestas para el desarrollo de las energías oceánicas en el plan de implementación del proyecto Ocean SET

Aparte de las acciones técnicas, el Plan de Implementación consta de acciones de financiación para apoyar económicamente la puesta en marcha de las instalaciones, y acciones medioambientales. Puede encontrarse más información de este proyecto en su página web oficial: <https://www.oceanset.eu/>.

El más reciente análisis realizado por la IRENA y publicado en documento “Innovation outlook: Ocean energy technologies” (diciembre 2020), recoge **los valores de LCE más actualizados para las energías mareomotriz y undimotriz** (figura 168), basados en los trabajos previos de la Comisión Europea (2015), ORE Catapult (2018) y Joint Research Centre (2019). La figura muestra además las estimaciones de coste de 10 proyectos de energía oceánica en actual desarrollo, y sus costes proyectados. **Los valores estimados para el LCOE son de 0,20-0,45 USD/kWh para la energía mareomotriz y 0,30-0,55 USD/kWh para la energía undimotriz.** Además, los estudios más recientes muestran unas predicciones optimistas **con cifras de 0,11 USD/kWh para la energía mareomotriz en 2022 y para la undimotriz en 2024.**

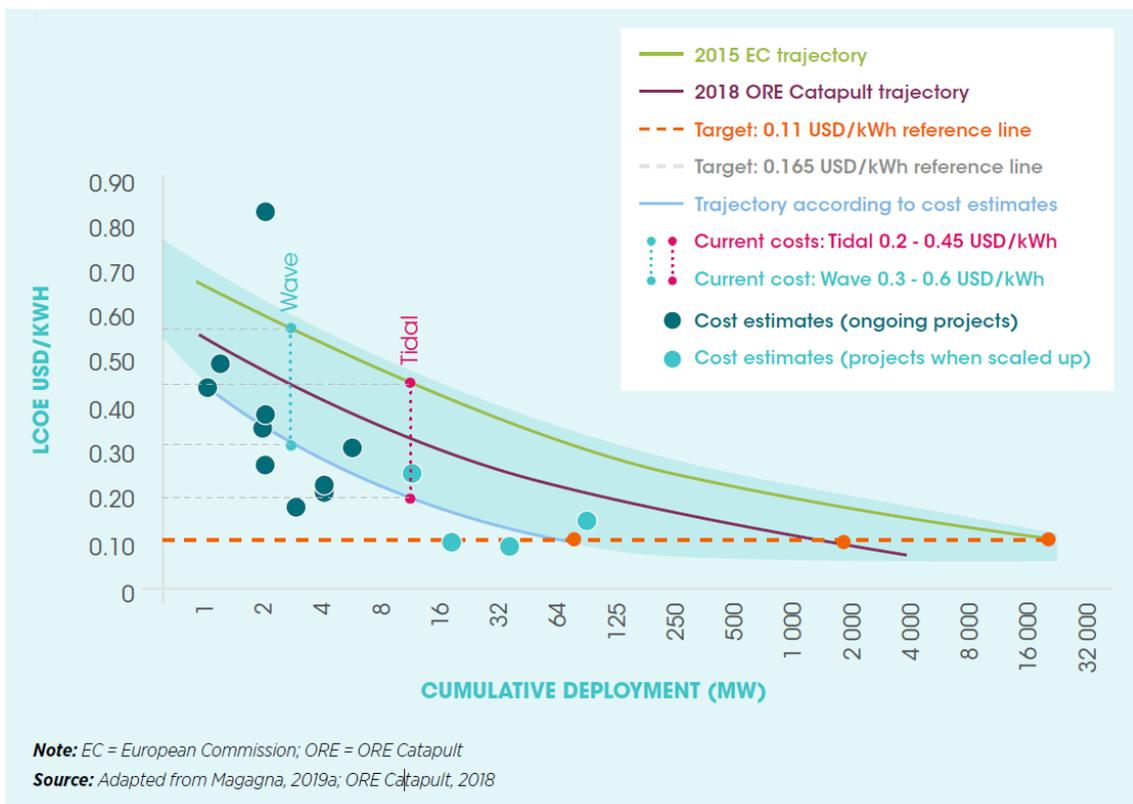


Figura 168 Curvas de reducción de costes objetivo según la Comisión Europea y ORE Catapult, y estimaciones recientes de LCOE (Fuente: IRENA 2020)

5.4.1.3. Energía fotovoltaica off-shore

Según el informe emitido en 2018 por el World Bank Group, los costes de capital de la fotovoltaica flotante están levemente por encima de los de la fotovoltaica terrestre, debido principalmente a los flotadores, anclajes y componentes eléctricos más resistentes.

Los costes de capital totales para instalaciones preconfiguradas variaron generalmente entre 0,8-1,2 USD/Wp en 2018, en función de la localización del proyecto, la profundidad y su variación en la localización, y el tamaño del sistema (figura 169).

Según el mismo estudio, **el LCOE de un sistema fotovoltaico flotante genérico de 50 MWp no difiere de forma significativa del valor correspondiente a un sistema terrestre**. Los gastos de capital inicial mayores para el caso off-shore se equilibran con rendimientos energéticos mayores (estimados un 5% más grandes que en el caso terrestre, pero potencialmente se pueden lograr incrementos del 10-15% en climas cálidos), lo que resulta en un rango de ratios de descuento que se muestran en la tabla 46. Los factores principales que diferencian a ambos sistemas son el precio del sistema (el off-shore es un 18% más caro), los costes de seguros (0,4% del sistema off-shore versus 0,3% para el sistema on-shore), y los rendimientos (5% más alto para los sistemas off-shore). Se espera que en el futuro próximo los valores LCOE de los sistemas fotovoltaicos flotantes se igualen a sus homólogos terrestres.

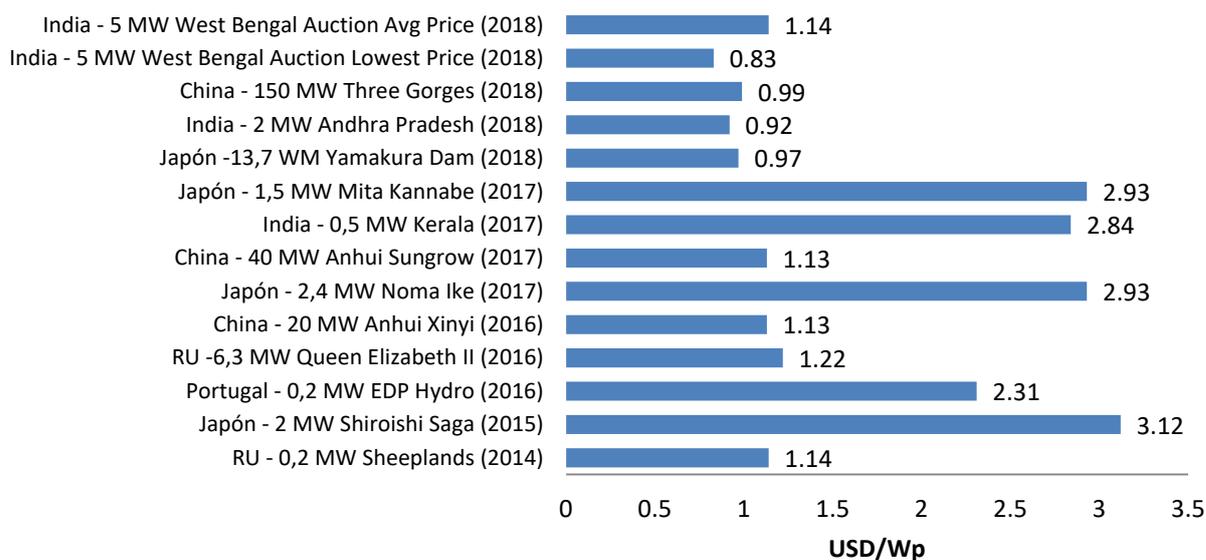


Figura 169 Costes de Inversión para plantas fotovoltaicas flotantes en 2014-2018 (Fuente: World Bank Group 2018)

Comparación de LCOE de sistemas fotovoltaicos flotantes y terrestres de 50 MWp		
	On-shore	Off-shore
Generación eléctrica durante el primer año (GWh)	75,8	79,6 (5% más que on-shore)
Ratio de descuento	LCOE (U.S. cents/kWh)	
7%	5,0	5,6
8%	5,2	5,7
10%	5,4	6,0

Tabla 46 Comparativa de LCOE de sistemas fotovoltaicos on-shore y off-shore de 50 MWp para diferentes valores de descuento (Fuente: World Bank Group 2018)

Si se asume un rendimiento 10% mayor para los sistemas flotantes (en vez de 5%), se tiene que el LCOE para el caso base disminuye hasta 5,3 USD/kWh, casi equivalente al valor para los proyectos terrestres.

Por otro lado, se pueden diferenciar dos esquemas de financiación principales para los proyectos de solar flotante, en función de la capacidad instalada (tabla 46).

Con el fin de aumentar la confianza de la tecnología es frecuente que se concedan subvenciones públicas para financiar proyectos de I+D y pilotos (<1 MWp), que se desarrollan a través de universidades o instituciones públicas de investigación. No obstante, actualmente la

mayoría de proyectos solares se financian en moneda local y principalmente por bancos locales y regionales (excepto en China, con proyectos de mayor alcance). Se espera que la participación de los grandes bancos comerciales internacionales y de las instituciones multilaterales de financiación del desarrollo en los países en desarrollo aumente a medida que los proyectos de mayor envergadura sean más comunes en zonas fuera de China.

Tamaño del sistema (MWp)	Modelo de negocio	Propiedad	Estructura financiera
≤ 5	Autoconsumo	Compañías comerciales e industriales	Financiación pura de capital y/o corporativa (o financiación “en balance y en hoja industrial”). El propietario suele ser una empresa comercial o industrial con altos consumos energéticos y con estanques, lagos o embalses en sus instalaciones disponibles para la instalación de un sistema solar flotante para uso propio.
> 5	Electricidad vendida a la red	Productores de energía independientes y empresas de servicios públicos	Financiación mixta de deuda y capital (típicamente 80:20); financiación del proyecto en balance general o sin recurso. Esta última opción sigue siendo poco frecuente en los servicios públicos, ya que estas estructuras de financiación de proyectos sólo tienen sentido para proyectos de cierto tamaño (generalmente superiores a 10 MWp). En el futuro, los grandes proyectos tendrán probablemente estructuras de financiación similares a las utilizadas para los proyectos fotovoltaicos terrestres a escala de servicios públicos.

Tabla 47 Estructuras de financiación típicas, en función del tamaño del sistema fotovoltaico flotante (Fuente: World Bank Group 2018)

5.4.2. Estimación de costes asociados a la evacuación de la potencia

La energía generada por los sistemas de EERR marinos tiene que inyectarse en la red eléctrica de la isla. Desarrollar todo el potencial de las EERR marinas requiere de una gran inversión en infraestructuras eléctricas para conectar parques eólicos marinos y otros dispositivos de EERR de tipo marino a los sistemas eléctricos de la isla. La asociación público-privada es especialmente relevante, ya que **los gobiernos podrían usar fondos públicos para apoyar el desarrollo de estas infraestructuras eléctricas marinas complementarias.**

En este sentido, es importante **establecer mecanismos legales que fomenten la evacuación compartida de la energía producida por varios promotores** ubicados en proximidades como medio para evitar múltiples conexiones submarinas o sobredimensionamientos de las redes de conexión a los sistemas eléctricos.

Actualmente, la innovación está produciendo drásticas reducciones en los costes de las energías eólicas marinas, y los costos de evacuación de la energía generada son cada vez más importantes en esta industria. Según estima el EIA en su informe “Off-shore Wind Outlook 2019”, **la conexión eléctrica representa alrededor del 20-30% del total de los costes iniciales de capital** de la energía eólica marina hoy en día, pero su participación en los costes totales **aumentará a cerca de la mitad en los próximos años**, debido a que los proyectos se localizarán cada vez más lejos de la costa y a la reducción del coste en el resto de componentes del proyecto, estimándose que en 2040 los costes de capital de la transmisión estarán en un nivel similar a los costes de capital del parque eólico off-shore.

La innovación en la transmisión será esencial para la implementación de nuevos proyectos sin aumentar sus costes generales, por ejemplo a través de investigaciones que expandan los límites de las tecnologías de corriente continua de alta tensión.

El éxito de la energía eólica marina depende del desarrollo de la infraestructura de evacuación de la potencia generada a tierra. Independientemente de si la evacuación es responsabilidad de los promotores del proyecto o de los operadores del sistema de transmisión, **deben existir regulaciones que aseguren el planteamiento eficiente y las prácticas de diseño que apoyen la visión a largo plazo de la eólica marina**. Además, cabe destacar que **los costes de la evacuación dependen fuertemente de las regulaciones regionales** referentes a la conexión del proyecto a la red terrestre.

Un factor clave en las adjudicaciones de las subastas de los proyectos de eólica marina es la asignación de costes entre el promotor del proyecto y el operador del sistema. **Los precios de ejercicio en los que el promotor no necesita cargar con los costes de las conexiones de la red en tierra suelen ser generalmente más bajos**. Por otro lado, incluir los activos de la transmisión dentro del ámbito de las subastas **lleva a la presión competitiva a reducir los costes de los activos de transmisión y por lo tanto podría causar precios totales más bajos en el futuro**.

Los parques eólicos marinos de grandes dimensiones situados a más de 10 km de la costa suelen estar conectados a una subestación marina que se conecta a otra terrestre. Existen dos tecnologías principales de evacuación de potencia:

Sistemas de corriente alterna de alta tensión que transportan la electricidad directamente a través de cables AC (HVAC).

Sistemas de corriente continua de alta tensión (HVDC), donde se transforma la corriente de alterna a continua en estaciones convertidoras y de nuevo a alterna en la subestación terrestre antes de que se inyecte a la red.

Incluso sin considerar el coste de las subestaciones, la transmisión alterna tiene ventaja de costes en cortas distancias, mientras que para distancias más largas **la transmisión HVDC puede ofrecer reducciones significantes de costes** (figura 170).

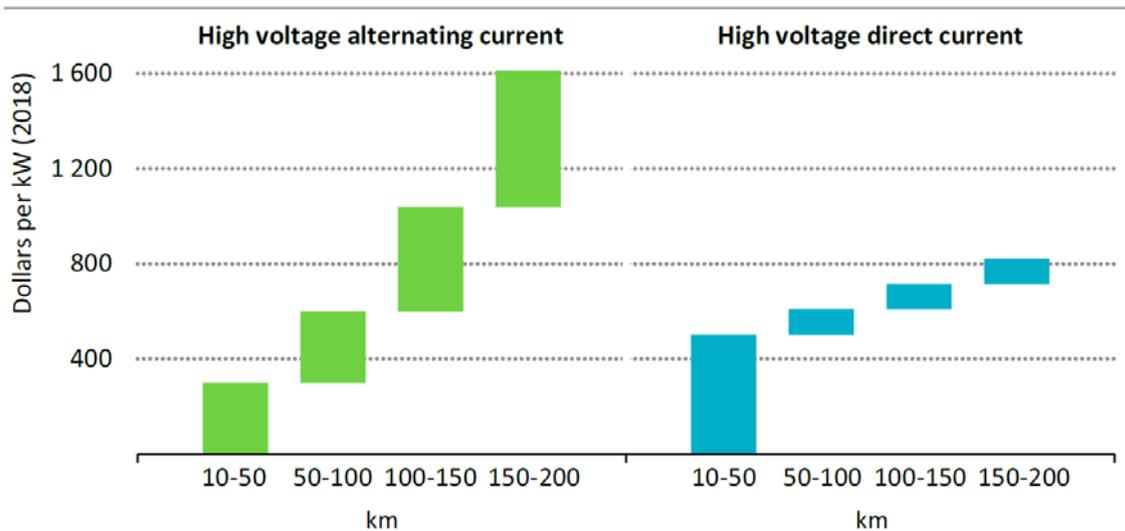


Figura 170 Costes de capital inicial indicativos para cables de transmisión de alto voltaje por tipos y distancia desde la costa

La responsabilidad del diseño, instalación y mantenimiento de las instalaciones de evacuación se define por regulación, y puede recaer sobre el operador del sistema de transmisión (TSO), el gobierno o el promotor del proyecto.

Hasta la fecha, la mayoría de los parques eólicos off-shore se conectan a la red terrestre a través de conexiones radiales, lo que implica una línea de transmisión por parque eólico, considerándose los activos de transmisión partes del propio parque eólico. Sin embargo, cuando pueden existir conflictos de uso o requerimientos de planificación espacial, **es posible diseñar la distribución de los parques off-shore en base a grupos en los que varios proyectos estén conectados a través de un sistema “Hub-and-Spoke”**, método de conexiones aplicado desde hace décadas en la industria del transporte en general, ya sea por mar, tierra o aire.

Además de solucionar el problema de la distribución espacial, **este sistema reduce los costes de transmisión ya que implica el uso optimizado de una menor longitud de cable**. Como ejemplo, en el Mar del Norte se está desarrollando el proyecto North Sea Wind Power Hub, donde Tennet, Energinet.dk, Gasunie y el Puerto de Rotterdam compartirán la conexión a tierra fundamentándose en el sistema Hub-and-Spoke.

No existe una solución universal que garantice el marco regulatorio perfecto para la gestión de las instalaciones de evacuación de potencia. Los TSOs deberían ser capaces de lograr una mejor coordinación y estandarización de los proyectos cuando las conexiones de transmisión sean su responsabilidad. La figura 171 muestra la responsabilidad de conexión a red en diferentes mercados de la eólica off-shore, donde se aprecia que en algunos mercados más maduros (Reino Unido, China o Dinamarca desde 2018) la conexión a tierra es responsabilidad de los promotores del proyecto, mientras que en otros países como Países Bajos, Alemania o Bélgica los desarrolladores del proyecto sólo se responsabilizan de la conexión hasta la subestación off-shore.

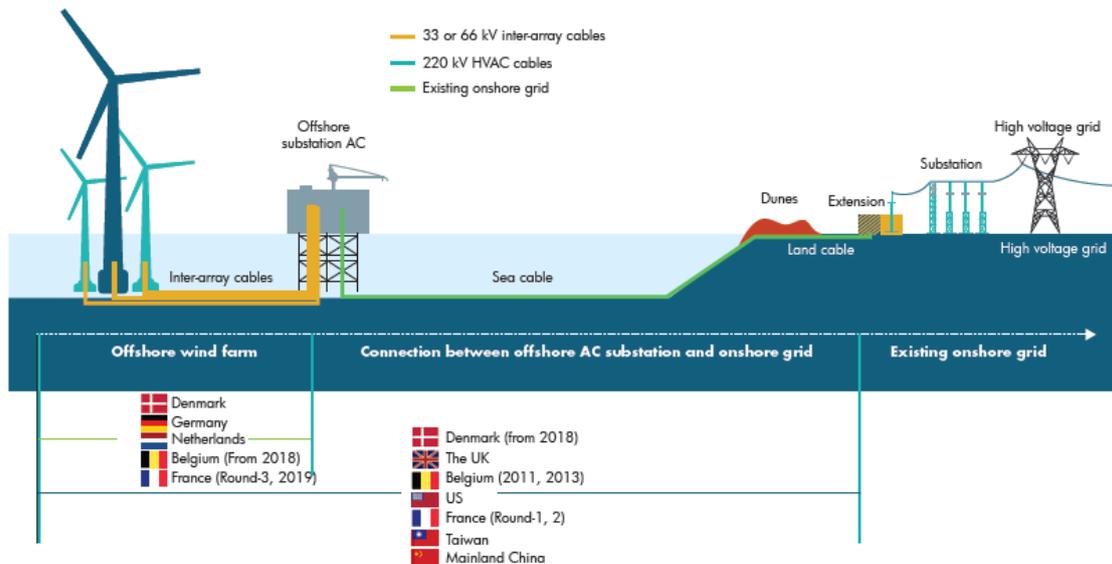


Figura 171 Responsabilidad de evacuación de la energía para diferentes países (Fuente: GWEC Market Intelligence, TenneT)

5.5. Estimación de infraestructuras necesarias para la evacuación de la potencia

Tal y como se comentó en el apartado anterior, los costes de la evacuación de la energía suponen entre un **20-30% del total de los costes iniciales de capital** de la energía eólica marina hoy en día. Además, es importante diseñar la distribución de los parques off-shore en base a grupos en los que varios proyectos estén conectados a través de un sistema “**Hub-and-Spoke**”, que además de solucionar problemas de distribución espacial reduce los costes de transmisión, ya que implica el uso optimizado de una menor longitud de cable.

5.5.1. Tipos de sistemas de evacuación de potencia marina

La producción de energía off-shore requiere de una **infraestructura básica para la transmisión** de la electricidad generada en el océano a la red eléctrica terrestre. Esta infraestructura consiste generalmente en: i) Subestaciones eléctricas, las cuales pueden ser off-shore o directamente on-shore en función de la distancia respecto a la costa y los niveles de tensión a los que se evacúa la potencia; ii) Líneas para la evacuación de la potencia generada, las cuales suelen tener dos partes principales (cables dinámicos para la unión entre aerogeneradores y cables fijos marinizados para la evacuación de la potencia a tierra); iii) Cable instalado en zona terrestre hasta el punto de evacuación o Point of Common Coupling (PCC).

Ahora bien, en cuanto a la elección de la tecnología de evacuación, y sobre todo para distancias largas, la transmisión HVDC muestra grandes ventajas frente a la HVAC entre las que se encuentran la reducción de pérdidas de transmisión debido a la inexistencia de corrientes de carga reactivas, procesos de fabricación más baratos y con menos demanda de los cables DC y mayor grado de control de potencia activa. Por otro lado, el mayor inconveniente de la transmisión HVDC es el alto costo de los convertidores electrónicos de potencia, aunque los expertos consideran posible una reducción significativa de los costes en los próximos años.

Además, en el caso de largas distancias estos costes extra se equilibran con los ahorros producidos por los cables más baratos y menos pérdidas de transmisión en los sistemas HVDC. La distancia a la que los sistemas HVDC se vuelven más rentables que sus homólogos HVAC, denominada “break-even-distance”, depende de diversos factores y se debe analizar cada caso individualmente, aunque típicamente oscila alrededor de los 60 km para el caso de cables submarinos.

HVDC

Actualmente existen varias configuraciones disponibles que pueden agruparse en dos grandes grupos:

Composición Back-to-Back.

Sistemas para la transmisión eléctrica a larga distancia.

Las opciones más clásicas y aplicadas, basadas en tiristores, se denominan “Line Commutated Converters” (LCC) o HVDC clásico. Por otro lado existen alternativas más modernas basadas en transistores, denominadas “Voltage Source Converters” (VSC). Ambos sistemas requieren de una plataforma transformadora HVAC, plataformas HVDC, filtros AC y DC, válvulas convertidoras y el sistema de control. Un esquema típico de las infraestructuras de evacuación basadas en estas tecnologías se muestra en la figura 172.

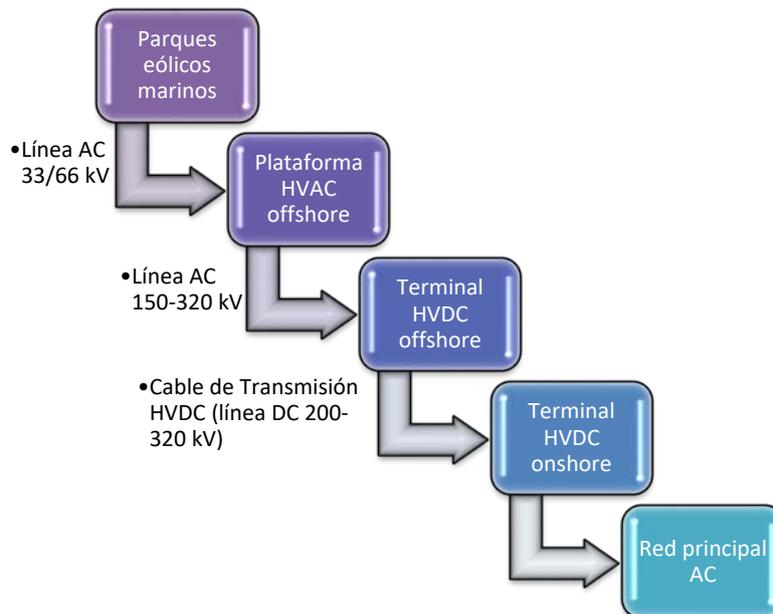


Figura 172 Configuración típica de evacuación de potencia aplicando tecnología HVDC

HVAC

El esquema general de la transmisión de tipo HVAC es como sigue:

Se produce energía en el parque eólico en forma de corriente alterna de medio voltaje (MVAC).

La corriente se transmite a una subestación off-shore, que contiene un transformador que aumenta el voltaje a valores que oscilan típicamente entre 110kW y 275kW.

Se transmite la electricidad a través de cables submarinos, normalmente enterrados en el lecho, hasta que finalmente llega a la subestación onshore.

En la subestación terrestre se lleva a cabo la conexión a la red eléctrica.

Además, se necesita de otros componentes tales como equipos de tipo switchgears y sistemas de compensación de energía reactiva para garantizar la transmisión de energía.

Para la situación particular de las Islas Canarias, la realidad es que la mayor parte de las infraestructuras se ubican en proximidad a la costa y, por tanto, la solución más adecuada continuaría siendo el uso de redes de media tensión en corriente alternativa como mismo se hace para los parques eólicos terrestre. El uso de alternativas de corriente continua presentaría más interés en aquellas propuestas más futuribles las cuales actualmente se encuentran lejos de los ejes de transporte actuales.

5.5.2. Otras soluciones de integración

En las Islas Canarias también podría valorarse como solución de integración que algunos parques eólicos puedan dedicarse en exclusiva a la producción de combustibles renovables usando para ello el hidrógeno como vector energético o incluso la producción de combustibles sintéticos mediante tecnologías Power To X. Éstas se basan en la generación de hidrógeno a partir de la energía renovable producida, que más tarde puede aplicarse en la generación de diferentes tipos de biocombustibles con aplicación directa en el transporte marítimo, la aviación, o el transporte pesado por carretera.

Aunque actualmente los costes de capital de estas tecnologías son elevados debido al grado de inmadurez de las mismas, se espera que sus costos bajen a la par que los de la eólica off-shore, de los valores actuales para los procesos de electrólisis renovables más costosas de 2,5-6,8 USD/kg a 0,8-1,6 USD/kg en la mayor parte del planeta antes del 2050, logrando la viabilidad y competitividad frente a otras alternativas.

Considerando además que la eólica es la energía con mayor potencial para la producción de hidrógeno, y que el mayor recurso eólico se encuentra en el mar, la simbiosis de ambas tecnologías encaja perfectamente y posibilita la integración de la energía producida en el océano evitando los inconvenientes que pueden surgir en la evacuación de la potencia.

Existen diversas opciones de implementación de las tecnologías Power-to-X en las energías marinas. En Canarias, debido a que existen zonas con altos valores de recurso eólico y undimotriz pero que se sitúan de forma que la evacuación de la potencia es inviable o muy costosa, es de especial interés estudiar las opciones que proponen la generación de hidrógeno en una plataforma off-shore, donde posteriormente se comprime y se almacena para su posterior transporte.

5.5.3. Requerimientos de puntos de conexión

En la evacuación de la potencia de un parque de generación marino hay que identificar una serie de componentes clave, entre los que destacan:

Cable de conexión dinámico (entre generadores): Normalmente se utilizan cables dinámicos marinizados los cuales resisten los esfuerzos mecánicos derivados del movimiento de las olas y el posible desplazamiento de las plataformas flotantes entre sí. Estos cables no tienen que estar tendidos en el suelo sino que forman una catenaria uniendo las plataformas. En cada generador existe un transformador con celdas de entrada y salida, conectándose los distintos cables dinámicos existentes hasta el principio del array.

Empalme: Desde la posición final del array se debe llevar a cabo un empalme con el cable estático el cual sí tendría un trazado por el fondo marino hasta tierra.

Cable de conexión estático (evacuación a tierra) Este cable también debe estar preparado para operar en condiciones off-shore.

Cable de evacuación en tierra: Tiene una función semejante a la del cable anterior, pero en este caso ya no sería necesario que estuviera marinizado. En este caso, se utilizaría un compuesto estándar.

Subestación on-shore: Para prácticamente la totalidad de los proyectos que se pretendan llevar a cabo en Canarias, bastaría con el uso de subestaciones on-shore y no sería necesario el uso de subestaciones off-shore por aspectos relacionados con la potencia a evacuar y la cercanía de los puntos de evacuación.

Conexión con subestaciones pre-existentes: Con toda probabilidad, los puntos de conexión de estas infraestructuras no tendrían posiciones libres para permitir la conexión directa de los generadores off-shore. Por lo tanto, se exigiría una subestación propia para estos proyectos (la comentada anteriormente) y se conectaría con las subestaciones pre-existentes las cuales podrían encontrarse en proximidad.

Para la eólica off-shore, como se ha comentado previamente, suele interesar que los generadores tengan la mayor potencia posible para reducir con ello los costes asociados a la cimentación o las plataformas flotantes. Por ello, parece que el estándar es tratar de instalar aerogeneradores de potencias comprendidas entre los 10-15 MW. Estos generadores evacúan directamente a la red de media tensión de 66 kV, aspecto a tener en cuenta a efectos de diseño.

Por el contrario, para convertidores de ola, el nivel máximo de tensión que se suele usar son los 20 kV. En estos casos sí que sería más plausible encontrarse con alguna subestación off-shore para evacuar la potencia de estas instalaciones.

En el caso de la fotovoltaica flotante, en principio se ha planteado para que se encuentre en zonas próximas a tierra aunque se ubique en la lámina de agua. No obstante, las soluciones que se valoran para la instalación suelen tener un centro de transformación en la propia plataforma flotante evacuando la potencia generada en media tensión a 20 kV.

Cualquier planteamiento de nueva instalación de generación así como la configuración utilizada para la conexión de ese parque de generación al sistema eléctrico debe pasar por el visto bueno del Operador del Sistema, que aplicando los criterios establecidos en los Procedimientos de Operación de los sistemas eléctricos no peninsulares podría sugerir mejorar

o incluso informar de la no procedencia de la solicitud por incumplimientos de criterios técnicos fijados en esta Ley.

En consonancia con las normas dictadas en el reglamento anteriormente mencionado, la instalación debe cumplir con los criterios de estabilidad tanto en régimen estacionario como dinámico, debiéndose cumplir con los niveles de tensión y frecuencia en los puntos de evacuación según los estándares fijados en el P.O 1, los ratios de cargas también fijados en esta norma y otros criterios como los niveles de frecuencia y tensión definidos en el P.O 12.2 en relación a huecos de tensión.

El sistema se ensayaría para identificar el cumplimiento en condiciones normales de operación, ante una falta simple por desconexión de un generador, pérdida de generación renovable o pérdidas de líneas de evacuación. También se debería identificar la respuesta del sistema cuando se produce una falta combinada (por ejemplo la pérdida de dos líneas independientes).

Entre los escenarios que comúnmente son ensayados destacan:

Disparo de protecciones de los parques eólicos o líneas de evacuación.

Corrientes de magnetización.

Desconexión, sobretensión y subtensión.

Comportamiento de líneas de los parques eólicos con y sin reactancias de compensación.

Determinación de la máxima derivada de potencia, capacidad de control y gestión del parque eólico en términos de energía activa y reactiva.

Estudios de cortocircuitos internos y externos al parque de generación.

Generalmente, estos estudios se realizan simulando cada elemento del sistema eléctrico con programas especializados y desarrollando un circuito equivalente compuesto por generador y reactancia equivalente que simula el sistema eléctrico al cual se conecta el parque eólico. En cumplimiento del Procedimiento 9, el operador podría exigir que se elabore un modelo compatible para demostrar la validez de la solución técnica analizada, por la que cualquier parque de generación debe realizar estudios específicos para estimar si la solución es admisible o no lo es.

5.5.4. Definición de infraestructuras requeridas

En Canarias tendría mucho sentido que, al menos las instalaciones de evacuación de potencia sean ordenadas por un agente público como medio para evitar que cada promotor que se quiera establecer en el archipiélago opte por una solución particular en función de su criterio. A diferencia de lo que ocurre en el sector de la eólica terrestre, en este caso se estaría haciendo uso de zonas marinas que son de dominio público. Por consiguiente, se convierte en necesario minimizar el uso del espacio en aspectos relacionados con la evacuación de la potencia. De modo contrario, estaríamos ante una situación en la que por cada promotor se instalaría un cable independiente de conexión aumentando el riesgo que supone para los ecosistemas marinos en su conjunto.

El aspecto mencionado en el párrafo anterior es especialmente relevante para el caso de la eólica off-shore donde, como se ha simulado en el apartado 4.2.9, se espera un aumento muy considerable de la potencia instalada, mucho mayor que el previsto para las otras dos tecnologías de renovables marinas estudiadas en esta estrategia. Esta es la principal razón por la que el análisis de las infraestructuras requeridas se centrará en la eólica off-shore. Se entiende que ésta sería más difícil de ordenar y gestionar por las razones argumentadas a lo largo del apartado 5.5.

Asumiendo que los generadores instalados tendrían potencias próximas a los 10 MW, prácticamente el 90% de los generadores evacuaría potencias a tensión de 66 kV. Desde cada array de aerogeneradores partirían cables dinámicos que conectarían con los puntos más próximos donde se define cada posición teórica de ubicación de aerogenerador. Posteriormente, en la cabecera de cada array se ubicaría el empalme en el cual se llevaría a cabo la unión entre el cable dinámico y el cable estático. Este cable estático evacuaría la potencia a tierra donde se encontraría la subestación dedicada a estos proyectos.

Como norma general, los procedimientos de operación establecen un tamaño máximo de grupo que no puede ser en ningún caso vulnerado. Así pues, tomando como ejemplo lo que ocurriría en Tenerife y Gran Canaria, sabiendo que la potencia máxima de grupo es de 70 MW, ninguna línea de evacuación independiente debería tener una potencia superior a ese límite ya que en caso de desconexión de dicha línea no existirían reservas primarias y secundarias para suplir esa desconexión (dimensionadas en base a tamaño máximo de grupo).

Por consiguiente, este límite es importante para saber el número máximo de generadores que podrían conectarse a una misma línea e influye también en el tamaño del cable utilizado tanto para la sección dinámica como estática.

Tamaños máximos de grupo por sistemas eléctricos	
Isla	Tamaño máximo de grupo
Tenerife	70 MW
Gran Canaria	70 MW
Lanzarote	18 MW
Fuerteventura	18 MW
La Palma	8 MW
La Gomera	3 MW
El Hierro	2 MW

Tabla 48 Tamaños máximos de grupo por sistema eléctrico

En general, tomando como referencia un catálogo de fabricante de cables con compuesto XLPE en Aluminio y adaptados para su operación en condiciones marinas, se estima el número aerogeneradores que podrían conectarse en un mismo array, así como la sección y características técnicas de aproximadas de la solución utilizada. En este cálculo se asume que la potencia de los aerogeneradores sería de 10 MW salvo en aquellos casos en los cuales el sistema eléctrico tenga una potencia punta inferior a la potencia de este generador de referencia.

Definición de soluciones básicas para la conexión de aerogeneradores off-shore en zonas marinas			
Isla	Potencia máxima de circuito	Número de aerogeneradores	Tipo de línea
Tenerife	70 MW	7	1x3x500 mm ² XLPE Al 66 kV 72 MW
Gran Canaria	70 MW	7	1x3x500 mm ² XLPE Al 66 kV 72 MW
Lanzarote	18 MW	2	1x3x240 mm ² XLPE Al 66 kV 25 MW
Fuerteventura	18 MW	2	1x3x240 mm ² XLPE Al 66 kV 25 MW

La Palma	8 MW	1	1x3x240 mm ² XLPE Al 66 kV 25 MW
La Gomera	3 MW	1	1x3x240 mm ² XLPE Al 66 kV 25 MW
El Hierro	2 MW	1	1x3x240 mm ² XLPE Al 66 kV 25 MW

Tabla 49 Definición de las soluciones básicas para la conexión de aerogeneradores en zonas marinas

Ya en tierra, en la subestación debería existir un embarrado independiente al que se conectaría cada línea o grupo generador, permitiendo la actuación de cada circuito en caso de necesidad. Así pues, un evento que afecte a un único generador, no debería afectar al resto de aerogeneradores que existan en la zona eólica (como mucho a los situados en el mismo array).

En esa subestación para acoger los parques eólicos off-shore, deberían existir celdas de entrada y salida generales para la conexión con el resto del sistema eléctrico, la entrada del parque eólico, medida, protección y la celda del transformador de potencia propiamente dicho.

El número de subestaciones a instalar dependería directamente de la potencia total instalada. Por ejemplo, se presenta a continuación la relación de medios necesarios para un parque de generación marino off-shore de 280 MW (valor máximo planteado para el caso de Canarias en el horizonte a 2030).

En este caso, una configuración muy plausible sería 4 grupos de aerogeneradores de 70 MW para la zona comercial. La configuración sería la siguiente (costes aproximados entre paréntesis):

Subestación on-shore:

Subestación onshore compuesta por 4 embarrados (partidos) de 66 kV y embarrado de 220 kV (coste aprox. 1 M€).

4 x Transformador de 66/220 kV 80 MVA (10 M€)

Red interna de la zona marina:

4 → 1 x 3 x 500 mm² XLPE AL XLPE 66 kV 70 MW cable dinámico submarino (entre aerogeneradores) (4.4 M€)

Red de evacuación de potencia off-shore:

4 → 1 x 3 x 500 mm² XLPE AL XLPE 66 kV 70 MW cable estático submarino (evacuación del conjunto) (1.6 M€)

4 → 1 x 3 x 500 mm² XLPE AL XLPE Al 66 kV 70 MW cable subterráneo (160 k€)

Por tanto, la inversión total ascendería a aproximadamente 17 M€ para la conexión de los 280 MW instalados en potencia eólica off-shore.

5.5.5. Estimación de costes asociados a la evaluación de la potencia

Los pasos generales necesarios para la evaluación de los costes de capital y de pérdidas de energía de las distintas configuraciones de evacuación de potencia se exponen en la figura 173.

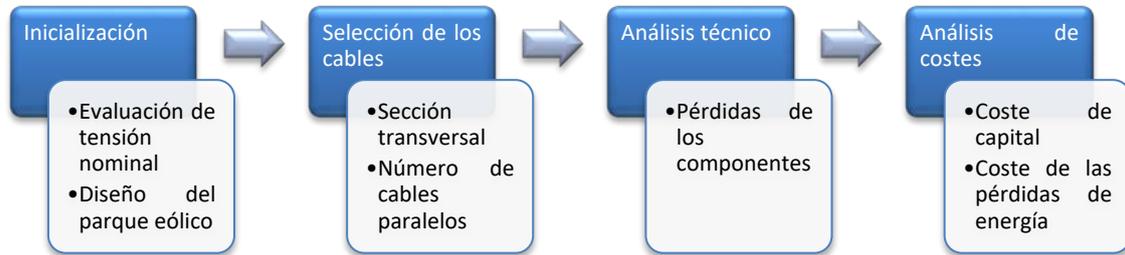


Figura 173 Esquema general de la metodología de evaluación de costes

Es posible hacer una comparación de los costes de varios proyectos europeos. En esta línea, se han considerado los siguientes proyectos de evacuación de potencia:

Reino Unido, donde se han ofertado y transferido 6 rondas de sistemas de transmisión off-shore a los operadores de las transmisiones off-shore (OFTO):

Valor de transferencia final (14 valores)

Valor de transferencia indicativo (3 valores)

Valor inicial del desarrollador (7 valores).

Dinamarca, datos disponibles de:

Anholt

Horns Rev 3

Gastos de capital en Países Bajos:

Borssele

HKZ y HKN

Gastos de capital en Francia de tres parques eólicos marinos, suministrados por Red de Transporte de Electricidad (RTE).

A pesar de las diferencias existentes entre los diferentes sistemas de subastas en los países comparados, así como las características de los proyectos, el análisis da una primera idea de la estimación de los costos.

La figura 174 muestra los valores de CAPEX para los diferentes proyectos considerados, normalizados para el caso estándar de 50 km de cable off-shore y 15 km de cable onshore. Se observa un comportamiento lineal en función de la capacidad instalada, mostrando que RU tiene un CAPEX por MW instalado más alto que Países Bajos, Dinamarca y Francia, incluso ajustando las longitudes de los cables.

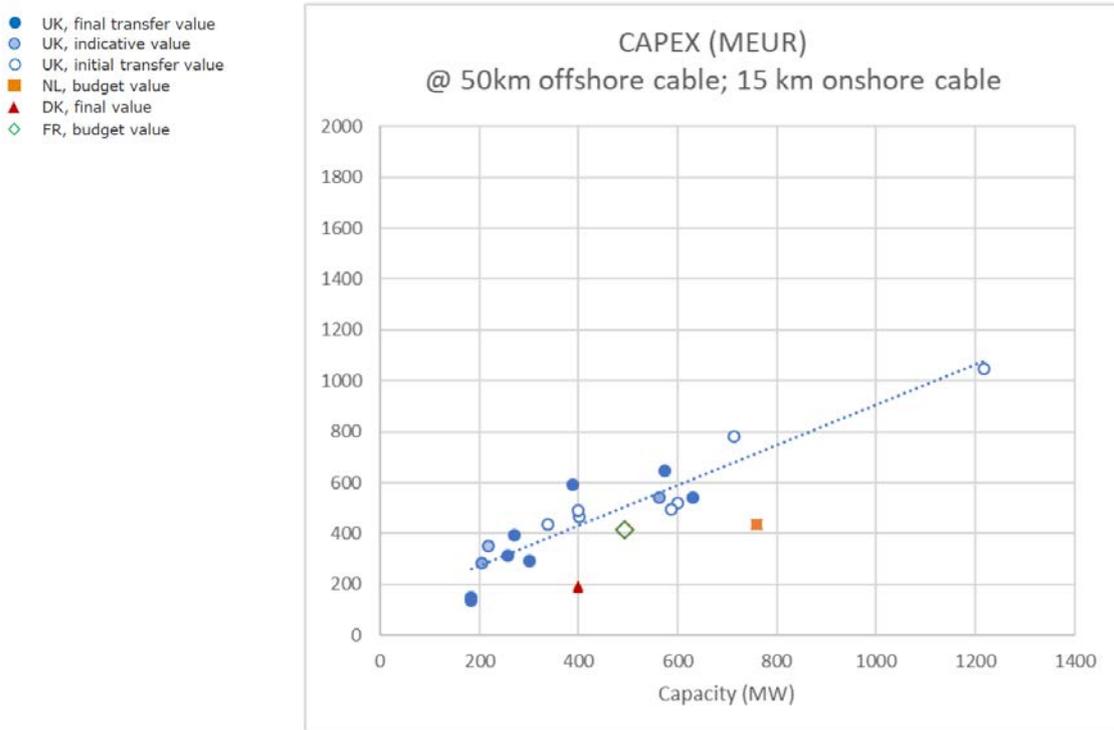


Figura 174 Valores CAPEX para diferentes proyectos de evacuación de potencia off-shore (Fuente: DNV GL 2019)

Por otro lado, la figura 175 muestra valores de LCOE para los sistemas de transmisión de diferentes proyectos europeos. Aquí, se consideran valores tanto para las subestaciones como para los cables, representados por las líneas inferiores y superiores de cada barra, respectivamente.

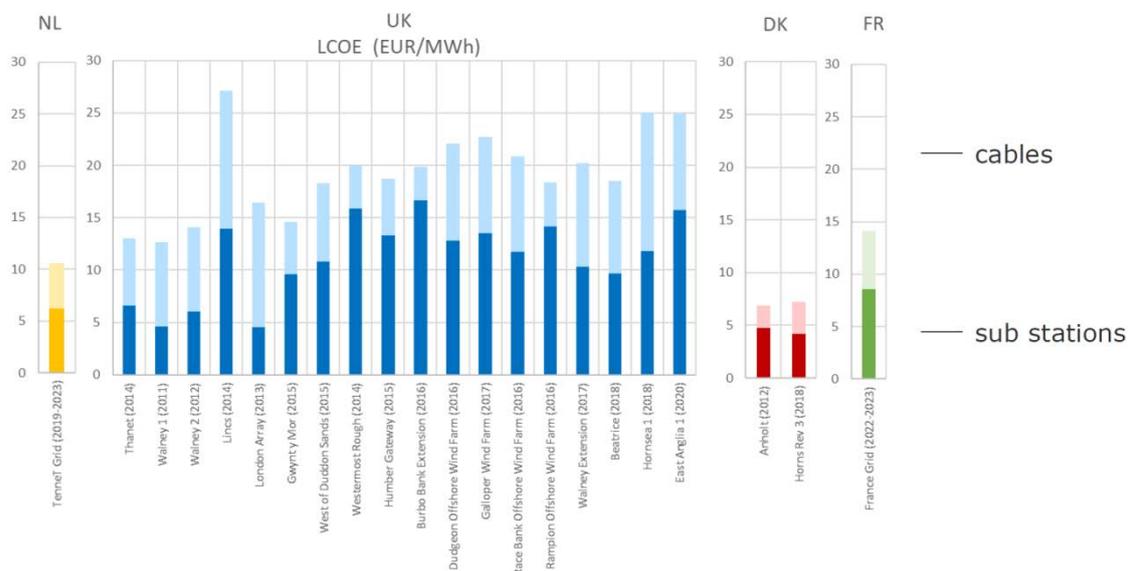


Figura 175 Comparación de LCOE de las instalaciones de evacuación de potencia de varios proyectos off-shore a nivel europeo (Fuente: DNV GL)

6. HOJA DE RUTA DE LAS ENERGÍAS MARINAS EN CANARIAS

6.1. DAFO

El análisis DAFO (Debilidades – Amenazas – Fortalezas – Oportunidades) tiene por objetivo el diagnóstico de la situación actual relacionada con las energías marinas en las aguas de las Islas Canarias. El análisis se nutre de todas las conclusiones que han sido formuladas a lo largo de este documento, tratando en la medida de lo posible de dar señales objetivas de todos los elementos detectados en este estudio. Los cuatro elementos que constituyen el DAFO se pueden agrupar en:

Factores internos: Las Fortalezas y Debilidades.

Factores externos: Las Oportunidades y Amenazas.

Se conoce como factores internos al conjunto de variables que, pertenecientes a las energías marinas en Canarias, puedan clasificarse como positivos (Fortalezas) o negativos (Debilidades).

Por otra parte, se consideran factores externos al conjunto de aspectos sobrevenidos que pueden originar consecuencias positivas (Oportunidades) o negativas (Amenazas) sobre el sector analizado en lo referente a las cuatro dimensiones básicas externas: ámbito social, político, económico y tecnológico.

Este análisis es útil para identificar elementos que ayuden a definir una estrategia efectiva que se materializará a través del plan de acción. No obstante, hay que ser conscientes de que determinadas medidas dependen, en este caso particular, de otras.

6.1.1. Debilidades

Debilidades		
DAFO	Elemento	Descripción
D01	Tecnologías de eólica flotante aún en desarrollo.	Las tecnologías de eólica flotante existentes en la actualidad permiten alcanzar profundidades de hasta los 450 metros, siendo el principal límite los esfuerzos derivados de los amarres de la plataforma con el fondo marino. Además, se proyecta como posible alcanzar zonas donde las profundidades alcancen los 1.000 metros.
D02	Tecnologías de fotovoltaica off-shore actualmente en desarrollo.	Las alternativas de fotovoltaica flotante también muestran restricciones en la batimetría, en este caso con límites de 100 metros de profundidad.
D03	Tecnologías de energías oceánicas en estado inmaduro.	Las instalaciones de energías oceánicas se encuentran en un estado de inmadurez y no se consideran rentables actualmente. Los valores estimados para el LCOE son de 0,20-0,45 USD/kWh para la energía mareomotriz y 0,30-0,55 USD/kWh para la energía undimotriz.
D04	Grandes pendientes batimétricas en Canarias.	Situar un amarre en zona de pendiente puede provocar que cualquier desplazamiento de las anclas produzca un fallo de difícil solución, por lo que suelen evitarse las zonas con pendientes superiores al 15%.
D05	Proximidad a subestaciones eléctricas.	Todas las instalaciones deben evacuar su energía en una subestación y si la distancia que les separa es muy grande podría ser no amortizable o imposible desde el punto de vista de ejecución de la obra. Además, las subestaciones existentes en las islas no están especialmente diseñadas para la conexión de dispositivos de generación de energía renovable marina, y muchos de los puntos de conexión común en las zonas donde existe recurso están completos y no admiten más conexiones.
D06	Límites en las distancias desde la costa.	Las distancias entre las costas y las instalaciones de EERR marinas no pueden ser a día de hoy muy amplias, hasta que existan soluciones robustas de interconexión eléctrica a gran profundidad.
D07	Distancias mínimas entre instalaciones marinas.	Los aerogeneradores de nueva generación, si bien reducen el espacio ocupado por potencia instalada, requieren mayores distancias de separación respecto a otros parques eólicos. Además, debido a que la superficie del océano varía en función de las condiciones meteoceánicas, debe definirse correctamente la distancia mínima de cualquier instalación marina con el fin de evitar cualquier tipo de obstaculización cruzada.
D08	Impacto visual.	La instalación de un parque eólico off-shore podría suponer un gran impacto visual para algunos ciudadanos de Canarias, que pueden oponerse a la instalación de estos generadores eólicos, por desconocimiento de los severos estudios de impacto ambiental a los que se someten estas instalaciones o por el efecto NIMBY. En el caso de la fotovoltaica, ésta podría generar grandes reflejos sobre los aviones.
D09	Procedimiento simplificado.	El procedimiento simplificado para parques eólicos de potencia inferior a 50 MW e instalaciones de generación marinas diferentes a las eólicas estaba definido de forma que se concedía autorización al primer promotor que presentara candidatura, siendo un freno para otros promotores cuyas propuestas podrían ser más eficientes en el uso del espacio o el cumplimiento de los criterios técnicos. Este procedimiento está actualmente suspendido por el Real Decreto Ley 12/2021.
D10	Elaboración de los POEM.	Son de importancia los tiempos implicados en los trámites del marco regulatorio. Deben agilizarse en la medida de lo posible dichos trámites, pudiendo perder la posición estratégica en Canarias si los tiempos de elaboración se dilatan en exceso.
D11	Trámites administrativos.	Con la aprobación del Real Decreto Ley 12/2021 no puede llevarse a cabo ningún trámite administrativo hasta que se apruebe la norma que sustituya lo que antes se regulaba mediante el Real Decreto 1028/2007.
D12	Altos costes de las infraestructuras	Se estima que la transmisión representa alrededor del 20-30% del

Debilidades		
DAFO	Elemento	Descripción
	de evacuación de la potencia.	total de los costes iniciales de capital de la energía eólica marina hoy en día, pero su participación en los costes totales aumentará a cerca de la mitad en los próximos años.
D13	Energías renovables no gestionables.	Tanto la eólica marina como la undimotriz son energías renovables no gestionables que dependen de las condiciones meteorológicas, por lo que es de especial importancia la mejora en los métodos de predicción hasta que se disponga de infraestructuras de almacenamiento energético suficientes como para lograr un despacho de la energía óptimo.
D14	Sistema “monopile” afianzado	Los parques eólicos que más han proliferado en el mundo, principalmente en el Norte de Europa, lo hacen con un sistema de pilote incrustado en el fondo y generadores de imanes permanentes. Este tipo de generador es implementable en Canarias, pero el sistema monopile no lo es tanto, ya que a partir de unos 50 – 60 metros no es viable, debiendo desarrollarse soluciones flotantes que, aunque podrían considerarse maduras hasta profundidades de 750 metros, encarecen su LCOE y, además, no es suficiente para Canarias, debiendo poseer soluciones flotantes más allá de dicha profundidad, llegando como mínimo a los 1.000 metros de profundidad.

6.1.2. Amenazas

Amenazas		
DAFO	Elemento	Descripción
A01	Restricciones derivadas de protecciones medioambientales.	Existen áreas con altos valores de recursos renovables marinos en las que no es posible instalar este tipo de tecnologías debido a una serie de protecciones medioambientales.
A02	Restricciones derivadas del tráfico marítimo, aéreo y usos militares.	Existe en Canarias una alta presencia de tráfico marítimo, principalmente para transporte de mercancías y buques en tránsito así como conexiones aéreas y zonas de exclusión militar que pueden tener interacción con la posible explotación de las energías renovables marinas.
A03	Restricciones por usos complementarios.	Existen más restricciones que deben ser respetadas y tenidas en cuenta a la hora de llevar a cabo los proyectos de energías marinas que se desarrollen en los años venideros, entre las que se encuentran las concesiones acuícolas, los emisarios de las plantas desaladoras, zonas de recreo o zonas de interés turístico y posibles cables de comunicación o interconexiones eléctricas.
A04	Restricciones del sistema eléctrico.	El desarrollo del potencial de las energías renovables marinas en Canarias no será posible si no se moviliza inversiones en infraestructuras eléctricas y de almacenamiento energético principalmente en las islas de mayor potencial.
A05	Posibles interferencias con la vida marina	El mundo marino no está acostumbrado a la interacción humana más que al paso de barcos. Además de un impacto sobre el comportamiento de las especies con la creación de nuevos obstáculos, cualquier posible “fallo humano” en forma de vertido, realización de obras en sitios que no correspondería con el consiguiente innecesario daño del litoral, contaminación de la maquinaria de trabajo, etc. tendrían un impacto negativo para con la biodiversidad marina.

6.1.3. Fortalezas

Fortalezas		
DAFO	Elemento	Descripción
F01	Aceleración del desarrollo de las tecnologías marinas en los próximos años.	Se espera que el LCOE de la eólica marina se sitúe sobre los 0,13 USD/kWh para los proyectos construidos en 2024. Si los resultados de estos datos se confirman a través de más proyectos, los valores

Fortalezas		
DAFO	Elemento	Descripción
		deben considerarse muy favorables ya que se espera que a partir de 2022 se pongan en marcha proyectos comerciales relativamente más pequeños. Además, los estudios más recientes muestran unas predicciones optimistas con cifras de 0,11 USD/kWh para la undimotriz en 2024.
F02	Desarrollo de la economía azul.	Canarias, como territorio insular, cuenta con recursos marinos incalculables que deben aprovecharse para desarrollar el tejido industrial del archipiélago. En esta línea son de especial importancia las EERR marinas.
F03	Zonas con altos valores de recursos energéticos.	Se han identificado áreas de especial interés para el aprovechamiento energético debido a los altos valores de recursos eólico, solar y undimotriz existentes en las aguas canarias.
F04	Desarrollo de plataformas multipropósito.	Existen actualmente diversos proyectos de carácter I+D para aprovechar la plataforma del aerogenerador y poder llevar a cabo otras actividades marítimas en él, aprovechando de forma óptima el espacio marítimo y creando una simbiosis que potencia la viabilidad de las tecnologías.
F05	Mayor recurso eólico en el mar que en tierra.	El recurso eólico en el mar es superior al existente en tierra, debido a que la inexistencia de obstáculos en el océano posibilita que se manifiesten velocidades de viento altas.
F06	Mejor rendimiento fotovoltaico en el mar.	Los módulos fotovoltaicos poseerían una temperatura más estable y por lo tanto obtendrían un mejor rendimiento.
F07	Aprovechamiento de suelos antropizados.	Los sistemas fotovoltaicos flotantes pueden instalarse sobre balsas y desalinizadoras, incrementando la eficiencia en el uso de este suelo y reduciendo las pérdidas ocasionadas por la evaporación.
F08	Adaptación de infraestructuras ya existentes.	En Canarias existen infraestructuras portuarias, como los astilleros, que pueden adaptarse para protagonizar trabajos relacionados con las energías renovables marinas, como podría ser el acople de los componentes de los aerogeneradores.
F09	Modelos exitosos en Europa.	Existen varios países que han desarrollado las tecnologías de energías marinas de los que se puede aprender. Un ejemplo de éxito en el sector es Reino Unido, con su estructura basada en The Crown Estate que podría importarse en Canarias.
F10	Aumento del cambio climático.	El notorio aumento de los efectos del cambio climático propicia que se vea como necesario el aumento de generación de electricidad de forma renovable, por lo que son pocos los sectores que se opondrán una vez los proyectos comiencen a salir a la luz debido a la necesidad imperiosa de alcanzar la neutralidad climática y detener los efectos del propio cambio climático.

6.1.4. Oportunidades

Oportunidades		
DAFO	Elemento	Descripción
O01	Alto coste de operación del modelo energético actual.	Los altos costes de operación en los sistemas eléctricos canarios hacen que las energías renovables marinas sean una alternativa de mucho interés para reducir los extracostes de producción de energía eléctrica.
O02	Canarias como Living Lab de las energías marinas.	Canarias tiene una oportunidad única de convertirse en un Living Lab para la prueba de mecanismos facilitadores y tecnologías a implementar en el resto del territorio nacional. El crecimiento esperado en la instalación de parques eólicos marinos, parques de convertidores oceánicos y plantas fotovoltaicas off-shore tendrá un impacto directo en la creación de empleos de calidad relacionados con conocimientos de alto valor añadido.
O03	Ordenación de la evacuación de la potencia.	Antes de cualquier implementación a gran escala de las tecnologías marinas en Canarias existe la oportunidad en este momento de “ordenar” el área marina y así sacar el máximo partido a la superficie marina disponible y evitar que se produzcan conflictos de diversa índole.

Oportunidades		
DAFO	Elemento	Descripción
O04	Desarrollo del almacenamiento energético.	El desarrollo acelerado de las distintas alternativas de almacenamiento energético hará posible la viabilidad de implementación a gran escala de las energías marinas en Canarias en las próximas décadas.
O05	Plan de Transición Energética.	En todas las islas del archipiélago canario se debe llevar a cabo un aumento significativo de la potencia renovable instalada para dar cumplimiento a los objetivos autonómicos, nacionales y europeos.
O06	Recuperación post-COVID-19.	Los proyectos de EERR marinas van a movilizar grandes inversiones en Canarias, generando empleo local asociado a las energías renovables y potenciando la creación de nuevos modelos de negocio que permitirían una recuperación económica sin precedentes teniendo en cuenta la situación que se ha producido a nivel mundial como consecuencia de la crisis COVID-19.
O07	Escasez de suelo en Canarias.	La ocupación de las áreas terrestres con mayores recursos energéticos en Canarias y la necesidad de superficie para otras actividades como la agricultura y el turismo resaltan la importancia de trasladar la generación eléctrica al mar.
O08	Aumento de impuestos a las emisiones.	Poco a poco se va planificando aumentar los impuestos a las emisiones de gases de efecto invernadero, por lo que cada vez será más rentable generar la energía mediante fuentes renovables y no haciendo uso de los combustibles fósiles.
O09	Creciente interés por las EERR de la ciudadanía.	Las energías renovables se han convertido en un tema de actualidad en los últimos años, lo que ha propiciado un aumento de la popularidad de este tipo de generación, como forma de combatir contra el cambio climático.
O10	Recepción de fondos europeos	La Comunidad Europea ha lanzado un gran paquete de ayudas para España, de las que Canarias obtendrá un cierto porcentaje. Debido al creciente interés de las instituciones por la instalación de energía renovable, se espera que una parte importante de estas ayudas vayan destinadas a la instalación de estas energías limpias, siendo las marinas unas muy importantes debido a su potente capacidad de generación y escaso o nulo despliegue hasta la tercera década del siglo XX.
O11	Posibilidad de creación de estructuras de anclaje más allá de los 750 metros	Así como se comentó en la debilidad D15, no existen soluciones maduras para colocar aerogeneradores marinos más allá de los 750 metros. Ello, unido a la necesidad de implantar en Canarias máquinas más allá de esta profundidad, pueden situar a las islas Canarias como un punto de ensayo y maduración de tecnología flotante a grandes profundidades, promoviendo la investigación y el desarrollo de dichas soluciones en esta región ultraperiférica.

6.2. Principios

En línea con el análisis realizado a lo largo de la estrategia de las energías renovables marinas de Canarias, se exponen a continuación los principios básicos del sector.

Principio 1. Fomentar las energías renovables marinas y, en especial, la eólica off-shore como herramienta para conseguir solventar el problema de escasez de uso de espacio (restricciones territoriales) para albergar infraestructuras energéticas bajo las peculiaridades de los sistemas energéticos insulares del archipiélago.



Principio 2. Ordenar el espacio marítimo para conseguir la integración de las energías renovables marinas de la forma más eficiente posible desde la perspectiva energética, de uso del espacio, medioambiental, de impacto paisajístico y de complementariedad con otras actividades llevadas a cabo en el litoral de Canarias.



Principio 3. Alcanzar la máxima coordinación posible entre organismos con competencias en el ámbito de las energías renovables marinas para reducir trabas burocráticas e incentivar la reducción de tiempos necesarios en trámites.



Principio 4. Promover la inversión en soluciones asociadas a estas fuentes de generación como el almacenamiento o la gestión de demanda que permitan, adicionalmente, incrementar la capacidad del sistema para dar cabida a más producción renovable.



Principio 5. Adaptar el tejido empresarial del archipiélago para dar respuesta a las necesidades que esta nueva industria y fomentar la creación de empleo verde de calidad en un campo con gran proyección de futuro.



Principio 6. Incentivar la investigación en energías marinas y, en especial, en soluciones que permitan mejorar la integración de energías renovables marinas en los sistemas energéticos de Canarias.



6.1. Objetivos

Según los resultados del estudio desarrollado en la estrategia de las energías renovables marinas de Canarias, se plantean a continuación una serie de objetivos generales para el horizonte temporal a 2040 aunque también se proponen objetivos intermedios para el año 2030.

Objetivo 1. Dar prioridad a las zonas con mayores recursos energéticos de las aguas de las islas para la instalación de dispositivos de generación renovable.



Objetivo 2. Satisfacer la demanda de Canarias mediante energías renovables marinas como mínimo en un 25% para el año 2030, favoreciendo la generación de energía limpia sin antropizar regiones en tierra, siendo sabida su alta ocupación.



Objetivo 3. Garantizar la instalación de una potencia de 430 MW en 2030 y 2.724 MW en 2040 de eólica offshore en las Islas Canarias conforme a la siguiente distribución:

Gran Canaria: 200 MW a 2030 y 950 MW a 2040
Tenerife: 130 MW a 2030 y 900 MW a 2040
Lanzarote: 50 MW a 2030 y 430 MW a 2040
Fuerteventura: 50 MW a 2030 y 400 MW a 2040
La Palma: 20 MW a 2040
La Gomera: 12 MW a 2040
El Hierro: 12 MW a 2040



Objetivo 4. Garantizar la instalación de una potencia de 31 MW en 2030 y 74 MW en 2040 de fotovoltaica flotante en las Islas Canarias conforme a la siguiente distribución

Gran Canaria: 10 MW a 2030 y 25 MW a 2040
Tenerife: 10 MW a 2030 y 27 MW a 2040
Lanzarote: 3 MW a 2030 y 10 MW a 2040
Fuerteventura: 3 MW a 2030 y 5 MW a 2040
La Palma: 1 MW a 2030 y 2 MW a 2040
La Gomera: 1 MW a 2030 y 2 MW a 2040
El Hierro: 1 MW a 2030 y 2 MW a 2040



Objetivo 5. Garantizar la instalación de una potencia de 4 MW en 2030 y 16 MW en 2040 de undimotriz en las Islas Canarias conforme a la siguiente distribución:

Gran Canaria: 1 MW a 2030 y 5 MW a 2040

Tenerife: 2 MW a 2030 y 2 MW a 2040

Lanzarote: 1 MW a 2030 y 5 MW a 2040

Fuerteventura: 1 MW a 2040

La Palma: 1 MW a 2040

La Gomera: 1 MW a 2040

El Hierro: 1 MW a 2040



Objetivo 6. Minimizar el impacto visual en el despliegue de las tecnologías de generación marinas, posibilitando que desde las principales zonas turísticas no se aprecien las instalaciones renovables.



Objetivo 7. Permitir acoger en el tejido productivo de Canarias como mínimo el 30% de la inversión extranjera depositada en los proyectos de energías renovables marinas, aumentando las oportunidades laborales de calidad y evitando la fuga de trabajadores cualificados al extranjero.



Objetivo 8. Aprovechar un 10% de los espacios en depósitos y embalses aptos para fotovoltaica flotante en 2030 y un 30% en 2040.



Objetivo 9. Acelerar la puesta en marcha de proyectos de almacenamiento a gran escala de forma que antes del año 2035 se hayan al menos diseñado y tramitado las centrales que en cada isla se consideren necesarias para permitir la integración de grandes cantidades de potencia renovable y lograr una respuesta adecuada para la gestión a tiempo real del sistema eléctrico.



Objetivo 10. Llevar a cabo, al menos, un proyecto piloto en el que se demuestre la viabilidad de aplicación de la energía undimotriz en alguna de las islas del archipiélago canario antes del 2030.



Objetivo 11. Llevar a cabo al menos un proyecto piloto en el que se demuestre la viabilidad de aplicación de la energía fotovoltaica flotante en alguna de las islas capitalinas antes del 2030.



6.2. Plan de acción

Las medidas recogidas en el plan de acción han sido estructuradas en ocho líneas de actuación:

- A.1 Coordinación, acción administrativa y desarrollo normativo.
- A.2 Fomento en la puesta en marcha de proyectos renovables marinos en Canarias.
- A.3 Especificidades para la eólica offshore.
- A.4 Especificidades para la fotovoltaica flotante.
- A.5 Especificidades para la energía undimotriz.
- A.6 Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+i aplicada a las energías marinas.
- A.7 Comunicación y divulgación de las energías marinas en Canarias.
- A.8 Compatibilidad de uso con otras actividades o espacios ya existentes.

Cada una de las medidas propuestas trata de enfrentarse a una problemática determinada. En la fase de diagnóstico se reconocieron una serie de características que posteriormente fueron sintetizadas en el análisis DAFO. En este contexto, las medidas tratan de corregir las debilidades, reducir las incertidumbres provocadas por las amenazas, promover las fortalezas del sector y potenciar las oportunidades.

Se expone en la siguiente tabla el resumen del plan de acción de la Estrategia de las Energías Renovables Marinas de Canarias:

MEDIDAS DE LA ESTRATEGIA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES MARINAS DE CANARIAS	
A.1 Coordinación, acción administrativa y desarrollo normativo.	
A.1.1	Someter todos los proyectos de energías renovables marinas a concurso.
A.1.2	Ordenación de las zonas de interés energético.
A.1.3	Preparación de la infraestructura de evacuación.
A.1.4	Reconocimiento de la fotovoltaica flotante y la energía undimotriz.
A.1.5	Estudio y selección de los mejores modelos de negocio reconocidos.
A.1.6	Aprobación del marco regulatorio para la autorización de instalaciones en el medio marino.
A.2 Fomento en la puesta en marcha de proyectos renovables marinos en Canarias.	
A.2.1	Programa de ayudas específico para instalaciones de generación eólica offshore.
A.2.2	Programa de ayudas para tecnologías marinas (diferentes de la eólica offshore) vinculadas a puertos.
A.2.3	Destinar fondos a la creación de empresas especializadas en el sector de las energías marinas de España.
A.2.4	Fomentar el uso de las energías renovables marinas para producción de combustibles sintéticos.
A.2.5	Crear una línea de financiación para promover la instalación de renovables en el medio marino.
A.2.6	Fomentar el almacenamiento energético.
A.3 Especificidades para la eólica offshore.	
A.3.1	Adaptar el tamaño máximo de parque eólico a la isla a la cual se conecta.
A.3.2	Análisis de los efectos estela y bloqueo.
A.3.3	Investigación en soluciones de plataforma flotante a profundidades extremas.
A.3.4	Implantar la evacuación compartida de la energía generada en el mar.

MEDIDAS DE LA ESTRATEGIA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES MARINAS DE CANARIAS	
A.3.5	Adaptación de estándares técnicos de éxito en países con experiencia en el sector.
A.3.6	Análisis de impacto visual.
A.4 Especificidades para la fotovoltaica flotante.	
A.4.1	Despliegue de proyectos piloto de fotovoltaica offshore.
A.4.2	Desarrollo tecnológico de plataformas fotovoltaicas flotantes.
A.4.3	Aprovechamiento de la superficie de embalses.
A.4.4	Desarrollo tecnológico de las soluciones de anclaje.
A.4.5	No interferir en las actividades ya existentes.
A.5 Especificidades para la energía undimotriz.	
A.5.1	Proyectos de integración asociados a generación undimotriz.
A.5.2	Estudio del impacto del aprovechamiento de la energía undimotriz.
A.5.3	Integración tecnológica.
A.5.4	Estudio de apantallamiento de las olas.
A.6 Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+i aplicada a las energías marinas.	
A.6.1	Canarias como punta de lanza del sector de las energías renovables marinas de España.
A.6.2	Evacuación de la potencia de proyectos en régimen de investigación.
A.6.3	Inventario de generación renovable marina.
A.6.4	Reforzar la investigación en las peculiaridades del recurso eólico de Canarias.
A.6.5	Limitación del tiempo de pruebas a 2 años.
A.6.6	Aprovechar las subvenciones del proyecto InvestEU.
A.6.7	Especialización de la formación.
A.6.8	Desarrollar conexiones entre islas.
A.6.9	Análisis de la capacidad de absorber la energía generada en el mar en los distintos puntos de interés de las islas.
A.6.10	Profundizar en el estudio de la batimetría.
A.7 Comunicación y divulgación de las energías marinas en Canarias.	
A.7.1	Informar sobre la necesidad de explotación del recurso renovable marino.
A.7.2	Concreción de los impactos de la instalación de dispositivos de energías marinas.
A.7.3	Congreso de las Energías Marinas.
A.7.4	Anuncios y píldoras sobre las energías marinas.
A.7.5	Seminarios de especialización.
A.8 Compatibilidad de uso con otras actividades o espacios ya existentes.	
A.8.1	Compatibilidad de uso con las instalaciones acuícolas.
A.8.2	Simbiosis entre puertos y energías marinas.
A.8.3	Reserva de espacios descuidados para la logística en el futuro despliegue de las energías marinas.
A.8.4	Uso de la plataforma del aerogenerador de modo multipropósito.
A.8.5	Diversificación de la actividad del sector naval.
A.8.6	Análisis de solución de interferencias.

Tabla 50 Medidas de la Estrategia

Acción A1.1

Someter todos los proyectos de energías renovables marinas a concurso.

Justificación: Con esta medida se quiere asegurar la transparencia del proceso y la competencia justa entre los diferentes proyectos que se presenten.

Descripción de la acción: Todas las instalaciones deberán pasar por procedimiento de concurrencia competitiva, independientemente de la potencia prevista a instalar, asegurando una competencia justa y una materialización de los mejores proyectos, que además garantice la máxima eficiencia energética por área marina ocupada.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A1.2

Ordenación de las zonas de interés energético.

Justificación: Esta medida facilitaría la elección de las zonas aptas para la instalación de proyectos marinos, teniendo en cuenta tanto criterios técnicos, como energéticos, económicos y medioambientales.

Descripción de la acción: Realizar una ordenación de las zonas identificadas de interés para la explotación de tecnologías marinas teniendo en cuenta incluso las posiciones de generadores. Esto permitiría optimizar toda la región marina no sólo teniendo en cuenta aspectos energéticos, sino otras consideraciones de igual importancia como el impacto medioambiental, visual, disposición de cables, puntos de enganche, etc. El objetivo es maximizar la potencia instalada pero sin dejar de lado la producción energética, usando el menor espacio posible. Además, esta configuración permitiría valorar de antemano restricciones como las que suponen los posibles apantallamientos de la señal de radiobalizas y radares de los aeropuertos de Canarias.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2023.

Acción A.1.3

Preparación de la infraestructura de evacuación.

Justificación: Teniendo en cuenta la potencia prevista para instalar en las áreas marinas en los próximos años, el Plan de desarrollo de la red de transporte debe incluir y garantizar en su planificación, la instalación de las infraestructuras necesarias para poder conectar dicha potencia.

Descripción de la acción: Revisar el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de forma que se proyecten las instalaciones que pudieran ser acometidas por el TSO para permitir la conexión con instalaciones renovables marinas conforme a los resultados de los POEM y este estudio.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2024.

Acción A.1.4

Reconocimiento de la fotovoltaica flotante y la energía undimotriz.

Justificación: Para que estas tecnologías puedan competir o "convivir" con el resto de las energías renovables en igualdad de condiciones, deben reconocerse en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014.

Descripción de la acción: Incluir en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014 nuevas tecnologías renovables marinas, como la que supone la fotovoltaica flotante. De esta forma, se abre la posibilidad de inversión en esta solución ampliamente extendida a nivel mundial pero sin presencia comercial en España ni, en especial, en Canarias.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2023.

Acción A.1.5

Estudio y selección de los mejores modelos de negocio reconocidos.

Justificación: Esta medida facilitara la selección de los modelos de negocio con más éxito implantados en Europa, para su implantación en Canarias.

Descripción de la acción: Revisión del marco retributivo español a efectos de definir la retribución para proyectos renovables marinos. Se pueden tomar como modelos algunas de las referencias expuestas en este documento implantadas en Europa.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2024.

Acción A.1.6

Adaptación del marco regulatorio para la autorización de instalaciones en el medio marino.

Justificación: De cara a proporcionar una mayor seguridad y estabilidad jurídica y económica a las partes interesadas, es de vital importancia aprobar la normativa que regule el procedimiento técnico y administrativo de la generación eléctrica en entornos marinos, que sustituya y mejore al Real Decreto 1028/2007.

Descripción de la acción: El procedimiento administrativo para la autorización de instalaciones de producción de energía eléctrica en el espacio marino ha venido establecido desde el año 2007 en el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio. Dicho Real Decreto desarrolla en su título II un procedimiento de autorización de instalaciones que conlleva, de manera previa a la tramitación de la autorización administrativa, una solicitud y otorgamiento mediante procedimiento de concurrencia competitiva de una reserva de zona. Sin embargo el nuevo marco de ordenación del espacio marítimo que se está llevando a cabo a través de los POEM, actualmente en tramitación, conllevó la necesidad de revisar los procedimientos de autorizaciones o concesiones que tuvieran como elemento común la adjudicación o reserva de zonas para el desarrollo de actividades en el espacio marino. Por ello, mediante Real Decreto - Ley 12/2021 se estableció que, desde su entrada en vigor, no se admitirían nuevas solicitudes de autorización administrativa y de reserva de zona en el mar territorial al amparo del citado Real Decreto 1028/2007, hasta el desarrollo del nuevo marco que ajuste el procedimiento actual a la ordenación del espacio marítimo que resulte de la tramitación de los POEM y al contenido de la Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y las Energías del Mar en España.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2022.

Acción A.2.1
Programa de ayudas específico para instalaciones de generación eólica off-shore.

Justificación: Los mecanismos de apoyo público, principalmente a través de subvenciones, supondrían un impulso importante para la expansión de esta tecnología en Canarias (que sólo cuenta con un aerogenerador offshore instalado en la actualidad), como lo ha sido para la eólica terrestre y la fotovoltaica.

Descripción de la acción: La eólica off-shore se presenta como una de las tecnologías de generación renovable con mayor potencialidad de desarrollo en el archipiélago canario debido a las altas limitaciones territoriales existentes para la instalación de otras fuentes renovables. De forma semejante a como ocurre en la eólica on-shore o la fotovoltaica, podría plantearse una retribución a la inversión ayudando al avance del estado del arte de estas nuevas tecnologías en Canarias.

Cronograma: Año inicio: 2022 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.2.2
Programa de ayudas para tecnologías marinas (diferentes de la eólica offshore) vinculadas a puertos.

Justificación: Los mecanismos de apoyo público a través de subvenciones contribuirían a descarbonizar las zonas portuarias donde, por lo general, hay una gran actividad industrial con consumos importantes de energía.

Descripción de la acción: Otro de los retos para Canarias es la descarbonización de los puertos. Se podrían establecer incentivos económicos para llevar a cabo proyectos Flagship de la inversión en las tecnologías marinas para abastecer consumos portuarios.

Cronograma: Año inicio: 2022 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.2.3
Destinar fondos a la creación de empresas especializadas en el sector de las energías marinas de España.

Justificación: Se espera que en los próximos años el sector de las energías marinas despegue con fuerza en España, al igual que lo ha hecho en otros puntos de Europa. Por ello, sería necesario habilitar fondos que permitan la creación de empresas especializadas en las tecnologías marinas que sean capaces de proveer todos los servicios necesarios para cada una de las fases de instalación, explotación y mantenimiento de dichas tecnologías.

Descripción de la acción: Apoyar la inversión en energías renovables offshore para impulsar la diversificación económica y crear nuevos puestos de trabajo, así como para implementar esquemas de capacitación y perfeccionamiento de dichos métodos de generación.

Cronograma: Año inicio: 2022 – **Año finalización:** 2030.

Acción A.2.4

Fomentar el uso de las energías renovables marinas para producción de combustibles sintéticos.

Justificación: La potencia renovable marina prevista en la presente estrategia no solo ayudará a descarbonizar las zonas portuarias sino también el transporte mediante la producción de combustibles sintéticos a partir de la generación renovable, lo que supone una gran oportunidad para integrar las tecnologías marinas.

Descripción de la acción: Llevar a cabo proyectos experimentales que permitan producir combustibles sintéticos gracias a la producción renovable marina. El potencial de energías renovables marinas ayudaría a descarbonizar el sector del transporte del archipiélago.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2040.

Acción A.2.5

Crear una línea de financiación para promover la instalación de renovables en el medio marino.

Justificación: La creación de esta línea de financiación permitiría a los promotores contar con fondos necesarios para desarrollar sus parques de generación marinos, e incluso poder adelantar el pago, si así fuera requerido.

Descripción de la acción: Activar una línea de financiación que permita a los promotores que quieran desarrollar sus parques de generación marinos desplegar la tecnología mediante el préstamo de la inversión necesaria. Un ejemplo de la utilidad de estos fondos de financiación son los proyectos que pretenden ser financiados con programas como el Innovation Funds. Dado que hay que adelantar el pago, la línea de financiación permitiría captar el proyecto en el paso de la investigación al desarrollo comercial.

Cronograma: Año inicio: 2025 – Año finalización: 2040.

Acción A.2.6

Fomentar el almacenamiento energético.

Justificación: Esta medida proporcionará estabilidad al sistema eléctrico a la vez que permitirá almacenar la energía marina renovable excedentaria, consiguiendo con ello una mayor y mejor integración de las energías renovables.

Descripción de la acción: Para mejorar la integración de energías renovables marinas en los sistemas energéticos de Canarias, se puede activar una línea de subvención para la integración de sistemas de almacenamiento vinculados a estas fuentes energéticas. Se valorarían soluciones cuya potencia de almacenamiento estuviera en la horquilla del 10-30% de la potencia del parque de generación y que pudieran proveer servicios de ajuste a potencia nominal durante al menos 1 hora.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2027.

Acción A.3.1
Adaptar el tamaño máximo de parque eólico a la isla a la cual se conecta.

Justificación: Para mantener la estabilidad de los sistemas eléctricos insulares, sin sobredimensionamientos innecesarios, se debe adaptar el tamaño de los parques eólicos marinos al sistema eléctrico de la isla a la que se conecta, teniendo en cuenta su demanda, la generación existente y la posibilidad de evacuar la nueva energía cumpliendo con todos los criterios de seguridad establecidos.

Descripción de la acción: Los parques eólicos off-shore se conectarán a sistemas eléctricos que, en el caso particular de Canarias, presentan una alta heterogeneidad. En este contexto, sería adecuado que el tamaño de los parques eólicos se adaptase al tamaño del sistema eléctrico. Para ello, se podrá tomar como referencia el tamaño máximo de grupo por sistema eléctrico.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.3.2
Análisis de los efectos estela y bloqueo.

Justificación: El objeto de estos análisis es definir la distancia entre aerogeneradores para minimizar las pérdidas de producción y que, de ese modo, los proyectos no reduzcan su rentabilidad.

Descripción de la acción: Realizar un análisis específico de las estelas provocadas por parques eólicos instalados en Canarias. Este análisis ayudaría a definir la distancia entre aerogeneradores en dirección predominante del viento o en dirección perpendicular a la predominante del viento. El planteamiento sería tratar de buscar un punto de equilibrio entre maximizar la potencia renovable instalada a la vez que evitando que las pérdidas de producción no se disparen dañando excesivamente la rentabilidad de los proyectos.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2025.

Acción A.3.3
Investigación en soluciones de plataforma flotante a profundidades extremas.

Justificación: Teniendo en cuenta las importantes profundidades que se alcanzan a escasos kilómetros de las costas en Canarias, la investigación y desarrollo de este tipo de plataformas será imprescindible para lograr el despliegue esperado de la eólica off-shore.

Descripción de la acción: Las soluciones comerciales existentes en la actualidad de plataformas flotantes, permiten el amarre a profundidades que podrían alcanzar los 750 metros. De la misma forma, se proyectan soluciones para alcanzar los 1.000 metros a medio plazo. En algunas islas, el avance del sector de la eólica off-shore estaría condicionado por la investigación de nuevas tecnologías que permitan incluso alcanzar profundidades mayores.

Cronograma: Año inicio: 2025 – **Año finalización:** 2028.

Acción A.3.4 | Implantar la evacuación compartida de la energía generada en el mar.

Justificación: La implantación de esta medida es importante para minimizar el impacto de instalar múltiples conexiones submarinas. A su vez presenta la ventaja de compartir los gastos de la inversión entre los promotores que decidan compartir las conexiones y compartir también los costes asociados a los trabajos de O&M.

Descripción de la acción: Asegurar la evacuación compartida de la energía producida por varios promotores ubicados en proximidades como medio para evitar múltiples conexiones submarinas, limitando el impacto ambiental producido y promoviendo un uso eficiente del territorio, así como una mayor eficiencia en la O&M

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2040.

Acción A.3.5 | Adaptación de estándares técnicos de éxito en países con experiencia en el sector.

Justificación: Dada la falta de experiencia en España y Canarias en la implantación de estas tecnologías, la adaptación de estándares técnicos aplicados en otros países, con éxito, puede facilitar y agilizar los procedimientos en el territorio insular.

Descripción de la acción: Desarrollo coordinado de proyectos de infraestructura de evacuación, permitiendo la implantación de estándares técnicos armonizados y dinámicos, que puedan adaptarse a los previsibles avances y opciones técnicas que verán la luz en el futuro.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2040.

Acción A.3.6 | Análisis del impacto visual.

Justificación: Es necesario que los proyectos cuenten con estudios y análisis del impacto visual y así aplicar las medidas oportunas para minimizarlo.

Descripción de la acción: Analizar el efecto combinado del impacto visual de los parques eólicos offshore, evitando el efecto "not in my backyard" por parte de la ciudadanía.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2027.

Acción A.4.1 | Despliegue de proyectos piloto de fotovoltaica off-shore.

Justificación: El despliegue de estos proyectos diversificarán el mix eléctrico de los sistemas insulares. Además permitirá aumentar la potencia fotovoltaica en aquellas islas donde la instalación en tierra o sobre cubierta esté limitada por condiciones técnicas, territoriales o ambientales.

Descripción de la acción: Esta solución técnica puede ser interesante para infraestructuras portuarias donde las cubiertas de naves son privadas pero en cambio existen láminas de agua no explotadas y a resguardo que podrían usarse para la instalación de estos sistemas. Analizar y promover proyectos pioneros que permitan estudiar el desarrollo de esta tecnología en Canarias, favoreciendo el despliegue de esta tecnología para las condiciones de las aguas de Canarias.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2026.

Acción A.4.2 | Desarrollo tecnológico de plataformas fotovoltaicas flotantes.

Justificación: Al tratarse de una tecnología que aún no cuenta con representación en las islas, y muy poca en España, es necesario desarrollar una tecnología de plataformas que se adapten y puedan operar en las condiciones off-shore de las islas.

Descripción de la acción: Mejorar las condiciones técnicas estructurales de las plataformas para operar en condiciones off-shore que no necesariamente deban ubicarse al resguardo de las olas. Investigar en materiales de paneles que sean capaces de resistir mayor fatiga (superficie deformable).

Cronograma: Año inicio: 2023 – **Año finalización:** 2028.

Acción A.4.3 | Aprovechamiento de la superficie de embalses.

Justificación: Este tipo de aprovechamiento ya se está llevando a cabo en la Península y ofrece una serie de ventajas que podrían aplicarse también en Canarias, aumentando así las zonas en las que instalar fotovoltaica flotante con menores impactos.

Descripción de la acción: Hacer uso de otras láminas de agua como los propios embalses de Canarias, destacando las ventajas de esta simbiosis (aprovechamiento de superficies, disminución de pérdidas por evaporación, estabilidad térmica de las placas, etc.).

Cronograma: Año inicio: 2023 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.4.4 | Desarrollo tecnológico de las soluciones de anclaje.

Justificación: Esta medida permitirá contar con la infraestructura necesaria para poder instalar fotovoltaica flotante más allá de los 100 metros de profundidad.

Descripción de la acción: Investigar nuevas soluciones técnicas que permitan instalar estos sistemas a profundidades superiores a los 100 metros, sin que eso suponga incrementar notoriamente los costes de inversión de manera desorbitada.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2030.

Acción A.4.5 | No interferir en las actividades ya existentes.

Justificación: Ésta debe ser una condición de obligado cumplimiento que debe definirse en el marco normativo que se desarrolle relativo a la instalación de infraestructuras energéticas marinas.

Descripción de la acción: Asegurar la no interrupción de zonas de paso de barcos o de actividades turísticas teniendo en cuenta las grandes extensiones que deben ocuparse, llegando a 12.000 m²/MW, así como definir las extensiones máximas que sería viable que ocupasen los parques fotovoltaicos flotantes

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.5.1

Proyectos de integración asociados a generación undimotriz.

Justificación: Con vistas a diversificar el mix eléctrico renovable se deben desarrollar proyectos pilotos para integrar, también, la energía undimotriz, vinculándola especialmente a los consumos de las zonas portuarias.

Descripción de la acción: Desarrollar proyectos piloto de uso de la generación undimotriz vinculada a consumos en instalaciones portuarias o instalaciones públicas ubicadas en proximidades al mar.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2030.

Acción A.5.2

Estudio del impacto del aprovechamiento de la energía undimotriz.

Justificación: Ante la falta de experiencias y proyectos de esta tecnología en los hábitats marinos de Canarias es necesario conocer, previamente, el impacto que tendría sobre los mismos.

Descripción de la acción: Estudio del impacto que originaría la instalación de generadores undimotrices tanto en las especies como en el medio marino de las aguas de Canarias, ya que hasta ahora sólo se han instalado dispositivos en régimen de investigación y se desconoce la repercusión que tendría un parque de convertidores de ola sobre la biodiversidad marina.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2026.

Acción A.5.3

Integración tecnológica.

Justificación: Con esta medida se logra minimizar costes, superficie ocupada, conexiones e impacto sobre el medio marino. Siempre que sea posible, se debe priorizar esta opción.

Descripción de la acción: Fomentar que las propias plataformas off-shore que sean usadas para otras tecnologías renovables marinas puedan ser utilizadas para explotar potencias en energía undimotriz. Esto se podría hacer priorizando en los concursos soluciones híbridadas.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2040.

Acción A.5.4

Estudio de apantallamientos de las olas.

Justificación: Antes de poner en marcha cualquier tipo de proyecto es necesario contar con estudios precisos sobre el recurso undimotriz y en función de los resultados estudiar el tipo de convertidor de olas que mejor se adapte a las condiciones del recurso analizado.

Descripción de la acción: Este estudio tendría como objetivo ahondar en el reconocimiento del recurso undimotriz. Así pues, se analizaría con modelos especializados de dinámica de fluidos la separación que debería establecerse entre convertidores de ola para el caso de Canarias. También interesaría comprobar qué tipología de convertidor de olas es más interesante para Canarias.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2025.

Acción A.6.1**Canarias como punta de lanza del sector de las energías renovables marinas de España.**

Justificación: El importante recurso marino, eólico y solar disponible en Canarias tendrá un papel clave en la descarbonización de la economía del archipiélago. En este sentido, además de los proyectos comerciales, se debe seguir apostando por proyectos que añadan componentes innovadores, de modo que se siga profundizando para lograr la máxima eficiencia de las tecnologías marinas renovables al menor coste posible.

Descripción de la acción: La investigación debe estar enfocada en Canarias a llevar a cabo el reto de la descarbonización. En este sentido, sería deseable que los proyectos de energías renovables marinas que se pongan en marcha en Canarias mantengan algún componente innovador incluso siendo comerciales. Esto se podría establecer como un criterio o línea de subvención independiente que mejore la rentabilidad económica de sus proyectos en aspectos relevantes como el almacenamiento o la integración en red.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.6.2**Evacuación de la potencia de proyectos en régimen de investigación.**

Justificación: Con esta medida se asegura que, en caso de tener que aplicar políticas de corte sobre la generación renovable, se aplique primero sobre los parques experimentales de modo que no se vea afectada la rentabilidad de los proyectos comerciales.

Descripción de la acción: Dado que el fin último de estos parques eólicos es el ensayo y no tanto la evacuación de potencia, de plantearse la aplicación de políticas de corte sobre un sistema eléctrico, ejecutar éstas políticas de corte prioritariamente sobre los parques eólicos experimentales para no afectar a los generadores en régimen de operación normal donde su rentabilidad depende exclusivamente de la energía generada (a diferencia de los generadores en régimen de investigación que se financian a cargo de proyectos de I+D).

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.6.3**Inventario de generación renovable marina.**

Justificación: Con esta medida se dispondría de información pública y actualizada de la generación renovable marina así como de otros aspectos de interés para posibles desarrolladores de la tecnologías.

Descripción de la acción: Aprovechar los recursos de Grafcan, OECAN y la web de energía del Gobierno de Canaria para publicar inventarios de generación renovable marina así como planimetría y otros medios que puedan servir de utilidad para posibles desarrolladores de la tecnología de manera continua.

Cronograma: Año inicio: 2022 – **Año finalización:** 2025.

Acción A.6.4

Reforzar la investigación en las peculiaridades del recurso eólico de Canarias.

Justificación: Con el refuerzo de la investigación del recurso eólico de Canarias, se gana en precisión y detalle de su comportamiento en determinadas zonas y condiciones, lo que aportaría a las partes interesadas más información.

Descripción de la acción: Incluso habiéndose instalado los parques eólicos en las regiones de mayor potencial de Canarias, se podría llevar a cabo una investigación del recurso eólico en condiciones off-shore próximas a tierra. Mediante la instalación de sistemas scanning LIDAR y técnicas de CFD, se podría evaluar de manera más precisa aspectos como la turbulencia del recurso eólico.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2025.

Acción A.6.5

Limitación del tiempo de pruebas a 2 años.

Justificación: Con esta medida se garantiza que los parques experimentales limiten su tiempo de investigación a dos años y, así, no limitar la entrada de soluciones comerciales.

Descripción de la acción: Siendo conscientes de que la prioridad es la descarbonización de los sistemas energéticos de Canarias, los parques de generación que hubieran alcanzado permiso de explotación sólo para la investigación deberían limitar su tiempo de conexión en modo de pruebas a dos años para que éstos no supongan un freno a soluciones comerciales que de manera natural serían aprobados a través de procedimientos de concurrencia.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2040.

Acción A.6.6

Aprovechar las subvenciones del proyecto InvestEU.

Justificación: La adopción de esta medida permitirá a los promotores contar con más financiación para inversiones de alto riesgo.

Descripción de la acción: Aprovechar las inversiones estratégicas que pretende desarrollar la UE a través del proyecto InvestEU para soportar inversiones de alto riesgo, presentando proyectos a estas iniciativas, permitiendo el liderazgo tecnológico de la UE, situando Canarias como región estratégica en dicho avance.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2030.

Acción A.6.7

Especialización de la formación.

Justificación: Teniendo en cuenta el despliegue esperado de las tecnologías marinas, la aplicación de esta medida permitiría que se dispusiera en Canarias de personal cualificado y preparado para desempeñar las tareas necesarias en las diferentes fases de los procedimientos de tramitación, instalación y explotación de las tecnologías marinas.

Descripción de la acción: Desarrollar planes de estudios especializados en energías marinas, implantando en el sistema educativo canario ciclos formativos y asignaturas relacionadas en grados y másteres de ingeniería y ciencias, apoyándose en las acciones previstas en el marco de la Agenda de Competencias de la UE.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2030.

Acción A.6.8
Desarrollar conexiones entre islas.

Justificación: Esta medida permitirá que aquellas islas con poca capacidad para evacuar su potencial de energía renovable marina puedan hacerlo a través de la interconexión con islas cuyos sistemas eléctricos sean de mayor tamaño.

Descripción de la acción: Incentivar y potenciar el despliegue de interconexiones entre islas, investigando soluciones para las profundidades del espacio marino de Canarias, permitiendo que islas como Fuerteventura, Lanzarote o La Gomera, con grandes capacidades de instalación de energías marinas pero con una poca capacidad de integración, puedan ser interconectadas y generar la potencia que permitan sus plataformas oceánicas, exportando a otras islas con mayor demanda y mayor capacidad de integración.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2026.

Acción A.6.9
Análisis de la capacidad de la red de absorber la energía generada en el mar en los distintos puntos de interés de las islas.

Justificación: Estos análisis aportarán información sobre los puntos de conexión ideales para evacuar la energía con el fin de evitar colapsos en la red eléctrica o situaciones de inestabilidad.

Descripción de la acción: Evaluar las condiciones de integración en red. Este análisis debe ser inicialmente desarrollado desde el punto de vista de balance energético por nudos de la red eléctrica insular, previendo la potencia a instalar y detectando en que nudos se podrán dar situaciones de colapso. A partir de este punto se podría analizar en régimen estacionario y dinámico.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2025.

Acción A.6.10
Profundizar en el estudio de la batimetría.

Justificación: Mientras más información se tenga sobre el lecho marino y más precisa sea, se tendrá menos margen de error en los cálculos y estimaciones para, por ejemplo, colocar amarres.

Descripción de la acción: Realizar estudios batimétricos más precisos en las zonas de mayor interés de las islas, tratando de conocer las pendientes existentes (alteraciones), la existencia de obstáculos, como pueden ser cables o emisarios submarinos, así como la composición del fondo marino para la colocación de los dispositivos y presentar públicamente dicha información para aumentar el interés de los promotores.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2024.

Acción A.7.1

Informar sobre la necesidad de explotación del recurso renovable marino.

Justificación: Al igual que ha ocurrido con otras tecnologías, en las que el miedo social a los nuevos desarrollos está presente, se debe informar a la ciudadanía sobre la necesidad de explotar el recurso marino renovable, así como de las ventajas e inconvenientes que conlleva, para hacerlos partícipes del cambio de modelo energético en el que están inmersos todos los Estados miembros de la UE.

Descripción de la acción: La generación renovable marina va a tener una gran importancia en la estrategia de descarbonización del archipiélago dada la cantidad de energía renovable que será necesaria producir para el suministro, no sólo de la demanda eléctrica, sino de otros subsectores como el transporte y la producción de calor. No en vano, se ocuparán zonas marinas y hay riesgo de que esto genere rechazo por parte de la ciudadanía. En este contexto, es conveniente informar de los pros y los contras de esta solución técnica, entendiendo que la no apuesta por estas soluciones puede hacer peligrar el objetivo de reducción de emisiones contaminantes, el aumento de la inseguridad de suministro y el precio del suministro energético.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2023.

Acción A.7.2

Concreción de los impactos de la instalación de dispositivos de energías marinas.

Justificación: La concreción de estos impactos evitará las especulaciones e incertidumbres sobre las afecciones que los dispositivos de generación de energía tienen sobre el medio marino, proporcionando más confianza a la ciudadanía.

Descripción de la acción: Analizar y comunicar el impacto que tendría la instalación de dispositivos de generación de energía sobre los ecosistemas marinos, no dejando lugar a especulaciones y fomentando medidas que, por otro lado, palien los impactos generados por medio del interés en la conservación del medio marino.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2024.

Acción A.7.3

Congreso de las Energías Marinas.

Justificación: La celebración de un congreso sobre energías marinas puede poner a Canarias como referente y punto de encuentro entre los diferentes actores involucrados en este sector, llegando a acuerdos que integren a Canarias en el mercado con un papel protagonista.

Descripción de la acción: Desarrollo de congresos a nivel de Canarias donde las autoridades, los promotores y los técnicos especializados, tanto en tecnologías renovables off-shore como en materia de protección medioambiental, pongan en común sus propuestas, sus problemáticas y sus intereses, de modo que puedan acordarse las mejores prácticas y llegar a acuerdos que faciliten y agilicen las trabas que actualmente frenan el despliegue de estas tecnologías.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2022.

Acción A.7.4**Anuncios y píldoras sobre las energías marinas.**

Justificación: Con esta medida se logra informar al mayor número de personas sobre las tecnologías marinas.

Descripción de la acción: Desarrollo de anuncios y píldoras publicitarias en la televisión local de modo que se presenten los beneficios de las tecnologías renovables marinas.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2023.

Acción A.7.5**Seminarios de especialización.**

Justificación: Esta medida y la A.6.7 están enfocadas a la especialización en esta materia para, posteriormente, crear empleo de calidad.

Descripción de la acción: Llevar a cabo jornadas de especialización en universidades sobre los distintos campos de investigación vinculados con las energías renovables marinas, así como las posibilidades de creación de empleo que pueden ser explotadas en Canarias.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2022.

Acción A.8.1**Compatibilidad de uso con las instalaciones acuícolas.**

Justificación: Con esta medida se trata de optimizar un espacio en el que ya se realiza una actividad, analizando la compatibilidad con otros usos energéticos, sin necesidad de ocupar espacio nuevo y libre.

Descripción de la acción: Analizar la compatibilidad de uso del espacio reservado para instalaciones acuícolas con las diferentes tecnologías de generación renovables marinas.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2023.

Acción A.8.2**Simbiosis entre puertos y energías marinas.**

Justificación: Las zonas portuarias son ideales para desarrollar proyectos de energías marinas, ya que se encuentran en el mismo entorno y disponen de infraestructuras que pueden ser aprovechadas para ello. Por lo tanto, se debe potenciar, siempre que sea posible, la simbiosis y sinergias entre los puertos, las actividades portuarias y las infraestructuras y aprovechamientos energéticos.

Descripción de la acción: Estudiar y desarrollar las compatibilidades entre las energías renovables marinas y las instalaciones portuarias, sobre todo en tecnologías que puedan ser integradas en sus infraestructuras como la undimotriz o la fotovoltaica flotante, aprovechando los espacios no útiles para otros fines.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2023.

Acción A.8.3

Reserva de espacios descuidados para la logística en el futuro despliegue de las energías marinas.

Justificación: Para el despliegue de las energías marinas será necesario procurar espacios para la logística que conlleva la puesta en marcha, desde las fases iniciales, de las tecnologías renovables marinas.

Descripción de la acción: Reserva de espacios que permanezcan ociosos en puertos cerca de las zonas donde se espera gran despliegue de energías marinas para dar cabida al espacio necesario para el albergue de los componentes de los generadores, la maquinaria y el fondeo de barcos, así como de forma temporal a los equipos de trabajadores que se desplacen a las islas para realizar las instalaciones de las energías renovables marinas, del mismo modo que se pueden desarrollar infraestructuras para la O&M de estos dispositivos en el futuro.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2040.

Acción A.8.4

Uso de la plataforma del aerogenerador de modo multipropósito.

Justificación: Esta medida permitirá emplear la plataforma de los aerogeneradores en otros usos que pueden ser requeridos después de su instalación.

Descripción de la acción: Aprovechar las plataformas flotantes para poder llevar a cabo otras actividades marítimas (desarrollo de plataformas multipropósito). Por ejemplo, infraestructuras de vigilancia.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2026.

Acción A.8.5

Diversificación de la actividad del sector naval.

Justificación: Esta medida supone una oportunidad para que la actividad del sector naval se diversifique y pueda cubrir las demandas de servicios del sector energético marino.

Descripción de la acción: Promover a las empresas del sector de reparación naval de los puertos canarios la diversificación de sus actividades hacia las energías renovables marinas, ya que supone un nuevo nicho de mercado de mucho interés a nivel local y que evitaría que los servicios tuvieran que ser llevados a cabo por empresas no ubicadas en Canarias.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2040.

Acción A.8.6

Análisis de solución de interferencias.

Justificación: Con estos estudios se pretende disponer de las mejores zonas en cuanto a recurso energético, siempre que estas modificaciones sean posibles y no supongan un problema de seguridad.

Descripción de la acción: Analizar la capacidad de realizar cambios en las actividades existentes que no supongan grandes modificaciones, como desviar una ruta marítima, por ejemplo, de modo que puedan aprovecharse zonas de alta disponibilidad energética por las que discurren zonas de paso de tráfico marítimo.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2024.

6.3. Coste de implantación del plan de acción

A modo de resumen, se presenta en la siguiente tabla y gráfico el reparto temporal de la inversión prevista según el plan de acción para el horizonte hasta 2040.

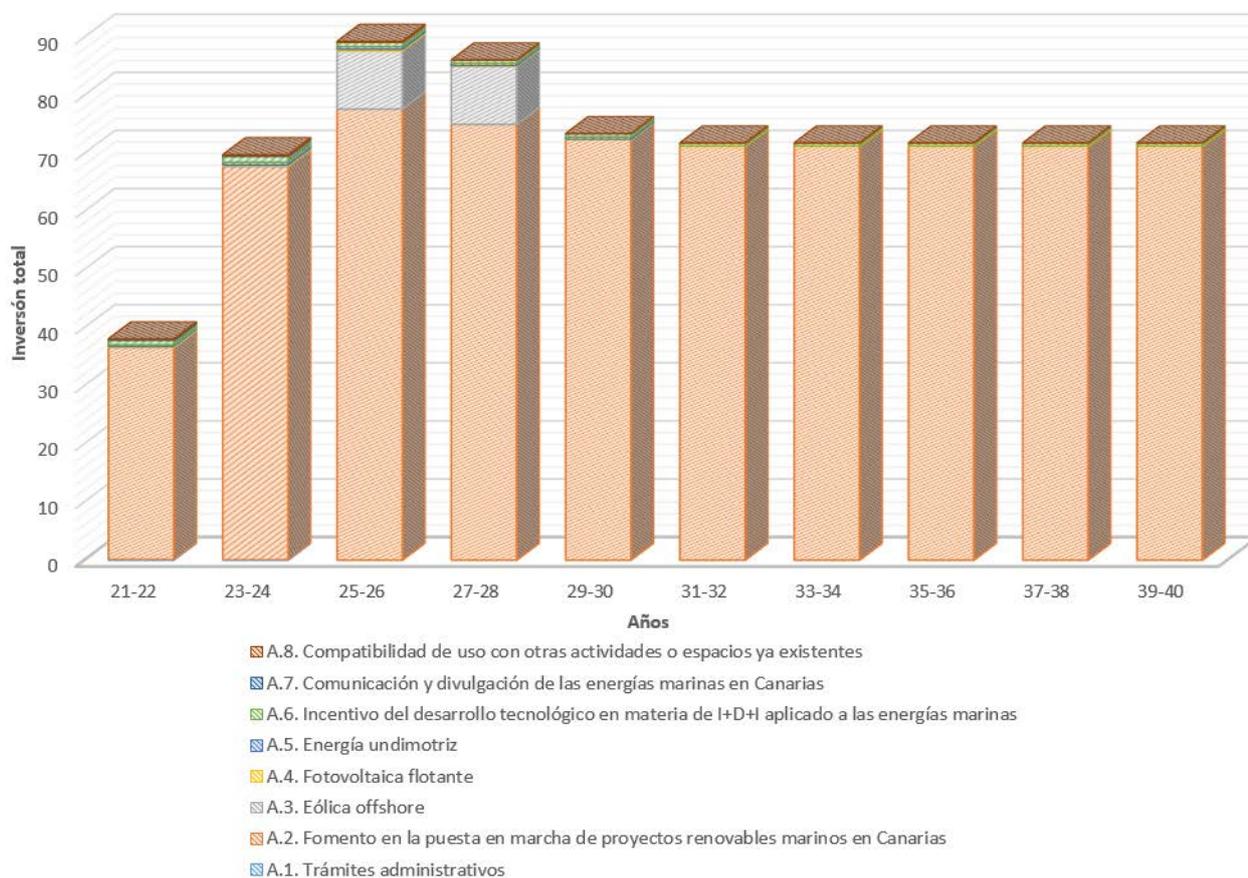


Figura 176 Reparto temporal de la inversión total prevista en el plan de acción

Reparto temporal de la inversión total prevista en el plan de acción										
Descripción	21-22	23-24	25-26	27-28	29-30	31-32	33-34	35-36	37-38	39-40
A.1. Coordinación, acción administrativa y desarrollo normativo.	0,10 M€	0,07 M€	0,00 M€							
A.2. Fomento en la puesta en marcha de proyectos renovables marinos en Canarias	36,47 M€	67,66 M€	77,66 M€	75,02 M€	72,37 M€	71,26 M€				
A.3. Eólica offshore	0,03 M€	0,04 M€	10,03 M€	10,01 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€
A.4. Fotovoltaica flotante	0,21 M€	0,25 M€	0,25 M€	0,08 M€	0,05 M€					
A.5. Energía undimotriz	0,24 M€	0,49 M€	0,48 M€	0,44 M€	0,44 M€	0,00 M€				
A.6. Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+I aplicado a las energías marinas	0,77 M€	0,98 M€	0,73 M€	0,55 M€	0,55 M€	0,50 M€				
A.7. Comunicación y divulgación de las energías marinas en Canarias	0,08 M€	0,03 M€	0,00 M€							
A.8. Compatibilidad de uso con otras actividades o espacios ya existentes	0,16 M€	0,23 M€	0,16 M€	0,00 M€						
Total	38,06	69,74	89,30	86,10	73,42	71,82	71,82	71,82	71,82	71,82

Reparto temporal de la inversión total prevista en el plan de acción										
Descripción	21-22	23-24	25-26	27-28	29-30	31-32	33-34	35-36	37-38	39-40
	M€									

Tabla 51 Reparto temporal de la inversión total prevista en el plan de acción

También se muestra a continuación el reparto por islas y línea de acción de la inversión total prevista en el plan de acción.

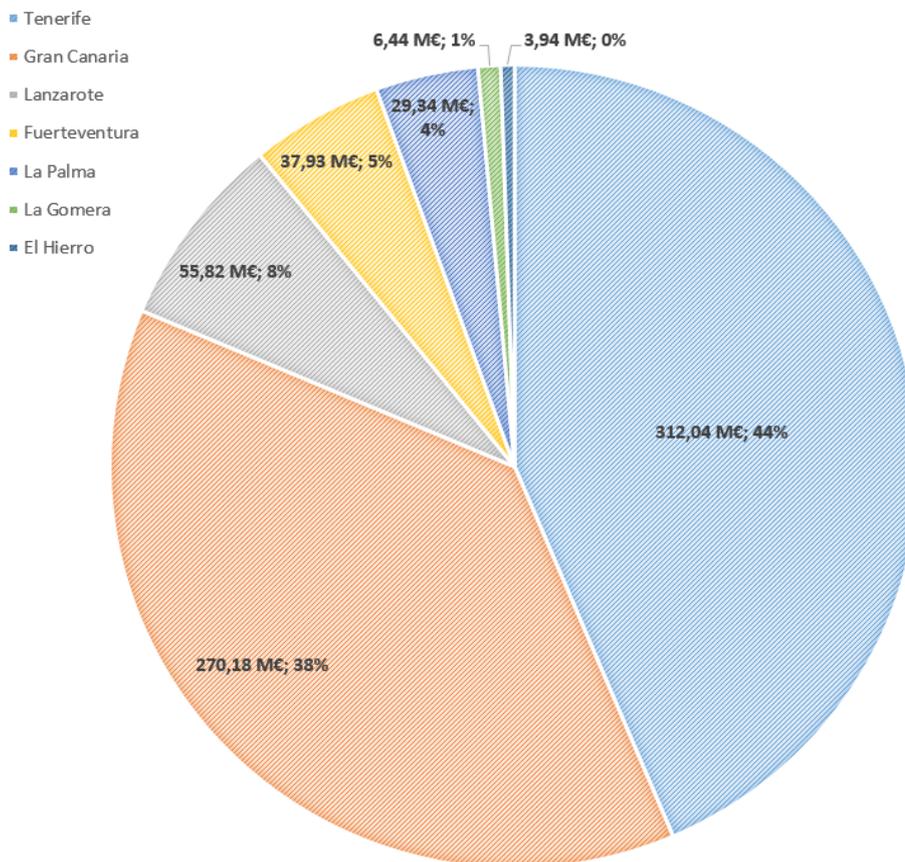


Figura 177 Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción (Parte 1 de 2)

Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción								
Descripción	Tenerife	Gran Canaria	Fuerteventura	Lanzarote	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
A.1. Coordinación, acción administrativa y desarrollo normativo.	0,07 M€	0,06 M€	0,01 M€	0,01 M€	0,01 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,17 M€
A.2. Fomento en la puesta en marcha de proyectos renovables marinos en Canarias.	298,88 M€	258,78 M€	53,47 M€	36,33 M€	28,11 M€	6,17 M€	3,77 M€	685,50 M€
A.3. Eólica offshore.	8,76 M€	7,59 M€	1,57 M€	1,07 M€	0,82 M€	0,18 M€	0,11 M€	20,10 M€
A.4. Fotovoltaica flotante.	0,48 M€	0,42 M€	0,09 M€	0,06 M€	0,05 M€	0,01 M€	0,01 M€	1,10 M€
A.5. Energía undimotriz.	0,91 M€	0,79 M€	0,16 M€	0,11 M€	0,09 M€	0,02 M€	0,01 M€	2,10 M€
A.6. Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+I aplicado a las energías marinas.	2,65 M€	2,30 M€	0,47 M€	0,32 M€	0,25 M€	0,05 M€	0,03 M€	6,08 M€
A.7. Comunicación y divulgación de las energías marinas en Canarias.	0,05 M€	0,04 M€	0,01 M€	0,01 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,11 M€
A.8. Compatibilidad de uso con otras actividades o espacios ya existentes.	0,24 M€	0,21 M€	0,04 M€	0,03 M€	0,02 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,55 M€
Total	312,04 M€	270,18 M€	55,82 M€	37,93 M€	29,34 M€	6,44 M€	3,94 M€	715,70 M€

Tabla 52. Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción

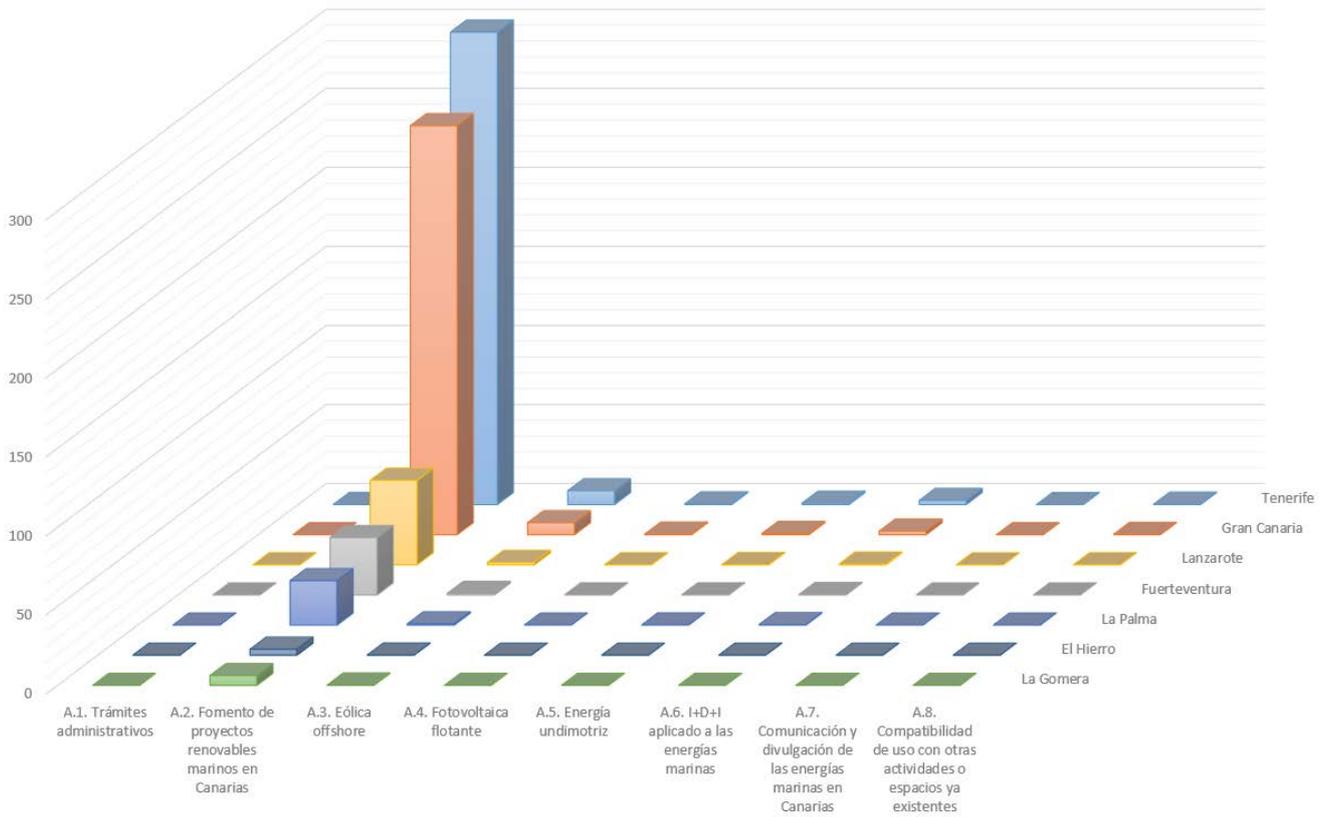


Figura 178 Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción (Parte 2 de 2)

7. CONCLUSIONES

En esta estrategia se lleva a cabo un estudio de las posibilidades de Canarias para explotar su potencial en energías renovables marinas, y especialmente la eólica off-shore, la energía undimotriz y la fotovoltaica off-shore, al ser las tecnologías con mayor potencial por condiciones relacionadas con el recurso renovable disponible en el archipiélago.

Canarias presenta unas condiciones envidiables en cuanto al recurso renovable disponible y es reconocida a nivel Europeo como una de las regiones en las cuales las energías renovables marinas tendría más sentido, no sólo por condiciones técnicas relacionadas con el recurso, sino también por aspectos económicos relativos al extracoste de la generación en las islas. En cualquier caso, debe saberse de la complejidad de la operación de los sistemas eléctricos canarios, donde, a modo de ejemplo, los dos sistemas más grandes no superan los 550 MW de potencia punta y son aplicables procedimientos de operación particulares en comparación con los que se aplican en península.

Haciendo uso de recursos GIS, se ha realizado un diagnóstico del potencial por tecnologías para la instalación de energías renovables marinas en Canarias. Este modelo tiene como principal ventaja que permite superponer capas de información sectoriales, permitiendo así ver las diferentes restricciones y zonas a evitar que pudieran darse en un lugar a la vez que se presenta, por ejemplo, el recurso en el mar. De esta forma, se da una clara idea de qué zonas pueden ser propensas a la instalación de dispositivos de aprovechamiento de las energías renovables marinas y cuáles no. Es una herramienta muy útil y totalmente abierta a modificación en base a los requerimientos que se necesiten.

En este punto cabe comentar que hasta el momento ha sido una práctica habitual tomar como referencia mapas genéricos de recurso renovable (principalmente recurso eólico y undimotriz) para determinar las regiones de mayor interés en la instalación de este tipo de infraestructuras. Los mapas más utilizados han sido la cartografía eólica, producida por el Gobierno de Canarias según orden de encargo al Instituto Tecnológico de Canarias en el año 2006, y los mapas posteriormente publicados por el Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) en los cuales se seguían las mismas bases y se analizaba el recurso eólico para alturas comprendidas entre los 40 y 100 metros. Dichos mapas no fueron concebidos para analizar el recurso eólico marino e incluso las alturas de medida no representan las alturas de buje de aerogeneradores marinizados, que actualmente se proponen donde normalmente se superan los 130 metros. Por otra parte, hasta el momento no existían mapas de radiación solar off-shore.

Para solucionar este déficit de información han sido ejecutados explícitamente para el desarrollo de esta estrategia un modelo de prognosis no hidrostático que, a pesar de su alto coste computacional, mejora considerablemente las estimaciones de modelos linearizados o de masa consistente (diagnosis), metodología usada hasta la fecha para planimetrías de recurso renovable en Canarias. Se toma además como referencia los datos del conjunto ERA-5, la fuente más precisa de re-análisis disponible para Canarias. Con estos datos se simula un año completo para toda Canarias, incluyendo zonas terrestre y off-shore con las que, posteriormente, se estima el recurso para una amplia relación de alturas (de 10 a 200

metros) y donde además del recurso eólico se obtienen múltiples variables meteorológicas relacionadas con el potencial renovable tales como la radiación solar, temperatura, humedad relativa o la presión atmosférica. También se ejecuta el modelo para obtener la cartografía de frecuencias y altura de olas para estimar la energía undimotriz.

También se recogen datos de restricciones, como las zonas militares reservadas, amplia información sobre el tráfico marítimo y las zonas de los puertos, tanto las rutas definidas como las rutas reales de movimientos de barcos o las servidumbres aeronáuticas de todos los aeropuertos canarios, con sus correspondientes discriminaciones en lo que a altura se refiere, además de los posibles cables de comunicación o interconexiones que puedan estar posicionados en zonas de interés de energías marinas.

En cuanto a la actividad que ya se desarrolla en el mar, se muestran datos sobre actividad de cofradías de pescadores, la zonificación pesquera definida por PROAC, las concesiones acuícolas vigentes, la actividad general en el litoral y los diferentes emisarios submarinos registrados en las islas.

Por último, se integran en este modelo GIS los espacios naturales protegidos en Canarias. Entre ellos están las Reservas de la Biosfera, las Important Bird Areas, los hábitats de interés comunitario, las especies protegidas, ciertos yacimientos históricos importantes, los Espacios Naturales Protegidos, las Zonas de Especial Conservación y las Zonas de Especial Protección para las Aves.

Todos estos elementos, situados en el mapa y correctamente clasificados, permiten realizar un análisis multicriterio que permite estimar qué zonas son más propensas a la instalación de tecnologías renovables marinas y qué zonas presentan mayores impedimentos o, directamente, hace imposible la colocación de estos dispositivos generadores de energía renovable. Aunque también, en muchos casos, podría ser compatible la instalación de energías renovables marinas con las actividades que ya se desarrollan, realizando ligeros ajustes y modificaciones. Los últimos movimientos de la Comunidad Europea instan a todas sus regiones a descarbonizar sus sistemas eléctricos. Canarias tiene algunos problemas de saturación de las regiones de recurso eólico onshore, además de gran cantidad de zonas protegidas, por lo que el despliegue de parques eólicos off-shore, entre las demás tecnologías, puede suponer un gran avance en los objetivos marcados por Europa para los próximos 30 años.

Canarias es una de las Comunidades Autónomas del territorio nacional con mayor potencialidad para la puesta en marcha de parques eólicos off-shore y, principalmente, tecnologías flotante. De acuerdo con el análisis realizado, por criterios territoriales, en las islas hay zonas hábiles para la instalación de hasta 14 GW de potencia eólica off-shore si bien, de esa cantidad 5,4 GW se ubicarían en zonas de difícil acceso para la red eléctrica. Se presentan en la siguiente tabla los objetivos de potencia para el año 2030 y 2040, así como el potencial total por islas para distintas configuraciones de distribución de parques eólicos.

Estimación de potencia requerida y capacidad existente en eólica off-shore					
Isla	Requerimiento	Requerimiento	Capacidad	Capacidad	Capacidad

	2030	2040	16D/10D	12D/8D	10D/6D
Gran Canaria	200,0	1.089,7	490	912	1.242
Tenerife	130,0	505,3	484	616	941
Lanzarote	50,0	430,1	708	1.188	1.800
Fuerteventura	50,0	435	3.312	5.640	8.928
La Palma	0,0	20,0	99	157	198
La Gomera	0,0	12,0	384	672	1.032
El Hierro	0,0	12,0	48	48	96
Canarias	430,0	2.499,2	5.525	9.233	14.237

Tabla 53 Estimación de potencia requerida y capacidad existente en eólica off-shore

Un aspecto importante que ha sido analizado en este estudio es la necesidad de llevar a cabo una ordenación espacial que ayude asegurar la máxima eficiencia en el uso del dominio público marítimo del archipiélago. Así pues, **no bastaría únicamente con establecer las áreas hábiles para la instalación de parques eólicos sino que, adicionalmente, debería definirse la ubicación aproximada de cada uno de los aerogeneradores en la zona marina, reduciendo el riesgo de que un único parque eólico mal posicionado ponga en riesgo toda la zona eólica marina reconocida**, máxime cuando el área disponible es limitada. Además, esta ordenación ayudaría a reducir el impacto visual si la optimización en el posicionamiento de aerogeneradores tuviera en cuenta la posición relativa de las filas de aerogeneradores y cómo se verían desde tierra.

Por otra parte, **esa ordenación sería muy útil porque podría permitir la realización de pre-estudios especializados sobre aspectos muy importantes como las afecciones sobre las servidumbres aeronáuticas (interacción con radiobalizas y conos de aproximación de las propuestas en esas zonas) o incluso el dimensionamiento de las infraestructuras de evacuación** que serían necesarias para albergar los objetivos de potencia declarados en la descarbonización (incluyéndose en la planificación de la red de transporte). Por consiguiente, se reducirían enormemente los tiempos para la autorización de instalaciones.

Dentro del grupo de las energías oceánicas, la que mayor interés tendría en Canarias sería la undimotriz por cuestiones relacionadas con el recurso de olas existente y, especialmente, en islas como Tenerife, Lanzarote o Gran Canaria. Esta tecnología de aprovechamiento oceánica es también la que más próxima estaría a su despliegue comercial. Aun así, existe una gran cantidad de alternativas de convertidores de ola de distinta tipología en cuanto a su forma estructural, el modo en el cual se aprovecha el recurso o incluso la potencia de dicho dispositivo, razón por la que es posible que el desarrollo en los próximos años en Canarias vaya más de la mano de la investigación que de la puesta en marcha de grandes parques de generación de convertidores de ola.

Generalmente, este tipo de sistemas destacan por su bajo impacto visual en comparación con la eólica off-shore. No obstante, las potencias unitarias son normalmente inferiores a 1 MW. Por ello, es una alternativa que sobre todo interesaría para aquellos nichos de mercado donde la eólica off-shore pudiera ser excesiva en términos de energía requerida. En este caso, también se pueden producir efectos de apantallamiento entre dispositivos como sucede con los parques eólicos y hecho que motiva la existencia de una separación entre dispositivos. Teniendo en cuenta la gran cantidad de alternativas de convertidores de ola, es difícil determinar una separación mínima entre convertidores dado que depende

directamente de la solución tecnológica utilizada. No en vano, para este estudio se ha establecido un valor de 900 metros usando como referencia los convertidores de absorción.

Siguiendo un procedimiento semejante al mencionado para el caso de la eólica off-shore, se realiza un reconocimiento del área que sería compatible para el despliegue de esta tecnología cuantificando, del mismo modo, la potencia que sería instalable.

Potencia máxima instalable en undimotriz							
Isla	Tipo de zona/Área (km ²)		Nº Dispositivos	Convertidores 250 kW		Convertidores 750 kW	
Tenerife	Sin restricciones	116,58	144	36 MW	81	108 MW	243
	Con restricciones	146,00	180	45 MW	MW	135 MW	MW
Gran Canaria	Sin restricciones	187,98	232	58 MW	60	174 MW	181
	Con restricciones	7,38	9	2 MW	MW	7 MW	MW
Lanzarote	Sin restricciones	192,45	238	59 MW	71	178 MW	214
	Con restricciones	38,21	47	12 MW	MW	35 MW	MW
Fuerteventura	Sin restricciones	2,90	4	1 MW	38	3 MW	115
	Con restricciones	120,86	149	37 MW	MW	112 MW	MW
La Palma	Sin restricciones	19,40	24	6 MW	7	18 MW	21
	Con restricciones	3,61	4	1 MW	MW	3 MW	MW
El Hierro	Sin restricciones	8,33	10	3 MW	3	8 MW	8 MW
	Con restricciones	0	0	0 MW	MW	0 MW	
La Gomera	Sin restricciones	140,88	174	43 MW	53	130 MW	159
	Con restricciones	30,30	37	9 MW	MW	28 MW	MW

Tabla 54 Potencia máxima instalable en undimotriz

En general, las áreas de mayor interés en todas las islas para la explotación de tecnologías de generación eléctrica undimotriz se localizan en el Norte, si bien en algunos casos como en La Palma o Lanzarote, existen protecciones medioambientales que hacen que las áreas de mayor interés no puedan ser usadas y deba desplazarse ligeramente las posibles zonas en las que se podrían instalar estas infraestructuras. En cualquier caso, de llegarse en algún momento a una fase de desarrollo de la tecnología a un coste competitivo, habría una alta aceptabilidad del espacio marítimo para permitir su puesta en marcha.

La tercera tecnología evaluada ha sido la fotovoltaica flotante. Esta tecnología ha tenido un desarrollo muy importante a nivel mundial en los últimos años y, especialmente, en zonas de Asia donde existen zonas que pueden ser clasificadas como de aguas en calma (lagos, fiordos, etc.). La potencia instalada a nivel mundial se acerca a día de hoy a 500 GW y continúa creciendo. Además, en los últimos años se ha propuesto su despliegue en zonas marinas, comenzándose por lugares donde pueden instalarse estos sistemas al abrigo de las olas e incluso evaluándose su instalación en zonas en mar abierto.

A nivel de Canarias esta tecnología podría ser también muy interesante y, principalmente, para zonas portuarias y otros grandes consumidores ubicados próximos al dominio público marítimo, aprovechándose espacios que actualmente no tienen un uso destacado para producir energía eléctrica. La opción de instalar estos sistemas en aguas abiertas podría interesar para alejar estas instalaciones y causar el menor impacto visual posible, pero

tampoco se debería aspirar a la puesta en marcha de estos sistemas de manera masiva dado el alto índice de ocupación de este tipo de captadores.

Existen distintas soluciones estructurales para la instalación de paneles fotovoltaicos sobre plataformas flotantes, pero en general se pueden clasificar en dos tipos, los que instalan sus paneles en ángulo inclinado y los que, por el contrario, lo instalan en ángulo horizontal. A priori, la instalación de paneles en ángulo inclinado consigue mayor cantidad de energía producida por dispositivo, alcanzándose aumentos de la producción respecto a la solución en plano horizontal de entre el 7-9%. No obstante, el espacio ocupado por estas instalaciones (planas) incrementa notoriamente, pasándose de los 8.500 m²/MW a los 12.200 m²/MW.

En esta estrategia se cuantifica el potencial aproximado de la tecnología en Canarias, mediante un análisis espacial donde se identifican las posibles restricciones, situándolas en los lugares donde menos puedan afectarles los fenómenos meteorológicos adversos, respetando los espacios protegidos y en lugares donde el recurso fotovoltaico off-shore sea importante.

Conforme al análisis realizado, en Canarias existiría potencial para la instalación de este tipo de generadores marinos en un área equivalente a 828.104 m², la cual sería suficiente para instalar hasta 68 MW si los paneles se instalaran en superficie inclinada o 97 MW en el caso de que se instalaran en ángulo horizontal. Si se atendiera por niveles de prioridad, se observa que para el caso de paneles inclinados, 38 MW podrían instalarse en ubicaciones catalogadas como de prioridad 1 al no localizarse ninguna afección que pudiera impedir su instalación. Las instalaciones clasificadas como de categoría 2, generalmente por su proximidad o pertenencia a un espacio de reserva de la biosfera, ascenderían a 30 MW. Hay que tener en cuenta que islas como La Gomera o Fuerteventura son consideradas al completo como una reserva de la biosfera. Cuando los sistemas se instalan en ángulo horizontal, las infraestructuras clasificadas como de categoría 1 ascenderían a 54,3 MW, mientras que las de categoría 2 serían 43,3 MW.

Estimación de potencia requerida y capacidad existente en fotovoltaica flotante				
Isla	Objetivo 2030	Objetivo 2040	Ángulo inclinado	Ángulo horizontal
Tenerife	10,8 MW	27,00 MW	19,00 MW	27,28 MW
Gran Canaria	10,8 MW	30,60 MW	21,16 MW	30,37 MW
Lanzarote	3,1 MW	8,70 MW	19,17 MW	27,52 MW
Fuerteventura	3,7 MW	5,00 MW	3,86 MW	5,53 MW
La Palma	0,9 MW	2,00 MW	1,42 MW	2,04 MW
La Gomera	0,9 MW	1,50 MW	1,62 MW	2,33 MW
El Hierro	0,6 MW	1,00 MW	1,65 MW	2,36 MW
Canarias	30,8 MW	75,80 MW	67,88 MW	97,42 MW

Tabla 55 Estimación de potencia requerida y capacidad existente en fotovoltaica flotante

La infraestructura de evacuación es otro punto crucial para el desarrollo de las energías renovables marinas. **En Canarias tendría mucho sentido que, al menos las instalaciones de evacuación de potencia sean ordenadas por un agente público como medio para evitar que cada promotor que se quiera establecer en el archipiélago opte por una solución particular en función de su criterio.** A diferencia de lo que ocurre en las energías renovables terrestres, en este caso se estaría haciendo uso de zonas marinas que son de dominio público. Por consiguiente, se convierte en necesario minimizar el uso del espacio en aspectos relacionados con la evacuación de la potencia. De modo contrario, estaríamos ante una

situación en la que por cada promotor se instalaría un cable independiente de conexión aumentando el riesgo que supone para los ecosistemas marinos en su conjunto.

En las Islas Canarias también podría valorarse como solución de integración que algunos parques eólicos puedan dedicarse en exclusiva a la producción de combustibles renovables usando para ello el hidrógeno como vector energético o incluso la producción de combustibles sintéticos mediante tecnologías Power To X. Éstas se basan en la generación de hidrógeno a partir de la energía renovable producida, que más tarde puede aplicarse en la generación de diferentes tipos de biocombustibles con aplicación directa en el transporte marítimo, la aviación, o el transporte pesado por carretera.

Es importante tener en cuenta que este tipo de proyectos va a movilizar grandes inversiones a las Islas Canarias, generando empleo local asociado a las energías renovables y potenciando la creación de nuevos modelos de negocio que permitirían una recuperación económica sin precedentes teniendo en cuenta la situación que se ha producido a nivel mundial como consecuencia de la emergencia sanitaria COVID-19.

En la nueva industria marítima no sólo son necesarios científicos e ingenieros altamente especializados, sino además se necesita de soldadores o electricistas con nuevas habilidades enfocadas en el sector. Los mercados emergentes en el sector no sólo lograrán electricidad de bajo costo que favorezca la descarbonización, sino que también establecerán sus propias cadenas de valor para beneficiar sus economías. Sin embargo, **la existencia de requerimientos inflexibles a nivel local podría frustrar el desarrollo económico de la cadena**, debido a aumentos en el coste de la electricidad y/o la existencia de proveedores locales ineficientes e incapaces de competir en el mercado nacional o global.

El empleo en los sectores de fabricación, instalación, operación y mantenimiento relacionados con los sistemas de energías marinas, especialmente eólica off-shore, ha experimentado un fuerte crecimiento en los últimos años, estimado en **150.000 puestos de trabajo** en toda Europa. El crecimiento explosivo en la instalación de parques eólicos marinos y parques de convertidores oceánicos **tendrá un impacto directo en la creación de empleos de calidad relacionados con conocimientos de alto valor añadido**, con un potencial de 5,4 millones de puestos de trabajo en el sector marítimo y un valor añadido bruto de casi 500.000 millones de euros anuales.

El GWEC estima que se creen 17,3 trabajos directos (definidos como un trabajo a tiempo completo durante un año para una persona) por cada MW de capacidad de generación a lo largo de un tiempo de operación de 25 años de un proyecto de energía eólica marina. Además, supondrá la creación de un tejido productivo exportable a otros lugares del mundo como fuente de creación de negocio.

En cuanto a los costes de instalación, la operación y mantenimiento y el LCOE, van disminuyendo poco a poco. Siguiendo el último informe de costes de generación de energía renovable publicado por la IRENA (2019), el LCOE promedio global de la eólica marina bajo un 29% entre 2010 y 2019, de 0,161 a 0,115 USD/kWh. Además, la agencia sugiere que el coste se fijará en torno a 0,05 y 0,10 USD/kWh en 2023 y podrá lograrse incluso en los mercados relativamente nuevos.

En este sentido, es importante establecer mecanismos legales que fomenten la evacuación compartida de la energía producida por varios promotores ubicados en proximidades como medio para evitar múltiples conexiones submarinas o sobredimensionamientos de las redes de conexión a los sistemas eléctricos, limitando el impacto ambiental producido y promoviendo un uso eficiente del territorio.

Teniendo en cuenta la experiencia de otros países europeos donde las energías renovables marinas han sido ampliamente aceptadas, sería recomendable el establecimiento de un modelo de explotación que desbloquee al desarrollo de esta tecnología en el menor tiempo posible dado la urgencia que sugiere la estrategia de descarbonización y la lucha contra el Cambio Climático.

En el caso particular de Canarias podría ser interesante la existencia de **una figura pública que se encargue de la evaluación y otorgamiento de permisos, así como de apoyo, supervisión e implicación activa** en los proyectos de este sector. Es importante que el organismo responsable sea capaz **de unificar y agilizar los trámites necesarios para la puesta en marcha de los proyectos**, asegurando en cualquier caso la rentabilidad y la minimización de impactos medioambientales.

Un ejemplo de mucho éxito puede ser el The Crown Estate desarrollado en Reino Unido. Idealmente, el organismo regulador principal de la región tendría la “propiedad” o “concesión” de las regiones de interés para la explotación de energías marinas. Esta entidad ofrecería zonas off-shore, repercutiendo los beneficios obtenidos de esa actividad en fomentar el desarrollo de otros proyectos relacionados con las energías renovables en la región, en especial el almacenamiento energético, que está llamado a ser un elemento clave en la integración de las EERR en red y la consecución de los objetivos de descarbonización del sistema eléctrico. Los fondos recabados de la explotación de esta actividad serían reinvertidos de nuevo en otras medidas que ayuden a potenciar el despliegue de tecnologías renovables en el archipiélago afrontando de una mejor forma el reto de la descarbonización. Además, se podrían considerar como referencias otros modelos de colaboración público-privada ya implantados en Canarias en el ámbito de las energías renovables, como Gorona del Viento.

Por otro lado, analizando la evolución en los últimos años de los esquemas de apoyo financiero utilizados en el sector de las energías marinas, y más concretamente en la energía eólica marina, **se tiende a implementar modelos del tipo Contract for Difference (CfD)**, ya que éstos garantizan al generador una cantidad igual al "precio de ejercicio" de CfD por su potencia generada. No obstante, existen muchos otros modelos de explotación utilizados de forma exitosa por varios países tanto de la UE como de otras partes del mundo, **entre los que destacan el esquema de Renewables Obligation Contracts (ROCs) y la implementación de diferentes tipos de Feed-in Tariff o Feed-in Premium.**